

Climate Change

Climate
Change

04
07

ISSN
1862-4359

Berichterstattung unter der
Klimarahmenkonvention der
Vereinten Nationen 2007

Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2005



Umwelt
Bundes
Amt 
Für Mensch und Umwelt



Berichterstattung unter der
Klimarahmenkonvention
der Vereinten Nationen 2007

**Nationaler Inventarbericht
zum Deutschen
Treibhausgasinventar
1990 - 2005**

Umweltbundesamt

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.umweltbundesamt.de>
verfügbar.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>

Redaktion: Fachgebiet I 4.6
Patrick Gniffke

Dessau, Juli 2007

Kontakt

Dieser Bericht entstand im Rahmen der Arbeiten zum Aufbau des *Nationalen Systems Emissionsinventare* (NaSE) und dem *Qualitäts-System Emissionsinventare* (QSE) des Umweltbundesamtes. (UBA) Beiträge zur Landwirtschaft, zur Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft wurden vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) und der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) erarbeitet.

Die elektronische Fassung dieses Berichts sowie die entsprechenden zugehörigen Emissionsdaten im Common Reporting Format (CRF) (Version 1.00 auf Basis der Datenbank ZSE mit Stand vom 29.11.2006) sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes bereitgestellt: <http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/veroeffentlichungen.htm>

Autoren

Federführung Gesamtbericht: Michael Strogies, Patrick Gniffke (UBA I 4.6)

Für die einzelnen Kapitel:

Zusammenfassung	Patrick Gniffke (UBA I 4.6)
Kapitel 1.1	Rosemarie Benndorf (UBA I 4.1)
Kapitel 1.2 - 1.4, 1.6 - 1.8	Marion Dreher (UBA I 4.6)
Kapitel 1.5, 2, 3.1.8, 3.1.10-12	Michael Strogies (UBA I 4.6)
Kapitel 3.1	Kathrin Werner (UBA I 4.5), Kristina Juhrich (UBA I 4.6), Marcus Machat (UBA I 4.5)
Kapitel 3.1.1 – 3.1.3, 3.1.4.6	Ulrike Wachsmann (UBA I 4.5), Rolf Beckers (UBA III 2.3)
Kapitel 3.1.4.1	Petra Icha (UBA I 4.5), Jacqueline Thomas (UBA III 2.2)
Kapitel 3.1.4.2 - 3.1.4.3, 3.1.4.5, 3.1.4.7 - 3.1.4.11	Petra Icha (UBA I 4.5)
Kapitel 3.1.4.4	Petra Icha (UBA I 4.5), Almut Reichart (UBA III 2.3)
Kapitel 3.1.4.2 - 3.1.4.3, 3.1.4.5	Kathrin Werner (UBA I 4.5), Reinhard Albert (UBA I 4.5)
Kapitel 3.1.4.4	Kathrin Werner (UBA I 4.5), Almut Reichart (UBA III 2.3)
3.1.4.7 - 3.1.4.11	Kathrin Werner (UBA I 4.5)
Kapitel 3.1.5.1	Falk Heinen (UBA I 3.2)
Kapitel 3.1.5.2 - 3.1.5.5	Gunnar Gohlisch (UBA I 3.1)
Kapitel 3.1.6 + 3.1.7	Anja Behnke (UBA III 2.3), Johannes-Heinrich Vogeler (UBA I 4.5)
Kapitel 3.1.9.1	Falk Heinen (UBA I 3.2)
Kapitel 3.1.9.2	Volker Brenk (UBA I 3.2)
Kapitel 3.2.1	Matthias Fischer (Institut für Kunststoffprüfung und Kunststoffkunde der Universität Stuttgart: IKP), Jürgen Ilse (Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus), Sebastian Plickert (UBA III 2.1)
Kapitel 3.2.2	Edda Hoffmann (UBA III 2.3), Bernd Krause (UBA III 2.3)
Kapitel 4.1.1 - 4.1.3	Maja Bernicke (UBA III 2.2)
Kapitel 4.1.4	Birgit Brahner (UBA III 2.3)
Kapitel 4.1.5 & 4.1.6	Rainer Remus (UBA III 2.2)
Kapitel 4.1.7	Sandra Leuthold (UBA III 2.2)
Kapitel 4.1.8	Sebastian Plickert (UBA II 2.2)
Kapitel 4.2.1 & 4.2.2	Birgit Brahner (UBA III 2.3)

Kapitel 4.2.3	Johannes Drotleff (UBA III 2.3)	Kapitel 4.2.4	Birgit Brahner (UBA III 2.3)
Kapitel 4.2.5	Birgit Brahner (UBA III 2.3), Johannes Drotleff (UBA III 2.3), Edda Hoffmann (UBA III 2.3)		
Kapitel 4.2.6	Maiya Shibasaki (IKP), Cecilia Tiemi Makishi (IKP), Stephan Schiller (UBA I 4.6)		
Kapitel 4.3.1 & 4.3.2	Jacqueline Thomas (UBA III 2.2)		
Kapitel 4.3.3	Rainer Remus (UBA III 2.2)		
Kapitel 4.3.4	Jens Reichel, Cornelia Elsner (UBA III 1.4)		
Kapitel 4.3.5	N.N.		
Kapitel 4.4.1	Almut Reichart (UBA III 2.3)		
Kapitel 4.4.2	Dr. Zueleyha Iyimen-Schwarz (UBA I 1.4)		
Kapitel 4.5 - 4.6	Jens Reichel, Cornelia Elsner (UBA III 1.4)		
Kapitel 5.1	Folke Dettling (UBA III 1.4)		
Kapitel 5.2	Maiya Shibasaki (IKP), Cecilia Tiemi Makishi (IKP), Stephan Schiller (UBA I 4.6)		
Kapitel 6	Ulrich Dämmgen (FAL), Ulrike Döring (UBA I 4.6)		
Kapitel 7.1	Bernd Winkler (BMELV)		
Kapitel 7.2, 7.3, 7.6, 7.7	Otto Heinemeyer, Andreas Gensior (FAL)		
Kapitel 7.4, 7.5	N.N.		
Kapitel 8.1	Wolfgang Butz (UBA III 3.3)		
Kapitel 8.2	N.N. (Bettina Uhlmann) (UBA III 3.4)		
Kapitel 10	Robert Kludt (UBA I 4.6)		
Kapitel 11	Patrick Gniffke, Stephan Schiller (UBA I 4.6)		
Anhang 1, 4	Michael Strogies (UBA I 4.6)		
Anhang 2	Kathrin Werner (UBA I 4.5), Kristina Juhrich (UBA I 4.6), Marcus Machat (UBA I 4.5), Petra Icha (UBA I 4.5)		
Anhang 2, Kapitel 13.7	Marcus Machat (UBA I 4.5), Ralph O. Harthan (Öko-Institut), Jakob Graichen (Öko-Institut), Verena Graichen (Öko-Institut), Franz Wittke (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: DIW), Dr. Hans-Joachim Ziesing (DIW)		
Anhang 3	Autoren entsprechend der fachlichen Zuständigkeit in Kap. 3-8		
Kapitel 13.9	Michael Strogies (UBA I 4.6)		
Kapitel 13.10 & 13.11	Michael Strogies (UBA I 4.6)		
Anhang 3, Kapitel 14.1.1	Marcus Machat (UBA I 4.5), Frank Zander (Institut für Energetik und Umwelt: IE gGmbH), Dr. Dieter Merten (IE gGmbH)		
Anhang 5	Ulrike Döring (UBA I 4.6), Detlef Rimkus (UBA I 4.6)		
Anhang 6	Marion Dreher (UBA I 4.6), Autoren entsprechend der fachlichen Zuständigkeit		
Anhang 7	Marion Dreher (UBA I 4.6)		

Impressum

Herausgeber: Umweltbundesamt, Wörlitzer Platz 1, 06844 Dessau, Deutschland

Angaben aus diesem Bericht können unter Benennung der Quelle weiter verwendet werden.

Corrigendum

Im Rahmen der Ressortabstimmung des Inventarberichtes ergaben sich Änderungen an den Emissionsaussagen für die Quellgruppe 1.B.1 (Grubengasnutzung im Bereich des Kohlenbergbaus). Diese sind in der nachfolgenden Tabelle 1 zusammengestellt. Es sei darauf hingewiesen, dass die veränderten Werte aus Zeitgründen nicht im Rahmen der Key-Category-Analyse verwendet werden konnten. Die Übernahme der Ergebnisse in die Berichterstattung der CRF-Daten hatte Priorität.

Tabelle 1: Corrigendum: Änderungen im Bereich 1.B.1

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997
1.B.1 Solid Fuels (alt)	20.240,1	19.289,0	16.324,1	16.592,1	14.593,6	14.381,6	13.638,9	13.649,8
1.B.1 Solid Fuels (neu)	20.240,1	19.289,0	16.324,1	16.592,1	14.593,6	14.833,3	14.090,6	13.951,0
Abweichung alt zu neu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	451,7	451,7	301,1
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
1.B.1 Solid Fuels (alt)	11.656,4	12.873,9	11.948,9	10.818,0	10.823,9	10.617,7	9.179,6	8.856,7
1.B.1 Solid Fuels (neu)	11.807,0	13.476,2	12.400,6	10.668,9	10.025,9	8.169,4	6.522,1	5.755,0
Abweichung alt zu neu	150,6	602,3	451,7	-149,1	-798,0	-2.448,3	-2.657,6	-3.101,7

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS	23
TABELLENVERZEICHNIS	26
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS	32
EINHEITEN UND GRÖßEN	37
ERKLÄRUNG DER EINLEITENDEN INFORMATIONSTABELLEN	38
0 ZUSAMMENFASSUNG	39
0.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU TREIBHAUSGAS-INVENTAREN UND KLIMAWANDEL	40
0.2 EMISSIONEN VON TREIBHAUSGASEN SOWIE DEREN EINBINDUNG IN SENKEN (BEZOGEN AUF GWP) IM ZEITVERLAUF: 1990-2005	41
0.3 ÜBERBLICK ZU DEN EMISSIONSSCHÄTZUNGEN UND TRENDS DER QUELL- UND SENKENGROUPE	45
1 EINLEITUNG	48
1.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU KLIMAWANDEL UND TREIBHAUSGAS-INVENTAREN	48
1.1.1 Der Treibhauseffekt	48
1.1.2 Klimawandel	48
1.1.3 Reduktionsverpflichtungen und Berichterstattung zu Treibhausgasen	49
1.2 INSTITUTIONELLE FESTLEGUNGEN UND RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE INVENTARERSTELLUNG	50
1.2.1 Anforderungen an das Nationale System	50
1.2.1.1 Anforderungen gemäß Kyoto-Protokoll	50
1.2.1.2 Anforderungen gemäß Entscheidung 280/2004/EG	51
1.2.2 Anforderungen an ein System zur Qualitätskontrolle und -sicherung	52
1.2.3 Koordinierungsstelle des Nationalen Systems	53
1.2.4 Instrumente der Nationalen Koordinierungsstelle	53
1.2.5 Institutionelle und rechtliche Festlegungen des Nationalen Systems	55
1.2.5.1 Arbeitskreis Emissionsinventare	55
1.2.5.2 Hausanordnung 11/2005 des UBA	55
1.2.5.3 Haushaltstitel, Umweltforschungsprojekte und Produktplanung des UBA	56
1.2.5.4 Klimaschutzstatistikgesetz und Ressortvereinbarungen	57
1.2.5.5 Mustervereinbarung für die Zusammenarbeit mit NRO	57
1.2.5.6 Workshop zum Nationalen System	58
1.2.5.7 Cross Country Review	58
1.2.6 Verbindlicher Terminplan im Rahmen des Nationalen Systems	58
1.2.7 Das Qualitätssystem Emissionsinventare	59
1.2.7.1 Aufbauorganisation des Qualitätssystems Emissionsinventare	60
1.2.7.2 Ablauforganisation des Qualitätssystems Emissionsinventare	62
1.2.7.3 Dokumentation im Qualitätssystem Emissionsinventare	62
1.2.7.4 Das QSE-Handbuch	65
1.2.7.5 Unterstützung der sachkundigen Überprüfungsgruppen	65
1.3 KURZBESCHREIBUNG DER INVENTARERSTELLUNG	65
1.3.1 Vorgelagerte Abläufe	67
1.3.2 Bestimmung der Hauptquellgruppen (gemäß Tier 1-Verfahren)	67
1.3.3 Berechnung und Aggregation der Unsicherheiten der Emissionen	67
1.3.4 Erweiterte Bestimmung der Hauptquellgruppen	68
1.3.5 Festlegung der Berechnungsgrundlagen	68
1.3.6 Datengewinnung	69
1.3.7 Datenaufbereitung und Emissionsberechnung	70
1.3.8 Berichterstellung	71
1.4 ÜBERBLICK ÜBER DIE VERWENDETEN METHODEN UND DATENQUELLEN	73
1.4.1 Datenquellen	73
1.4.1.1 Energie	73
1.4.1.2 Industrieprozesse	76
1.4.1.3 Lösemittel- und andere Produktverwendung	79
1.4.1.4 Landwirtschaft	80
1.4.1.5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	81
1.4.1.6 Abfall und Abwasser	83
1.4.2 Methoden	84
1.5 KURZBESCHREIBUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN	85

1.6	INFORMATIONEN ZUM QUALITÄTSSICHERUNGS- UND –KONTROLLPLAN SOWIE ZUM INVENTARPLAN	89
1.7	GENERELLE UNSICHERHEITENSCHÄTZUNG	90
1.7.1	Vorgehen zur Unsicherheitsbestimmung nach Tier 2, Kap 6 der GPG	91
1.7.2	Ergebnisse der Unsicherheitschätzung	92
1.8	GENERELLE PRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT	94
2	TRENDS DER TREIBHAUSGASE	97
2.1	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR AGGREGIERTE TREIBHAUSGASEMISSIONEN	100
2.2	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH TREIBHAUSGASEN	101
2.2.1	Kohlendioxid (CO ₂)	101
2.2.2	Lachgas (N ₂ O)	102
2.2.3	Methan (CH ₄)	102
2.2.4	F-Gase	103
2.3	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH QUELLKATEGORIEN	104
2.4	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR INDIREKTE TREIBHAUSGASE UND SO₂	107
3	ENERGIE (CRF SEKTOR 1)	109
3.1	VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE (1.A)	109
3.1.1	Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (1.A.1.a)	120
3.1.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.a)	120
3.1.1.2	Methodische Aspekte (1.A.1.a)	121
3.1.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1.a)	124
3.1.1.3.1	Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren	125
3.1.1.3.2	Ergebnis für N ₂ O	126
3.1.1.3.3	Ergebnis für CH ₄	126
3.1.1.3.4	Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren	126
3.1.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.a)	127
3.1.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1.a)	127
3.1.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1.a)	128
3.1.2	Mineralölraffinerien (1.A.1.b)	129
3.1.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.b)	129
3.1.2.2	Methodische Aspekte (1.A.1.b)	129
3.1.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1.b)	130
3.1.2.3.1	Ergebnis für N ₂ O	131
3.1.2.3.2	Ergebnis für CH ₄	131
3.1.2.3.3	Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren	131
3.1.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.b)	131
3.1.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1.b)	132
3.1.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1.b)	132
3.1.3	Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (1.A.1.c)	132
3.1.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.c)	132
3.1.3.2	Methodische Aspekte (1.A.1.c)	134
3.1.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1.c)	135
3.1.3.3.1	Ergebnis für N ₂ O	135
3.1.3.3.2	Ergebnis für CH ₄	135
3.1.3.3.3	Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren	135
3.1.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.c)	135
3.1.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1.c)	136
3.1.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1.c)	136
3.1.4	Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2)	137
3.1.4.1	Verarbeitendes Gewerbe - Eisenschaffende Industrie (1.A.2.a)	139
3.1.4.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.a)	139
3.1.4.1.2	Methodische Aspekte (1.A.2.a)	139
3.1.4.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.a)	140
3.1.4.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.a)	140
3.1.4.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.a)	140
3.1.4.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.a)	140

3.1.4.2	Verarbeitendes Gewerbe – Nicht-Eisenmetalle (1.A.2.b)	141
3.1.4.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.b)	141
3.1.4.2.2	Methodische Aspekte (1.A.2.b)	141
3.1.4.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.b)	141
3.1.4.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.b)	141
3.1.4.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.b)	142
3.1.4.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.b)	142
3.1.4.3	Verarbeitendes Gewerbe – Chemische Industrie (1.A.2.c)	142
3.1.4.4	Verarbeitendes Gewerbe – Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse (1.A.2.d)	142
3.1.4.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.d)	142
3.1.4.4.2	Methodische Aspekte (1.A.2.d)	143
3.1.4.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.d)	143
3.1.4.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.d)	143
3.1.4.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.d)	144
3.1.4.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.d)	144
3.1.4.5	Verarbeitendes Gewerbe – Zuckerherstellung (1.A.2.e)	144
3.1.4.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.e)	144
3.1.4.5.2	Methodische Aspekte (1.A.2.e)	144
3.1.4.5.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.e)	144
3.1.4.5.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.e)	145
3.1.4.5.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.e)	145
3.1.4.5.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.e)	145
3.1.4.6	Verarbeitendes Gewerbe – Weitere Branchen (1.A.2.f, Summe)	145
3.1.4.7	Verarbeitendes Gewerbe - Zementherstellung (1.A.2.f, Zement)	145
3.1.4.7.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Zement)	146
3.1.4.7.2	Methodische Aspekte (1.A.2.f, Zement)	146
3.1.4.7.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Zement)	147
3.1.4.7.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Zement)	147
3.1.4.7.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Zement)	148
3.1.4.7.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Zement)	148
3.1.4.8	Verarbeitendes Gewerbe - Keramik (1.A.2.f, Keramik)	148
3.1.4.8.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Keramik)	148
3.1.4.8.2	Methodische Aspekte (1.A.2.f, Keramik)	148
3.1.4.8.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Keramik)	148
3.1.4.8.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Keramik)	148
3.1.4.8.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Keramik)	148
3.1.4.8.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Keramik)	148
3.1.4.9	Verarbeitendes Gewerbe - Glas (1.A.2.f, Glas)	149
3.1.4.9.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Glas)	149
3.1.4.9.2	Methodische Aspekte (1.A.2.f, Glas)	149
3.1.4.9.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Glas)	149
3.1.4.9.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Glas)	149
3.1.4.9.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Glas)	149
3.1.4.9.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Glas)	149
3.1.4.10	Verarbeitendes Gewerbe - Kalkherstellung (1.A.2.f, Kalk)	150
3.1.4.10.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Kalk)	150
3.1.4.10.2	Methodische Aspekte (1.A.2.f, Kalk)	150
3.1.4.10.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Kalk)	150
3.1.4.10.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Kalk)	151
3.1.4.10.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Kalk)	151
3.1.4.10.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Kalk)	151
3.1.4.11	Verarbeitendes Gewerbe - Weitere Energieerzeugung (1.A.2.f, Sonstige)	152
3.1.4.11.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f Sonstige)	152
3.1.4.11.2	Methodische Aspekte (1.A.2.f Sonstige)	152
3.1.4.11.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f Sonstige)	152
3.1.4.11.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f Sonstige)	153
3.1.4.11.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f Sonstige)	153
3.1.4.11.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f Sonstige)	154
3.1.5	Transport (1.A.3)	154
3.1.5.1	Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3.a)	154
3.1.5.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.a)	154
3.1.5.1.2	Methodische Aspekte (1.A.3.a)	154
3.1.5.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.a)	156
3.1.5.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.a)	156

3.1.5.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.a)	161
3.1.5.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.a)	161
3.1.5.2	Transport - Straßenverkehr (1.A.3.b)	162
3.1.5.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.b)	162
3.1.5.2.2	Methodische Aspekte (1.A.3.b)	164
3.1.5.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.b)	166
3.1.5.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.b)	166
3.1.5.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.b)	166
3.1.5.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.b)	167
3.1.5.3	Transport - Schienenverkehr (1.A.3.c)	167
3.1.5.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.c)	167
3.1.5.3.2	Methodische Aspekte (1.A.3.c)	168
3.1.5.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.c)	169
3.1.5.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.c)	169
3.1.5.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.c)	169
3.1.5.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.c)	169
3.1.5.4	Transport - Schiffsverkehr (1.A.3.d)	169
3.1.5.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.d)	169
3.1.5.4.2	Methodische Aspekte (1.A.3.d)	170
3.1.5.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.d)	172
3.1.5.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.d)	172
3.1.5.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.d)	172
3.1.5.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.d)	172
3.1.5.5	Transport - Übriger Verkehr (1.A.3.e)	172
3.1.5.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.e)	172
3.1.5.5.2	Methodische Aspekte (1.A.3.e)	173
3.1.5.5.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.e)	174
3.1.5.5.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.e)	174
3.1.5.5.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.e)	174
3.1.5.5.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.e)	175
3.1.6	Sonstige: Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4)	175
3.1.6.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.4)	175
3.1.6.2	Methodische Aspekte (1.A.4)	176
3.1.6.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.4)	178
3.1.6.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4)	180
3.1.6.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.4)	180
3.1.6.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4)	180
3.1.7	Andere Bereiche (1.A.5)	181
3.1.7.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.5)	181
3.1.7.2	Methodische Aspekte (1.A.5)	181
3.1.7.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.5)	182
3.1.7.4	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.5)	182
3.1.8	Vergleich mit dem CO₂-Referenzverfahren	182
3.1.9	Emissionen aus dem internationalen Verkehr (1.BU.1/1.BU.2)	183
3.1.9.1	Emissionen aus dem internationalen Flugverkehr (1.BU.1)	183
3.1.9.2	Emissionen aus dem internationalen Seeverkehr/ Marine (1.BU.2)	184
3.1.9.2.1	Methodische Aspekte (1.BU.2)	184
3.1.9.2.2	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.BU.2)	185
3.1.9.2.3	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.BU.2)	185
3.1.9.2.4	Quellenspezifische Rückrechnung (1.BU.2)	185
3.1.10	Lagerhaltung	185
3.1.11	Militär	186
3.1.12	Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A)	186
3.1.12.1	Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen	189
3.1.12.2	Vergleich mit den IEA-Ergebnissen	189
3.1.12.3	Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten	189
3.1.12.3.1	Geplante Verbesserungen	191
3.2	DIFFUSE EMISSIONEN AUS BRENNSTOFFEN (1.B)	192
3.2.1	Diffuse Brennstoffe (1.B.1)	192
3.2.1.1	Kohlenbergbau (1.B.1.a)	195
3.2.1.1.1	Allgemeine Beschreibung der Quellgruppe Kohlenbergbau (1.B.1.a)	195
3.2.1.1.2	Methodische Aspekte (1.B.1.a)	196
3.2.1.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.a)	197

3.2.1.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1.a)	198
3.2.1.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.a)	199
3.2.1.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.a)	199
3.2.1.2	Umwandlung von Kohle – Veredelung (1.B.1.b)	199
3.2.1.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1.b)	199
3.2.1.2.2	Methodische Aspekte (1.B.1.b)	199
3.2.1.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.b)	200
3.2.1.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1.b)	200
3.2.1.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.b)	200
3.2.1.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.b)	200
3.2.1.3	Andere (1.B.1.c)	201
3.2.1.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1.c)	201
3.2.1.3.2	Methodische Aspekte (1.B.1.c)	201
3.2.1.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.c)	202
3.2.1.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1.c)	202
3.2.1.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.c)	202
3.2.1.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.c)	202
3.2.2	Öl und Erdgas (1.B.2)	203
3.2.2.1	Methodische Aspekte (1.B.2)	206
3.2.2.2	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2)	208
3.2.2.3	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.)	209
3.2.2.4	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2)	209
3.2.2.5	Geplante Verbesserungen (1.B.2)	209
3.2.2.6	Öl (1.B.2.a)	210
3.2.2.6.1	Öl, Exploration (1.B.2.a.i)	210
3.2.2.6.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.i)	210
3.2.2.6.1.2	Methodische Aspekte (1.B.2.a.i)	210
3.2.2.6.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.i)	211
3.2.2.6.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.i)	211
3.2.2.6.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.i)	211
3.2.2.6.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.i)	211
3.2.2.6.2	Öl, Vorbehandlung (1.B.2.a.ii)	211
3.2.2.6.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.ii)	212
3.2.2.6.2.2	Methodische Aspekte (1.B.2.a.ii)	212
3.2.2.6.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.ii)	212
3.2.2.6.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.ii)	212
3.2.2.6.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.ii)	212
3.2.2.6.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.ii)	213
3.2.2.6.3	Öl, Transport (1.B.2.a.iii)	213
3.2.2.6.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.iii)	213
3.2.2.6.3.2	Methodische Aspekte (1.B.2.a.iii)	214
3.2.2.6.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.iii)	214
3.2.2.6.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.iii)	215
3.2.2.6.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.iii)	215
3.2.2.6.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.iii)	215
3.2.2.6.4	Öl, Verarbeitung und Lagerung (1.B.2.a.iv)	215
3.2.2.6.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.iv)	216
3.2.2.6.4.2	Methodische Aspekte (1.B.2.a.iv)	217
3.2.2.6.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.iv)	217
3.2.2.6.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.iv)	217
3.2.2.6.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.iv)	218
3.2.2.6.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.iv)	218
3.2.2.6.5	Öl, Verteilung von Ölprodukten (1.B.2.a.v)	218
3.2.2.6.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.v)	219
3.2.2.6.5.2	Methodische Aspekte (1.B.2.a.v)	220
3.2.2.6.5.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.v)	220
3.2.2.6.5.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.v)	220
3.2.2.6.5.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.v)	221
3.2.2.6.5.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.v)	221
3.2.2.6.6	Öl, Sonstige (1.B.2.a.vi)	221
3.2.2.6.6.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.vi)	221
3.2.2.6.6.2	Methodische Aspekte (1.B.2.a.vi)	221
3.2.2.6.6.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.vi)	222
3.2.2.6.6.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.vi)	222

3.2.2.6.6.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.vi)	222
3.2.2.6.6.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.vi)	222
3.2.2.7	Erdgas (1.B.2.b)	222
3.2.2.7.1	<i>Gas, Erkundung von Gas (1.B.2.b.i)</i>	223
3.2.2.7.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.i)	223
3.2.2.7.1.2	Methodische Aspekte (1.B.2.b.i)	223
3.2.2.7.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.i)	223
3.2.2.7.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.i)	224
3.2.2.7.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.i)	224
3.2.2.7.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.i)	224
3.2.2.7.2	<i>Gas, Herstellung und Verarbeitung (1.B.2.b.ii)</i>	224
3.2.2.7.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.ii)	224
3.2.2.7.2.2	Methodische Aspekte (1.B.2.b.ii)	225
3.2.2.7.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.ii)	225
3.2.2.7.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.ii)	225
3.2.2.7.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.ii)	225
3.2.2.7.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.ii)	225
3.2.2.7.3	<i>Gas, Weiterleitung (1.B.2.b.iii)</i>	225
3.2.2.7.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.iii)	226
3.2.2.7.3.2	Methodische Aspekte (1.B.2.b.iii)	228
3.2.2.7.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.iii)	228
3.2.2.7.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.iii)	228
3.2.2.7.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.iii)	228
3.2.2.7.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.iii)	228
3.2.2.7.4	<i>Gas, Verteilung (1.B.2.b.iv)</i>	228
3.2.2.7.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.iv)	228
3.2.2.7.4.2	Methodische Aspekte (1.B.2.b.iv)	229
3.2.2.7.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.iv)	229
3.2.2.7.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.iv)	229
3.2.2.7.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.iv)	229
3.2.2.7.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.iv)	229
3.2.2.7.5	<i>Gas, Sonstige Leckagen (1.B.2.b.v)</i>	230
3.2.2.7.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.v)	230
3.2.2.7.5.2	Methodische Aspekte (1.B.2.b.v)	230
3.2.2.7.5.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.v)	230
3.2.2.7.5.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.v)	230
3.2.2.7.5.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.v)	230
3.2.2.7.5.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.v)	230
3.2.2.7.6	<i>Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c)</i>	231
3.2.2.7.7	<i>Abfackelung und Entlüftung von Öl (1.B.2.c.i)</i>	231
3.2.2.7.7.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.c.i)	231
3.2.2.7.7.2	Methodische Aspekte (1.B.2.c.i)	232
3.2.2.7.7.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.c.i)	232
3.2.2.7.7.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.c.i)	232
3.2.2.7.7.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.c.i)	232
3.2.2.7.7.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.c.i)	232
3.2.2.7.8	<i>Abfackelung und Entlüftung von Gas (1.B.2.c.ii)</i>	233
3.2.2.7.8.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.c.ii)	233
3.2.2.7.8.2	Methodische Aspekte (1.B.2.c.ii)	233
3.2.2.7.8.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.c.ii)	233
3.2.2.7.8.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.c.ii)	233
3.2.2.7.8.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.c.ii)	233
3.2.2.7.8.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.c.ii)	233
4	INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2)	234
4.1	MINERALISCHE PRODUKTE (2.A)	234
4.1.1	Mineralische Produkte: Zement (2.A.1)	235
4.1.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1)	235
4.1.1.2	Methodische Aspekte (2.A.1)	235
4.1.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.1)	237
4.1.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.1)	237
4.1.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.1)	238
4.1.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.1)	238
4.1.2	Mineralische Produkte: Kalk (2.A.2)	238

4.1.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2)	238
4.1.2.2	Methodische Aspekte (2.A.2)	239
4.1.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.2)	240
4.1.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.2)	241
4.1.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2)	241
4.1.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.2)	242
4.1.3	Mineralische Produkte: Verwendung von Kalkstein und Dolomit (2.A.3)	242
4.1.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.3)	242
4.1.3.2	Methodische Aspekte (2.A.3)	243
4.1.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.3)	244
4.1.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.3)	244
4.1.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.3)	244
4.1.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.3)	244
4.1.4	Mineralische Produkte: Sodaherstellung und -nutzung (2.A.4)	244
4.1.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.4)	244
4.1.4.2	Methodische Aspekte (2.A.4)	245
4.1.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.4)	245
4.1.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.4)	246
4.1.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.4)	246
4.1.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.4)	246
4.1.5	Mineralische Produkte: Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung (2.A.5)	246
4.1.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.5)	246
4.1.5.2	Methodische Aspekte (2.A.5)	246
4.1.5.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.5)	248
4.1.5.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.5)	248
4.1.5.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.5)	248
4.1.5.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.5)	248
4.1.6	Mineralische Produkte: Straßenasphaltierung (2.A.6)	248
4.1.6.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.6)	248
4.1.6.2	Methodische Aspekte (2.A.6)	249
4.1.6.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.6)	249
4.1.6.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.6)	249
4.1.6.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.6)	250
4.1.6.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.6)	250
4.1.7	Mineralische Produkte: Glas (2.A.7 Glas)	250
4.1.7.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7 Glas)	250
4.1.7.2	Methodische Aspekte (2.A.7 Glas)	251
4.1.7.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7 Glas)	253
4.1.7.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7 Glas)	254
4.1.7.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7 Glas)	254
4.1.7.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.7 Glas)	254
4.1.8	Mineralische Produkte: Keramik (2.A.7 Keramik)	254
4.1.8.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7 Keramik)	255
4.1.8.2	Methodische Aspekte (2.A.7 Keramik)	255
4.1.8.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7 Keramik)	257
4.1.8.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7 Keramik)	257
4.1.8.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7 Keramik)	258
4.1.8.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.7 Keramik)	258
4.2	CHEMISCHE INDUSTRIE (2.B)	258
4.2.1	Chemische Industrie: Ammoniak Produktion (2.B.1)	259
4.2.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.B.1)	259
4.2.1.2	Methodische Aspekte (2.B.1)	260
4.2.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1)	261
4.2.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.1)	261
4.2.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.1)	261
4.2.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.1)	261
4.2.2	Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2)	262
4.2.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.B.2)	262
4.2.2.2	Methodische Aspekte (2.B.2)	262
4.2.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2)	264
4.2.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.2)	264
4.2.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.2)	264
4.2.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2)	264
4.2.3	Chemische Industrie: Adipinsäureproduktion (2.B.3)	265

4.2.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.B.3)	265
4.2.3.2	Methodische Aspekte (2.B.3)	265
4.2.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.3)	266
4.2.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.3)	266
4.2.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.3)	266
4.2.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.3)	266
4.2.4	Chemische Industrie: Carbidproduktion (2.B.4)	267
4.2.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.B.4)	267
4.2.4.2	Methodische Aspekte (2.B.4)	267
4.2.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.4)	268
4.2.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.4)	268
4.2.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.4)	268
4.2.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.4)	268
4.2.5	Chemische Industrie - Sonstige: Emissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5)	269
4.2.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5)	269
4.2.5.2	Methodische Aspekte (2.B.5)	270
4.2.5.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5)	272
4.2.5.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5)	273
4.2.5.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5)	273
4.2.5.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5)	273
4.2.6	Chemische Industrie - Sonstige: N₂O-Emissionen aus der Caprolactamproduktion (2.B.5)	274
4.2.6.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5)	274
4.2.6.2	Methodische Aspekte (2.B.5)	275
4.2.6.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5)	277
4.2.6.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5)	277
4.2.6.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5)	277
4.2.6.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5)	277
4.3	METALLPRODUKTION (2.C)	277
4.3.1	Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1)	278
4.3.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1)	278
4.3.1.2	Methodische Aspekte (2.C.1)	279
4.3.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1)	279
4.3.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1)	279
4.3.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1)	279
4.3.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1)	279
4.3.2	Metallproduktion: Produktion von Ferrolegierungen (2.C.2)	279
4.3.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.C.2)	280
4.3.2.2	Methodische Aspekte (2.C.2)	280
4.3.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.2)	280
4.3.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.2)	280
4.3.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.2)	280
4.3.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.2)	280
4.3.3	Metallproduktion: Primäraluminiumproduktion (2.C.3)	280
4.3.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.C.3)	280
4.3.3.2	Methodische Aspekte (2.C.3)	281
4.3.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3)	282
4.3.3.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.3)	282
4.3.3.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.3)	283
4.3.3.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.3)	283
4.3.4	Metallproduktion: SF₆ in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4)	283
4.3.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.C.4)	283
4.3.4.2	Methodische Aspekte (2.C.4)	284
4.3.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.4)	284
4.3.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.4)	285
4.3.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4)	285
4.3.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4)	285
4.3.5	Metallproduktion: Sonstige (2.C.5)	285
4.3.5.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.C.5)	285
4.3.5.1.2	Methodische Aspekte (2.C.5)	286
4.4	ANDERE PRODUKTIONEN (2.D.)	286
4.4.1	Andere Produktionen: Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1)	287
4.4.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.D.1)	287

4.4.1.2	Methodische Aspekte (2.D.1)	287
4.4.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.1)	288
4.4.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1)	288
4.4.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.1)	288
4.4.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.1)	288
4.4.2	Andere Produktionen: Nahrungsmittel und Getränke (2.D.2)	289
4.4.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.D.2)	289
4.4.2.2	Methodische Aspekte (2.D.2)	290
4.4.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.2)	292
4.4.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.2)	292
4.4.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.2)	292
4.4.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.2)	292
4.5	PRODUKTION VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF₆ (2.E)	293
4.5.1	By-Product Emissionen (2.E.1)	293
4.5.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.E.1)	293
4.5.1.2	Methodische Aspekte (2.E.1)	293
4.5.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.1)	294
4.5.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.1)	294
4.5.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1)	294
4.5.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1)	294
4.5.2	Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2)	294
4.5.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.E.2)	294
4.5.2.2	Methodische Aspekte (2.E.2)	294
4.5.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.2)	295
4.5.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2)	295
4.5.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.2)	295
4.5.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.2)	295
4.5.3	Sonstige (2.E.3)	295
4.6	VERBRAUCH VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF₆ (2.F)	295
4.6.1	Kälte und Klimaanlage (2.F.1)	300
4.6.1.1.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1)</i>	300
4.6.1.2	Methodische Aspekte (2.F.1)	300
4.6.1.2.1	<i>Haushaltskälte (2.F.1.a)</i>	300
4.6.1.2.2	<i>Gewerbekälte (2.F.1.b)</i>	301
4.6.1.2.3	<i>Transportkälte (Kühlfahrzeuge und –container) (2.F.1.c)</i>	302
4.6.1.2.4	<i>Industriekälte (2.F.1.d)</i>	304
4.6.1.2.5	<i>Stationäre Klimaanlage (2.F.1.e)</i>	304
4.6.1.2.6	<i>Raumklimageräte (2.F.1.e)</i>	305
4.6.1.2.7	<i>Mobile Klimaanlage (2.F.1.f)</i>	306
4.6.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1 alle)	307
4.6.1.4	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1 alle)	307
4.6.1.5	Geplante Verbesserungen (2.F.1 alle)	308
4.6.2	Schaumherstellung (2.F.2)	308
4.6.2.1	PU-Schaumprodukte (2.F.2)	308
4.6.2.1.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)</i>	308
4.6.2.1.2	<i>Methodische Aspekte (2.F.2)</i>	309
4.6.2.2	PU-Montageschaum (2.F.2)	310
4.6.2.2.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)</i>	310
4.6.2.2.2	<i>Methodische Aspekte (2.F.2)</i>	310
4.6.2.3	XPS-Hartschaum (2.F.2)	311
4.6.2.3.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)</i>	311
4.6.2.3.2	<i>Methodische Aspekte (2.F.2)</i>	311
4.6.2.4	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)	312
4.6.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)	312
4.6.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)	312
4.6.3	Feuerlöschmittel (2.F.3)	313
4.6.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.3)	313
4.6.3.2	Methodische Aspekte (2.F.3)	313
4.6.3.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.3)	314
4.6.4	Aerosole (2.F.4)	314
4.6.4.1	Dosieraerosole (2.F.4.a)	314
4.6.4.1.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4.a)</i>	314
4.6.4.1.2	<i>Methodische Aspekte (2.F.4.a)</i>	314
4.6.4.2	Sonstige Aerosole (2.F.4.b)	315

4.6.4.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4.b)	315
4.6.4.2.2	Methodische Aspekte (2.F.4.b)	315
4.6.4.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4 alle)	316
4.6.4.2.4	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.4 alle)	316
4.6.4.2.5	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4 alle)	316
4.6.5	Lösemittel (2.F.5)	316
4.6.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.5)	316
4.6.5.2	Methodische Aspekte (2.F.5)	316
4.6.5.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.5)	317
4.6.6	Halbleiterproduktion (2.F.6)	317
4.6.6.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)	317
4.6.6.2	Methodische Aspekte (2.F.6)	317
4.6.7	Elektrische Betriebsmittel (2.F.7)	318
4.6.7.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.7)	318
4.6.7.2	Methodische Aspekte (2.F.7)	318
4.6.7.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.7)	319
4.6.7.4	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.7)	320
4.6.8	Sonstige (2.F.8)	320
4.6.8.1	Isolierglasfenster (2.F.8.a)	320
4.6.8.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.a)	320
4.6.8.1.2	Methodische Aspekte (2.F.8.a)	321
4.6.8.2	Spurengas (2.F.8.b)	322
4.6.8.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.b)	322
4.6.8.2.2	Methodische Aspekte (2.F.8.b)	322
4.6.8.3	Autoreifen (2.F.8.c)	322
4.6.8.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.c)	322
4.6.8.3.2	Methodische Aspekte (2.F.8.c)	322
4.6.8.4	Sportschuhe (2.F.8.c)	323
4.6.8.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.c)	323
4.6.8.5	AWACS Wartung (2.F.8.d)	323
4.6.8.5.1	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.d)	323
4.6.8.6	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.8 alle)	324
4.6.9	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F alle)	324
4.7	ANDERE BEREICHE (2.G.)	325
5	LÖSEMittel UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3)	326
5.1	LÖSEMittel - NMVOC (3.A-3.C & 3.D)	327
5.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (3.A-3.C & 3.D)	327
5.1.2	Methodische Aspekte (3.A-3.C & 3.D)	328
5.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.A-3.C & 3.D)	329
5.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.A-3.C & 3.D)	330
5.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (3.A-3.C & 3.D)	330
5.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3.A-3.C & 3.D)	330
5.2	SONSTIGE - N₂O (3.D)	331
5.2.1	Verwendung von N ₂ O als Anästhetika (3.D.1)	331
5.2.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (3.D.1)	331
5.2.1.2	Methodische Aspekte (3.D.1)	334
5.2.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.D.1)	334
5.2.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D.1)	336
5.2.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (3.D.1)	336
5.2.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3.D.1)	336
5.2.2	Sprengstoffe (3.D)	336
5.2.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (3.D)	336
5.2.2.2	Methodische Aspekte (3.D)	338
5.2.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.D)	338
5.2.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D)	339
5.2.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (3.D)	339
5.2.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3.D)	339
6	LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4)	340
6.1	FERMENTATION BEI DER VERDAUUNG (4.A)	341
6.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (4.A)	342
6.1.1.1	Berechnete Emissionen	343
6.1.2	Methodische Aspekte (4.A)	343

6.1.2.1	Charakterisierung der Tierbestände	345
6.1.2.1.1	<i>Tierzahlen</i>	345
6.1.2.1.2	<i>Milchkühe</i>	346
6.1.2.1.3	<i>Andere Rinder</i>	346
6.1.2.1.4	<i>Schweine</i>	346
6.1.2.1.5	<i>Pferde</i>	346
6.1.2.1.6	<i>Schafe</i>	346
6.1.2.1.7	<i>Geflügel</i>	347
6.1.2.1.8	<i>Alle anderen Tiere</i>	347
6.1.2.2	Berechnung der CH ₄ -Emissionen aus der Milchkuh-Haltung	347
6.1.2.3	Berechnung der CH ₄ -Emissionen aus der Haltung anderer Rinder (Kälber, Färsen, Mastbullen, Mutterkühe, Zuchtbullen)	347
6.1.2.4	Berechnung der CH ₄ -Emissionen aus der Verdauung bei Sauen und wachsenden Schweinen (Aufzuchtferkel, Mastschweine) sowie Ebern	348
6.1.2.5	Berechnung der CH ₄ -Emissionen aller anderen Säugetiere (Schafe, Ziegen, Pferde, Büffel)	349
6.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A)	349
6.1.3.1	Relevante Tierzahlen	349
6.1.3.2	Emissionsfaktoren	350
6.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A)	350
6.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A)	351
6.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A)	352
6.2	WIRTSCHAFTSDÜNGER-MANAGEMENT (4.B)	353
6.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (4.B)	353
6.2.1.1	Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B)	354
6.2.1.1.1	<i>Berechnete Emissionen</i>	354
6.2.1.2	Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management	355
6.2.1.3	Distickstoffoxid-, Stickstoffmonoxid- und Ammoniak-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management	356
6.2.2	Methodische Aspekte (4.B)	358
6.2.2.1	Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4.B (CH ₄)	358
6.2.2.2	Methodische Aspekte und Anforderungen CRF/NFR 4.B (NH ₃ , N ₂ O, NO und N ₂)	359
6.2.2.3	Relevante Tierzahlen	361
6.2.2.4	Ausscheidungen	362
6.2.2.5	Weidegang, Stalltyp und Aufstallungsdauer	363
6.2.2.6	Gülle- und Mist-Aufbereitung	363
6.2.2.7	Lagerung	363
6.2.2.8	Ausbringung	364
6.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B)	364
6.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B)	364
6.2.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B)	365
6.2.5.1	Quellenspezifische Rückrechnungen (CH ₄)	365
6.2.5.2	Quellenspezifische Rückrechnungen (NMVOC)	365
6.2.5.3	Quellenspezifische Rückrechnungen (NH ₃ , N ₂ O, NO, N ₂)	366
6.2.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B)	367
6.3	REISANBAU (4.C)	367
6.4	LANDWIRTSCHAFTLICHE BÖDEN (4.D)	368
6.4.1	Beschreibung der Quellgruppe (4.D)	368
6.4.2	Methodische Aspekte und Anforderungen (4.D)	370
6.4.2.1	Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)	372
6.4.2.2	Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus landwirtschaftlichen Böden und Kulturen (erste Schätzung) (4.D)	372
6.4.2.3	Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Düngeranwendung) (4.D)	372
6.4.2.4	Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Anwendung von Mineraldüngern) (4.D)	372
6.4.2.5	Kohlenstoffdioxid-Emissionen aus der Anwendung von Harnstoff (4.D)	373
6.4.2.6	Distickstoffoxid-, Stickstoffmonoxid- Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Leguminosen) (4.D)	374
6.4.2.7	Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Ernterückstände) (4.D)	374
6.4.2.8	Distickstoffoxid-Emissionen aus organischen Böden (4.D)	375
6.4.2.9	Distickstoffoxid-Emissionen aus beim Weidegang ausgeschiedenen Exkrementen (4.D)	376

6.4.2.10	Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge atmosphärischer Deposition (4.D)	376
6.4.2.11	Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss (4.D)	376
6.4.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D)	377
6.4.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D)	377
6.4.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D)	377
6.4.5.1	Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)	377
6.4.5.2	Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)	377
6.4.5.3	Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)	377
6.4.5.4	Kohlenstoffdioxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)	378
6.4.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.D)	378
6.4.6.1	Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)	378
6.4.6.2	Distickstoffoxid und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)	379
6.4.6.3	Unsicherheit der Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)	379
6.5	BRANDRODUNG (4.E)	379
6.6	VERBRENNEN VON ERNTERÜCKSTÄNDEN AUF DER FLÄCHE (4.F)	379
7	LANDNUTZUNG, LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5)	380
8	ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6)	381
8.1	ABFALLDEPONIE (6.A)	381
8.1.1	Geordnete Deponierung – Deponierung von Siedlungsabfällen (6.A.1)	381
8.1.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (6.A.1)	381
8.1.1.2	Methodische Aspekte (6.A.1)	382
8.1.1.2.1	Deponierte Abfallmengen	384
8.1.1.2.2	Abfallzusammensetzung	385
8.1.1.2.3	MCF (Methankorrekturfaktor)	386
8.1.1.2.4	DOC	387
8.1.1.2.5	DOC _F	387
8.1.1.2.6	F = Anteil des CH ₄ am Deponiegas	387
8.1.1.2.7	Halbwertszeit	387
8.1.1.2.8	Deponiegasnutzung	388
8.1.1.2.9	Oxidationsfaktor	388
8.1.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A.1)	389
8.1.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.A.1)	389
8.1.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A.1)	389
8.1.1.6	Geplante Verbesserungen (6.A.1)	390
8.2	ABWASSERBEHANDLUNG (6.B)	390
8.2.1	Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1)	390
8.2.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (6.B.1)	390
8.2.2	Kommunale Abwasserbehandlung (6.B.2)	391
8.2.2.1	Methanemissionen der kommunalen Abwasserbehandlung (6.B.2)	391
8.2.2.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)	391
8.2.2.1.2	Methodische Aspekte (6.B.2)	391
8.2.2.1.3	Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)	392
8.2.2.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.B.2)	392
8.2.2.1.5	Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)	392
8.2.2.1.6	Geplante Verbesserungen (6.B.2)	393
8.2.2.2	Methanemissionen der kommunalen Schlammbehandlung (6.B.2)	393
8.2.2.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)	393
8.2.2.2.2	Methodische Aspekte (6.B.2)	394
8.2.2.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)	394
8.2.2.2.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.B.2)	394
8.2.2.2.5	Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)	394
8.2.2.2.6	Geplante Verbesserungen (6.B.2)	394
8.2.2.3	Lachgasemissionen aus dem kommunalen Abwasser (6.B.2)	395
8.2.2.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)	395
8.2.2.3.2	Methodische Aspekte (6.B.2)	395
8.2.2.3.3	Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)	396
8.2.2.3.4	Quellgruppenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.B.2)	396
8.2.2.3.5	Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)	397
8.2.2.3.6	Geplante Verbesserungen (6.B.2)	397
8.3	ABFALLVERBRENNUNG (6.C)	397

8.4 ANDERE BEREICHE (6.D)	397
8.4.1 Andere Bereiche - Kompostierungsanlagen (6.D.1)	398
8.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.D.1)	398
8.4.1.2 Methodische Aspekte (6.D.1)	398
8.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.D.1)	398
8.4.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.D.1)	399
8.4.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (6.D.1)	399
8.4.1.6 Geplante Verbesserungen (6.D.1)	399
8.4.2 Andere Bereiche - Mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA) (6.D.2)	399
8.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.D.2)	399
8.4.2.2 Methodische Aspekte (6.D.2)	399
8.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.D.2)	400
8.4.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.D.2)	401
8.4.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (6.D.2)	401
8.4.2.6 Geplante Verbesserungen (6.D.2)	401
9 ANDERE (CRF SEKTOR 7)	402
10 RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN	403
10.1 ERKLÄRUNG UND RECHTFERTIGUNG DER RÜCKRECHNUNGEN	403
10.1.1 Generelles Vorgehen	403
10.1.2 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2007 nach Quellgruppen	404
10.1.3 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2007 nach Schadstoffen	405
10.1.4 Rückrechnungen als Umsetzung von Ergebnissen des Review Prozesses	406
10.2 AUSWIRKUNG AUF DIE HÖHE DER EMISSIONEN	406
10.2.1 Auswirkung auf die Emissionshöhe von Kategorien 1990	407
10.2.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe von Kategorien 2004	408
10.3 AUSWIRKUNG AUF DIE EMISSIONSTRENDS UND DIE KONSISTENZ DER ZEITREIHE	409
10.4 GEPLANTE VERBESSERUNG DES INVENTARS	410
11 REFERENZEN	411
12 ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS	425
12.1 BESCHREIBUNG DER METHODE ZUR FESTLEGUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN	426
12.1.1 Tier 1 Level Approach	426
12.1.2 Tier 1 Trend Approach	429
12.1.3 Tier 2 Approach	433
12.1.4 Bewertung	436
13 ANHANG 2: DETAILLIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO₂ EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE	441
13.1 DIE DEUTSCHE ENERGIEBILANZ	441
13.2 AUFBAU DER ENERGIEBILANZEN	442
13.3 ERSTELLUNG VORLÄUFIGER ENERGIEBILANZEN AB 2003 DURCH DAS UBA	447
13.4 METHODISCHE ASPEKTE: ENERGIEBEDINGTE AKTIVITÄTSRATEN	448
13.5 UNSICHERHEITEN UND ZEITREIHENKONSISTENZ DER ENERGIEBILANZ	449
13.5.1 Das Bilanzjahr 1990 und die Energiebilanzen für 1991 bis 1994	449
13.6 UNSICHERHEITEN DER AKTIVITÄTSRATEN STATIONÄRER FEUERUNGSANLAGEN	450
13.6.1 Methode	450
13.6.1.1 Gegenstand der Unsicherheitschätzung	451
13.6.1.2 Vorgehen der Unsicherheitsschätzung	451
13.6.1.3 Ermittlung und Aggregation von Unsicherheiten	452
13.6.2 Ergebnis	454
13.7 CO₂-EMISSIONSFAKTOREN	455
13.7.1 Methodische Vorbemerkungen	456
13.7.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO ₂	458
13.7.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO ₂	458
13.8 ENTWICKLUNG EINES VORLÄUFIGEN REFERENZ APPROACH AUF DER BASIS DER AUSWERTETABELLEN ZUR ENERGIEBILANZ	464
13.8.1 Hintergrund	464
13.8.2 Berechnung des vorläufigen Reference Approach	464
13.8.3 Beurteilung der Prognosegenauigkeit des entwickelten Verfahrens	466

13.9 ANALYSE DER CO₂-EMISSIONEN AUS DER NICHTENERGETISCHEN VERWENDUNG VON ENERGIETRÄGERN	470
13.9.1 Zusammenfassung	470
13.9.1.1 Systemgrenzen des nichtenergetischen Verbrauchs in der deutschen Energiebilanz	471
13.9.1.2 Diskussion der NEAT-Ergebnisse in Bezug auf den IPCC-SA (IPCC-Sektorales Verfahren)	472
13.9.1.3 Diskussion der NEAT Ergebnisse in Bezug auf den IPCC-RA (IPCC-Referenz Verfahren)	475
13.9.1.4 Schlussfolgerungen	477
14 ANHANG 3: WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR EINZELNE QUELL- UND SENKENKATEGORIEN	478
14.1 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ENERGIE (1)	478
14.1.1 Überarbeitung der Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen der neuen Bundesländer für das Jahr 1990 und der Folgejahre (1.A.1 und 1.A.2)	478
14.1.1.1 Aktivitätsraten für das Jahr 1990	478
14.1.1.2 Methode zur Überarbeitung der Aktivitätsraten für das Jahr 1990	479
14.1.1.3 Ergebnisse (Aktivitätsraten 1990)	480
14.1.1.4 Überarbeitung der Aktivitätsraten für die Jahre 1991 bis 1994	490
14.1.1.4.1 Methode (Aktivitätsraten 1991-1994)	490
14.1.1.5 Ergebnisse (Aktivitätsraten 1991-1994)	491
14.1.1.5.1 Braunkohlen	491
14.1.1.5.2 Energieintensive Industrieprozesse	493
14.1.2 Energy Industries (1.A.1)	497
14.1.2.1 Methodische Aspekte der Ermittlung der Emissionsfaktoren (Kap. 3.1.1.2)	497
14.1.2.2 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren	501
14.1.2.3 Methan-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben RENTZ et al, 2002	503
14.1.2.4 CO ₂ -Emissionen aus der Abgasentschwefelung (CRF 1.A.1, Kalksteinbilanz)	504
14.1.3 Transport (1.A.3)	505
14.1.3.1 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3a)	505
14.1.3.2 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b)	505
14.1.3.2.1 Abgleich auf die Energiebilanz	505
14.1.3.2.2 Zuordnung von Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas auf die Strukturelemente	508
14.1.3.2.3 Aktivitätsrate für Verdunstung	508
14.1.3.3 Ableitung der Emissionsfaktoren	508
14.1.3.3.1 Emissionsfaktoren aus TREMOD	508
14.1.3.3.2 Emissionsfaktoren für Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas	508
14.1.3.4 Erweiterung um den Energieträger Erdgas	509
14.1.3.5 Ableitung der Daten für West- und Ostdeutschland 1994	510
14.2 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE INDUSTRIEPROZESSE (2)	511
14.2.1 Mineralische Produkte (2.A)	511
14.2.2 Chemische Industrie (2.B)	511
14.2.2.1 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2)	511
14.2.2.1.1 Anforderungen des IPCC an die Emissionsberechnung	511
14.2.3 Metall Produktion (2.C)	512
14.2.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1, 1.A.2.a)	512
14.2.3.1.1 Ermittlung der Gesamtemissionen	512
14.2.3.1.2 Ermittlung der prozessbedingten Emissionen	512
14.2.3.1.3 Ermittlung der energiebedingten Emissionen	513
14.2.3.1.4 Sekundärbrennstoffe	514
14.2.4 Andere Produktion (2.D)	514
14.2.4.1 Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1)	514
14.2.4.1.1 Verfahren zur Fasergewinnung	515
14.2.4.1.2 Papier und Kartonherstellung	518
14.3 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LÖSEMittel UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (3)	520
14.4 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LANDWIRTSCHAFT (4)	520
14.5 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELL/SENKENKATEGORIE LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (5)	520

14.6 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ABFALL UND ABWASSER (6)	521
14.6.1 Abfall (6.A)	521
14.6.1.1 Unsicherheiten für die Quellgruppe Abfalldeponierung	521
14.6.2 Abwasser (6.B) –Angaben zur Bestimmung der Emissionsfaktoren der Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.2)	523
14.6.3 Bestimmung der Lachgasemissionen in der Abwasserbehandlung (6.B.2)	524
15 ANHANG 4: CO₂ REFERENZVERFAHREN UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ	526
16 ANHANG 5: ÜBERPRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT UND DER POTENTIELL NICHT ERFASSTEN QUELLEN UND SENKEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN	527
17 ANHANG 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN	528
17.1 ZUSATZINFORMATIONEN ZUR INVENTARERSTELLUNG UND ZUM NATIONALEN SYSTEM	528
17.1.1 Qualitätsziele des QSE	528
17.2 DAS DATENBANKSYSTEM ZENTRALES SYSTEM EMISSIONEN	529
17.2.1 Dokumentation von Berechnungen im CalQlator	530
17.2.2 Datentransfer zwischen den Datenbanken TREMOD und ZSE	531
17.2.3 Weiteres Vorgehen	533
17.3 DIE WEBBASIERTER GERMAN EMISSION FACTOR DATABASE (GEREF)	533
18 ANHANG 7: TABELLEN 6.1 UND 6.2 DER IPCC GOOD PRACTICE GUIDANCE	535

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Entwicklung der Treibhausgase in Deutschland seit 1990, nach Treibhausgasen'	42
Abbildung 2:	Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990, nach Quellgruppen'	46
Abbildung 3:	Relative Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen'	47
Abbildung 4:	NaSE - Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen	51
Abbildung 5:	NaSE - Ziele und Instrumente	55
Abbildung 6:	QSE - Rollen und Aufgaben	62
Abbildung 7:	NaSE & QSE - Steuerung und Dokumentation	63
Abbildung 8:	Übersicht über den Prozess der Emissionsberichterstattung	66
Abbildung 9:	Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich	73
Abbildung 10:	Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse	76
Abbildung 11:	Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Lösemittel- und anderen Produktverwendung	79
Abbildung 12:	Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft	80
Abbildung 13:	Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	81
Abbildung 14:	Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfall	83
Abbildung 15:	Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abwasser	84
Abbildung 16:	Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990	101
Abbildung 17:	Relative Entwicklung der F-Gase gegenüber 1995	103
Abbildung 18:	Emissionsentwicklung der indirekten Treibhausgase und von SO ₂	108
Abbildung 19:	Merkmale der UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregation der Energiebilanz	112
Abbildung 20:	Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion	121
Abbildung 21:	Strukturzuordnung 1.A.1b Raffinerien	129
Abbildung 22:	Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien	133
Abbildung 23:	Strukturzuordnung 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe	137
Abbildung 24:	Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr	164
Abbildung 25:	Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr	167
Abbildung 26:	Strukturzuordnung 1.A.3d Schifffahrt	170
Abbildung 27:	Strukturzuordnung 1.A.3.e Übriger Verkehr	173
Abbildung 28:	Strukturzuordnung 1.A.4 Andere	176
Abbildung 29:	Strukturzuordnung 1.A.5 Andere Bereiche	181
Abbildung 30:	Strukturzuordnung 1.BU.1 ziviler Luftverkehr (international)	183
Abbildung 31:	Strukturzuordnung 1.BU.2 Seeverkehr (international)	184
Abbildung 32:	Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär	186
Abbildung 33:	CO ₂ -Emissionen in Deutschland – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse	188
Abbildung 34:	CO ₂ -Emissionen in Deutschland – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse	188

Abbildung 35:	Strukturzuordnung 1.B.1.....	193
Abbildung 36:	Strukturzuordnung 1.B.2.a Öl.....	204
Abbildung 37:	Strukturzuordnung 1.B.2.b Gas.....	205
Abbildung 38:	Strukturzuordnung 1.B.2.c Venting and Flaring (Öl & Gas)	205
Abbildung 39:	Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte.....	234
Abbildung 40:	Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie.....	259
Abbildung 41:	Herstellung von Caprolactam aus Hydroxylamin mittels Beckmann-Umlagerung.....	276
Abbildung 42:	Strukturzuordnung 2.C Metall Produktion	278
Abbildung 43:	Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion.....	286
Abbildung 44:	Strukturzuordnung 2.E: Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF ₆ (2.E).....	293
Abbildung 45:	Strukturzuordnung 2.F Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF ₆	296
Abbildung 46:	Anteil der Unterzellgruppen unter CRF 2.F an den Emissionen von HFKW, FKW und SF ₆	297
Abbildung 47:	Strukturzuordnung Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung	326
Abbildung 48:	Entwicklung N ₂ O-Emissionen in der medizinischen Anwendung (1990-2005).....	333
Abbildung 49:	Strukturzuordnung 4.A Fermentation.....	342
Abbildung 50:	Zeitreihen der CH ₄ -Emissionen E_{CH_4} (Fermentation bei der Verdauung) der betrachteten Tierkategorien.....	343
Abbildung 51:	Strukturzuordnung 4.B Wirtschaftsdünger-Management	354
Abbildung 52:	Zeitreihen der CH ₄ -Emissionen E_{CH_4} der betrachteten Tierkategorien.	355
Abbildung 53:	Zeitreihen der NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien.....	356
Abbildung 54:	Zeitreihen der N ₂ O-Emissionen E_{N_2O} der betrachteten Tierkategorien.....	357
Abbildung 55:	Zeitreihen der NH ₃ -Emissionen E_{NH_3} der betrachteten Tierkategorien.	358
Abbildung 56:	Stickstoff-Flüsse im Wirtschaftsdünger-Management einer Kategorie.....	360
Abbildung 57:	Strukturzuordnung 4.D Landwirtschaftliche Böden	368
Abbildung 58:	Zeitreihen der NH ₃ - und N ₂ O-Emissionen aus gedüngten und ungedüngten Böden.	369
Abbildung 59:	Strukturzuordnung 6.A Abfall.....	381
Abbildung 60:	Die Veränderung der Entsorgungspfade des Hausmülls zwischen 1990 und 2004 ..	382
Abbildung 61:	Trend in der Zusammensetzung des Hausmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000	386
Abbildung 62:	Trend in der Zusammensetzung des Sperrmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000	386
Abbildung 63:	Strukturzuordnung 6.B Abwasser.....	390
Abbildung 64:	Strukturzuordnung 6.D: Andere Bereiche.....	397
Abbildung 65:	Änderung der Gesamtemissionen über alle Kategorien im Vergleich zur Berichterstattung 2006 für die gesamte Zeitreihe	405
Abbildung 66:	Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2006 für die gesamte Zeitreihe	406
Abbildung 67:	Rückrechnungen aller Treibhausgase 1990.....	408
Abbildung 68:	Rückrechnungen aller Treibhausgase 2004.....	409
Abbildung 69:	Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis 1994 sowie ab 1995	444
Abbildung 70:	Energieträger der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland	446
Abbildung 71:	Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO ₂	456
Abbildung 72:	Vergleich der verbrennungsbedingten CO ₂ -Emissionen nach verschiedenen Berechnungsansätzen.....	467

Abbildung 73: Abweichung des vorläufigen Reference Approach (Preliminary) vom Reference Approach (Original) und dem Sectoral Approach.....	467
Abbildung 74: Abweichung Preliminary Reference Approach vom Original Reference Approach (CO ₂ -Emissionen nach Energieträgern).....	468
Abbildung 75: Änderung der CO ₂ -Emissionen gegenüber dem Vorjahr in %	469
Abbildung 76: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung	499
Abbildung 77: QSE - Allgemeine Qualitätsziele	528

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Corrigendum: Änderungen im Bereich 1.B.1	7
Tabelle 2:	Emissionsentwicklung in Deutschland, nach Treibhausgas und Quellgruppe	43
Tabelle 3:	Anteile an der Emissionsentwicklung in Deutschland, nach Treibhausgas und Quellgruppe	44
Tabelle 4:	QSE - Rollen und Verantwortlichkeiten	61
Tabelle 5:	Global Warming Potential (GWP) der Treibhausgase	72
Tabelle 6:	Anzahl der Quellgruppen und Hauptquellgruppen	86
Tabelle 7:	Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1-Ansatz (ohne Senken)	87
Tabelle 8:	Inventarplan	90
Tabelle 9:	Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO ₂ in Deutschland seit dem Basisjahr bzw. 1990	98
Tabelle 10:	Veränderungen der Emissionen direkter und indirekter Treibhausgase und SO ₂ in Deutschland seit dem Basisjahr bzw. 1990	98
Tabelle 11:	Veränderungen der Emissionen direkter und indirekter Treibhausgase und SO ₂ in Deutschland, seit dem jeweils letzten Jahr	99
Tabelle 12:	Veränderungen der Emissionen in Deutschland nach Quellgruppen, seit 1990 / seit dem jeweils letzten Jahr	106
Tabelle 13:	Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Öffentliche Versorgung	113
Tabelle 14:	Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau	114
Tabelle 15:	Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke	115
Tabelle 16:	Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – Raffinerien, Sonstige Energieerzeuger, Eisenschaffende Industrie	116
Tabelle 17:	Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – weitere Tabellen	117
Tabelle 18:	Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – gelöschte Strukturelemente	118
Tabelle 19:	Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – bereits ins ZSE integrierte und in der BEU nicht mehr ausgeführte Strukturelemente	119
Tabelle 20:	Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus GFA	124
Tabelle 21:	Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus Anlagen < 50 MW FWL	124
Tabelle 22:	Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zellstoff- und Papierindustrie: CO ₂ - Emissionsfaktoren und biogener Anteil	143
Tabelle 23:	Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zementindustrie: Emissionsfaktoren und biogener Anteil	147
Tabelle 24:	Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Kalkindustrie: Emissionsfaktoren und biogener Anteil	150
Tabelle 25:	Bislang (bis NIR 2003) verwendete Emissionsfaktoren	156
Tabelle 26:	Referenzphasendauer für Triebwerke nach ICAO	157
Tabelle 27:	NO _x -Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR, ohne militärischen Flugverkehr (alle Flugphasen)	158
Tabelle 28:	Angepasste Emissionsfaktoren für den zivilen Luftverkehr	162
Tabelle 29:	Emissionen des Straßenverkehrs	163
Tabelle 30:	Quellennachweis für AR in 1.A.3.c	168
Tabelle 31:	Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr	169
Tabelle 32:	Quellennachweis für AR in 1.A.3.d	171

Tabelle 33:	Sektorale Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher	178
Tabelle 34:	Sektorale Emissionsfaktoren für die Feuerungsanlagen der militärischen Dienststellen	182
Tabelle 35:	Vergleich der CO ₂ -Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO ₂ Emissionen	187
Tabelle 36:	Vergleich der Ergebnisse der CO ₂ -Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für die Jahre 1990 bis 2003	191
Tabelle 37:	Zuordnung von Methanemissionen zu Bereichen des CRF	194
Tabelle 38:	Berechnung von Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau für 2005	195
Tabelle 39:	Emissionsfaktoren für CH ₄ aus dem Kohlenbergbau für das Jahr 2005	198
Tabelle 40:	Vorketten und Nachketten der Quellgruppen unter CRF 1.B.2	203
Tabelle 41:	Die sieben Emittentengruppen der Quellgruppen unter CRF 1.B.2	206
Tabelle 42:	Stufen des Ansatzes Logistik	207
Tabelle 43:	Textstellen mit Hinweisen zur guten Inventarpraxis zu CRF 1.B.2	208
Tabelle 44:	Emissionsfaktoren zur Erdölgewinnung	211
Tabelle 45:	Übersicht der Dokumente des EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 2005 zum NFR Schlüssel 1.B.2.a.iv zu Prozessen in der Mineralölindustrie (Verarbeitung von Rohöl in Raffinerie)	216
Tabelle 46:	In Deutschland verlaufenden Fernhochdruckrohrleitungen	227
Tabelle 47:	Aktivitätsraten und daraus resultierende CO ₂ -Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1990-2005	236
Tabelle 48:	Produktion und CO ₂ -Emissionen der deutschen Kalkindustrie	240
Tabelle 49:	Kalksteinbilanz aus UBA 2006	243
Tabelle 50:	2.A.3: Nebenbilanz Kalksteineinsatz in Rohstoffen bei der Ziegelherstellung	243
Tabelle 51:	Herstellung und Verlegung von Dach- und Dichtungsbahnen mit Bitumen und dazugehörige AR und EF	247
Tabelle 52:	Emissionsfaktoren für verschiedene Glassorten (berechnet im Vergleich mit Angaben des CORINAIR-Handbuchs)	253
Tabelle 53:	Glas: Aktivitätsraten der einzelnen Branchensektoren	253
Tabelle 54:	Mengenrelevanz der Teilbereiche der keramischen Industrie in Deutschland (exemplarische Berechnung für das Stichjahr 1999)	256
Tabelle 55:	Aktivitätsraten und prozessbedingte CO ₂ -Emissionen der keramischen Industrie (CRF 2.A.7.b)	256
Tabelle 56:	N ₂ O- und NO _x -Emissionsfaktoren aus der Salpetersäureproduktion	264
Tabelle 57:	N ₂ O- und NO _x -Emissionen aus der Salpetersäureproduktion	264
Tabelle 58:	IPCC Default Emissionsfaktoren für CH ₄ aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie	270
Tabelle 59:	nationale Emissionsfaktoren für CH ₄ aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie	271
Tabelle 60:	In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige Schadstoffe	271
Tabelle 61:	Meldenummern der Produktionsstatistik	272
Tabelle 62:	Aktivitätsraten von Methanol, 1,2-Dichlorethan, Ruß, Ethylen und Styrol [t]	272
Tabelle 63:	Zeitreihenentwicklung für die Produktionsmenge von Caprolactam	276
Tabelle 64:	Zeitreihenentwicklung für N ₂ O-Emissionen bei der _Caprolactam-Herstellung	277
Tabelle 65:	AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2005	281

Tabelle 66:	IPCC Default Emissionsfaktoren für SO ₂ , NO _x CO, NMVOC aus der Produktion von Zellstoff	287
Tabelle 67:	Überblick über Methoden und verwendete Emissionsfaktoren für das aktuelle Berichtsjahr in der Quellgruppe 2.F (Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF ₆).	298
Tabelle 68:	NMVOC Emissionen aus der Lösemittelverwendung 2005	329
Tabelle 69:	Expertenschätzung der Unsicherheiten (Tier 1)	330
Tabelle 70:	Zeitreihenentwicklung für N ₂ O-Emissionen in der medizinischen Anwendung in der BRD 1990-2005	332
Tabelle 71:	Zeitreihenentwicklung für N ₂ O-Emissionen mit Annahme konstanter N ₂ O-Emissionen im „sonstigen“ Bereich	334
Tabelle 72:	Zeitreihenentwicklung für N ₂ O-Emissionen in „Produktanwendung“ mit Annahme 3500 t/a für medizinische Anwendung im 2001 (maximale Emissionswerte)	335
Tabelle 73:	Zeitreihenentwicklung für N ₂ O-Emissionen in „Produktanwendung“ mit Annahme 3000 t/a für medizinische Anwendung im 2001 (minimale Emissionswerte)	335
Tabelle 74:	Unsicherheiten für die N ₂ O-Zeitreihenentwicklung in „Produktanwendung“ 1990-2005	336
Tabelle 75:	Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N ₂ O-Emissionen bei Sprengstoffanwendungen	338
Tabelle 76:	Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N ₂ O-Emissionsfaktoren bei Sprengstoffanwendungen	338
Tabelle 77:	Zeitreihenentwicklung für N ₂ O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen (3 %, 5 %, 7 %)	339
Tabelle 78:	Unsicherheit für die Zeitreihenentwicklung für N ₂ O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen	339
Tabelle 79:	CH ₄ -Emissionen E _{CH₄} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung)	343
Tabelle 80:	Detaillierte Charakterisierung der Tierbestände nach IPCC und die in Deutschland vorgenommene Einteilung	345
Tabelle 81:	CH ₄ -Emissionsfaktoren <i>IEF</i> _{CH₄} aus der Haltung von Rindern außer Milchkühen (Fermentation bei der Verdauung) (2005)	348
Tabelle 82:	CH ₄ -Emissionsfaktoren <i>IEF</i> _{CH₄} aus der Haltung von Schweinen (Fermentation bei der Verdauung) (200)	349
Tabelle 83:	Emissionsfaktoren: Default-Werte (<i>EF_d</i>) nach IPCC und in diesen Bericht verwendete resultierende Emissionsfaktoren (<i>IEF</i>)	349
Tabelle 84:	Methan-Emissionen aus der Verdauung bei Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (IEF)	351
Tabelle 85:	Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 verwendeten mittleren CH ₄ -Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Milchkühe.	351
Tabelle 86:	Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 verwendeten mittleren CH ₄ -Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier andere Rinder.	352
Tabelle 87:	Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 verwendeten mittleren CH ₄ -Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Schweine.	352

Tabelle 88:	Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 berechneten Summen der CH ₄ -Emissionen aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Deutschland.....	352
Tabelle 89:	CH ₄ -Emissionen E_{CH_4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).....	355
Tabelle 90:	NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management), angegeben als NMVOC und NMVOC-C.....	356
Tabelle 91:	N ₂ O-, NO- und NH ₃ -Emissionen E_{N_2O} , E_{NO} und E_{NH_3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).....	357
Tabelle 92:	Vergleich der im NIR 2005 angegebenen CH ₄ -Emissionen E_{CH_4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).....	365
Tabelle 93:	Vergleich der im NIR 2005 angegebenen NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).....	366
Tabelle 94:	Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen N ₂ O-Emissionen E_{N_2O} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland. ...	367
Tabelle 95:	Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NO-Emissionen E_{NO} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland.....	367
Tabelle 96:	Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NH ₃ -Emissionen E_{NH_3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland. ...	367
Tabelle 97:	N ₂ O-, NO- und NH ₃ -Emissionen E_{N_2O} , E_{NO} und E_{NH_3} aus landwirtschaftlich genutzten Böden. (ohne NH ₃ -Emissionen aus Weidegang).....	369
Tabelle 98:	NMVOC-C-Emissionen E_{NMVOC} aus landwirtschaftlichen Pflanzenbeständen.....	370
Tabelle 99:	CH ₄ -Konsumption E_{CH_4} landwirtschaftlicher Böden.	370
Tabelle 100:	CO ₂ -Emission E_{CO_2} aus der Anwendung von Harnstoff.	370
Tabelle 101:	Empfohlene Düngermengen	373
Tabelle 102:	Datengrundlage für die Berechnung von N ₂ O-, NO- und N ₂ -Emissionen aus Ernterückständen	375
Tabelle 103:	Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen direkten N ₂ O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.	378
Tabelle 104:	Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen indirekten N ₂ O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.	378
Tabelle 105:	Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.....	378
Tabelle 106:	Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NH ₃ -Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.....	378
Tabelle 107:	Verwendete DOC-Werte.....	387
Tabelle 108:	Halbwertszeiten der Abfallfraktionen.....	388
Tabelle 109:	Organische Fracht des Abwassers in abflusslosen Gruben (1990-2004).....	391
Tabelle 110:	Methanemissionen aus abflusslosen Gruben (1990-2004)	392
Tabelle 111:	Methanemissionen der offenen Schlammfäulung in den neuen Bundesländern.....	394
Tabelle 112:	Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland	396
Tabelle 113:	Bevölkerung in Deutschland (1990-2004).....	396
Tabelle 114:	Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2004.....	396
Tabelle 115:	Rückrechnungen des Inventars gegenüber der vorjährigen Berichterstattung.....	405
Tabelle 116:	Rückrechnungen des Inventars in Zeitreihen gegenüber der vorjährigen Berichterstattung	407
Tabelle 117:	Rückrechnungen nachrichtlicher Inventardaten gegenüber der vorjährigen Berichterstattung	407

Tabelle 118:	Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 1990.....	408
Tabelle 119:	Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 2004.....	409
Tabelle 120:	Hauptquellgruppen für Deutschland (2005) gemäß Tier 1 Level Approach	426
Tabelle 121:	Hauptquellgruppen für Deutschland (Basisjahr & 2005) gemäß Tier 1 Trend Approach (ohne Senken)	430
Tabelle 122:	Tier 2 Analyse der Hauptquellgruppen	434
Tabelle 123:	Hauptquellgruppen für Deutschland (Basisjahr & 2005) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach (ohne Senken)	437
Tabelle 124:	Datenquellen für die Energiebilanzen	442
Tabelle 125:	Anzahl und Größe von Aktivitätsraten sowie deren Gesamtunsicherheit	455
Tabelle 126:	Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO ₂ , 1990 - 2005, Energie	460
Tabelle 127:	Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO ₂ , 1990 - 2005, Industrieprozesse	463
Tabelle 128:	Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990).....	482
Tabelle 129:	Brennstoffeinsatz zur Industriewärmeerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)	483
Tabelle 130:	Brennstoffeinsatz zur Fernwärmeerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)	484
Tabelle 131:	Gesamter Brennstoffeinsatz in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990).....	485
Tabelle 132:	Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Fernheizwerken (EBZ 18) (Neue Bundesländer 1990)	486
Tabelle 133:	Brennstoffeinsatz im Umwandlungsbereich (Hilfsenergie / EBZ 45) (Neue Bundesländer 1990)	487
Tabelle 134:	Endenergieverbrauch übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe: Prozessfeuerung (EBZ 73) (Neue Bundesländer 1990)	488
Tabelle 135:	Endenergieverbrauch übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe: Industriewärme aus Kraftwerken und Heizkesseln (EBZ 73) (Neue Bundesländer 1990)	489
Tabelle 136:	Braunkohleförderung nach Förderrevieren	492
Tabelle 137:	Brennstoffbedarf für die Trocknung der Brikett- und Staubproduktion nach Revieren	493
Tabelle 138:	Walzstahl	494
Tabelle 139:	Roheisen	494
Tabelle 140:	Siemens-Martin-Stahl	495
Tabelle 141:	Zementklinker	495
Tabelle 142:	Gebrannter Kalk	496
Tabelle 143:	Zucker , Glas und Grobkeramik	496
Tabelle 144:	Eisen-, Stahl- und Temperguss	496
Tabelle 145:	Nichteisen-Schwermetalle	496
Tabelle 146:	Anlagentypen nach Anhang der 4.BImSchV	500
Tabelle 147:	Klassifikation der Quellen nach Feuerungstyp	501

Tabelle 148:	Methan-Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen < 50 MW FWL und für Gasturbinen nach RENTZ et al, 2002	504
Tabelle 149:	CO ₂ -Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung in Öffentlichen Kraftwerken	505
Tabelle 150:	Energiebilanzen 1990-2005	506
Tabelle 151:	Heizwerte für Otto- und Dieselmotoren	507
Tabelle 152:	Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz	507
Tabelle 153:	Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggasantrieb	509
Tabelle 154:	Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch	509
Tabelle 155:	Eingabestruktur Erdgas: Emissionsfaktoren	509
Tabelle 156:	Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung	513
Tabelle 157:	CO ₂ -Emissionen aus dem Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung	513
Tabelle 158:	Zuordnung der fossilen CO ₂ -Emissionen in der Eisenschaffenden Industrie zu prozess- und energiebedingten Emissionen	514
Tabelle 159:	Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in Hochöfen: CO ₂ -Emissionsfaktoren und deren biogene Anteile	514
Tabelle 160:	Berichtete Methan Conversion Factor in den Nationalen Inventarberichten	524
Tabelle 161:	Durchschnittlicher täglicher und jährlicher Eiweißbedarf	525
Tabelle 162:	Dimensionen im ZSE und zugehörige TREMOD-Kategorien	531
Tabelle 163:	Zuordnung der ZSE-Strukturelemente (erste Zeile) und TREMOD-Kategorie (zweite Zeile)	532
Tabelle 164:	Tabelle 6.2 der IPCC Good Practice Guidance - Details	536
Tabelle 165:	Tabelle 6.2 der IPCC Good Practice Guidance - Zusammenfassung	537

Abkürzungsverzeichnis

AbfAbIV	Abfallablagerungsverordnung
ABL	alte Bundesländer
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AK	Arbeitskreis
ALH	alle anderen Laubbäume hoher Lebenserwartung (BWI-Baumartengruppe)
ALN	alle anderen Laubbäume niedriger Lebenserwartung (BWI-Baumartengruppe)
ANCAT	Abatement of Nuisances from Civil Air Transport
AR	Aktivitätsrate
AWMS	Animal Waste Management System
B ₀	Maximale CH ₄ -Produktionskapazität
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAT	Best Available Technique
BDZ	Bundesverbands der Deutschen Zementindustrie
BEF	Biomasseexpansionsfaktoren
BEU	Bilanz der Emissionsursachen für stationäre und mobile Verbrennungsprozesse
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BGW	Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft
BHD	Brusthöhendurchmesser (Stammdurchmesser eines Baumes in 1,30 m Höhe über dem Boden)
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchV	Rechtsverordnung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz
BML	siehe BMELV
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMELV	Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz
BMVEL	siehe BMELV
BMVG	Bundesministerium der Verteidigung
BMWA	siehe BMWi
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BoHE	Bodennutzungshaupterhebung
BREF	BAT (Best Available Technique) Reference Documents
BSB	Biologischer Sauerstoffbedarf
BSB ₅	Biologischer Sauerstoffbedarf innerhalb von 5 Tagen
BV Kalk	Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie
BWI	Bundeswaldinventur
BZE	Bodenzustandserhebung
C ₂ F ₆	Hexafluorethan
CAPIEL	Coordinating Committee for the Associations of Manufacturers of Industrial Electrical Switchgear and Controlgear in the European Union
CFC	Fluorchlorkohlenwasserstoffe (engl.: Chlorofluorocarbons) = FCKW
CH ₄	Methan
C _{org}	Im Boden gespeicherter organischer Kohlenstoff
CO	Kohlenstoffmonoxid, Kohlenmonoxid

CO ₂	Kohlenstoffdioxid, Kohlendioxid
CORINAIR	Coordination of Information on the Environment, Teilprojekt: Air
CORINE	Coordinated Information on the Environment
CRF	Common Reporting Format
CSB	Chemischer Sauerstoff Bedarf
D	Deutschland
D7	Stammdurchmesser eines Baumes in 7 m Höhe über dem Boden
DESTATIS	Statistisches Bundesamt Deutschland
DFIU	Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung an der Universität Karlsruhe
DG	Deponiegas
DGMK	Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle eV.
DIN	Deutsche Industrienorm
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung
DLR	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt
DMKW	Dieselmotorkraftwerke
D _N	N im Abwasser
DOC	Anteil des organisch abbaubaren Kohlenstoffs (engl.: Degradable Organic Carbon)
DOC _F	Anteil des in Deponiegas umgewandelten DOC (engl.: Fraction of DOC dissimilated)
DTKW	Dampfturbinenkraftwerke
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs eV.
EBZ	Energiebilanzzeile in der BEU
EEA	Europäische Umweltagentur (engl.: European Environment Agency)
EECA	European Electronic Component Manufacturers Association
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gesetzestext (BGBl. Teil I Nr. 40 v. 31.07.2004, Seite 1918 ff.)
EF	Emissionsfaktor
EI	Emissionsindex = Emissionsfaktor
E _{KA}	Einwohner mit Kläranlagenanschluss
EL	extra leicht (Heizöl)
EM	Emission
EMEP	Co-operative Programme for Monitoring and Evaluation of the Long-Range Transmission of Air Pollutants in Europe
EMEV	Emissionsrelevanter Energieverbrauch
ESIA	European Semiconductor Industry Association
EU	Europäische Union
EUROCONTROL	Europäische Organisation zur Sicherung der Luftfahrt
EUROSTAT	Statistisches Amt der Europäischen Gemeinschaften
EW	Einwohnerzahl
FA	Feuerungsanlagen
FAP	Fachlicher Ansprechpartner in NaSE
FAL	Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft
FAO	Organisation für Ernährung und Landwirtschaft (engl.: Food And Agriculture Organisation) der Vereinten Nationen
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe

F-Gase	Fluorierte Kohlenwasserstoffe
FHW	Fernheizwerke
FKW	Vollfluorierte Kohlenwasserstoffe
FKZ	Forschungskennzahl
FV	Fachverantwortlicher im NaSE
FWL	Feuerungswärmeleistung
GAS-EM	GASeous EMissions (ein Kalkulationsprogramm für Emissionen der Landwirtschaft)
GEREF	GERman Emission Factor Database
GFA	Großfeuerungsanlagen
GG	Gesamtgewicht
GIS	Gasisolierte Schaltanlagen
GMBL	Gemeinsames Ministerialblatt
GMKW	Gasmotorkraftwerke
GPG	Good Practice Guidance
GT	Gasturbinen
GTKW	Gasturbinenkraftwerke
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke
GWP	Globales Treibhauspotential (engl.: Global Warming Potential)
HFC	Wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (engl.: Hydrofluorocarbons) = HFKW
HFCKW	Wasserstoffhaltige Fluorchlorkohlenwasserstoffe
HFKW	Wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (engl.: Hydrofluorocarbons, HFC)
HQG	Hauptquellgruppe: wird im NIR synonym mit dem Begriff "Hauptkategorie" (engl.: key category) verwendet, berücksichtigt also sowohl Emissionsquellen wie auch -senken.
HS-GIS	Hochspannungs- und Gasisolierte Schaltanlagen
IAI	International Aluminium Institute
ICAO	International Civil Aviation Organisation
IE	an anderer Stelle einbezogen (engl.: Included Elsewhere)
IEA	Internationale Energie Agentur (engl. International Energy Agency)
IEF	implied emission factor
IfE	Institut für Energetik
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IKW	Industriekraftwerke
IMA	Interministerielle Arbeitsgruppe
IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (engl.: Intergovernmental Panel On Climate Change)
K	Brennstoffeinsatz zur Krafterzeugung (Direktantrieb)
k.A.	keine Angabe
KP	Kyoto-Protokoll
KS	Klärschlamm
I	level (im Rahmen des "Level Assessment" nach den IPCC-Good Practice Guidance)
LF	Landwirtschaftlich genutzte Flächen
LKW	Lastkraftwagen

LTO	Landing/Take-off-Zyklus
LUCF	Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (engl.: Land Use Change and Forestry)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (engl.: Land Use, Land Use Change and Forestry)
MBA	Mechanisch-Biologische Abfallbehandlung
MCF	Methankonversionsfaktor (engl.: Methane Conversion Factor)
MS	Mittelspannung
MSW	Deponierte Menge an Siedlungsabfall
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW	Megawatt
N ₂ O	Distickstoffoxid, Lachgas
NA	nicht anwendbar (engl.: Not Applicable)
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NaSE	Nationales System Emissionsinventare
NBL	neue Bundesländer
NE	Nicht geschätzt (engl.: Not Estimated)
NEAT	Non-energy Emission Accounting Tables
NEC-Richtlinie	Richtlinie 2001/81/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001 über nationale Emissionshöchstmengen für bestimmte Luftschadstoffe
NEV	Nichtenergetischer Verbrauch
NFR	Berichtsformat für die Berichterstattung an die UN ECE (engl.: New Format on Reporting, Nomenclature for Reporting)
NFZ	Nutzfahrzeuge
NH ₃	Ammoniak
NIR	Nationaler Inventar Bericht (engl.: National Inventory report)
NMVOC	Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (engl.: Non Methane Volatile Organic Compounds)
NO	nicht vorkommend (engl.: Not Occurring)
NO	Stickstoffmonoxid
NSCR	Nicht-selektive katalytische Reduktion
OCF	Montageschaum (engl.: One Component Foam)
OX	Oxidationsfaktor
PAH	Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe (engl.: Polycyclic aromatic hydrocarbons), auch PAK
PAK	Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe (engl.: Polycyclic aromatic hydrocarbons), auch PAH
PARTEMIS	Measurement and prediction of emissions of aerosols and gaseous precursors from gas turbine engines
PCCD/F	Polychlorierte Dibenzodioxine und -furane
PF	Prozessfeuerungen
PFC	Perfluorierte Kohlenwasserstoffe (engl.: Perfluorocarbons)
PKW	Personenkraftwagen
PU	Polyurethan
QK	Qualitätskontrolle
QS	Qualitätssicherung

QSE	Qualitätssystem Emissionsinventare
REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
ROE	Rohöleinheiten
RSt	Rohstahl
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
S	Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung
S	schwer (zur Beschreibung von Heizöl)
S&A report	Synthesis and Assessment Report
SA	schwer, schwefelarm (Heizöl)
SF ₆	Schwefelhexafluorid
SKE	Steinkohleneinheiten
SNAP	Selected Nomenclature for Air Pollution
SO ₂	Schwefeldioxid
STEAG	STEAG Aktiengesellschaft (ein großer Stromerzeuger in Deutschland)
t	trend (im Rahmen des "Trend Assessment" nach den IPCC-Good Practice Guidance) in den Übersichtstabellen der Quellgruppen
TA Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft; Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz
TAN	Total Ammoniacal Nitrogen
THG	Treibhausgase
TM	Trockenmasse
TOC	Gesamtkohlenstoff (engl.: Total Organic Carbon)
TREMOD	Emissionsberechnungsmodell für den Verkehr (engl.: Traffic Emission Estimation Model)
TS	Trockenstoff
TÜV	Technischer Überwachungsverein
TVF	Tonne verwertbare Förderung
UBA	Umweltbundesamt
UN ECE	Europäische Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen (engl.: United Nations Economic Commission for Europe)
UN FCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (engl.: United Nations Framework Convention on Climate Change)
UN	Vereinte Nationen (engl.: United Nations)
UStatG	Umweltstatistikgesetz
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber e.V.
VDZ	Verein Deutscher Zementwerke e.V.
VfmD	Vorratsfestmeter Derbholz
VGB	Technische Vereinigung der Großkraftwerksbetreiber e.V.
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.
VOC	Volatile Organic Compounds
W	Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung
WS	Anteil eines bestimmten Systems der Abwasserbehandlung (z.B. aerob, anaerob)
XPS	Extrudiertes Polystyrol
ZSE	Zentrales System Emissionen

Einheiten und Größen

Multiplikationsfaktoren, Abkürzungen, Vorsilben und Symbole

Multiplikationsfaktor	Abkürzung	Vorsatz	
		Name	Symbol
1.000.000.000.000.000	10^{15}	Peta	P
1.000.000.000.000	10^{12}	Tera	T
1.000.000.000	10^9	Giga	G
1.000.000	10^6	Mega	M
1.000	10^3	Kilo	k
100	10^2	Hekto	h
0,1	10^{-1}	Dezi	d
0,01	10^{-2}	Zenti	c
0,001	10^{-3}	Milli	m
0,000.001	10^{-6}	Mikro	μ

Einheiten und Abkürzungen

Abkürzung	Einheit
°C	Grad Celsius
a	Jahr
cal	Kalorie
g	Gramm
h	Stunde
ha	Hektar
J	Joule
m ³	Kubikmeter
ppm	parts per million
t	Tonne
W	Watt

Standardentsprechungen

Einheit	entspricht
1 Tonne (t)	1 Megagramm (Mg)
1 Kilotonne (kt)	1 Gigagramm (Gg)
1 Megatonne (Mt)	1 Teragramm (Tg)

Erklärung der Einleitenden Informationstabellen

Die Einleitenden Informationstabellen finden sich am Beginn jedes Quellgruppen-Kapitels. Sie sollen einen schnellen Überblick über die Relevanz der Quellgruppe und die verwendeten Methoden geben.

CRF 1.X.1.x (Beispieltabelle)

Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2004- Anteil an der Gesamtemission	Trend
Solid Fuels	l / t	CO ₂	22,70 %	25,55 %	steigend
Gaseous Fuels	l / t	CO ₂	1,38 %	2,34 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO ₂	0,64 %	0,41 %	fallend
Solid Fuels	l / -	N ₂ O	0,25 %	0,15 %	fallend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 3	+/-50	-	-	-	+/-50				
Unsicherheitenverteilung	T	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Hauptquellgruppe

Im oberen Teil der Tabelle werden die für die Quellgruppe relevanten Zeilen der Hauptquellgruppen-Analyse inklusive der prozentualen Anteile im Jahr 1990 und im letzten berichteten Jahr sowie der Emissionstrend in übersichtlicher Form dargestellt. Der Begriff Hauptquellgruppe wird im NIR synonym mit dem Begriff "Hauptkategorie" (engl.: key category) verwendet, berücksichtigt also sowohl Emissionsquellen wie auch -senken.

Schadstoff

Der untere Teil der Tabelle liefert Informationen über verwendete Emissionsfaktoren (EF), die prozentuale Unsicherheit der EF, die Verteilung der Unsicherheiten und die Methode zur Ermittlung der Emissionsfaktoren für die jeweils betrachteten Substanzen.

Emissionsfaktor (EF)

D = IPCC Default
C = Corinair
CS = Country specific
PS = Plant specific
M = Model

EF Unsicherheiten in % und Unsicherheitenverteilung

vgl. hierzu Kapitel 1.7 und Kapitel 18

N = Normal
L = Lognormal
T = Triangular
U = Uniform (Gleichverteilung)

Methode EF-Ermittlung

D = IPCC Default
RA = Reference Approach
T1 = IPPC tier 1
T1a/ T1b/ T1c = IPPC tier 1a/ 1b/ 1c
T2 = IPPC tier 2
T3 = IPPC tier 3
C = CORINAIR
CS = Country specific
M = Model

0 ZUSAMMENFASSUNG

Als Vertragsstaat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) ist Deutschland seit 1994 dazu verpflichtet, Inventare zu nationalen Treibhausgasemissionen zu erstellen, zu veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben. Mit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Februar 2005 ist die internationale Staatengemeinschaft erstmals verpflichtet, verbindliche Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente für den globalen Klimaschutz zu realisieren. Hieraus ergeben sich sehr weit reichende Verpflichtungen für die Erstellung, die Berichterstattung und die Überprüfung von Emissionsinventaren. Durch die europäische Umsetzung des Kyoto-Protokolls mit der Verabschiedung der EU Entscheidung 280/2004¹ sind diese Anforderungen bereits im Frühjahr 2004 für Deutschland rechtsverbindlich geworden.

Gemäß Entscheidung 3/CP.5 müssen alle im ANNEX I der Klimarahmenkonvention aufgeführten Staaten jährlich einen Nationalen Inventarbericht (National Inventory Report, NIR) erstellen und übermitteln, der detaillierte und vollständige Angaben über den gesamten Prozess der Erstellung der Treibhausgasinventare bereitstellt. Durch diesen Bericht soll die Transparenz, Konsistenz und Vergleichbarkeit der Inventare sichergestellt und der unabhängige Überprüfungsprozess unterstützt werden. Das Sekretariat der Klimarahmenkonvention hat die Vorlage des Inventarberichts zur Voraussetzung für die Durchführung der vereinbarten Inventarüberprüfungen gemacht.

Deutschland legt zusammen mit den Inventaren für die Jahre 1990 bis 2005 seinen fünften Nationalen Inventarbericht (NIR 2007) vor, der sich ebenfalls auf diesen Zeitraum bezieht und die Methoden sowie die Datenquellen beschreibt, auf denen die Berechnungen basieren. Der Bericht und die Berichtstabellen im Common Reporting Format (CRF) wurden gemäß der UNFCCC Richtlinie zur Berichterstattung über jährliche Inventare (FCCC/SBSTA/2006/9) und im möglichen Umfang in Übereinstimmung mit den *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC-GPG, 2000) und *IPCC Good Practice Guidance for Land Use, Land Use Change and Forestry* (IPCC-GPG LULUCF, 2003) erstellt.

Kapitel 1 beschreibt das Nationale System gemäß Artikel 5.1 des Kyoto-Protokolls, das die Erfüllung aller Berichtspflichten zu atmosphärischen Emissionen und zu Einbindungen in Senken unterstützen und sicherstellen soll. Neben den Anforderungen des Kyoto-Protokolls werden über das Nationale System Emissionsinventare in Deutschland (NaSE) auch andere Verpflichtungen zur Emissionsberichterstattung (UNECE Genfer Luftreinhaltkonvention, EU-Richtlinie zu Nationalen Emissionsobergrenzen) abgedeckt. Weiterhin werden in diesem Kapitel die grundlegenden Prinzipien und Methoden, mit denen die Emissionen und Senken der IPCC-Kategorien berechnet werden, sowie das Qualitäts-System Emissionsinventare (QSE) beschrieben.

Kapitel 2 gibt einen generellen Überblick über die Entwicklung der Emissionen von Treibhausgasen sowie deren Einbindung in Senken.

In den **Kapiteln 3 bis 9** werden detaillierte Angaben zu den Hauptquell- und -senkengruppen gemacht, um die Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen und -senken nachvollziehbarer zu machen.

¹ Entscheidung Nr. 280/2004/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls (ABl. EU L 49 S. 1)

Die hier vorgelegten Inventare stimmen mit den Angaben im Bericht über die zugewiesenen Mengen (engl.: Assigned Amounts) für die erste Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls überein.

In Vorbereitung auf die in 2007 stattfindende Überprüfung vor Beginn der Verpflichtungsperiode wurden Inventare, Nationales System und das Qualitäts-System Emissionsinventare weiter verbessert. Im Resultat dieser Überarbeitungen ergeben sich gegenüber den Vorjahren abweichende Angaben zur erreichten Emissionsminderung.

Gegenüber dem Nationalen Inventarbericht 2006 hat sich die diesjährige Berichterstattung in den folgenden Bereichen verbessert:

allgemein:

- Aufnahme der Berechnungen für die Emissionen aus den Bereichen LULUCF und F-Gase in die Zentrale Datenbank Emissionen,
- vollständige Ermittlung der der CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Biomasse,
- Weitere Verbesserung des Systems der Qualitätssicherung für den gesamten Prozess der Emissionsberichterstattung, insbesondere durch quellgruppenspezifische Qualitätskontrolle für die Hauptkategorien,
- Sicherstellung der Konsistenz in den Emissionsberechnungen. Im vergangenen Jahr erfolgten Aktualisierungen teilweise mit starkem Fokus auf die Basisjahr-Emissionen,
- Einbeziehung der Emissionen aus dem nichtenergetischen Verbrauch von Brennstoffen,
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten neue Bundesländer 1991 bis 1994 zur Erhöhung der Konsistenz,
- Neuerfassung weiterer CO₂-Emissionsfaktoren für Biomasse,
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren in der keramischen Industrie,
- Aktualisierung der CO₂-Berechnung des Glassektors,
- Umstellung der Berechnungsmethode auf Tier 2 im Bereich Wirtschaftsdünger,
- Aktualisierung und Neuaufnahme von Aktivitätsdaten im Bereich Boden,
- Neuerfassung der Kompostierung und mechanisch-biologischen Abfallbehandlung.

Detailliertere Angaben zu einzelnen Fragestellungen sind der angegebenen weiterführenden Literatur in **Kapitel 11** zu entnehmen.

Genauere Angaben zu Rückrechnungen und Verbesserungen sind in **Kapitel 10** zu finden.

Das Treibhausgasinventar wird durch das Umweltbundesamt berechnet und zusammengestellt. Daten zu Emissionen und Senken aus der Landwirtschaft, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft wurden teilweise vom Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) und der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) bereitgestellt.

0.1 Hintergrundinformationen zu Treibhausgas-Inventaren und Klimawandel

Seit Beginn der Industrialisierung werden deutliche überregionale bzw. globale Änderungen im Stoffhaushalt der Atmosphäre als Folge menschlicher Aktivitäten beobachtet. So stiegen weltweit die Konzentrationen von Kohlendioxid (CO₂) um ca. 30 %, die von Methan (CH₄) um 145 % und die von Distickstoffoxid (N₂O) um 15 % gegenüber den Werten vorindustrieller Zeiten. Zum Teil gelangen völlig neue Stoffe wie Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW),

Halone, vollfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW), teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) in die Atmosphäre, die in der Natur praktisch nicht vorkommen, sondern fast ausschließlich durch den Menschen erzeugt werden.

Als Vertragsstaat der Klimarahmenkonvention ist Deutschland seit 1994 dazu verpflichtet, Inventare zu nationalen Treibhausgasemissionen zu erstellen, zu veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben. Mit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Februar 2005 ist die internationale Staatengemeinschaft erstmals verpflichtet, verbindliche Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente für den globalen Klimaschutz zu realisieren.

Die Europäische Gemeinschaft (seinerzeit 15 Mitgliedstaaten) hat im Rahmen des Kyoto-Protokolls die Verpflichtung übernommen, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Zeitraum 2008–2012 gegenüber dem Basisjahr (1990 bzw. 1995²) um 8 % zu mindern. Diese Verpflichtung wurde innerhalb der EU im Rahmen einer Lastenteilung³ zwischen den beteiligten Mitgliedstaaten aufgeteilt. Danach hat Deutschland mit der Verpflichtung zu einer Emissionsminderung von 21 % gegenüber dem Basisjahr einen erheblichen Beitrag zur Erfüllung der EU-Verpflichtung übernommen. Mit entsprechendem Interesse werden die deutschen Maßnahmen, aber auch die Berechnungen zu Emissionsminderungen verfolgt.

0.2 Emissionen von Treibhausgasen sowie deren Einbindung in Senken (bezogen auf GWP) im Zeitverlauf: 1990-2005

Bis zum Jahr 2005 konnte die Verpflichtung Deutschlands im Rahmen der o.g. europäischen Lastenteilung mit einer Minderung von 18,7 % gegenüber dem Basisjahr bereits zu großen Teilen erfüllt werden (vgl. Abbildung 1).

² Für HFC, PFC und SF₆

³ burden sharing agreement, beschlossen mit Entscheidung 2002/358/EG des Rates vom 25. April 2002 über die Genehmigung des Protokolls von Kyoto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen im Namen der Europäischen Gemeinschaft sowie die gemeinsame Erfüllung der daraus erwachsenden Verpflichtungen [Amtsblatt L 130 vom 15.5.2002]

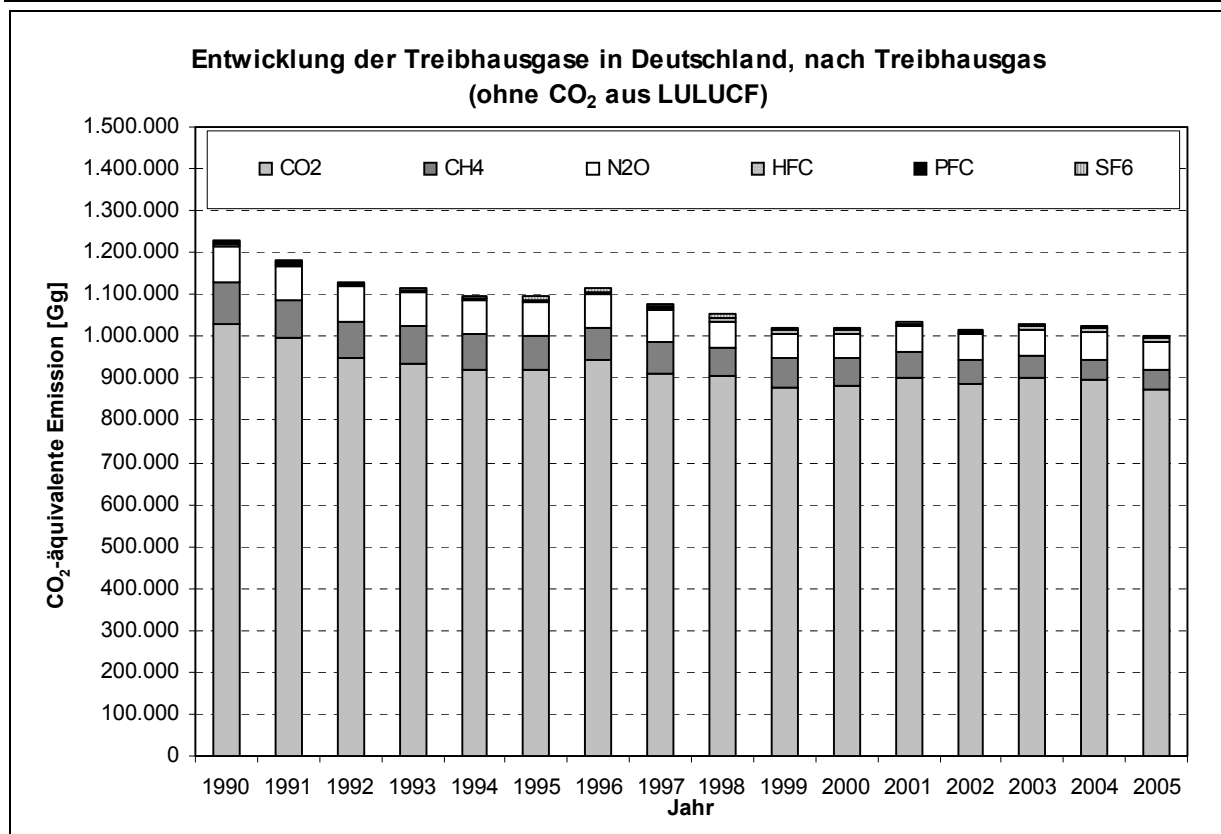


Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase in Deutschland seit 1990, nach Treibhausgasen⁴.

Die einzelnen Treibhausgase trugen dabei in unterschiedlichem Maße zu dieser Entwicklung bei (siehe Tabelle 2). Dies ist bei der Berücksichtigung der unterschiedlichen Anteile der einzelnen Treibhausgase an den Gesamtemissionen eines Jahres auch nicht verwunderlich (siehe Tabelle 3).

Im Jahr 2005 war die Freisetzung von Kohlendioxid aus den Prozessen der stationären und mobilen Verbrennung mit einem Anteil von 87,1 % Hauptverursacher der Treibhausgasemissionen. Durch den überdurchschnittlichen Rückgang der Emissionen der anderen Treibhausgase ist der Anteil der CO₂-Emissionen an den Gesamtemissionen seit dem Basisjahr um 3,3 Prozentpunkte gestiegen. Die durch Tierhaltung, Brennstoffverteilung und Deponieemissionen verursachten Methanemissionen (CH₄) haben einen Anteil von 4,8 %. Lachgasemissionen (N₂O) werden hauptsächlich durch die Landwirtschaft, Industrieprozesse und den Verkehr verursacht und tragen zu 6,6 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die fluorierten Kohlenwasserstoffe (die so genannten F-Gase) tragen mit etwa 1,5 % zu den Gesamtemissionen bei. Die Verteilung der deutschen Treibhausgasemissionen ist typisch für ein hoch entwickeltes und industrialisiertes Land.

Die Emissionen werden komponentenspezifisch für die durch den IPCC vorgegebenen Quellgruppen bzw. Senken berechnet. Atmosphärenchemische Umsetzungen von nicht als CO₂ emittierten C-haltigen Verbindungen (z.B. NMVOC Lösemittel) werden in den Treibhausgasinventaren nicht berücksichtigt.

⁴ CO₂-Emissionen und Festlegungen in Böden werden unter Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft berichtet.

Tabelle 2: Emissionsentwicklung in Deutschland, nach Treibhausgas und Quellgruppe

THG Emissionen/Senken	Basisjahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CO ₂ -äquivalent (Gg)																	
Netto-CO ₂ -Emissionen/ -Einbindungen (inkl. LULUCF)	1.003.732	1.003.732	965.157	916.890	906.544	891.527	889.654	911.318	880.637	872.324	846.098	848.700	866.081	850.914	865.198	860.522	836.446
CO ₂ -Emissionen (ohne LULUCF)	1.032.348	1.032.348	994.629	947.040	937.176	922.804	921.190	943.286	913.006	904.951	879.186	883.055	901.209	886.263	901.068	896.775	872.943
CH ₄	99.266	99.266	93.881	89.753	89.301	84.746	81.494	78.386	74.548	69.291	68.578	64.722	61.435	57.855	53.795	49.611	47.632
N ₂ O	84.760	84.760	80.447	81.285	77.714	78.180	77.882	79.064	75.853	62.688	59.247	59.744	60.702	60.059	62.704	64.933	66.501
HFCs	6.476	4.369	4.013	4.098	4.225	4.357	6.476	5.858	6.391	6.961	7.202	6.481	7.890	8.555	8.394	8.681	9.362
PFCs	1.750	2.708	2.333	2.102	1.961	1.650	1.750	1.714	1.369	1.473	1.243	786	723	795	858	830	718
SF ₆	7.238	4.785	5.118	5.634	6.405	6.694	7.238	7.154	7.144	6.988	5.588	5.400	5.199	4.410	4.455	4.548	4.740
Gesamt-Emissionen / -Einbindungen (inkl. LULUCF)	1.203.222	1.199.620	1.150.949	1.099.762	1.086.150	1.067.153	1.064.493	1.083.494	1.045.942	1.019.725	987.957	985.832	1.002.030	982.587	995.404	989.126	965.398
Gesamt-Emissionen (ohne CO ₂ aus LULUCF)	1.231.837	1.228.235	1.180.421	1.129.913	1.116.782	1.098.430	1.096.029	1.115.462	1.078.310	1.052.352	1.021.045	1.020.186	1.037.157	1.017.936	1.031.274	1.025.378	1.001.895

THG Emissionen/Senken	Basisjahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CO ₂ -äquivalent (Gg)																	
1. Energie	987.864	987.864	952.994	905.100	898.154	875.707	871.800	897.576	861.599	852.016	830.208	828.007	848.935	833.466	845.895	837.995	815.807
2. Industrieprozesse	123.401	119.799	114.550	114.673	110.979	119.228	121.381	117.577	120.421	106.488	98.101	101.382	100.044	100.095	103.218	107.210	107.257
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	2.089	2.089	2.005	1.922	1.839	1.756	1.673	1.590	1.507	1.423	1.340	1.257	1.174	1.174	1.174	1.174	1.174
4. Landwirtschaft	77.685	77.685	70.132	68.129	67.001	64.968	66.589	66.581	65.486	65.688	66.951	67.122	66.586	64.612	64.287	63.957	63.542
5. Landnutzung, -sänderung & Forstwirtschaft	-28.241	-28.241	-29.097	-29.775	-30.258	-30.902	-31.162	-31.593	-31.994	-32.252	-32.713	-33.933	-34.706	-34.927	-35.449	-35.831	-36.076
CO ₂	-28.616	-28.616	-29.472	-30.150	-30.633	-31.277	-31.537	-31.968	-32.369	-32.627	-33.088	-34.354	-35.128	-35.349	-35.870	-36.252	-36.497
N ₂ O	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	375	422	422	422	422	422	422
6. Abfall	40.423	40.423	40.365	39.713	38.433	36.395	34.211	31.763	28.922	26.361	24.069	21.996	19.996	18.167	16.279	14.621	13.694

Tabelle 3: Anteile an der Emissionsentwicklung in Deutschland, nach Treibhausgas und Quellgruppe

THG Emissionen/Senken	Basisjahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
ohne CO ₂ aus LULUCF	(%)																
CO ₂ -Emissionen (ohne LULUCF)	83,8	84,1	84,3	83,8	83,9	84,0	84,0	84,6	84,7	86,0	86,1	86,6	86,9	87,1	87,4	87,5	87,1
CH ₄	8,1	8,1	8,0	7,9	8,0	7,7	7,4	7,0	6,9	6,6	6,7	6,3	5,9	5,7	5,2	4,8	4,8
N ₂ O	6,9	6,9	6,8	7,2	7,0	7,1	7,1	7,1	7,0	6,0	5,8	5,9	5,9	5,9	6,1	6,3	6,6
HFCs	0,5	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	0,6	0,5	0,6	0,7	0,7	0,6	0,8	0,8	0,8	0,8	0,9
PFCs	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
SF ₆	0,6	0,4	0,4	0,5	0,6	0,6	0,7	0,6	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,5
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

THG Emissionen/Senken, Anteile	Basisjahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Quell- & Senkengruppen (o. CO ₂ aus LULUCF)	(%)																
1. Energie	80,2	80,4	80,7	80,1	80,4	79,7	79,5	80,5	79,9	81,0	81,3	81,2	81,9	81,9	82,0	81,7	81,4
2. Industrieprozesse	10,0	9,8	9,7	10,1	9,9	10,9	11,1	10,5	11,2	10,1	9,6	9,9	9,6	9,8	10,0	10,5	10,7
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
4. Landwirtschaft	6,3	6,3	5,9	6,0	6,0	5,9	6,1	6,0	6,1	6,2	6,6	6,6	6,4	6,3	6,2	6,2	6,3
5. Landnutzung, -sänderung & Forstwirtschaft (N ₂ O)	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
6. Abfall	3,3	3,3	3,4	3,5	3,4	3,3	3,1	2,8	2,7	2,5	2,4	2,2	1,9	1,8	1,6	1,4	1,4
Summe	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

0.3 Überblick zu den Emissionsschätzungen und Trends der Quell- und Senkengruppen

In Abbildung 2 ist der Beitrag der einzelnen Quell- bzw. Senkengruppen an den Gesamtemissionen der Treibhausgase dargestellt. Hier werden die relativ konstanten Anteile der einzelnen Quell- bzw. Senkengruppen sowie die absolute Dominanz der energiebedingten Emissionen deutlich. Diese nahmen im zeitlichen Verlauf kontinuierlich ab. Der leichte Wiederanstieg, insbesondere im Jahr 1996, ist temperaturbedingt. Dieses Jahr war durch niedrigere Temperaturen im Winter geprägt, die einen verstärkten Energieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme zur Folge hatten und dadurch die Emissionen ansteigen ließen.

Insgesamt gingen die Emissionen der Treibhausgase gegenüber dem Basisjahr deutlich zurück (Rückgang der CO₂-Äquivalentemission um 18,7 %). Betrachtungen der einzelnen Komponenten belegen diesen Trend in unterschiedlicher Ausprägung. So betragen die Emissionsveränderungen gegenüber dem Basisjahr 1990 bei den mengenmäßigen Haupttreibhausgasen Kohlendioxid (CO₂) - 15,4 %, bei Methan (CH₄) - 52,0 % und bei Lachgas (N₂O) - 21,5 %. Bei den so genannten F-Gasen, die insgesamt etwa 1,5 % zu den Treibhausgasemissionen beitragen ist diese Entwicklung dagegen nicht ganz so einheitlich. In Abhängigkeit von der Einführung neuer Technologien sowie der Verwendung dieser Stoffe als Substitute sanken die Emissionen seit dem Basisjahr 1995 bei SF₆ um 34,5 % und bei FKW um 58,9 %, wohingegen sie bei den H-FKW um 44,6 % anstiegen.

Gegenüber dem Vorjahr 2004 sanken die Emissionen insgesamt um 2,3 %. Dies ist zu großen Teilen auf die infolge des gesunkenen Energieverbrauchs im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher (Raumwärmeerzeugung) um 4,1 % gesunkenen CO₂-Emissionen dieser Quellgruppe, sowie auf die, durch deutlich gestiegene Verwertung von Grubengas, um über 11 % gesunkenen CH₄-Emissionen aus dem Kohlebergbau zurückzuführen.

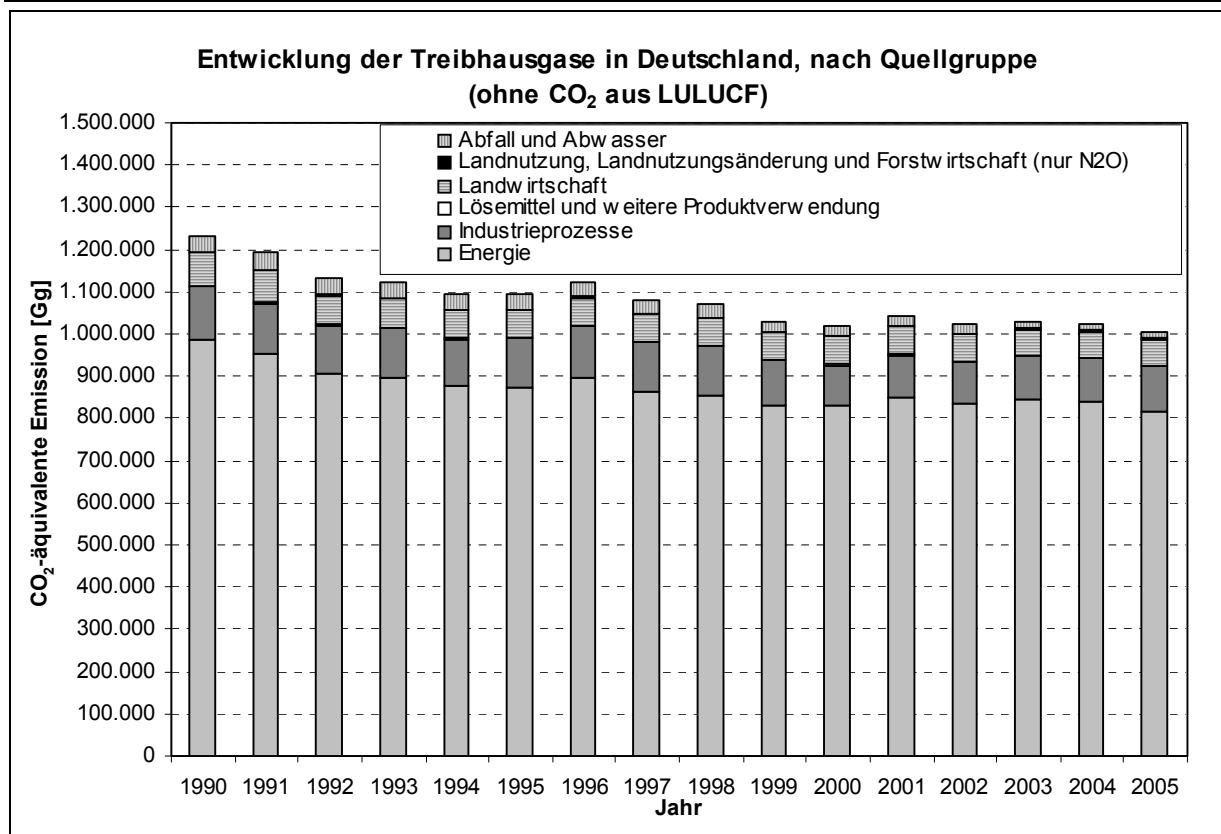


Abbildung 2: Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990, nach Quellgruppen⁵

In Abbildung 2 wird die relative Entwicklung der Emissionen aus den Verursachergруппen seit 1990 dargestellt. Die deutlichste Minderung trat hier im Bereich der Abfallemissionen auf. Hier haben die Einführung eines verstärkten Recyclings von wiederverwertbaren Stoffen (Verpackungsverordnung) und die Verwertung als Kompost (Bioabfallverordnung) zu einer Minderung der deponierten Abfallmenge und damit zu einer Minderung der Deponieemissionen geführt. Im Bereich der Emissionen aus den Industrieprozessen hatten die emissionsmindernden Maßnahmen im Bereich der Adipinsäureproduktion 1997 einen stark mindernden Effekt. Die Emissionen der Lösemittel- und Produktverwendung sanken geringfügig durch die zurückgehende Anwendung von N₂O zu Narkosezwecken. Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im Wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsangaben.

⁵ CO₂-Emissionen und Festlegungen in Böden werden unter Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft berichtet.

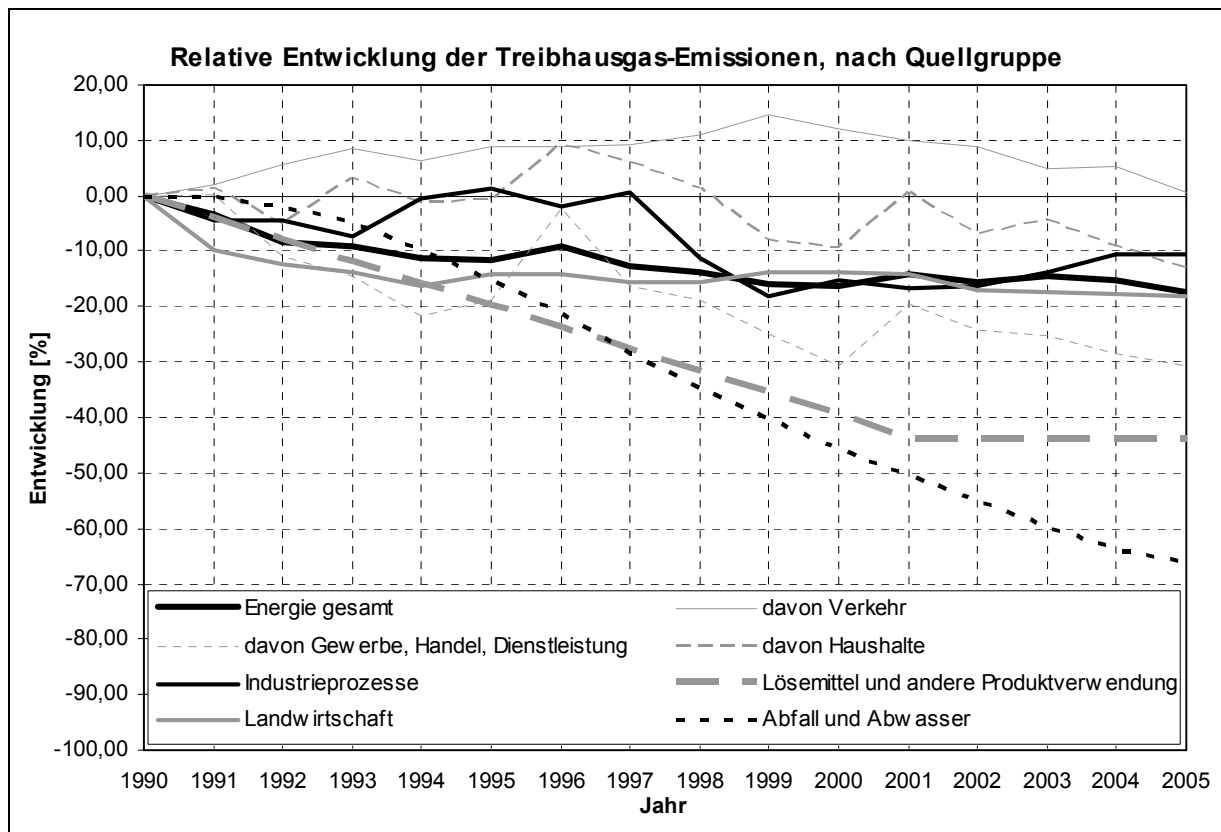


Abbildung 3: Relative Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen^{6,7}

⁶ CO₂-Emissionen und Festlegungen in Böden werden unter Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft berichtet.

⁷ Bezugspunkt sind die Emissionen des Jahres 1990 (=100%), nicht das Basisjahr.

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrundinformationen zu Klimawandel und Treibhausgas-Inventaren

1.1.1 *Der Treibhauseffekt*

Klimawandel ist die Veränderung der durchschnittlichen Witterungsverhältnisse über einen längeren Zeitraum in einem bestimmten Gebiet oder global. Aus der Paläoklimaforschung ist bekannt, dass in den letzten Millionen Jahren gravierende natürliche Klimaänderungen mit Schwankungen der globalen mittleren Temperatur zwischen 9°C und 16°C aufgetreten sind. Klimaänderungen können folgende Ursachen haben:

- Veränderungen so genannter geostrophysikalischer Parameter wie Solarkonstante, Erdbahnelemente u.a.
- Veränderungen der Erdoberfläche
- Änderungen des Energiehaushaltes im System "Erdoberfläche und Atmosphäre"
- Änderungen des Stoffhaushaltes der Atmosphäre (wie die Änderungen der Treibhausgaskonzentration).

Treibhausgase, zu denen neben Kohlendioxid, Lachgas, Methan, Ozon insbesondere auch Wasserdampf, als das wichtigste natürliche Treibhausgas gehört, haben eine besondere Eigenschaft. Sie lassen die von der Sonne (vor allem im sichtbaren, kurzwelligen Bereich) auf die Erde fallende, energiereiche Strahlung nahezu ungehindert passieren, absorbieren aber teilweise die im Gegenzug von der erwärmten Erde ausgehende langwellige Strahlung. Hierdurch werden sie in einen energetisch angeregten Zustand versetzt, um nach kurzer Zeit unter Aussendung infraroter Strahlung wieder in den ursprünglichen Grundzustand zurückzukehren. Die Aussendung von Wärmestrahlung erfolgt gleichwertig in alle Raumrichtungen, d.h. zu einem erheblichen Anteil auch zurück zur Erdoberfläche (*thermische Gegenstrahlung*). Damit diese zusätzlich zugeführte Energiemenge dennoch abgestrahlt werden kann (aus Gründen des dynamischen, energetischen Gleichgewichts, in dem sich Erde und Atmosphäre im Mittel befinden, muss dies erfolgen), muss die Erde eine entsprechend höhere Temperatur aufweisen. Dies ist, kurz und vereinfacht gesagt, die Natur des Treibhauseffektes.

Ohne die natürlicherweise vorkommenden Treibhausgase wäre ein Leben auf unserem Planeten nicht möglich. Statt einer globalen Erdmitteltemperatur von ca. 15°C, wie wir sie heute messen, würde eine mittlere Temperatur von etwa -18°C auf der Erde zu verzeichnen sein. Der natürliche Treibhauseffekt sichert also unser irdisches Leben.

1.1.2 *Klimawandel*

Seit Beginn der Industrialisierung werden deutliche überregionale bzw. globale Änderungen im Stoffhaushalt der Atmosphäre als Folge menschlichen Tuns beobachtet. So stiegen weltweit die Konzentrationen von Kohlendioxid (CO₂) um ca. 30 %, die von Methan (CH₄) um 145 % und die von Distickstoffoxid (N₂O) um 15 % gegenüber den Werten vorindustrieller Zeiten. Zum Teil gelangen völlig neue Stoffe wie Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW), Halone, vollfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW), teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) in die Atmosphäre, die in der Natur praktisch nicht vorkommen, sondern fast ausschließlich durch den Menschen erzeugt werden.

Obwohl die Auslöser des Treibhauseffektes mengenmäßig kaum ins Gewicht fallen, ist ihre Wirkung erheblich. Durch die Konzentrationszunahme der Treibhausgase kommt es zu einer Verstärkung des (natürlichen) Treibhauseffektes und damit zu einem Anstieg der bodennahen Temperatur. Der natürliche Treibhauseffekt ist lebensnotwendig - seine Verstärkung durch menschlichen Eingriff gibt Anlass zur Sorge. Die Veränderung eines Klimafaktors bzw. der Zusammensetzung der Atmosphäre kann über vielseitige Wechselwirkungen zu weitreichenden und raschen Änderungen im gesamten Klimasystem führen. Da die Ökosysteme und auch unsere Zivilisation an die derzeitigen Klimabedingungen angepasst sind, können solche Änderungen bedrohliche Folgen haben.

In seinem letzten Sachstandsbericht von 2001 stellte das IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) unter anderem fest, dass die mittlere globale Lufttemperatur seit den letzten 100 Jahren um 0,4 bis 0,8 °C angestiegen ist. Die letzten Jahre gehören zu den wärmsten seit 1861 (Beginn der regelmäßigen Aufzeichnungen in Deutschland).

1.1.3 Reduktionsverpflichtungen und Berichterstattung zu Treibhausgasen

Die Staaten der Welt haben früh erkannt, dass aufgrund der zu erwartenden Temperaturänderungen Gefahren für die Ökosysteme und die menschliche Zivilisation drohen, weil diese Änderungen relativ schnell erfolgen und sich die bestehenden Systeme nicht so schnell ohne Schäden an die neuen Klimaverhältnisse anpassen können.

1992 wurde in Rio de Janeiro das Rahmenabkommen über Klimaänderungen (Klimarahmenkonvention) von fast allen Staaten der Welt verabschiedet. Seit 1994 müssen die in Annex I der Klimarahmenkonvention benannten Staaten jährlich zum 15. April ein Inventar der Treibhausgase an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention übermitteln. Es sind Angaben zu den Emissionen und Senken des Basisjahres (1990 für CO₂, N₂O, CH₄; 1995 für HFKW, FKW, SF₆) für alle Jahre bis zwei Jahre vor dem Jahr der Berichterstattung vorzulegen.

Auf der dritten Vertragsstaatenkonferenz in Kyoto wurden erstmals rechtsverbindliche Begrenzungs- und Reduktionsverpflichtungen für die Industrieländer festgelegt. Nach dem Kyoto-Protokoll müssen die Industrieländer ihre Emissionen der sechs Treibhausgase Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), Perfluorkohlenwasserstoffe (PFKW) und Schwefelhexafluorid (SF₆) bis 2012 um durchschnittlich 5,2 Prozent vermindern. Die Europäische Gemeinschaft (seinerzeit 15 Mitgliedstaaten) hat im Rahmen des Kyoto-Protokolls die Verpflichtung übernommen, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Zeitraum 2008–2012 gegenüber dem Basisjahr um 8 % zu mindern. Diese Verpflichtung wurde in einer Lastenteilung⁸ zwischen den beteiligten Mitgliedstaaten aufgeteilt, nach der Deutschland mit 21 % Emissionsminderung gegenüber dem Basisjahr einen erheblichen Beitrag zu leisten hat. Mit entsprechendem Interesse werden die deutschen Maßnahmen, aber auch die Berechnungen zu Emissionsminderungen verfolgt.

Die Wirksamkeit und der Erfolg des Kyoto-Protokolls hinsichtlich der Senkung von weltweiten Treibhausgasemissionen wird von zwei kritischen Faktoren abhängen: Ob die Vertragsstaaten sich an die Regeln des Protokolls halten und ihre Verpflichtungen erfüllen und ob die Emissionsdaten die zur Erfüllungskontrolle genutzt werden, zuverlässig sind.

⁸ burden sharing agreement, beschlossen mit Ratsentscheidung 2002/358/EG

Damit kommt der nationalen Berichterstattung und der anschließenden internationalen Überprüfung von Emissionsinventaren eine Schlüsselrolle zu.

1.2 Institutionelle Festlegungen und Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung

Artikel 5.1 des *Kyoto-Protokolls* fordert den Aufbau Nationaler Systeme für die Erstellung von Treibhausgasinventaren. Hiernach verpflichten sich die Industriestaaten (Anlage I Staaten), bis spätestens 2007 über ein Nationales System zu verfügen, das der Ermittlung der Treibhausgasemissionen aus Quellen und des Abbaus von Treibhausgasen durch Senken dient. Durch die *Entscheidung des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System zur Überwachung der Treibhausgasemissionen in der Gemeinschaft und zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls vom 11. Februar 2004* (Entscheidung 280/2004/EG) ist Deutschland darüber hinaus verpflichtet, bis spätestens zum 31. Dezember 2005 nationale Inventarsysteme nach dem *Kyoto-Protokoll* zu erstellen. In den *Guidelines for National Systems* (UNFCCC Decision 19/CMP.1) sind die Anforderungen an das Nationale System festgeschrieben, die nach dem *Kyoto-Protokoll* und der *Entscheidung 280/2004/EG* einzuhalten sind.

1.2.1 Anforderungen an das Nationale System

1.2.1.1 Anforderungen gemäß Kyoto-Protokoll

Das Nationale System soll die Inventarerstellung in Übereinstimmung mit den Prinzipien der Transparenz, Konsistenz, Vergleichbarkeit, Vollständigkeit und Genauigkeit sicherstellen. Dies soll durch die weitgehende Anwendung der methodischen Vorschriften aus den *IPCC-Guidelines* und den *IPCC Good Practice Guidance*, durch ein ständiges Qualitätsmanagement und eine kontinuierliche Inventarverbesserung erreicht werden. Das Nationale System umfasst alle institutionellen, rechtlichen und verfahrenstechnischen Einrichtungen und Vereinbarungen, die in einem in Anlage 1 der *Klimarahmenkonvention* genannten Mitgliedsland getroffen werden, zur Emissionsberechnung, -berichterstattung und Archivierung aller Inventarinformationen.

Das Nationale System

soll alle Einrichtungen eines Staates in die Erstellung der Emissionsinventare einbinden, die einen fachlich hochwertigen Beitrag für die Emissionsinventare leisten können.

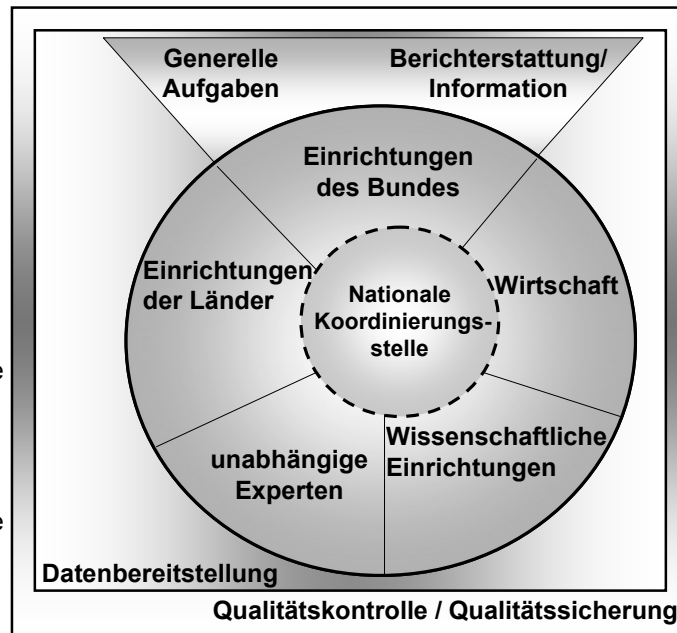


Abbildung 4: NaSE - Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen

Das Nationale System hat alle Einrichtungen eines Staates in die Erstellung der Emissionsinventare einzubinden, die einen fachlich hochwertigen Beitrag hierfür leisten können. Es ist Aufgabe der Staaten, zur Erfüllung aller Aufgaben ausreichende Ressourcen bereit zu stellen.

Es bestehen die folgenden Aufgaben:

- Festlegung der nationalen Koordinierungsstelle zur Emissionsberichterstattung mit der Gesamtverantwortung für das nationale Inventar
 - als zentrale Anlaufstelle,
 - für die Rahmensetzung für Inventarplanung,
 - zur Sicherstellung des Informationsflusses und
 - zur Koordinierung des Überprüfungsprozesses.
- Festlegung / Dokumentation von
 - institutionellen Einrichtungen,
 - rechtlichen Vereinbarungen,
 - Verfahren zur Emissionsberechnung und –berichterstattung.
- Archivierung aller Inventarinformationen
- Initiierung von Maßnahmen zur Verbesserung der Emissionsinventare (inkl. QK/QS)

Für die konkrete Institutionalisierung des Nationalen Systems werden den Vertragsstaaten weitgehende Gestaltungsspielräume eingeräumt. In Abbildung 4 wird ein Überblick über die sicherzustellenden Funktionen und die bei der Implementierung des Nationalen Systems zu beteiligenden Einrichtungen gegeben.

1.2.1.2 Anforderungen gemäß Entscheidung 280/2004/EG

In Artikel 4 Abs. 2 der Entscheidung 280/2004/EG wird die Einrichtung eines Inventarsystems der Gemeinschaft geregelt. Danach führt die Kommission „nach dem in Artikel 9 Absatz 2 genannten Verfahren und unter Berücksichtigung der nationalen Systeme der Mitgliedstaaten bis zum 30. Juni 2006 ein Inventarsystem der Gemeinschaft ein, um die Genauigkeit, Vergleichbarkeit, Kohärenz, Vollständigkeit und Pünktlichkeit der nationalen Inventare im Hinblick auf die Erstellung des Treibhausgasinventars der Gemeinschaft zu gewährleisten.“

Dieses System umfasst „ein Programm zur Qualitätssicherung / Qualitätskontrolle einschließlich der Festsetzung von Qualitätszielen und eines Inventarqualitätssicherungs- und Qualitätskontrollplans. Die Kommission unterstützt die Mitgliedstaaten bei der Umsetzung der Programme zur Qualitätssicherung / Qualitätskontrolle.“ Weiterhin umfasst das System „ein Verfahren zur Schätzung fehlender Daten eines nationalen Inventars, einschließlich der Konsultation mit dem betreffenden Mitgliedstaat.“ Damit hat die Kommission auch die Möglichkeit, Qualitätsmängel in den nationalen Inventaren ihrer Mitgliedstaaten durch festgelegte Verfahren eigenständig auszugleichen.

Aus Absatz 4 leiten sich auch Verpflichtungen für die Mitgliedstaaten ab: „Die Mitgliedstaaten erstellen baldmöglichst und auf jeden Fall spätestens bis zum 31. Dezember 2005 nationale Inventarsysteme nach dem *Kyoto-Protokoll* zur Schätzung von anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und den Abbau von Kohlendioxid durch Senken.“

1.2.2 Anforderungen an ein System zur Qualitätskontrolle und -sicherung

Die Anforderungen an die Maßnahmen zu Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung werden im Wesentlichen durch die *IPCC Good Practice Guidance* sowie durch die Ergebnisse unabhängiger Überprüfungen der Inventare definiert.

Qualitätskontrollmaßnahmen stellen nach der Definition der *IPCC Good Practice Guidance* (QK-Maßnahmen) ein System regelmäßiger Qualitätskontrollen und -messungen des Inventars dar, um sicherzustellen, dass

- Daten zuverlässig, richtig und vollständig sind;
- Fehler und Unvollständigkeiten identifiziert und dargestellt werden;
- alle Daten dokumentiert und archiviert werden;
- alle Aktivitäten zur Qualitätskontrolle aufgezeichnet werden.

Analog zu den Methoden zur Ermittlung der Emissionen einer Quellgruppe, die nach den *IPCC Good Practice Guidance* nach verschiedenen „Ansätzen“ (Tier 1: einfacher Berechnungsansatz, Tier 2, 3: detailliertere Berechnungsansätze) differenziert werden, gibt es bei der Qualitätskontrolle auch eine entsprechende Unterscheidung:

- Tier 1 QK-Maßnahmen beschreiben die (übergreifenden) routinemäßig durchzuführenden Maßnahmen.
- Tier 2 QK-Maßnahmen sind quellgruppenspezifische Maßnahmen, die sich für die einzelnen Quellgruppen entsprechend unterscheiden.

Unter **Qualitätssicherung (QS)** versteht IPCC Prüfungshandlungen, die von unabhängigen Dritten ausgeführt werden sollen. Ziel dieser unabhängigen Überprüfungen ist sicherzustellen, dass

- die Qualität der Daten den gesetzten Qualitätszielen entspricht;
- das Inventar den bestmöglichen Schätzungen von Emissionen und Senken unter Berücksichtigung des aktuellen Forschungsstandes und der verfügbaren Daten entspricht;
- die Effektivität der Qualitätskontrolle unterstützt und verbessert wird.

Die wesentlichen Elemente eines QK/QS-Systems, welches den Mindestanforderungen der *IPCC Good Practice Guidance* (siehe Kap. 8.3 der *IPCC Good Practice Guidance*) entspricht, sind:

- Benennung eines Koordinators für das QK/QS-System;
- Implementierung einer Aufbauorganisation mit eindeutig geregelten Verantwortlichkeiten und Befugnissen;
- Erstellung und Aufrechterhaltung eines QK/QS-Plans;
- Einführung und Beschreibung der erforderlichen übergreifenden und quellgruppenspezifischen QK-Maßnahmen (Tier 1 + Tier 2);
- Einführung und Beschreibung der notwendigen internen und externen QS-Maßnahmen (unabhängige Überprüfungen, Audits);
- Definition der Aufzeichnungs-, Dokumentations- und Berichtspflichten sowie der Einführung eines Verfahrens zur Lenkung von Dokumenten;
- Verfahren zur Kontrolle, Bewertung und Änderung des QK/QS-Systems im Sinne der kontinuierlichen Verbesserung;
- Dokumentation des Systems in geeigneter Form (Handbuch, Leitfaden, Anleitungen).

1.2.3 Koordination der Nationalen Systems

Die nach Paragraph 10 (c) und 12 (a) der *Guidelines for National Systems* zu benennende verantwortliche Einrichtung für die Inventarerstellung ist in Deutschland das Umweltbundesamt (UBA). Die institutionelle Zuständigkeit des UBA als nationale Koordinierungsstelle zur Emissionsberichterstattung ist aufgrund der Zuständigkeiten des Amtes für die Emissionsberichterstattung und die Wahrnehmung der Aufgaben der Koordinierungsstelle im Fachgebiet I 4.6 durch Hausanordnung 11/2005 des UBA festgelegt. Das UBA *die Zuständigkeit als Koordinierungsstelle* auch nach dem Inkraftsetzen des geplanten *Klimaschutzstatistikgesetzes* (KSStatG) *und der Ressortvereinbarungen wahrnehmen*.

Der Verpflichtung zur öffentlichen Bekanntgabe der postalischen und elektronischen Adresse nach Paragraph 12 (b) der *Guidelines for National Systems* wurde mit Vorlage des Berichts zur Festlegung der festgelegten Mengen nachgekommen, sie sind ebenfalls dem Impressum dieses Berichts zu entnehmen.

Zu den Aufgaben der Nationalen Koordinierungsstelle gehört die Planung, Erstellung, und Archivierung der Inventare und die Beschreibung dieser in den Inventarberichten sowie die Qualitätskontrolle und –sicherung bei allen relevanten Prozessschritten. Die *Nationalen Koordinierungsstelle* dient als zentrale Anlaufstelle, koordiniert und informiert alle Teilnehmer des *Nationalen Systems*. Im Zeitraum 2003 bis 2005 hat die Koordinierungsstelle prioritär neue Datenquellen erschlossen und neu in das *Nationale System* einzubindende institutionelle Einrichtungen identifiziert. Dies erfolgte unter anderem über einen Workshop zum *Nationalen System* Ende 2004 (siehe Kapitel 1.2.5.6). Weitere wesentliche Arbeiten bezogen sich auf die Einführung des Qualitätssystems Emissionsinventare (siehe Kapitel 1.2.7) und das Voranbringen der Institutionalisierung des *Nationalen Systems* (siehe Kapitel 1.2.5).

1.2.4 Instrumente der Nationalen Koordinierungsstelle

Zur Unterstützung bei der Wahrnehmung der Aufgaben der Nationalen Koordinierungsstelle hat das Umweltbundesamt verschiedene Instrumente entwickelt.

Die Datenbank *Zentrale System Emissionen* (ZSE) des Umweltbundesamtes ist die zentrale, nationale Datenbank zur Emissionsberechnung und -berichterstattung. Sie wird für die zentrale Datenhaltung aller für die Emissionsberechnung benötigten Informationen (Methoden, Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren) verwendet. Das ZSE ist das wesentliche Instrument für die Dokumentation und die Qualitätssicherung auf der Datenebene.

Das Qualitäts-System Emissionsinventare (QSE) schafft im Umweltbundesamt die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Einhaltung einer guten Inventarpraxis und die Durchführung einer routinemäßigen Qualitätssicherung. Es wurde über die Hausanordnung 11/2005 im Jahr 2005 installiert und umfasst innerhalb des UBA die notwendigen Prozesse, um eine kontinuierliche Qualitätsverbesserung der Treibhausgasemissionsinventare zu ermöglichen. Hierzu gehört die Festlegung der Verantwortlichkeiten sowie der Qualitätsziele hinsichtlich der Methodenwahl, der Datengewinnung, der Berechnung von Emissionen und der Unsicherheitsbestimmung und die Erfassung der durchgeführten Qualitätsprüfungen sowie deren Ergebnisse (Bestätigung der Zielerreichung oder bei Nichterreichung von Zielen Benennung der geplanten Maßnahmen zur zukünftigen Abhilfe). Die Verfahren der Qualitätskontrolle sind unter besonderer Berücksichtigung der Arbeitsstrukturen des UBA, unter generellen Gesichtspunkten der Qualitätssicherung und nach den *IPCC Good Practice Guidance* unter Einbindung externer Experten entwickelt worden. Die Einbeziehung weiterer Behörden, Institutionen und Inventarexperten in das Qualitätsmanagement wird über das geplante *Klimaschutzstatistikgesetz* und bilaterale Vereinbarungen erfolgen. Das QSE ist in Kapitel 1.2.7 ausführlich beschrieben.

Als wesentliches Instrument zur Erfolgskontrolle im Rahmen des QSE dient eine rechnerfähige Access-Datenbank - das *Planungs- und Steuerungsinstrument* (PlaSte). Hierin werden alle tabellarischen Dokumente der nationalen QK/QS vorgehalten (QK/QS-Plan, Checklisten, Listen über Verantwortlichkeiten etc. Darüber hinaus enthält PlaSte den gesamten tabellarischen Schriftverkehr zu den Inventarüberprüfungen inklusive der deutschen Antworten seit dem Berichtsjahr 2004.

Das Zusammenwirken dieser Instrumente bei der Umsetzung der Qualitätsmaßnahmen im Rahmen der Inventarerstellung ist in Abbildung 5 dargestellt.

Nationales System (NaSE)

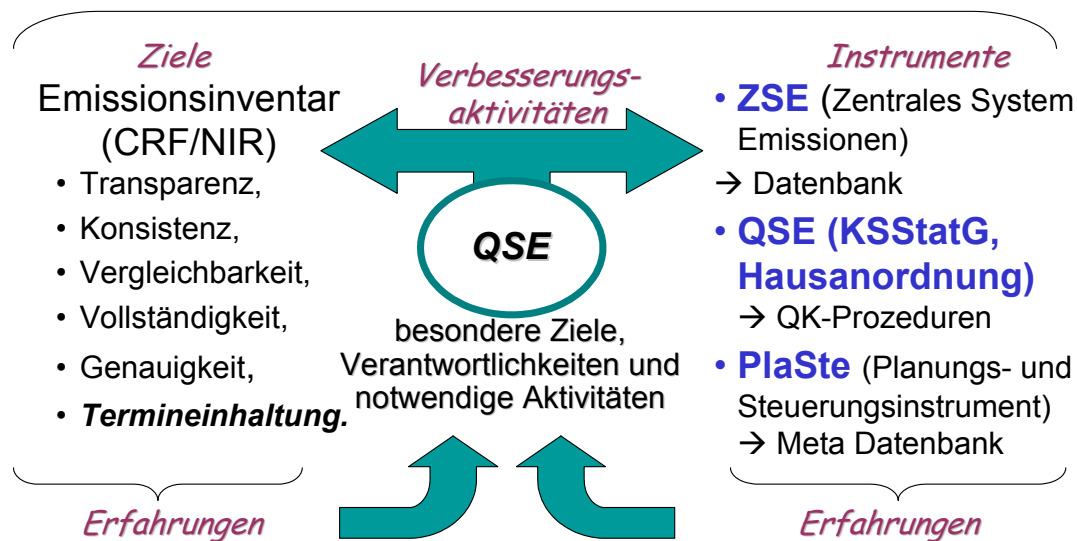


Abbildung 5: NaSE - Ziele und Instrumente

1.2.5 Institutionelle und rechtliche Festlegungen des Nationalen Systems

In den letzten zwei Jahren konnte die Institutionalisierung des Nationalen Systems entscheidend vorangebracht werden. Dies geschah in Form einer Hausanordnung für das Umweltbundesamt (siehe Kapitel 1.2.5.2) und durch die Erarbeitung eines Entwurfs zum *Klimaschutzstatistikgesetz* (siehe Kapitel 1.2.5.4) sowie durch Entwürfe für Vereinbarungen zwischen der *Nationalen Koordinierungsstelle*, anderen Bundesinstitutionen und Nichtregierungsorganisationen (siehe Kapitel 1.2.5.5).

1.2.5.1 Arbeitskreis Emissionsinventare

Wesentliche Zuarbeiten zu den Inventaren – insbesondere zu den Emissionsfaktoren – erhält die Nationale Koordinierungsstelle aus anderen Arbeitseinheiten des UBA. Insofern wurde für alle erforderlichen Festlegungen immer zuerst eine Hauslösung erarbeitet, die dann als Muster für die Übertragung auf das gesamte Nationale System dienen soll.

Für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes wurde im Jahr 2003 ein *Arbeitskreis Emissionsinventare* eingerichtet, über den seither alle an der Inventarerstellung beteiligten Mitarbeiter des UBA eingebunden werden. Die Bereitstellung notwendiger Informationen erfolgt neben den Veranstaltungen des Arbeitskreises auch über ein Intranetangebot zur Emissionsberichterstattung.

1.2.5.2 Hausanordnung 11/2005 des UBA

Im Jahr 2005 hat das Umweltbundesamt über die *Hausanordnung 11/2005* ein *Qualitätssystem Emissionsinventare* im Umweltbundesamt installiert, das die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Einhaltung einer guten Inventarpraxis und die Durchführung einer routinemäßigen Qualitätssicherung schafft. Es ist gemäß den Anforderungen der *IPCC Good Practice Guidance* aufgebaut und an die nationalen Gegebenheiten in Deutschland sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA angepasst worden. Durch die Hausanordnung 11/2005 wurden verbindliche Zuständigkeitsregelungen innerhalb des UBA, die Terminkette für die einzelnen Handlungsschritte bei der Erstellung

der Inventare und die durchzuführenden Prüfhandlungen zur Qualitätskontrolle und -sicherung festgeschrieben.

Mit der Hausanordnung erfolgten die nach Paragraph 10 (a) der *Guidelines for National Systems* geforderten institutionellen und prozeduraler Festlegung und die nach Paragraph 12 (c) erforderliche Festlegung spezifischer Verantwortlichkeiten auf der Amtsebene. Die nach Paragraph 10 (b) sicherzustellende Bereitstellung von ausreichend Kapazitäten für eine pünktliche Performance konnte mit dem Instrument der Hausanordnung nur indirekt und nur ansatzweise über Prioritätensetzung angegangen werden.

1.2.5.3 Haushaltstitel, Umweltforschungsprojekte und Produktplanung des UBA

Die Expertise von *Forschungseinrichtungen* wird über die Durchführung von Forschungs- und Entwicklungs-Vorhaben im Rahmen des Umweltforschungsplans (UFOPLAN) in die Inventarerstellung eingebunden. Dies erfolgt über die Bearbeitung konkreter Fragestellungen und durch übergreifende Vorhaben, die vor allem der Harmonisierung von Einzelergebnissen für das Gesamtinventar und der Identifizierung von Fehlstellen bzw. der Lückenschließung von unvollständig erfassten emissionsrelevanten Aktivitäten dienen. Seit dem UFOPLAN 2002 verfügt die Nationale Koordinierungsstelle für die Initiierung von Maßnahmen zur kontinuierlichen Inventarverbesserung über ein Globalvorhaben *Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung*. Durch die Bildung von Teilvorhaben werden Einzelmaßnahmen für die Verbesserung der Inventare angestoßen und finanziert.

Eine Beauftragung über den UFOPLAN dauert von der Problemerkennung (Vorhabensinitiierung) bis zur Lösung (Abnahme Abschlussbericht) derzeit im Mittel 3,5 Jahre. Da die Inventare jährlich von unabhängigen Experten des Klimasekretariats überprüft werden und Verbesserungen gemäß der Mängelberichte zeitnah eingeleitet werden müssen, ist für die Beseitigung prioritärer Mängel jedoch eine Reaktionszeit von einem Jahr erforderlich. Daher wurde im UBA zusätzlich zu den Forschungsmitteln ab dem Jahr 2005 ein eigenständiger Haushaltstitel für das Nationale System eingerichtet (Titel 526 02, Kapitel 1605, Nr. 4.15), aus dem kurzfristige Aufträge für die Inventarverbesserung in Zuständigkeit des Amtes adressiert werden können.

Über das für die Kapazitätsplanung relevante Instrument der Produktplanung im UBA konnten zumindest temporär zusätzliche Ressourcen für die Erledigung erforderlicher Arbeiten bei der Inventarerstellung bereitgestellt werden. Insgesamt ist aber festzustellen, dass die über UFOPLAN, Haushaltstitel und Produktplanung bereitgestellten Ressourcen im UBA immer noch nicht ausreichen, um die nach Paragraph 10 (b) *Guidelines for National Systems* geforderte Bereitstellung von ausreichend Kapazitäten für eine pünktliche Performance in der Aufbauphase sicherzustellen.

In diesem Zusammenhang muss darauf hingewiesen werden, dass eine solche Ressourcenbereitstellung bisher fast ausschließlich im Umweltbundesamt erfolgt ist – andere zuarbeitende Institutionen haben sich dem Thema Ressourcenunterlegung bisher noch nicht im erforderlichen Maße gewidmet. Insgesamt sind die Chancen einer rechtzeitigen und adäquaten Ressourcenbereitstellung in Zeiten des kontinuierlich zunehmendem Personalabbaus eher als schlecht einzuschätzen.

1.2.5.4 Klimaschutzstatistikgesetz und Ressortvereinbarungen

Mit einer *Rahmen-Ressortvereinbarung zwischen dem Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Verbraucherschutz (BMELV) und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)* über den Daten- und Informationsaustausch und den Betrieb einer gemeinsamen Datenbank zu Emissionen aus der Landwirtschaft vom 02.04.2001 wurde eine erste ressortübergreifende Vereinbarung zur Zusammenarbeit bei der Berechnung der Emissionen geschlossen. Da diese Vereinbarung selbst für den Datenaustausch zwischen den beiden beteiligten Behörden nicht mehr als ausreichend erachtet wird und vergleichbare Vereinbarungen mit anderen Bundesbehörden nicht existieren, werden ein Klimaschutzstatistikgesetz (KSStatG) erörtert und Vereinbarungen zwischen den beteiligten Ressorts erarbeitet. Hierüber soll die Einbeziehung von anderen deutschen Behörden in das nationale System erfolgen.

Durch die geplante Festlegung von Ressortzuständigkeiten im Rahmen dieser Regelungen soll zukünftig die ressortübergreifende Zusammenarbeit für alle Quell- und Senkengruppen gewährleistet werden. Es wird nationale Vorgaben zum Mindestumfang an QK/QS gemäß den *IPCC Good Practice Guidance* geben, die jeweils behördenspezifisch umgesetzt werden sollen. Das geplante Gesetz und die Vereinbarungen sollen 2007 in Kraft gesetzt werden und die Anforderungen nach den Paragraphen 10 (a) bis (c) und 12 (a) bis (c) der *Guidelines for National Systems* umsetzen.

Ein 2002 gegründeter Arbeitskreises VI *Emissionsberichterstattung* der Interministeriellen Arbeitsgruppe *IMA CO₂ Reduktion*⁹ ist für die Umsetzung der Anforderungen an die Emissionsberichterstattung bei den Bundesbehörden zuständig. Hier erfolgt eine ressortübergreifende Diskussion von bislang identifizierten Aufgabenschwerpunkten im Bereich der Emissionsinventare. Die Koordinierung erfolgt durch das BMU. Die offizielle Erörterung und Freigabe nach den Anforderungen von Paragraph 12 (e) der *Guidelines for National Systems* erfolgt durch eine Ressortabstimmung zwischen allen beteiligten Bundesressorts. Diese Aufgaben werden im Rahmen der geplanten Regelungen auch zukünftig durch einen Koordinierungsausschuss, in dem die Ressorts und die beteiligten Institutionen vertreten sind, wahrgenommen werden.

1.2.5.5 Mustervereinbarung für die Zusammenarbeit mit NRO

Die *Einbindung von Verbänden* und anderen unabhängigen Organisationen erfolgte bisher in erster Linie über die für konkrete Fragestellungen zuständigen Facheinheiten des Fachbereichs I und III aus dem Umweltbundesamt. Die *Nationale Koordinierungsstelle* leistet den Facheinheiten bei der Diskussion von Berichtsanforderungen und der Bestimmung von erforderlichen Datenflüssen mit den Verbänden Unterstützung.

Für die Einbeziehung von nicht behördlichen Einrichtungen in das nationale System wurde in 2006 eine Mustervereinbarung entworfen, über die relevante Akteure zukünftig verbindlich in die Erstellung der Inventare eingebunden werden sollen.

⁹ Die IMA CO₂-Reduktion wurde unter Federführung des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) durch Beschluss der Bundesregierung vom 13. Juni 1990 gegründet. Zielstellung ist es, auf nationaler Ebene ein Gesamtkonzept zur CO₂-Minderung und zur Klimavorsorge weiterzuentwickeln und umzusetzen.

1.2.5.6 Workshop zum Nationalen System

Das Umweltbundesamt hat im November 2004 einen ersten Workshop zum Nationalen System Emissionsinventare durchgeführt. Damit wurde ein Forum geschaffen, das die Einbindung von Verbänden und anderen unabhängigen Organisationen wesentlich fördert und der Umsetzung des Paragraphen 15 (b) der *Guidelines for National Systems* dient, die Inventare durch unabhängige Dritte prüfen zu lassen.

Die Teilnehmer des Workshops wurden über Anforderungen und den Stand der Emissionsberichterstattung zu Treibhausgasen informiert. Bestehende Probleme und Schwachstellen wurden diskutiert und der Workshop hat Ansätze zur Problemlösung und Verbesserung der Inventare und des Inventarberichtes entwickelt und aufzeigt. Es wurden die methodischen Vorgehensweisen in einzelnen Bereichen und Quellgruppen, die Datengrundlagen für das Treibhausgasinventar, die koordinierte Erstellung eines ausgewogenen und harmonisierten nationalen Inventarberichtes (NIR) sowie übergreifende Themen der Inventarerstellung wie Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle, Unsicherheiten oder Datengeheimhaltung thematisiert.

Eingeladen waren Akteure, die bereits Beiträge oder Daten zum nationalen Treibhausgasinventar leisten oder potentiell prädestiniert dazu sind. Dazu zählen die an der Inventarerstellung beteiligte Fachgebiete des UBA, die beteiligten Ressorts der Ministerien und deren nachgeordnete Behörden, Vertreter der Bundesländer, Verbände, Arbeitsgemeinschaften, Forschungseinrichtungen und das Statistische Bundesamt.

Der Workshop war in einen allgemeinen Teil für alle Teilnehmer und in sektorspezifische Teile für die Bereiche Energie, Industrieprozesse, Landwirtschaft sowie Forstwirtschaft und Landnutzungsänderungen gegliedert. Zu den bereichsspezifischen Teilen wurden vier Arbeitsgruppen gebildet, die parallel zu ausgewählten Fragestellungen einzelner Quellgruppen jedes Bereichs arbeiten. Die Ergebnisse des Workshops werden direkt in die Inventarverbesserung einfließen und sind in einem Workshopbericht zusammengefasst worden.

1.2.5.7 Cross Country Review

Für die Hauptquellgruppen Energie und Landwirtschaft wurde in 2004 erstmals ein Cross Country Review mit Finnland durchgeführt, der sehr hilfreich für die Inventarverbesserung war und in der EU viel Beachtung gefunden hat. Auch dieses Instrument wird wie der Workshop zum Nationalen System in der Folge weiter Anwendung finden, weil es eine effektive Umsetzung den Forderungen aus Paragraph 15 (c) der *Guidelines for National Systems* nach intensiverer unabhängiger Überprüfung der Hauptquellgruppen ermöglicht.

1.2.6 Verbindlicher Terminplan im Rahmen des Nationalen Systems

Verbindliche Zuständigkeitsregelungen, die Terminkette für die einzelnen Handlungsschritte bei der Erstellung der Inventare und die durchzuführenden Prüfhandlungen zur Qualitätskontrolle / -sicherung wurden innerhalb des UBA durch die Hausanordnung 11/2005 festgelegt.

Der verbindliche Zeitplan für die Erstellung der Emissionsinventare und des NIR wird allen internen und externen Akteuren über die Intranet-Seite des UBA und durch Veröffentlichung im NIR bekannt gemacht:

05. Mai	Anforderung zur Daten und Berichtstextlieferung durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA an die Fachverantwortlichen
31. Juli	Zulieferung der Energiedaten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und der statistischen Daten des Statistischen Bundesamtes, die Grundlage für weiterführende Berechnungen sind
bis 01. September	Zulieferungen fertiger Inventardaten aus dem UBA und externer Einrichtungen des NaSE
ab 02. September	Validierung / Rücksprachen der Zulieferungen der Fach- und Qualitätsverantwortlichen unter Berücksichtigung der Überprüfungsergebnisse
ab 01. Oktober	Erstellung der CRF-Zeitreihen, Endredaktion durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA
01. November	Hausabstimmung UBA
ab 15. November	Abschließende Qualitätssicherung durch QSE-, ZSE- und NIR-Koordinator
30. November	Bericht der Nationalen Koordinierungsstelle zur Einleitung der Ressortabstimmung an das Ministerium
15. Januar	Bericht (CRF und bestimmte Teile des NIR) an die Europäische Kommission (im Rahmen des CO ₂ Monitoring Mechanismus) und die Europäische Umweltagentur
15. März	Bericht (korrigierte CRF und vollständiger NIR) an die Europäische Kommission (im Rahmen des CO ₂ Monitoring Mechanismus) und die Europäische Umweltagentur
15. April	Bericht an das Klimasekretariat
Mai	Initial Check durch das Klimasekretariat
Juni	Synthesis and Assessment Report I (durch das VN-Klimasekretariat)
August	Synthesis and Assessment Report II (länderspezifisch; durch das VN-Klimasekretariat)
September - Oktober	Inventarüberprüfung durch das Klimasekretariat

1.2.7 Das Qualitätssystem Emissionsinventare

Die *Nationale Koordinierungsstelle* ist seit 2002 mit der Entwicklung und Implementierung eines QK/QS-Systems (Qualitätssystem Emissionsinventare) beschäftigt. Im QSE werden die Anforderungen der *IPCC Good Practice Guidance*, die nationalen Gegebenheiten in Deutschland sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA berücksichtigt. Das QSE ist in seinen Verfahrensabläufen soweit flexibel gestaltet worden, dass auch zukünftige veränderte Anforderungen routinemäßig berücksichtigt werden können. Der Geltungsbereich des QSE umfasst den gesamten Prozess der Emissionsberichterstattung.

Das QSE umfasst alle Teilnehmer des NaSE. Im Umweltbundesamt wurde die Verbindlichkeit über die UBA-Hausanordnung 11/2005 hergestellt (siehe Kapitel 1.2.5.2). Einzelheiten bezüglich der Regelung der Verbindlichkeit für andere NaSE-Teilnehmer sollen im Rahmen des geplanten Klimaschutzstatistikgesetzes und der geplanten Vereinbarungen erfolgen (siehe Kapitel 1.2.5.4).

1.2.7.1 Aufbauorganisation des Qualitätssystems Emissionsinventare

Im Rahmen des QSE wurde ein Konzept zur Aufbauorganisation entwickelt, dass die Zuständigkeiten für die Umsetzung der erforderlichen QK und QS-Maßnahmen verbindlich für das UBA festlegt. Die festgelegten Rollen und Verantwortlichkeiten sollen einen effektiven Informationsaustausch und die anforderungskonforme Durchführung von QK und QS sicherstellen (siehe Tabelle 4).

Für andere Teilnehmer des Nationalen Systems sollen über das geplante Klimaschutzstatistikgesetz und die geplanten Vereinbarungen Mindestanforderungen an die QK/QS vorgegeben werden.

Tabelle 4: QSE - Rollen und Verantwortlichkeiten

Rolle	Aufgabe	Verantwortlich
QK/QS-Koordinator (QSEK)	Übergreifende QK und QS im gesamten Berichterstattungsprozess Aufrechterhaltung und Fortentwicklung QSE Pflege und Fortschreibung von QK-, QS-Plan, QK-Checklisten und QSE-Handbuch Beschreibung der Qualitätsziele Pflege und Fortschreibung Verbesserungsplan sowie federführend bei Überführung in Inventarplan	Ein benannter Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle
NaSE-Koordinator (NaSEK)	Sicherstellung der termingerechten und anforderungskonformen Berichterstattung Initiierung der Umsetzung übergreifender Maßnahmen aus dem Inventarplan Festlegung / Dokumentation von institutionellen Einrichtungen, rechtlichen Vereinbarungen Sicherstellung der Archivierung aller Inventarinformationen, Durchführung der zentralen Archivierung von Inventarinformationen Vorbereitung Durchführung und Nachbereitung von Inventarüberprüfungen	Ein benannter Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle
Fachliche Ansprechpartner (quellgruppenspezifisch) in der Nationalen Koordinierungsstelle (FAP)	Betreuung der fachlichen Zuarbeiten (Inventararbeit und Berichterstattung) Erste Stufe der unabhängigen QK/QS für die Zuarbeiten aus den Fachgebieten	Benannte Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle
Ansprechpartner in den UBA-Abteilungen	Multiplikator in die Abteilungen und Fachgebiete für Informationen und Anforderungen der Nationalen Koordinierungsstelle bezüglich Emissionsberichterstattung	Ein benannter Mitarbeiter je betroffener Abteilung im UBA
QK/QS-Verantwortlicher für das Fachgebiet (QKV)	QK der an die Nationale Koordinierungsstelle zu liefernden Daten und Berichtsteile Freigabe der Berichtsteile Sicherstellung der Durchführung der notwendigen Inventararbeiten, QK-Maßnahmen und Dokumentationen auf operativer Ebene Festlegung und Sicherstellung der Wahrnehmung von fachlichen Verantwortlichkeiten zur Emissionsberichterstattung im FG	Alle betroffenen Fachgebietsleiter (FGL)
Fachverantwortlicher auf operativer Ebene (FV)	Datengewinnung, Dateneingabe und Berechnung entsprechend den vorgegebenen Methoden Festlegung der quellgruppenspezifischen Qualitäts- und Prüfkriterien Durchführung QK-Maßnahmen Dezentrale Archivierung von quellgruppenspezifischen Inventarinformationen	Alle vom FGL benannten Mitarbeiter
ZSE-Administrator (ZSEK)	Übergreifende QK und QS im gesamten Inventar Freigabe von Prüfkriterien im ZSE Sicherstellung der Integrität der Datenbanken Emissionsberechnung und Aggregation zu Berichtsformaten	Ein benannter Mitarbeiter der nationalen Koordinierungsstelle
Berichtskoordinator (NIRK)	Anlaufstelle für NIR Zuarbeiten koordiniert Zuarbeiten (Einsammlung von FG und Verteilung in nationaler Koordinierungsstelle) Berichterstellung NIR	Ein benannter Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle

1.2.7.2 Ablauforganisation des Qualitätssystems Emissionsinventare

Der Ablauf der QK und QS-Maßnahmen im QSE richtet sich am Prozess der Emissionsberichterstattung aus, wie er in Kapitel 1.3 beschrieben wird. Dabei ist das Qualitätsmanagement direkt mit den Arbeitsschritten in der Inventararbeit verzahnt. Jedem Schritt im Prozessablauf der Inventarerstellung wurden geeignete QK-Maßnahmen zugeordnet, die den einzelnen Akteuren zugewiesen wurden (siehe Abbildung 6).

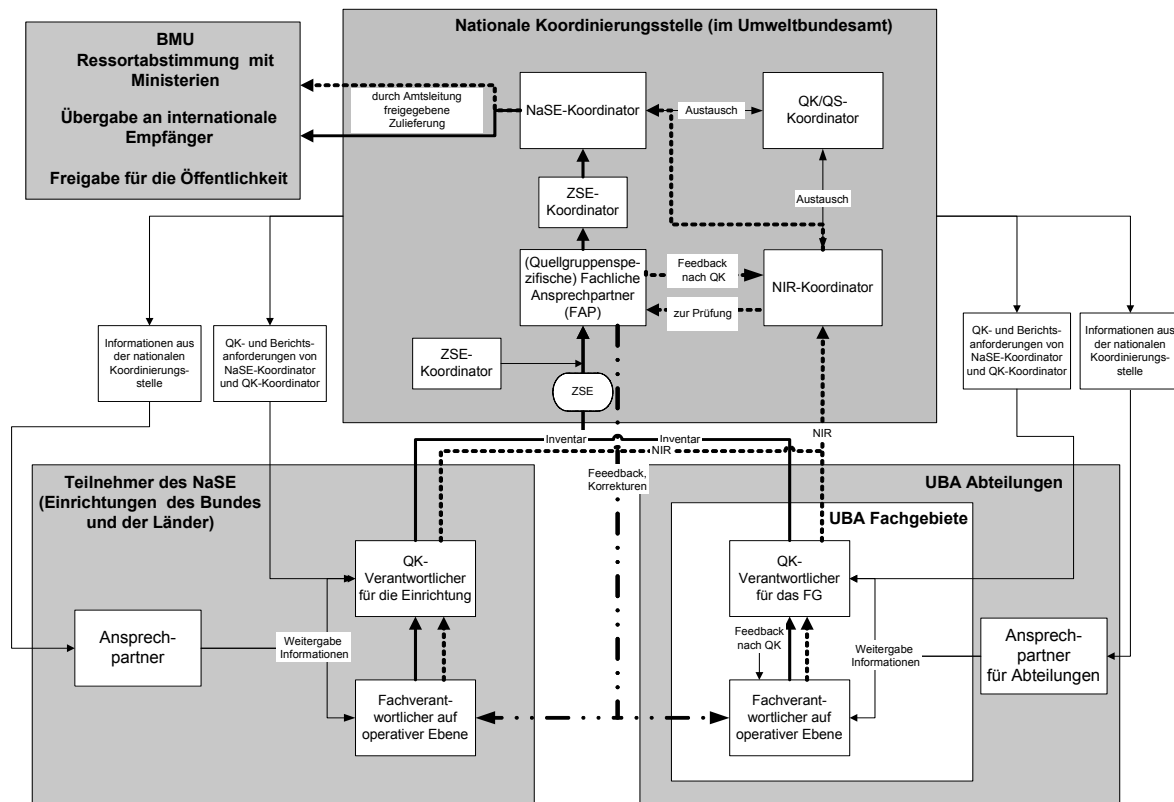


Abbildung 6: QSE - Rollen und Aufgaben

Die durchzuführenden QK-Prüfungen für Tier 1 gemäß Paragraph 14 (g) der *Guidelines for National Systems* sind erstmals im Jahr 2005 durchgeführt worden. Sie wurden in Form von QK-Checklisten mit der Datenanforderung als eine Art Begleitschein an die Fachexperten geschickt und über den Verlauf der Zuarbeiten entsprechend ausgefüllt. Dabei sind die QK-Checks nicht als Prüfungen sondern als Qualitätsziele definiert, dessen Einhaltung jeweils zu bestätigen oder dessen Nichteinhaltung zu begründen ist. Seit der Berichterstattung 2007 sind diese Checklisten in elektronischer Form im Einsatz, so dass eine datenbankgestützte Auswertung möglich ist.

1.2.7.3 Dokumentation im Qualitätssystem Emissionsinventare

Für den gesamten Prozess der Emissionsberichterstattung werden mit dem QSE die gemäß *IPCC Good Practice Guidance* erforderlichen QK/QS-Maßnahmen eingeführt. Die Durchführung, Beschreibung und Dokumentation der QK/QS-Maßnahmen erfolgt weitgehend gemeinsam mit den entsprechenden Inventarbeiträgen. Für das QSE wurde ein Dokumentationskonzept entwickelt, das zielgruppenorientiert und aufgabenspezifisch die Maßnahmen beider Aspekte integriert darstellt. Die einzelnen Bestandteile der Dokumentation sind in Abbildung 7 dargestellt.

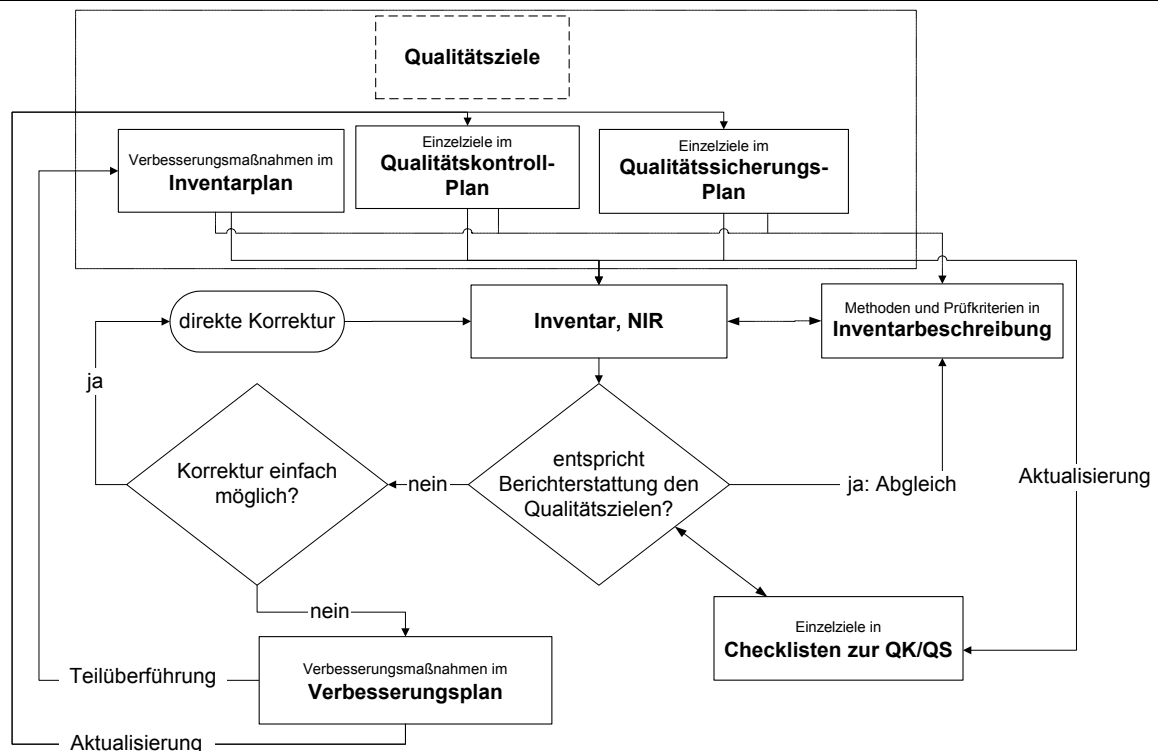


Abbildung 7: NaSE & QSE - Steuerung und Dokumentation

Die allgemeine Beschreibung der **Qualitätsziele** erfolgt im QSE-Handbuch und leitet sich aus den *IPCC Good Practice Guidance* ab (siehe Kapitel 17.1.1). Darüber hinaus sind für die einzelnen Quellgruppen operative Einzelziele zur Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung aus dem Vergleich zwischen den Anforderungen aus den *IPCC Good Practice Guidance*, den Ergebnissen der unabhängigen Inventarüberprüfung und der Inventarrealität abzuleiten.

Gemäß den Anforderungen der IPCC Good Practice Guidance und Paragraph 12 (d) der *Guidelines for National Systems* sollen die für die Emissionsberichterstattung notwendigen QK/QS-Maßnahmen in einem QK/QS-Plan zusammengefasst werden. Dabei ist die primäre Aufgabe eines QK/QS-Plans, diese Maßnahmen zu organisieren, zu planen und zu überwachen.

Ein zentraler Qualitätssicherungs- und -kontrollplan wurde für das deutsche Inventar im Jahr 2002 im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004) erarbeitet. QK- und QS-Plan wurde auf der Grundlage einer systematischen Evaluierung aller Inventardaten im Hinblick auf ihre Qualität erstellt. Um die Durchführung und Kontrolle von Maßnahmen zur Erreichung der Qualitätsziele transparent und effektiv zu steuern, sind sie im **Qualitätskontrollplan (QK-Plan)** und **Qualitätssicherungsplan (QS-Plan)** rollenspezifisch sowie gegebenenfalls quellgruppenspezifisch vorgegeben. Dabei können die Ziele der Qualitätssicherung das Inventar, den Prozess der Berichterstattung oder das QSE selbst zum Gegenstand haben. Weiterhin erfolgt im Qualitätssicherungsplan die zeitliche Planung von Qualitätssicherungsmaßnahmen, die durch externe Dritte vorgenommen werden. Beide Pläne haben den Charakter eines Vorgabedokuments für die Qualitätskontrolle.

In ihrer Dokumentstruktur sind QK- und QS-Plan mit den **Checklisten zur Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung** kombiniert, die zur Überprüfung und Dokumentation der erfolgreichen Durchführung der Qualitätskontrollen dienen. In den Checklisten wird nicht die Durchführung von Prüfungen abgefragt, sondern die Erreichung von vorgegebenen Qualitätszielen. Diese Checklisten zur Qualitätskontrolle sind von den

Teilnehmern des NaSE¹⁰ parallel zur Inventarerstellung auszufüllen und sollen Auskunft über die Güte der dem Inventar zugrunde liegenden Daten und Methoden geben. Das UBA hat die systematische Qualitätskontrolle in Form von Checklisten erstmalig im Jahr 2005 mit den Teilnehmern des NaSE durchgeführt.

Beide Pläne und die QK-Checklisten stellen damit unmittelbar ein Instrument zur Überprüfung der Erfüllung von internationalen Anforderungen dar und ermöglichen die Steuerung der Inventarqualität über die Initiierung von Maßnahmen zur Qualitätssicherung gemäß Paragraph 13 der *Guidelines for National Systems*.

In dem **Verbesserungsplan** werden alle Verbesserungsmöglichkeiten beziehungsweise Beanstandungen aus den Ergebnissen der unabhängigen Inventarüberprüfung, die im Rahmen des jeweils abgeschlossenen Zyklus der Emissionsberichterstattung identifiziert wurden, gesammelt und mit möglichen Korrekturmaßnahmen hinterlegt. Diese Korrekturmaßnahmen werden durch die Nationale Koordinierungsstelle kategorisiert, mit Prioritäten versehen und in Rücksprache mit den Fachverantwortlichen teilweise in den **Inventarplan** überführt. Dort werden sie mit Terminen und Verantwortlichkeiten hinterlegt. Der Inventarplan durchläuft als Anhang des NIR den Abstimmungs- und Freigabeprozess und stellt somit ein verbindliches Vorgabedokument für die im kommenden Berichtsjahr umzusetzenden Verbesserungsmaßnahmen dar.

Die **Inventarbeschreibung** wird in der Nationalen Koordinierungsstelle als zentrale Dokumentation für die einzelnen Quellgruppen geführt. In dieser werden alle wesentlichen Aspekte der Inventarerstellung beschrieben. Alle quellgruppenspezifischen Arbeiten, die relevant für die quellgruppenspezifische Inventarerstellung sind, sind hierin zu dokumentieren. Die Inventarbeschreibung hat den Charakter einer Hintergrundinformation.

Die Pflicht zur Erstellung der festgelegten Dokumentationen wurde in 2004 im UBA eingeführt und bilden die wesentliche Grundlage für eine Archivierung der Inventarinformationen gemäß den Anforderungen aus Paragraph 16 (a) der *Guidelines for National Systems*. Zur Ausweitung der Vorgaben auf andere Teilnehmer des Nationalen Systems ist im geplanten KSStatG vorgesehen, entsprechende Mindestanforderungen an die Dokumentation und Archivierung vorzugeben.

Aus vielfältigen Gründen sieht das Dokumentationskonzept jedoch in Abweichung zu Paragraph 17 der *Guidelines for National Systems* kein ausschließlich zentrales Archiv vor. Ausschlaggebend für diese Entscheidung waren:

- der umfangreiche und dezentrale Datenbestand, auf dessen Grundlage das deutsche Inventar berechnet wird,
- die verteilten Zuständigkeit für diese Daten,
- Aspekte der Geheimhaltung, die aus rechtlichen Gründen einer Weitergabe von Einzeldaten zum Zwecke der Archivierung an einer zentralen Stelle entgegenstehen.

Das zentrale Archiv wird jedoch für darin nicht archivierte Daten ein entsprechendes Referenzsystem vorhalten, aus dem hervorgeht, wer wo welche Daten dezentral archiviert hat und in welcher Form die Aggregierung für die Inventare erfolgt ist.

¹⁰ Hierzu gehören Fachverantwortliche (FV), Fachliche Ansprechpartner (FAP), Qualitätskontrollverantwortliche (QKV), der NIRK (Koordinator für den Nationalen Inventar Report), der NaSEK (Koordinator für das Nationale System), der ZSEK (Koordinator für Das Zentrale System Emissionen), der QSEK (Koordinator für das Qualitätssystem Emissionsinventare)

1.2.7.4 Das QSE-Handbuch

Mit dem „Handbuch zur Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung bei der Erstellung von Emissionsinventaren und der Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen sowie der EU Entscheidung 280/2004/EG“ wurden die internationalen Anforderungen hinsichtlich der Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle bei der Emissionsberichterstattung für das Nationale System Emissionsinventare (NaSE) in Deutschland spezifiziert. Es gilt verbindlich für das Umweltbundesamt und beschreibt das Qualitätssystem Emissionsinventare (QSE).

Das QSE-Handbuch wurde über eine Hausanordnung im Umweltbundesamt in Kraft gesetzt. Es ist mit seinen mitgeltenden Unterlagen im Intranet des UBA veröffentlicht.

Die mitgeltenden Unterlagen umfassen:

- eine Liste der Fachlichen Ansprechpartner in der Nationalen Koordinierungsstelle,
- eine Liste der Ansprechpartner in den Abteilungen,
- eine Liste der Verantwortlichen in den UBA-Fachgebieten (Fachverantwortliche),
- den Qualitätskontrollplan (Tier 1),
- den Qualitätssicherungsplan (Tier 1),
- die Rollen- beziehungsweise quellgruppenspezifischen QK/QS Checklisten (nur Tier 1),
- den Verbesserungsplan,
- die Anforderungen zur Berichterstattung aus den Guidelines,
- die Ergebnisse der Inventarüberprüfungen,
- quellgruppenspezifisch den Datenbestand jeder Quellgruppe,
- die Ergebnisse aus der Bestimmung der Hauptquellgruppen,
- den NIR,
- die CRF Tabelle 8(b) zur Dokumentation von Rekalkulationen (Musterausfüllung),
- den Leitfaden zur Berechnung der Unsicherheiten und Bestimmung der Hauptquellgruppen nach Tier 2,
- ein Formular für Vorschläge zur kontinuierlichen Verbesserung des QSE und
- eine Anleitung zur Nutzung der QSE-Checklisten.

1.2.7.5 Unterstützung der sachkundigen Überprüfungsgruppen

Neben den eigenen Maßnahmen der Qualitätskontrolle und -sicherung geben die Ergebnisse der sachkundigen Überprüfungsgruppen bei der Inventarüberprüfung wichtige Impulse für die Inventarverbesserung. Insofern liegt die Erfüllung der Anforderungen der Paragraphen 16 (b) und (c) hinsichtlich der Bereitstellung archivierter Inventarinformationen für den Überprüfungsprozess und der Beantwortung von Fragen der sachkundigen Überprüfungsgruppen im Eigeninteresse der Nationalen Koordinierungsstelle. Mit entsprechender Priorität wurden diese Aspekte bei der Konzeption des QSE berücksichtigt. Der gesamte tabellarische Schriftverkehr zu den Inventarüberprüfungen inklusive der deutschen Antworten wird daher seit 2004 in einer recherchefähigen Access-Datenbank vorgehalten, die ebenfalls die tabellarischen Dokumente der nationalen QK/QS enthält. Das Planungs- und Steuerungsinstrument (PlaSte) ist das wesentliche Instrument zur Erfolgskontrolle im Rahmen des QSE.

1.3 Kurzbeschreibung der Inventarerstellung

Bei der Emissionsberichterstattung handelt es sich um einen regelmäßig jährlich ablaufenden Vorgang, der allerdings - dezentral und von verschiedenen Personen

durchgeführt - für verschiedene Teile des Inventars sehr unterschiedlich sein kann. Vor der Einführung des QSE wurde dieser Prozess daher im Jahr 2003 intensiv untersucht und analysiert.

Er lässt sich in die Hauptprozesse der:

- Festlegung der Berechnungsgrundlagen,
- Datengewinnung,
- Datenaufbereitung und Emissionsberechnung sowie der
- Berichterstellung

unterteilen.

Diese untergliedern sich in Teilprozesse (siehe Abbildung 8). Der Prozess der Inventarerstellung erfolgt in enger Verzahnung mit der Erstellung des Nationalen Inventarberichts und der Durchführung von Qualitätssicherungsprozeduren.

Es hat sich gezeigt, dass sich der Ablauf der Inventarplanung und -erstellung wesentlich auf die Qualität der Inventare auswirken kann, so dass die Reihenfolge beim Vorgehen nicht unwesentlich für die Inventarqualität ist. Daher wurden jedem Teilprozess geeignete QK/QS-Maßnahmen zugewiesen, um bei der Qualitätsprüfung nicht nur die Endqualität der Inventardaten zu prüfen, sondern das Ergebnis der Prüfung immer im Zusammenhang mit ihrer Position in der Prozesskette zu betrachten. Auf diese Weise können auch periodische interne Evaluationen des Prozesses der Inventarerstellung nach Paragraph 15 (d) der *Guidelines for National Systems* einfach durchgeführt werden.

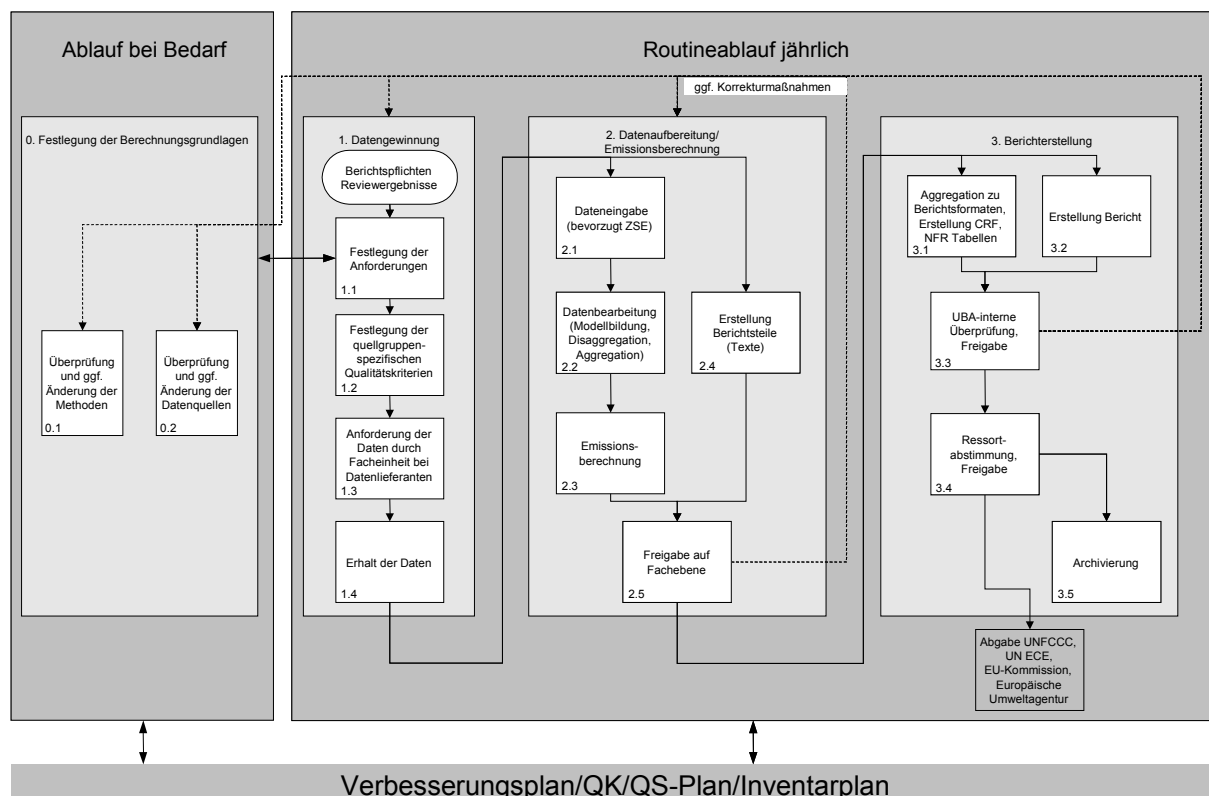


Abbildung 8: Übersicht über den Prozess der Emissionsberichterstattung

Der Ablauf inklusive der QK/QS-Maßnahmen deckt die Anforderungen der Paragraphen 14 (a) bis (f) der *Guidelines for National Systems* an die Inventarerstellung ab.

1.3.1 Vorgelagerte Abläufe

Um die für die Inventarerstellung notwendigen vielfältigen und detaillierten Aktivitäten und Kapazitäten auf die wesentlichen Quellgruppen der Inventare konzentrieren zu können, wurde durch IPCC die Definition einer Hauptquellgruppe (engl.: Key Category) eingeführt. Als solche werden Quellgruppen bezeichnet, die im nationalen Inventar herausgehoben sind, da ihre Emissionen einen signifikanten Einfluss auf die Gesamtemission der direkten Treibhausgase haben, entweder in der absoluten Höhe der Emissionen, im Beitrag zum zeitlichen Emissionstrend oder aufgrund ihrer Unsicherheiten.

Für diesen Zweck bestehen unabhängig von den in Abbildung 8 dargestellten Teilprozessen der Emissionsberichterstattung vorgelagerte Abläufe, die jeweils zwischen zwei Zyklen der Emissionsberichterstattung durchgeführt werden.

Als vorgelagerte Abläufe werden die folgenden Teilprozesse gezählt:

- die Bestimmung der Hauptquellgruppen (gemäß Tier 1-Verfahren nach Kap. 7.2 der *IPCC Good Practice Guidance*);
- die Berechnung und Aggregation der Unsicherheiten der Emissionen mittels Monte Carlo Simulation (gemäß Tier 1- oder Tier 2-Verfahren nach den *IPCC Good Practice Guidance*);
- die erweiterte Bestimmung der Hauptquellgruppen mittels Monte Carlo Simulation (gemäß Tier 2-Verfahren nach Kap. 6.4 der *IPCC Good Practice Guidance*).

1.3.2 Bestimmung der Hauptquellgruppen (gemäß Tier 1-Verfahren)

Die Bestimmung der Hauptquellgruppen wird von der Nationalen Koordinierungsstelle einmal jährlich vor dem Durchlaufen des Prozesses der Emissionsberichterstattung durchgeführt. Die Zugehörigkeit zu den Hauptquellgruppen dient als Kriterium dafür, welche Berechnungsmethode (Tier-Ansatz) und in Folge dessen welcher Detaillierungsgrad bei der Emissionsmodellierung für die Quellgruppe angewandt werden muss. Darüber hinaus wird das Ergebnis der Bestimmung der Hauptquellgruppen zur Ermittlung von Quellgruppen mit prioritärem Handlungsbedarf bei der Inventarverbesserung genutzt.

In der *IPCC Good Practice Guidance* (2000) sind die für die Bestimmung der Hauptquellgruppen anzuwendenden Methoden festgelegt. Diese ermöglichen es, durch die Analyse des Inventars für ein Jahr im Hinblick auf die Emissionshöhe der einzelnen Quellgruppen (Tier 1 Level Assessment), die Analyse einer Zeitreihe der Inventarangaben (Tier 1 Trend Assessment) sowie durch eine detaillierte Analyse der fehlerbewerteten Inventarangaben (Tier 2 Level and Trend Assessment unter Berücksichtigung der Unsicherheiten) die jeweiligen Hauptquellgruppen zu identifizieren.

Zur Festlegung der Hauptquellgruppen wurden für die deutschen Treibhausgasemissionen die beiden Tier 1-Verfahren Level (für die Jahre 1990 und 2005) sowie Trend (für 2005 gegenüber 1990) angewendet. Dabei wurden nicht nur die Emissionen aus Quellen, sondern auch die Einbindung der Treibhausgase in Senken in den Analysen berücksichtigt.

1.3.3 Berechnung und Aggregation der Unsicherheiten der Emissionen

Unsicherheiten sind elementarer Bestandteil der Emissionsinventare und ihre Bestimmung soll zu einem quantitativen Ausdruck für die Genauigkeit der Emissionsinventare führen. Während die Bestimmung der Unsicherheiten mit der Datenerhebung und damit im

Prozessablauf der Emissionsberichterstattung unter dem Punkt Datengewinnung erfolgt, kann ihre Aggregation erst im Anschluss an die Inventarerstellung beziehungsweise den Zyklus der Emissionsberichterstattung erfolgen.

Bei der Berechnung und Aggregation der Unsicherheiten werden die Unsicherheiten der Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren, welche in der Regel auf der Ebene der Strukturelemente im ZSE von Experten geschätzt wurden, in Unsicherheiten von Emissionen umgerechnet und aggregiert. Die Aggregation der Unsicherheiten wird einmal jährlich am Ende des Berichtserstattungszyklus für das aktuelle Berichtsjahr durchgeführt.

Deutschland berichtet im aktuellen NIR Unsicherheiten, die nach der Tier 1 Methode ermittelt worden sind. Zur Ermittlung der Unsicherheiten nach Tier 1 wurden die Unsicherheiten, soweit bisher möglich, durch die Daten liefernden Experten der Facheinheiten im UBA sowie externe Einrichtungen geschätzt.

Die aggregierten Unsicherheiten dienen als Grundlage zur erweiterten Bestimmung der Hauptquellgruppen.

1.3.4 *Erweiterte Bestimmung der Hauptquellgruppen*

Eine erweiterte Bestimmung der Hauptquellgruppen mittels Monte Carlo Simulation (gemäß Tier 2) kann erst durchgeführt werden, wenn für jede Quellgruppe die Unsicherheiten der Eingangsdaten vorliegen (i.d.R. EF und AR), dann allerdings muss das Tier 2-Verfahren auch angewandt werden.

Bisher wurden für das Deutsche Treibhausgasinventar noch keine Unsicherheiten gemäß dem Tier 2 Ansatz mittels Monte-Carlo-Simulation ermittelt. Es wurden für die einzelnen Quellgruppen in unterschiedlichem Umfang Expertenschätzungen der Unsicherheiten von Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren durchgeführt und zur Vervollständigung auch Literaturwerte herangezogen, um einen kompletten Datensatz für die programmtechnische Realisierung der für die Tier 2 Methode geforderten Berechnungen bereitstellen zu können. In der Folge der geplanten Durchführung der Unsicherheitenbestimmung nach Tier 2 ist ebenfalls zukünftig eine Bestimmung der Hauptquellgruppen unter Berücksichtigung der Unsicherheiten vorgesehen.

1.3.5 *Festlegung der Berechnungsgrundlagen*

Die **Wahl von Berechnungsmethoden** zur Emissionsermittlung hat Auswirkungen auf den gesamten Emissionsberichterstattungsprozess. Daher steht die Prüfung der Angemessenheit der verwendeten Methoden am Anfang des Gesamtprozesses. Die *IPCC Good Practice Guidance* geben für die jeweiligen Quellgruppen mit Hilfe von Entscheidungsbäumen (Decision Trees) vor, welche Methoden anzuwenden sind. Dies erfolgt in Abhängigkeit davon, ob es sich um eine Hauptquellgruppe handelt oder nicht. Kommt statt der vorgeschriebenen Methode eine andere – länderspezifische – Methode zur Anwendung, so ist dies im NIR zu begründen. Die Gleich- oder Höherwertigkeit der Methode ist darzulegen und nachvollziehbar zu dokumentieren.

Weiter stellt auch die **Auswahl und Überprüfung von Datenquellen** einen kritischen Erfolgsfaktor dar, denn die Ergebnisse der gesamten Folgeprozesse (Datenaufbereitung, Berechnung, Berichterstattung) können nicht besser als die Qualität der Primärdaten sein. Datenquellen können sich auf Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren oder Emissionen einer bestimmten Quellgruppe beziehen. In vielen Fällen wird es sich um bereits seit mehreren

Jahren genutzte Datenquellen handeln. Die Auswahl neuer Datenquellen kann z.B. auf Grund einer erforderlichen Methodenumstellung, des Wegfalls einer bisherigen Datenquelle, der Anforderung zusätzlicher Daten oder aufgrund von Ergebnissen der Qualitätskontrolle bei bisher genutzten Datenquellen erforderlich sein.

Verschiedene Kriterien beeinflussen die Eignung einer Datenquelle. Hierzu zählen u.a.:

- langfristige Verfügbarkeit,
- Institutionalisierung der Datenbereitstellung,
- gute Dokumentation,
- Durchführung von Maßnahmen der Qualitätskontrolle und –sicherung seitens der Datenlieferanten,
- Angabe von Unsicherheiten,
- Repräsentativität der Daten und
- Vollständigkeit der zu erwartenden Daten.

Wichtig ist, dass in jedem Fall die Entscheidung für die Auswahl einer Datenquelle dokumentiert wird und dass bei erheblich reduzierter Eignung der verwendeten Datenquellen entsprechende Verbesserungsmaßnahmen geplant werden.

Die Weitergabe von Anforderungen zur Qualitätskontrolle, -sicherung und Dokumentation an Datenlieferanten ist immer erforderlich und insbesondere bei der Vergabe von Forschungsvorhaben von besonderer Relevanz, da das Umweltbundesamt als Auftraggeber in diesem Fall einen erheblichen Einfluss auf den Auftragnehmer ausüben muss.

1.3.6 Datengewinnung

Die Datengewinnung und -dokumentation erfolgt durch den jeweiligen Fachverantwortlichen. Dies kann durch die Auswertung von amtlichen oder Verbände-Statistiken, Studien, Periodika sowie fremden Forschungsvorhaben erfolgen, über die Durchführung eigener Forschungsvorhaben oder die Verwendung persönlicher Informationen, sowie über einen Bund/Länder-Datenaustausch gewonnene Daten. Häufig werden dabei anderweitig gewonnene Arbeitsergebnisse für die Emissionsberichterstattung weitergenutzt.

Die Datengewinnung umfasst die Teilschritte:

- Festlegung der Anforderungen,
- Festlegung der quellgruppenspezifischen Qualitäts- und Prüfkriterien für die Daten,
- Anforderung der Daten durch die zuständige Facheinheit bei den Datenlieferanten, sowie
- Erhalt der Daten.

Über die Nationale Koordinierungsstelle wird die Anforderung an die Zuarbeit zu den Inventaren über die Fachvorgesetzten an die quellgruppenspezifischen Fachverantwortlichen geschickt. Für die Fertigung des NIR wird eine Master-Datei bereitgestellt, die die Struktur für die Zuarbeiten vorgibt. Als Anforderung für die späteren Dateneingaben gelten die Vorgaben aus dem ZSE (direkte Eingabe oder Befüllung des Importformats). Über Informationsveranstaltungen des UBA AK *Emissionsinventare* und die Intranet-Seite zur Emissionsberichterstattung des UBA werden den Fachverantwortlichen die Anforderungen an die Berichterstattung einschließlich der durchzuführenden Maßnahmen zur QK/QS, die Ergebnisse aller Inventarüberprüfungen sowie quellgruppenspezifisch der Datenbestand jeder Quellgruppe und die aktuellen Ergebnisse aus der Bestimmung der Hauptquellgruppen

bekannt gemacht. Auf dieser Basis sind durch den Fachverantwortlichen die **Anforderungen** an Dritte bezüglich der Datenquellen sowie der Berechnungsmethoden **festzulegen**.

Die Anforderungen beeinflussen den vorgelagerten Prozess der Festlegung von Berechnungsgrundlagen (Überprüfung und Auswahl der Methoden und Datenquellen), der immer dann stattfindet, wenn die Anforderungen noch nicht erfüllt sind oder sich verändert haben.

Nach Festlegung der Anforderungen an Datenquellen und Methoden soll vor der Einleitung der Datengewinnung bei Dritten eine **Festlegung der quellgruppenspezifischen Qualitäts- und Prüfkriterien** für diese Daten erfolgen, um den Prozess der QK auf der Datenebene zu unterstützen.

Erfolgt die **Anforderung der Daten** durch den Fachverantwortlichen bei Dritten, soll der vom Datenlieferant erwartete Umfang, die Anforderungen an die Datenqualität und an die Dokumentation der Daten angegeben werden. Beim **Erhalt der Daten** werden diese auf Vollständigkeit, Einhaltung der Qualitätskriterien und Aktualität geprüft. Die Validierung der Daten erfolgt durch den Fachverantwortlichen.

1.3.7 Datenaufbereitung und Emissionsberechnung

Die Datenaufbereitung und Emissionsberechnung umfasst die Schritte:

- Dateneingabe,
- Datenbearbeitung (Modellbildung, Disaggregation, Aggregation), und
- Emissionsberechnung,
- Erstellung Berichtsteile (Texte) sowie
- Freigabe auf der Fachebene.

Parallel zu den in die Tabellenteile einfließenden Zeitreihen für Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren, Unsicherheiten und Emissionen werden auch die Berichtsteile erstellt. Insofern wird der Begriff Daten in einem weiten Sinne verstanden. Er umfasst neben Zahlenwerten, Zeitreihen, etc. auch Kontextinformationen wie Quellen einer Zeitreihe sowie Wege der Berechnung und bezieht sich ebenfalls auf die **Erstellung der Berichtsteile** für den NIR und die Dokumentation von Rückrechnungen.

Erhebliche Teile der **Dateneingabe und -bearbeitung** (Bearbeitung von Daten und der Emissionsberechnung im engeren Sinne des Datenbegriffs) laufen im ZSE ab, wodurch die Transparenz und Konsistenz erheblich erhöht werden und sich für die Durchführung der erforderlichen Maßnahmen der Qualitätskontrolle auf der Datenebene die Möglichkeit eröffnet, im ZSE eine Automatisierung vorzunehmen (Formulierung von Prüfbedingungen im CalQlator). In solchen Fällen kann die manuelle Durchführung bestimmter QK-Maßnahmen entfallen. Um Berechnungsergebnisse komplexer Modelle zu plausibilisieren, sollen zur Überprüfung Cross-Checks mit vereinfachten Annahmen erfolgen.

Nach Durchlaufen der Prüfungen und evtl. Rücksprachen erfolgt die **Emissionsberechnung** im ZSE durch ein automatisiertes Verfahren nach dem Prinzip

Aktivitätsrate * Emissionsfaktor = Emission.

Sind auch vorgelagerte Rechenwege im ZSE abgelegt, so werden diese Berechnungen zuerst angestoßen, bevor die eigentliche Emissionsberechnung durchgeführt wird.

Die **Freigabe auf der Fachebene** hat sowohl für Texte als auch für Ergebnisse der Berechnungen vor der weiteren Verwendung durch die nationale Koordinierungsstelle von den jeweiligen QK-Verantwortlichen zu erfolgen.

1.3.8 Berichterstellung

Zur Berichterstellung gehören:

- die Aggregation der Emissionsdaten zu den Berichtsformaten und die Erstellung der Datentabellen (CRF, NFR),
- die Berechnung der CO₂ Äquivalente für die Treibhausgas-Emissionen
- die Zusammenfassung der zugelieferten Berichtstexte zum Berichtsentwurf (NIR) sowie die Gesamtreaktion des NIR,
- die UBA-interne Überprüfung des Entwurfs mit anschließender Freigabe,
- die Übergabe an das BMU,
- die Ressortabstimmung, sowie abschließend
- die Übergabe an das UNFCCC-Sekretariat und
- die Archivierung.

Bevor die Emissionsdaten in die Berichtstabellen für die Klimarahmenkonvention (CRF= Common reporting Format) bzw. die Genfer Luftreinhaltekonvention (NFR= New Format on reporting) übertragen werden können, muss eine **Aggregation der Emissionsdaten** aus den Zeitreihen des ZSE (im Erfassungsformat) zu den **Berichtsformaten** CRF- bzw. NFR- Quellgruppen erfolgen. Dies wird über eine hierarchische Zuordnung im ZSE realisiert, die im Anhang 3 für die einzelnen Hauptquellgruppen genauer beschrieben ist. Die Aggregationen erfolgen automatisiert.

Nach der rechnerischen Aggregation werden Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und Emissionen automatisiert in die CRF-Berichtstabellen des IPCC hineingeschrieben. Aufgrund der weiterhin großen Probleme mit der CRF-Reporter-Software, wird dieser erst im Nachgang über eine Schnittstelle aus dem ZSE befüllt.

Die Berechnung der Treibhausgase in CO₂-Äquivalenten erfolgt nach Maßgabe des § 20 der *IPCC Guidelines on Reporting and Review* (FCCC/CP/2002/8), auf Basis der mit dem *Second Assessment Report* veröffentlichten und in Tabelle 5 abgebildeten jeweiligen GWP, basierend auf den Wirkungen der Treibhausgase über einen Zeithorizont von 100 Jahren.

Tabelle 5: Global Warming Potential (GWP) der Treibhausgase

Greenhouse gas	Chemical formula	1995 IPCC GWP
Carbon dioxide	CO ₂	1
Methane	CH ₄	21
Nitrous oxide	N ₂ O	310
Hydrofluorocarbons (HFC)		
HFC-23	CHF ₃	11700
HFC-32	CH ₂ F ₂	650
HFC-41	CH ₃ F	150
HFC-43-10mee	C ₅ H ₂ F ₁₀	1300
HFC-125	C ₂ H ₂ F ₅	2800
HFC-134	C ₂ H ₂ F ₄ (CHF ₂ CHF ₂)	1000
HFC-134a	C ₂ H ₂ F ₄ (CH ₂ FCF ₃)	1300
HFC-152a	C ₂ H ₄ F ₂ (CH ₃ CHF ₂)	140
HFC-143	C ₂ H ₃ F ₃ (CHF ₂ CH ₂ F)	300
HFC-143a	C ₂ H ₃ F ₃ (CF ₃ CH ₃)	3800
HFC-227ea	C ₃ H ₂ F ₇	2900
HFC-236fa	C ₃ H ₂ F ₆	6300
HFC-245ca	C ₃ H ₃ F ₅	560
Perfluorocarbons (PFC)		
Perfluoromethane	CF ₄	6500
Perfluoroethane	C ₂ F ₆	9200
Perfluoropropane	C ₃ F ₈	7000
Perfluorobutane	C ₄ F ₁₀	7000
Perfluorocyclobutane	c-C ₄ F ₈	8700
Perfluoropentane	C ₅ F ₁₂	7500
Perfluorohexane	C ₆ F ₁₄	7400
Sulphur hexafluoride		
Sulphur hexafluoride	SF ₆	23900

Quelle: FCCC/CP/2002/8, S.15

Durch den Berichtskoordinator erfolgt die **Zusammenfassung der zugelieferten Berichtstexte zum Berichtsentwurf** des NIR. Durch die quellgruppenspezifischen fachlichen Ansprechpartner in der Nationalen Koordinierungsstelle erfolgt nun die **interne Überprüfung von Daten und Berichtsteilen** anhand einer QK-Checkliste. Die Ergebnisse dieser Überprüfung werden den Fachverantwortlichen zur Verfügung gestellt, so dass diese im Anschluss (ggf. nach einer Rücksprache) ihren Beitrag entsprechend überarbeiten können. Nach der Überarbeitung erfolgt die Gesamtreddaktion des NIR durch den Berichtskoordinator.

Die **Freigabe** der Berichtstabellen und des NIR, sowie dem zukünftig darin enthaltenen Inventarplan erfolgt durch die Mitzeichnung im Rahmen der **Hausabstimmung im UBA**. Danach erfolgt die **Übermittlung an das BMU zur Ressortabstimmung**. Das Ministerium übernimmt die Übersetzung des NIR und die **Übergabe an das UNFCCC-Sekretariat**.

Die Datentabellen und der dazugehörige NIR werden in der Fassung, in der sie zur Ressortabstimmung übermittelt werden, auf eine CD gebrannt und mit eindeutigen Identifizierungsangaben archiviert. Der zur Berechnung verwendete Inhalt der ZSE-Datenbank wird ebenfalls ausgespielt und archiviert. Eine weitere **Archivierung** erfolgt mit der Fassung, die endgültig dem Klimasekretariat übermittelt wird.

1.4 Überblick über die verwendeten Methoden und Datenquellen

1.4.1 Datenquellen

1.4.1.1 Energie

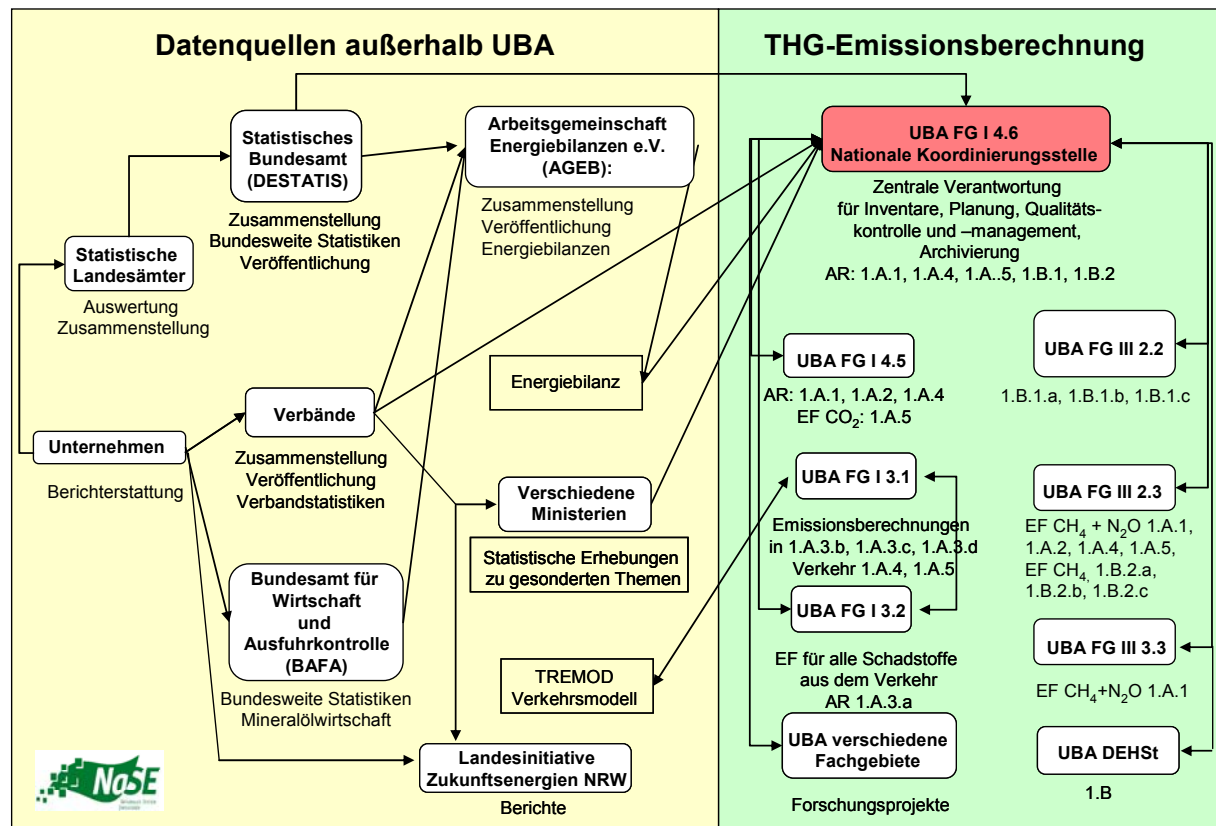


Abbildung 9: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich

Die wohl wichtigsten Datenquellen für die Ermittlung der Aktivitätsraten für die Quellgruppe 1.A sind die „*Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland*“ (nachfolgend: Energiebilanz), die von der *Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen* herausgegeben werden. Die Energiebilanz bietet eine Übersicht über die energiewirtschaftlichen Verflechtungen innerhalb der Bundesrepublik und erlaubt eine Aufteilung nach Brennstoffen und Quellgruppen. Die Energiebilanz bezieht ihre Daten wiederum von einer Vielzahl anderer Quellen. Damit verbunden ist, dass die Energiebilanz erst mit einiger Verzögerung veröffentlicht wird. Die gegenwärtig aktuellste Energiebilanz beschreibt das Jahr 2003, konnte jedoch für die Inventarberechnung nicht mehr genutzt werden, da die Veröffentlichung nach Fertigstellung der Inventare erfolgte.

Begleitend zur eigentlichen Energiebilanz erscheint die *Satellitenbilanz Erneuerbare Energieträger* (nachfolgend: Satellitenbilanz). In dieser wird das Aufkommen und der Verbrauch erneuerbarer Energieträger detailliert aufgeführt. Die Satellitenbilanz erscheint zusammen mit der Energiebilanz.

Ebenfalls zusätzlich zur Energiebilanz veröffentlicht die AGEB so genannte *Auswertetabellen zur Energiebilanz* (nachfolgend: Auswertetabellen). Im Bereich der Brennstoffe weisen diese jeweils nur diejenigen Brennstoffe mit der höchsten Aktivität aus beziehungsweise aggregieren kleinere Aktivitäten zu Summenwerten (beispielsweise *übrige feste Brennstoffe*).

Die quellgruppenspezifische Aufteilung beschränkt sich weitestgehend auf die Endenergie verbrauchenden Quellgruppen (beispielsweise *Verarbeitendes Gewerbe* oder *Verkehr*). Einige Quellgruppen werden nicht aufgeführt (z.B. *Erzeugung von Fernwärme*). Die Auswertetabellen erscheinen zeitnah (im Sommer des Folgejahres). Mit ihrer Hilfe können vor allem aggregierte Aktivitäten auf Quellgruppenebene der am meisten eingesetzten Brennstoffe ermittelt werden. Durch Differenzbildung mit anderen Statistiken kann eine weitere Disaggregation erreicht werden.

Der *Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) e.V.* veröffentlicht in kurzen Abständen (ein bis zwei Jahre) die *Statistik der Energiewirtschaft* (nachfolgend: VIK-Statistik). Die VIK-Statistik enthält unter anderem Daten über Stromerzeugung, Anlagenarten und Brennstoffverbrauch. Sie weist eine weitgehende quellgruppenspezifische Aufgliederung sowie eine feine Unterteilung in Anlagenarten auf. Der Abstand der Veröffentlichung zum Zeitpunkt der Erhebung beträgt etwas mehr als ein Jahr.

Eine weitere wichtige Datenquelle für die Ermittlung der Aktivitätsraten sind die *Fachserien 4 Reihe 4.1.1, Reihe 6.4, Reihe 8.1* und für die Abfalldaten die Fachserie 19 des *Statistischen Bundesamtes*. Diese enthalten Angaben über den Produktions-, Brennstoffverbrauch und Anlagen im Verarbeitenden Gewerbe und im Bergbau. Diese Daten sind zeitnah verfügbar (ungefähr ein Jahr nach Datenerhebung) und bieten insbesondere eine feine Untergliederung des Verarbeitenden Gewerbes. Einige dieser Daten werden ebenfalls in der VIK-Statistik aufgeführt. Zur weiteren Differenzierung der Daten und für Detailfragen werden vom Statistischen Bundesamt (DESTATIS) Sonderauswertungen zur Verfügung gestellt.

Als zusätzliche Datenquelle wird die STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, insbesondere deren jährliche Veröffentlichung "Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland" - das sogenannte "Silberbuch" - genutzt. Weiterhin werden vom Bundesverband Braunkohle (DEBRIV) Sonderauswertungen zur genaueren Differenzierung der eingesetzten Rohbraunkohlen verwendet. Zusätzlich liefert DEBRIV die nötigen Daten zur Berechnung der Brennstoffeinsätze zur Braunkohlentrocknung.

Eine weitere Datenquelle sind die *Mineralöl-Zahlen* des *Mineralölwirtschaftsverbandes (MWV) e.V.* (nachfolgend: MWV-Statistik). Diese enthält Daten über Mineralölaufkommen und –verbrauch in Deutschland mit einer Differenzierung nach Quellgruppen. Die Daten der Statistik sind sehr zeitnah (Veröffentlichung einige Monate nach Erhebung).

Die zur Energieerzeugung eingesetzten Mengen an Sekundärbrennstoffen (verbucht unter CRF 1.A.2) werden dem Leistungsbericht des Verbandes der Papierindustrie und Berichten des Verbandes der Zementindustrie (VDZ) entnommen.

Die Emissionsfaktoren für die Quellgruppe 1.A stammen aus vom UBA initiierten Forschungsprojekten des Ökoinstituts und des DFIU.

Erhebungen für die Verkehrsemissionen (1.A.3) werden überwiegend mit Hilfe des Modells TREMOD („Transport Emission Estimation Model“; IFEU, 2005)¹¹ durchgeführt. Für die Berechnung mit TREMOD wurden zahlreiche Basisdaten aus allgemein zugänglichen Statistiken und speziellen Untersuchungen verwendet, aufeinander abgestimmt und ergänzt.

¹¹ Um Minderungsmaßnahmen ableiten und bewerten zu können, werden mit TREMOD auch der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen der einzelnen Fahrzeugkategorien berechnet. Die Werte werden anschließend mit dem Gesamtverbrauch und der Gesamtemission an CO₂ abgeglichen.

Eine genaue Beschreibung der Datenquellen zu den Emissionsfaktoren findet sich im Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (INFRAS 2004).

Daten zu den Quellgruppen der Kategorie 1.B.1 werden aus den Veröffentlichungen der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), des Bundesverbandes Braunkohle (DEBRIV), der Deutschen Montan Technologie GmbH (DMT), der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. und der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (DGMK), Interessenverband Grubengas e.V. (IVG) herangezogen. Mit einigen der Verbände und mit einigen Unternehmen besteht eine fachliche Zusammenarbeit.

Wesentliche Grundlage ist hierbei die Statistik der Kohlenwirtschaft. Die Bearbeitung erfolgt unter Einbeziehung von Bundes- und Landesministerien, beziehungsweise deren Behörden (u.a. Landesoberbergämter) und unter Bezugnahme auf Berichte und Stellungnahmen der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW (hier AG Grubengas). Die Koordination der Inventarerstellung erfolgt mit Unterstützung des Gesamtverbandes des deutschen Steinkohlebergbaus (GVSt).

Daten zu den Quellgruppen der Kategorie 1.B.2 werden aus den Veröffentlichungen der Statistisches Bundesamt Deutschland (DESTATIS), des Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), der Deutschen Wissenschaftlichen Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V. (DGMK), des Wirtschaftsverbandes Erdöl und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) und der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW), der Gasstatistik des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und der Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) herangezogen. Die Bearbeitung erfolgt derzeit unter Einbeziehung von Stellungnahmen des Wirtschaftsverbandes Erdöl und Erdgasgewinnung e.V. (WEG).

1.4.1.2 Industrieprozesse

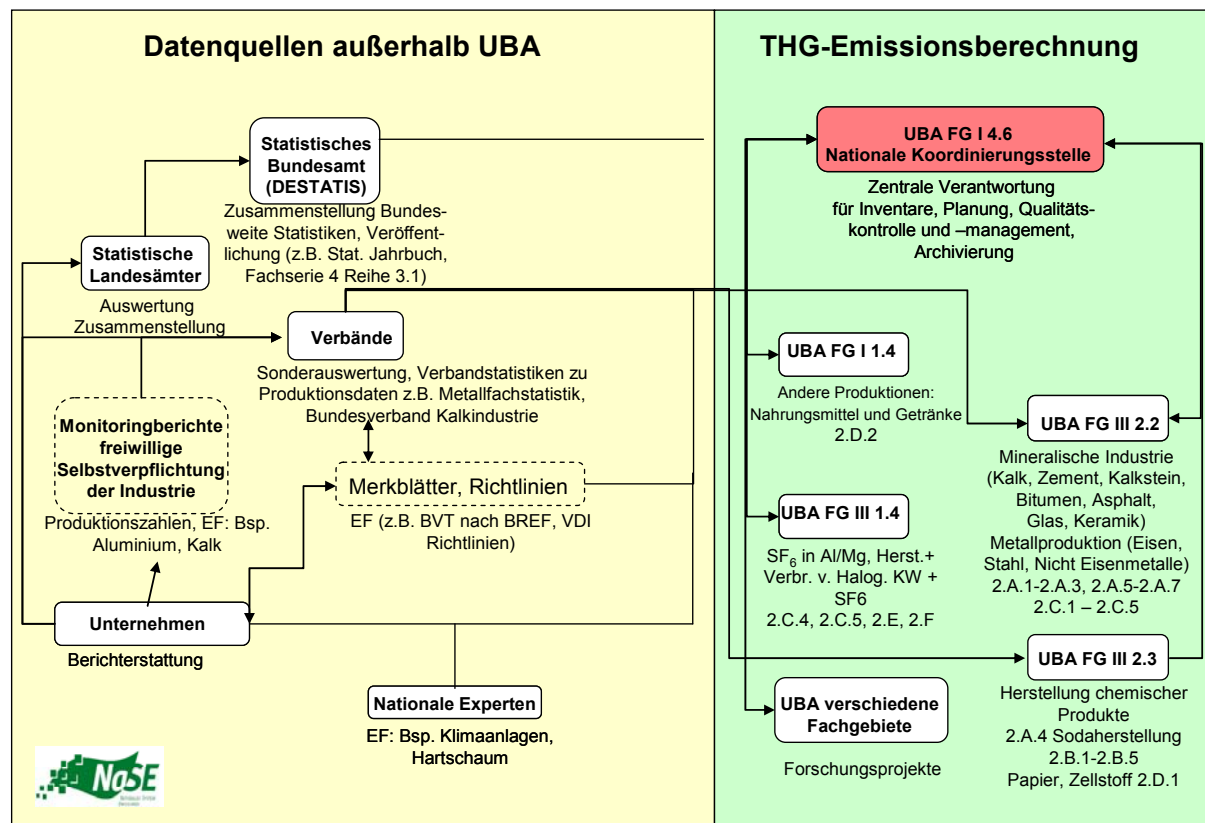


Abbildung 10: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse

Für die Aktivitätsdaten der Mineralischen Industrie werden überwiegend Verbandsstatistiken herangezogen. Die Daten für die Zementindustrie (2.A.1) stammen vom Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) bzw. dessen Forschungsinstitut unter Beteiligung des Bundesverbandes der Deutschen Zementindustrie e.V. (BDZ). Dabei handelt es sich im Wesentlichen um die im Rahmen des CO_2 -Monitorings der freiwilligen Selbstverpflichtung der Industrie zum Klimaschutz veröffentlichten Daten (VDZ, 2005). Die Produktionszahlen für Kalk und Dolomitskalk (2.A.2) werden vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V. (BV Kalk) anlagenscharf erhoben und jährlich in aggregierter Form bereitgestellt. Die Verwendung von Kalkstein und Dolomit (2.A.3) wird in anderen Quellgruppen berichtet (engl.: included elsewhere), die Datenquellen werden dort genannt. Die Gesamtsumme an produziertem Soda (2.A.4) wird vom Statistischen Bundesamt (DESTATIS) erhoben, die Verwendung von Soda (2.A.4) wird in anderen Quellgruppen berichtet (engl.: included elsewhere), die Datenquellen werden dort genannt. Die Ermittlung der Produktionsmenge an Dach- und Dichtungsbahnen (2.A.5) erfolgt aus der eingesetzten Bitumenmenge, die momentan nur in einem Forschungsprojekt aus dem Verbrauch an Bitumen zur Herstellung von Dach- und Dichtungsbahnen abgeleitet wurde (FhG ISI, 2004). Die Produktionsmengen von Asphaltmischgut (2.A.6) werden vom Deutschen Asphaltverband (DAV) bereitgestellt. Die Produktionszahlen für die Herstellung von Glas (2.A.7 Glas) werden den regelmäßig erscheinenden Jahresberichten des Bundesverbandes Glasindustrie entnommen (BV Glas, 2006), wobei Hilfsgrößen zum Glasrecycling anderen Statistiken entstammen. Die Produktionsentwicklung der Keramischen Industrie (2.A.7 Keramik) wird unter Verwendung

der amtlichen Statistik und Umrechnungsfaktoren des Bundesverbandes der Ziegelindustrie berechnet.

Für die Emissionsfaktoren der Mineralischen Industrie werden vielfältige Quellen genutzt. Der für die Emissionsberechnung der Zementklinkerherstellung (2.A.1) verwendete Emissionsfaktor beruht auf einer Berechnung des Vereins Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) durch Aggregation anlagenspezifischer Daten. Die Berechnung der CO₂-Emissionen der Kalkherstellung (2.A.2) erfolgt über stöchiometrische Faktoren. Die Herstellung von Soda (2.A.4) mittels Solvay-Prozess gilt bezüglich der Rohstoffe als CO₂-neutral. Die Emissionsfaktoren für die Herstellung und Verlegung von Dach- und Dichtungsbahnen (2.A.5) sowie für die Herstellung von Asphaltmischgut (2.A.6) beziehen sich nur auf NMVOC und sind Forschungsberichten entnommen. Die CO₂-Emissionsfaktoren für verschiedene Glassorten (2.A.7 Glas) sind aus der Glaszusammensetzung und für die Keramische Industrie (2.A.7 Keramik) aus dem Rohstoffinput von Fachverantwortlichen im UBA abgeleitet worden.

In der Quellkategorie 2.B Chemische Industrie werden die Aktivitätsdaten aus Daten des Statistischen Bundesamtes und direkten Hersteller- und Verbandsangaben ermittelt. Letztere sind vertraulich. Die Emissionsfaktoren sind von Experten im UBA oder in Forschungsvorhaben ermittelt worden. Für 2.B.1 Ammoniak-Produktion und 2.B.2 Salpetersäure-Produktion wurden bisher die Aktivitätsdaten vom Statistischen Bundesamt erhoben. Die Emissionsfaktoren sind für 2.B.1 und 2.B.2 durch UBA-Experten ermittelt worden. Da Ammoniak-Produktion für CO₂ eine Hauptquellgruppe ist und Salpetersäure-Produktion für N₂O eine Hauptquellgruppe ist, werden diese in Zukunft anlagenspezifisch erhoben. Für 2.B.3 Adipinsäure-Produktion wurden bis Mitte der 90er Jahre anlagenspezifische Aktivitätsdaten geliefert. Für diese wurde der Default-EF für N₂O verwendet. Inzwischen liefern die Anlagenbetreiber auf vertraulicher Basis die Emissionsangaben direkt an das UBA. Die Default-EF für NO_x, CO und NMVOC der IPCC sind momentan von den Produzenten in Deutschland nicht nachvollziehbar, weshalb für diese bisher keine Emissionen berichtet werden. Da es für die Calciumcarbid-Produktion (2.B.4) in Deutschland nur einen Hersteller gibt, sind die Daten vertraulich. Das Umweltbundesamt erhält diese direkt vom Hersteller. Unter 2.B.5 Sonstige werden Emissionen aus mehreren Produktionsprozessen berichtet: Produktion von Schwefelsäure, Titandioxid, Lachgas, Organische Substanzen, Caprolactam, Ruß und weitere. Die Aktivitätsdaten wurden aus Forschungsvorhaben, Daten des Statistischen Bundesamtes und des Mineralölwirtschaftsverbands ermittelt. Die Emissionsfaktoren sind in Expertenschätzungen und ebenfalls Forschungsvorhaben ermittelt worden.

Die Aktivitätsdaten der Metallindustrie (2.C) werden von den einschlägigen Verbänden (Stahlinstitut VDEh, Wirtschaftsvereinigung Metalle und Gesamtverband der Aluminiumindustrie) geliefert. Eine Ausnahme bildet die Quellgruppe Ferroalloys (2.C.2), hier gibt es in Deutschland nur noch einen Hersteller, von dem die Daten direkt bezogen werden.

Die Emissionsfaktoren der Metallindustrie (2.C) werden in der Regel durch die Facheinheiten im Umweltbundesamt berechnet, z.T. werden auch IPCC Default Werte benutzt.

Im Bereich Andere Produktionen: Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1) werden die Daten des Leistungsberichtes des Verbandes Deutscher Papierfabriken verwendet. Im Bereich Andere Produktionen: Nahrungsmittel und Getränke (2.D.2) werden Daten der Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie (BVE), des Statistischen

Bundesamtes und des Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) benutzt.

Im Bereich der Produktion der halogenierten Kohlenwasserstoffe und SF₆ (2.E) wird aus Mangel an zuverlässigen statistischen Daten auf *Herstellerangaben* und *Umfragen bei Herstellern* zurückgegriffen. Die Aktivitätsdaten werden zum überwiegenden Teil im Rahmen von Forschungsprojekten gezielt nach den Anforderungen des Inventars recherchiert, z.T. werden nur Emissionsdaten vom Hersteller zur Verfügung gestellt. Es sind in den einzelnen Unterquellgruppen jeweils nur wenige Unternehmen involviert, so dass diese Bereiche der Vertraulichkeit unterliegen.

Die Aktivitätsdaten für den Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆ (2.F) werden aus Herstellerangaben und Verbandsangaben, sowie Berechnungsmodellen ermittelt. Die Emissionsfaktoren wurden von UBA-Experten und Forschungsnehmern ermittelt. In Einzelfällen liegen auch direkt vom Hersteller Emissionsangaben vor. Die Daten unterteilen sich in mehrere Subquellgruppen. Man unterscheidet außerdem zwischen Herstellungs-, Anwendungs- und Entsorgungsemissionen. Auch bei 2.F unterliegen die Daten in einigen Bereichen der Vertraulichkeit.

Die Emissionsfaktoren für die Quellgruppen 2.E und 2.F werden teilweise aus nationalen und internationalen Merkblättern und Richtlinien entnommen, aus Expertenbefragungen gewonnen oder es werden IPCC Default-Werte übernommen.

Genauere Angaben zu den Emissionsfaktoren sind in der Methodenbeschreibung der einzelnen Quellgruppen zu finden.

1.4.1.3 Lösemittel- und andere Produktverwendung

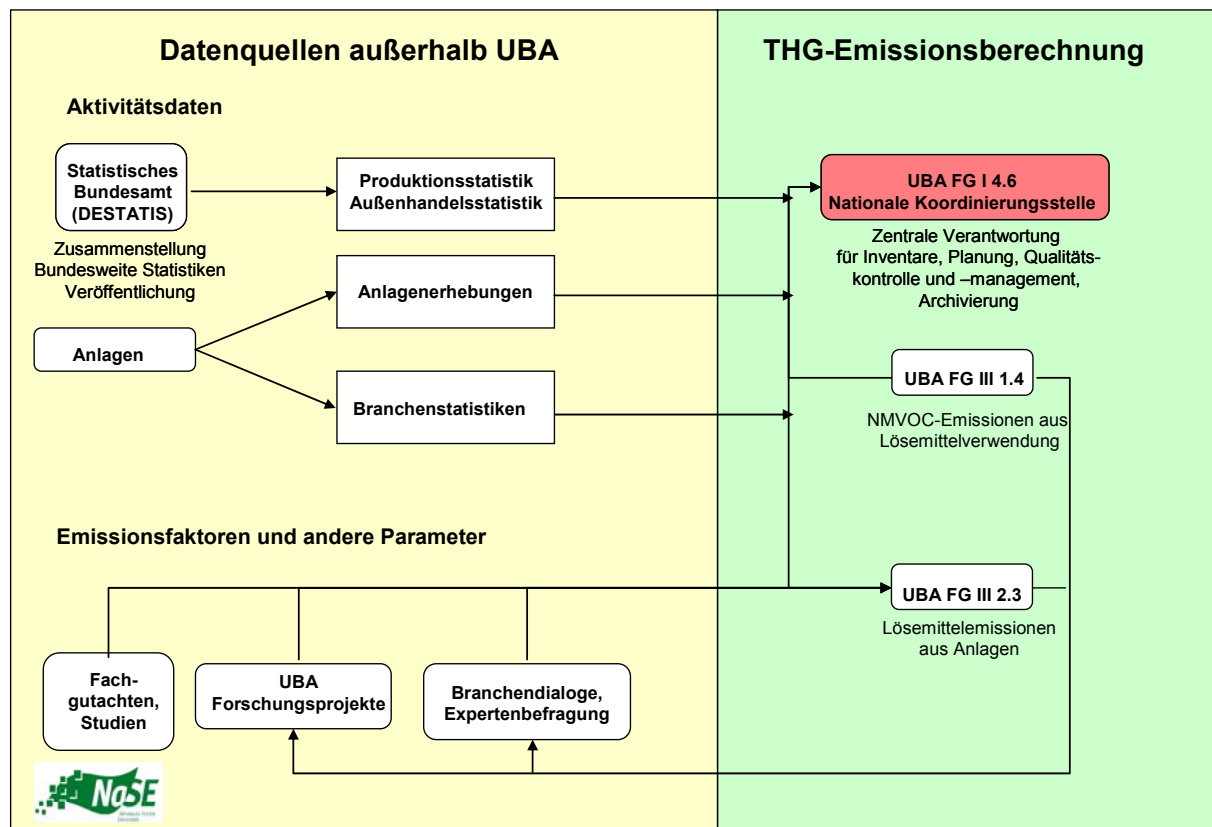


Abbildung 11: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus der Lösemittel- und anderen Produktverwendung

Für die Berechnung der NMVOC-Emissionen aus dem Bereich der Lösemittel- und anderen Produktverwendung ist das UBA Fachgebiet FG III 1.4 zuständig. Für die Untergruppe der Lösemittелеmissionen aus Anlagen steht das UBA Fachgebiet III 2.3 dem Fachgebiet III 1.4 im Rahmen dessen „Globalzuständigkeit“ zur Verfügung. Die Zuständigkeit für die Erfassung der N₂O-Emissionen aus Produkten ist im UBA derzeit noch nicht hinreichend definiert.

Für die Aktivitätsdaten wird hauptsächlich auf veröffentlichte Statistiken des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) zurückgegriffen, insbesondere die Produktions- und Außenhandelsstatistik. Die Aktivitätsdaten werden ergänzt durch Branchenstatistiken und Informationen von Fachexperten. Für die N₂O-Emissionen für die Narkoseanwendung werden ältere Anlagenerhebungen genutzt.

Die Emissionsfaktoren und die anderen Parameter, die in die Berechnung der Emissionen aus der Lösemittel- und anderen Produktverwendung eingehen, sind nationalen Studien und Fachgutachten oder vom UBA direkt beauftragten Forschungsprojekten entnommen, teilweise basieren sie auch auf Expertenangaben aus Branchendialogen.

1.4.1.4 Landwirtschaft

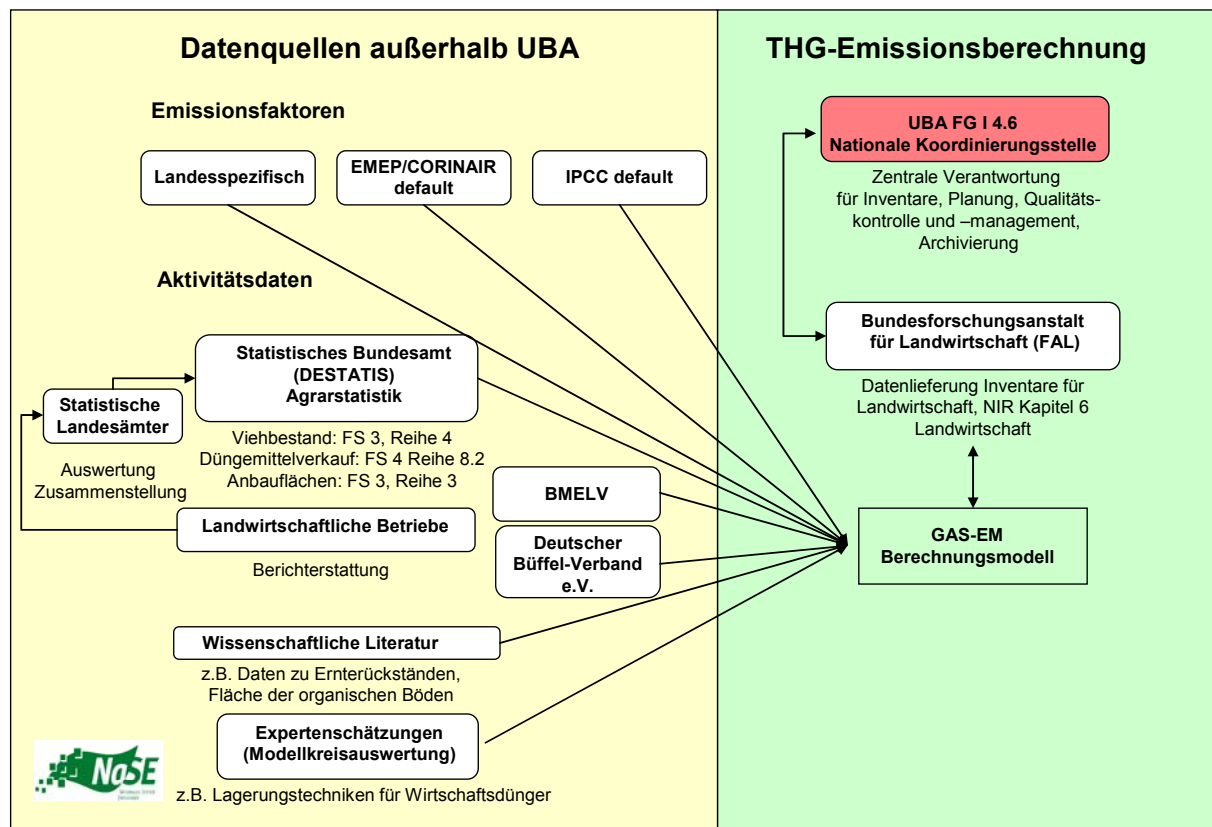


Abbildung 12: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft

Die Berechnungen der Emissionen für das Kapitel 6 (Landwirtschaft) erfolgen durch die FAL. Zur Berechnung der landwirtschaftlichen Emissionen in Deutschland wurde von BMU und BMELV ein Projekt initiiert, wonach die FAL ein modulares Tabellenkalkulations-Modell (GASeous Emissions, GAS-EM) entwickelte (Dämmgen et al, 2002). Den Daten- und Informationsaustausch und den Betrieb einer gemeinsamen Datenbank bei UBA und FAL regeln BMU und BMELV im Rahmen einer Rahmen-Ressortvereinbarung.

Die Agrarstatistik des Statistischen Bundesamtes stellt eine wesentliche Datenquelle für die Berechnung der Landwirtschaftsemissionen dar. Die Tierzahlen sind der Fachserie 3, Reihe 4 des Statistischen Bundesamtes entnommen (DESTATIS Fachserie 3 Reihe 4: o.J.), weitere Fachserien stellen die verkauften Düngermengen oder die Angaben zu landwirtschaftlichen Anbauflächen zur Verfügung. In einzelnen Bereichen werden diese Daten aus der Literatur ergänzt (z.B. Ernterückstände oder Fläche der organischen Böden). Daneben liegen Daten aus speziellen Expertenschätzungen vor (beispielsweise eine Auswertung von Modell-Landkreisen hinsichtlich Lagerungstechniken für Wirtschaftsdünger).

Die Berechnungen im Bereich der Landwirtschaft basieren derzeit in vielen Bereichen auf einfachere (EMEP/ CORINAIR) bzw. Tier-1-Methoden (IPCC), die Standard-Emissionsfaktoren der Revised 1996 IPCC Guidelines oder aus dem EMEP/CORINAIR-Handbuch der United Nation Economic Commission for Europe (UN ECE) verwenden. Daneben werden in einigen Bereichen landesspezifische Faktoren und Parameter verwendet, die aus Forschungsvorhaben und Literaturdaten stammen und ebenfalls von der FAL zusammengestellt und in das Berechnungsmodell eingebaut werden.

1.4.1.5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

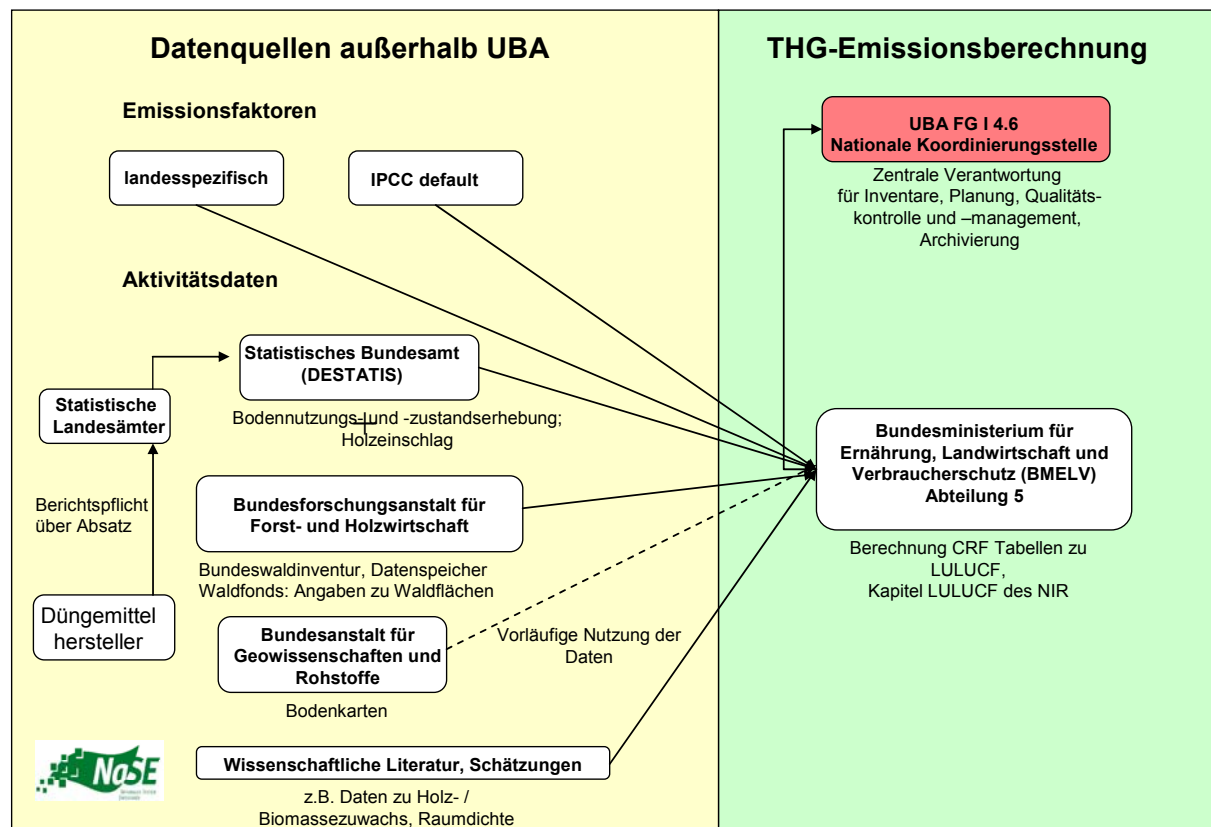


Abbildung 13: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

Die Änderung der Kohlenstoffvorräte in der Biomasse der Wälder wurde erstmalig für das Treibhausgasinventar 1990-2003 im Auftrag des BMELV durch die Forstliche Versuchs- und Forschungsanstalt (FVA) Baden-Württemberg im Wesentlichen aus den Daten der Bundeswaldinventuren (BWI) nach den Vorgaben der Good Practice Guidance Land-Use, Land-use Change and Forestry (GPG-LULUCF, IPCC, 2003) abgeleitet. Sie wurde für das Inventar 2006 durch das Institut für Forstökologie und Walderfassung der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft durch Extrapolation fortgeschrieben. Die Aktivitätsdaten basieren neben den Angaben der Bundeswaldinventuren auch auf den Informationen aus dem Datenspeicher Waldfonds.

Zur Erfassung der Nutzungsänderungen in der Landwirtschaftsfläche liegen derzeit noch keine Aktivitätsdaten vor, die den Qualitätsanforderungen in diesem Bereich vollständig genügen. Die Aktivitätsdaten für die CO₂ Emissionen und Festlegungen von CO₂ im Boden erfordern Daten zu landwirtschaftlichen Flächen, quantitative und qualitative Angaben (differenziert nach Nutzungs- und Kulturarten) zur Identifikation von Landnutzungsänderungen sowie Daten zur Ermittlung der Kohlenstoffvorräte in Böden und Biomasse. Die diesbezüglich genutzten Daten der Flächenerhebung und der Bodennutzungshaupterhebung (vom Statistischen Bundesamt verwaltet) liegen nur flächenaggregiert vor und sind deshalb nur durch Anwendung zusätzlicher Datenquellen (z.B. Fernerkundung: CORINE Landcover) und eigens für diesen Fall entwickelter mathematischer Modelle (beruhend auf gesetzlichen Vorgaben und Empirie) nutzbar. Die Bodenkohlenstoffvorratsschätzung wird derzeit an Hand von Bodenkarten, die das Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe zur Verfügung stellt, vorgenommen, die

Veränderungen dieser Vorräte infolge Nutzungsänderungen mittels aus der wissenschaftlichen Literatur durch multiple Regression abgeleiteten Emissionsfaktoren abgeschätzt.

Die Schätzung der Kohlenstoffvorratsänderungen in der Biomasse erfolgt anhand der Angaben der Erntestatistik, der Bodennutzungshaupterhebung und spezifischer Faktoren aus der wissenschaftlichen Literatur. Zur Ermittlung der Emissionen aus der Kalkung von Böden wird auf Daten aus der Bundesdüngerstatistik über Inlandsverkäufe von Mineraldüngern, die Kalk und andere Nährstoffe enthalten, zurückgegriffen. Die Düngemittelwirtschaft ist durch eine gesetzliche Berichtspflicht zur Offenlegung ihrer Verkäufe verpflichtet. Im Rahmen der ersten Bodenzustandserhebung (1987-1993) im Wald wurden zwar die Bodenkohlenstoffvorräte des Waldes zu Beginn der 90er Jahre erfasst, nicht aber die Änderungen im Laufe der Zeit.

1.4.1.6 Abfall und Abwasser

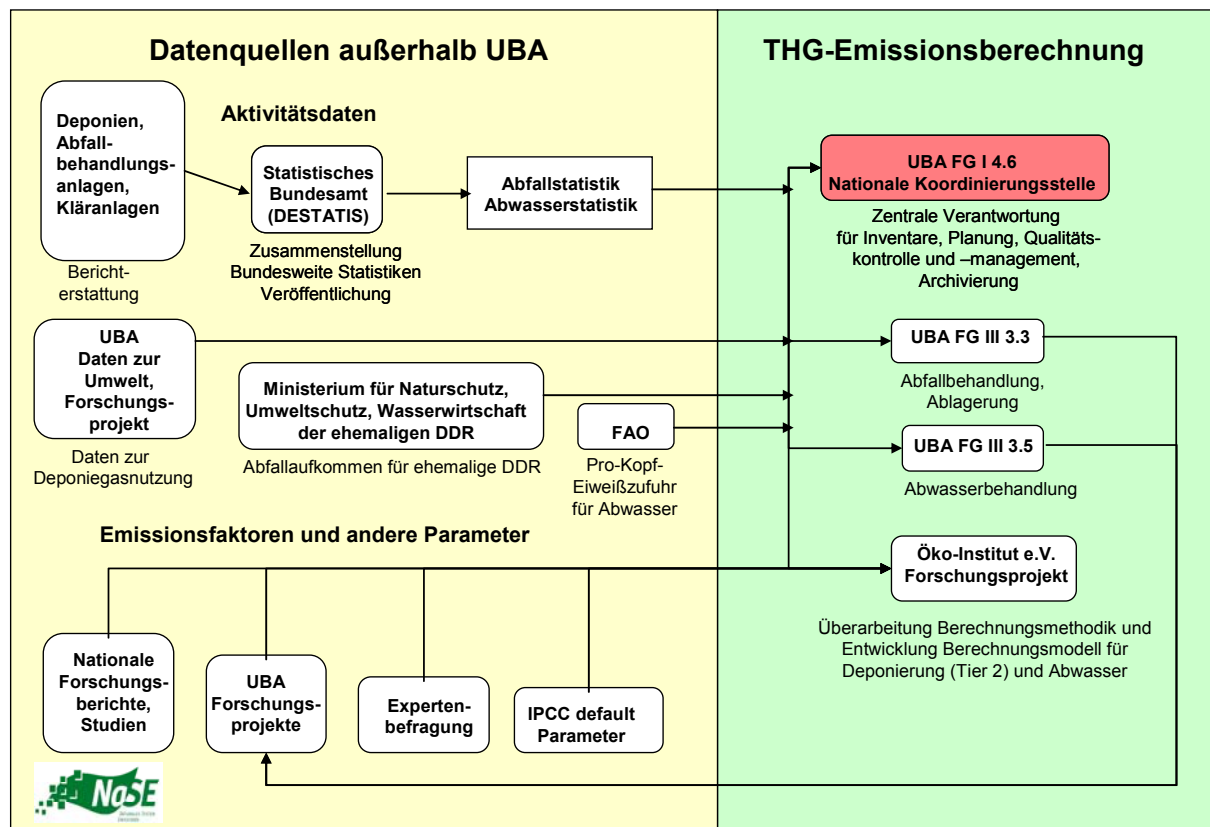


Abbildung 14: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfall

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Bereich Abfall ist bezüglich der Methodik und der Wahl der Parameter und Daten für die Berechnungen das Fachgebiet FG III 3.3 zuständig. Bei der Neuberechnung der Emissionen aus der Deponierung (Entwicklung der Tier 2 Methode für die Bundesrepublik Deutschland) im Jahr 2003 sowie der Verfeinerung der Tier-2-Methode im Jahr 2006 wurde das UBA durch ein Forschungsprojekt unterstützt (ÖKO-INSTITUT, 2004b).

Für die Aktivitätsdaten im Bereich Abfall wird hauptsächlich auf veröffentlichte Daten des statistischen Bundesamtes (DESTATIS) zurückgegriffen, das detaillierte und disaggregierte Zeitreihen liefert. Genaue Angaben, welche statistischen Fachserien und Quellen genutzt wurden, sind im Abschnitt Abfall enthalten. Das statistische Bundesamt hat keine Daten zu Abfallmengen der ehemaligen DDR veröffentlicht. Hier wurde auf eine offizielle Quelle des Ministeriums für Naturschutz, Umweltschutz und Wasserwirtschaft der ehemaligen DDR zurückgegriffen. Die Berechnungen der Deponiegasnutzung basieren auf Daten der Publikation „Daten zur Umwelt“, die regelmäßig vom UBA herausgegeben wird. Für 2001 wurde außerdem Daten aus einem aktuellen Forschungsvorhaben verwendet.

Die Emissionsfaktoren und die anderen Parameter, die in die Berechnung der Emissionen aus der Abfalldeponierung, der Mechanisch-Biologischen Abfallbehandlung und der Kompostierung eingehen, stammen aus nationalen Studien und Forschungsberichten, aus vom UBA direkt beauftragten Forschungsprojekten. Darüber hinaus wurden auch IPCC default Parameter genutzt. Zu einigen wenigen Parametern (z.B. Wahl der Halbwertszeit) wurden einzelne Experten befragt. Im entsprechenden Kapitel ist genauer dokumentiert, welche Parameter aus welchen Quellen stammen.

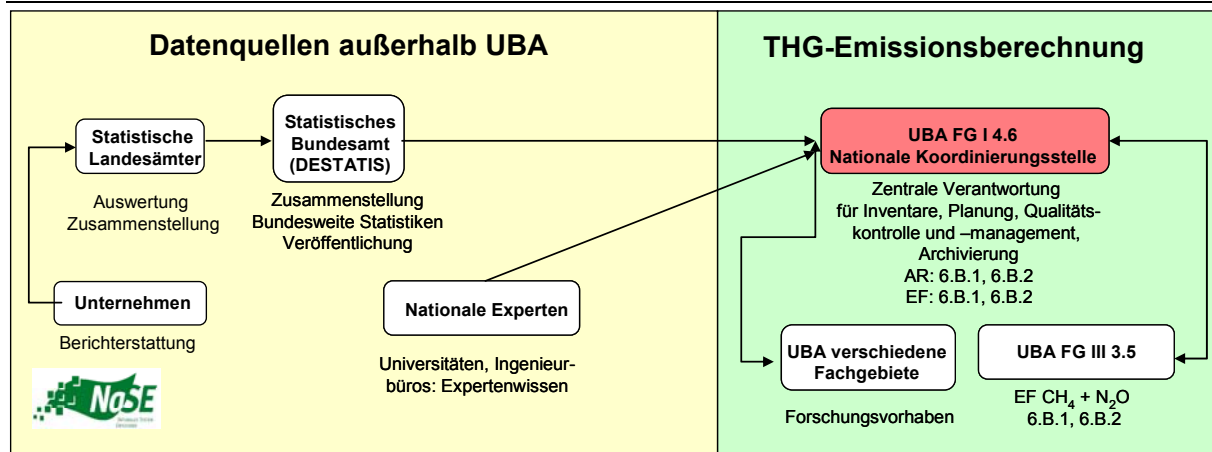


Abbildung 15: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abwasser

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Bereich Abwasser und Schlammbehandlung ist bezüglich der Methodik und der Wahl der Parameter und Daten für die Berechnungen das Fachgebiet FG III 3.5 zuständig.

Für die Aktivitätsdaten im Bereich Abwasser wird hauptsächlich auf veröffentlichte Daten des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) zurückgegriffen, das detaillierte und disaggregierte Zeitreihen liefert. Genaue Angaben, welche statistischen Fachserien und Quellen genutzt wurden, sind im Abschnitt Abwasser enthalten. Für die Pro-Kopf-Eiweiß-Zufuhr wurden Daten der FAO verwendet.

Die Emissionsfaktoren und die anderen Parameter, die in die Berechnung der Emissionen aus der Abwasserbehandlung eingehen, stammen aus nationalen Studien und Forschungsberichten, aus vom UBA direkt beauftragten Forschungsprojekten. Zudem wurden IPCC default Parameter genutzt. Zu einigen wenigen Parametern und methodischen Fragen (z.B. Auftreten von CH₄-Emissionen in aeroben Abwasserbehandlungsverfahren) wurden verschiedene Experten direkt befragt.

1.4.2 Methoden

Die verwendeten Methoden für die einzelnen Quellkategorien werden in den Übersichtstabellen der einzelnen Quellgruppen und in den Summary Tables 3s1 und 3s2 der CRF-Berichtstabellen dargestellt. Unterschieden werden Berechnungen nach länderspezifischen Methoden (cs – country specific), und in den einzelnen Quellgruppe nach unterschiedlich detaillierten durch IPCC vorgegebene Berechnungsmethoden (engl. *Tier*)¹². Die Zuordnung der Berechnung zu den verschiedenen IPCC-Methoden hängt vom Anteil der Äquivalentemission der Quellgruppe an der Gesamtemission ab. Diese Zuordnung wird durch das Instrument der key-category Analyse getroffen (Siehe hierzu Kapitel 1.5)

Mit Ausnahme der CO₂-Emissionen erfolgt die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich des Straßenverkehrs mit Hilfe des Modells TREMOD, dem ein bottom up Tier 2/3 Ansatz zugrunde liegt. Die Berechnung der CO₂-Emissionen erfolgt in Übereinstimmung mit den Angaben aus der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland mit einem top down Ansatz im Tier 1 Verfahren.

¹² Tier 1 bezeichnet die jeweils einfacheren, mit weniger Eingangsdaten benutzbaren Berechnungsmethoden, während Tier 2 bzw. Tier 3 differenziertere Eingangsdaten benötigen und somit üblicherweise zu genaueren Ergebnissen führen.

Bei den Industrieprozessen werden für die Treibhausgase HFKW, FKW, SF₆ in vielen Bereichen detaillierte IPCC Tiers angewendet. Dies war vor allem möglich, weil die Emissionen für diese Treibhausgase im Rahmen eines FE-Vorhabens gezielt für die Emissionsberichterstattung erhoben worden sind und die Datenerhebung gezielt für die Anwendung der IPCC-Methoden erfolgte.

Für die Landwirtschaft wurden die Emissionen überwiegend auf der Grundlage des CORINAIR Guidebook und mit IPCC Default-Emissionsfaktoren berechnet. Für die Hauptquellgruppen wurden die Berechnungen über ein IPCC-Tier 2 Verfahren mit landesspezifischen Emissionsfaktoren durchgeführt. Nur für die landwirtschaftlichen Böden (4.D) wurden länderspezifische Methoden angewandt.

Im Abfallbereich wurde die Berechnung auf die Anwendung des IPCC-Tier 2 Ansatz unter Erschließung neuer nationaler Datenquellen umgestellt (ÖKO-INSTITUT, 2004a).

Alle übrigen Quellkategorien wurden in den IPCC-Summary Tables als länderspezifische Berechnungsmethoden ausgewiesen. Hierzu ist anzumerken, dass die deutschen Inventare derzeit einem intensiven Überprüfungsprozess unterzogen werden, in dem die Übereinstimmung der angewandten Methoden mit dem IPCC-Ansatz erstmals systematisch überprüft wird und Methodenänderungen zur Umsetzung der *Good Practice Guidance* vorgenommen werden. Da die Methodenüberprüfung noch nicht abgeschlossen ist, wurden in den Summary Tables Methoden auch dann als länderspezifisch ausgewiesen, wenn nicht bekannt ist, ob IPCC-Konformität besteht bzw. welcher Tier zur Anwendung gekommen ist. Für die energiebedingten Aktivitätsdaten ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest Tier 1 zur Anwendung gekommen ist. Auch für andere Bereiche wird sich die Eingruppierung von länderspezifisch auf IPCC-Tiers ändern, da die Methodenkonformität im Laufe des Jahres entweder festgestellt oder hergestellt wird.

1.5 Kurzbeschreibung der Hauptquellgruppen

Zur Festlegung der Hauptquellgruppen wurden die beiden Tier 1-Verfahren Level (für das Basisjahr und 2005) sowie Trend (für 2005 gegenüber 1990) für die deutschen Treibhausgasemissionen angewendet. Es wurden hierbei nicht nur die Emissionen aus Quellen sondern auch die Einbindung der Treibhausgase in Senken in den Analysen berücksichtigt. Dabei werden die Analysen jeweils zunächst nur für die Emissionen durchgeführt und in einem zusätzlichen Durchlauf für die Emissionen und Senken. In den ohne Senken durchgeführten Analysen fielen im Levelansätzen 2005 1 Quellgruppe (1.A.3.a – CO₂ aus dem nationalen Luftverkehr) bzw. in der Trenduntersuchung 2 Hauptquellgruppen (1.A.3.c – CO₂ aus dem übrigen Verkehr und 4.D.1 – N₂O aus landwirtschaftlichen Böden) heraus, da sich in allen die Senken einschließenden Verfahren die Kategorie 5.A Forest Land als zusätzliche Hauptquellgruppe ergab. Alle festgelegten Hauptquellgruppen gehen auf das Jahr 2005 zurück – sie ergaben sich entweder durch die Levelanalyse 2005 oder die Trendbewertung.

Im Ergebnis wurden für das Jahr 2005 insgesamt 37 der untersuchten 114 Quell- bzw. Senkengruppen als Hauptquelle identifiziert. Nur 25 hiervon wurden gleichzeitig durch die Trend- und Levelanalysen als Hauptquellgruppe ermittelt. Zusätzlich wurden 8 Quellgruppen nur durch die Trend- bzw. 4 Quellgruppen nur durch die Levelanalyse als Hauptquellgruppe identifiziert. Dies ist in Tabelle 6 tabellarisch dargestellt. In der Kombination der Ergebnisse beider Analysen ergibt sich, dass insgesamt 96,4 % der Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) des Jahres 2005 aus den Hauptquellgruppen freigesetzt wurden. Zur Festsetzung

dieser Quellgruppen führten zu 89,3 % die Freisetzung von CO₂, zu 4,3 % die Emission von CH₄, zu 5,0 % die Freisetzung von N₂O und nur zu etwa 1,4 % die Emission der F-Gase. Dies entspricht nahezu den Relationen des Treibhausgasinventars insgesamt.

Tabelle 6: Anzahl der Quellgruppen und Hauptquellgruppen

Quellgruppen			114
			Hauptquellgruppen
nach Level 4	Level & Trend 25	Trend 8	37

Eine Übersicht der Ergebnisse der Hauptquellgruppenanalyse ist in Tabelle 7 zusammengestellt. Detaillierte Darlegungen zur durchgeführten Hauptquellgruppen-Analyse sind im Anhang 1 (Kapitel 12) dieses Berichts zusammengestellt.

Tabelle 7: Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1-Ansatz (ohne Senken)

IPCC Source Categories	CRF	Activity	Emissions Of	Level Base Year	Level Base Year (w/o Sinks)	Level 2005	Level 2005 (w/o Sinks)	Trend 2005	Trend 2005 (w/o Sinks)	Emission Baseyear	Emission 2005
1A1a. Public electricity and Heat production	1A1a	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	336.368,11	325.397,69
1A1b. Petroleum Refining	1A1b	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	19.648,15	20.638,60
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	1A1c	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	59.066,06	15.915,55
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	1A2a	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	12.577,88	16.544,25
1A3a. Transport Civil Aviation	1A3a	Aviation Gasoline	CO2				•	•	•	2.897,40	5.071,77
1A3b. Transport Road Transportation	1A3b	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	150.358,33	152.186,54
1A3c. Transport Railways	1A3c	all fuels	CO2					•		2.879,28	1.483,92
1A3e. Transport Other Transportation	1A3e	all fuels	CO2						•	4.302,26	4.422,07
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	1A4a	all fuels	CH4					•	•	1.216,10	42,73
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	1A4a	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	63.949,63	45.093,85
1A4b. Other Sectors Residential	1A4b	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	129.446,04	113.031,74
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	1A4c	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•	10.917,12	6.388,92
1A5 Other Include Military fuel use under this category	1A5	all fuels	CO2	•	•			•	•	11.825,99	1.756,59
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	1B1a	Solid Fuels	CH4	•	•	•	•	•	•	18.415,18	5.686,10
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	1B1c	Solid Fuels	CH4					•	•	1.806,84	3.161,97
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	1B2b	Natural Gas	CH4	•	•	•	•	•	•	6.781,51	6.846,35
2A1. Mineral Products Cement Production	2A1		CO2	•	•	•	•			15.145,81	12.920,60
2A2. Mineral Products Lime Production	2A2		CO2	•	•	•	•			6.135,03	5.415,22
2B1. Chemical Industry	2B1	Ammonia production	CO2	•	•	•	•	•	•	4.596,39	5.253,40
2B2. Chemical Industry	2B2	Nitric Acid Production	N2O	•	•	•	•	•	•	4.673,38	11.061,36
2B3. Chemical Industry	2B3	Adipic Acid Production	N2O	•	•			•	•	18.804,60	3.276,10
2B5. Chemical Industry	2B5	Other	CO2	•	•	•	•	•	•	6.783,11	9.627,57

IPCC Source Categories (cont.)	CRF	Activity	Emissions Of	Level Base Year	Level Base Year (w/o Sinks)	Level 2005	Level 2005 (w/o Sinks)	Trend 2005	Trend 2005 (w/o Sinks)	Emission Baseyear	Emission 2005
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	2C1	Steel (integrated production)	CO2	•	•	•	•	•	•	48.326,02	42.620,62
2C3. Aluminium Production	2C3		PFC's					•	•	1.551,70	337,56
2C4. SF6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries	2C4		SF6					•	•	197,10	2.022,63
2E. Production of Halocarbons and SF6	2E	production of HCFC-22	HFC's					•	•	4.218,50	515,96
2F. Industrial Processes	2F	Consumption of Halocarbons and SF6	HFC's			•	•	•	•	2.336,04	8.844,07
2F. Industrial Processes	2F	Consumption of Halocarbons and SF6	SF6	•	•			•	•	6.873,49	2.478,30
4A.1. Enteric Fermentation	4A1a	Dairy Cattle	CH4	•	•	•	•			12.653,56	10.083,88
4A.1. Enteric Fermentation	4A1b	Non-Dairy Cattle	CH4	•	•	•	•	•	•	9.985,62	6.867,47
4D1. Agricultural Soils	4D1	Direct Soil Emissions	N2O	•	•	•	•		•	27.711,21	23.815,58
4D3. Agricultural Soils	4D3	Indirect Emissions	N2O	•	•	•	•			14.906,37	12.462,90
5.A Forest Land	5A		CO2	•		•		•		-74.399,45	-78.726,45
5.B Cropland	5B		CO2	•	•	•	•	•	•	26.534,21	25.007,14
5.C Grassland	5C		CO2	•	•	•	•	•	•	18.555,16	16.598,12
6 A1 Managed Waste Disposal on Land	6 A1		CH4	•	•	•	•	•	•	35.910,00	10.416,00
6B Wastewater Handling	6B2	Domestic and Comercial Wastewater	CH4					•	•	2.226,21	91,06

1.6 Informationen zum Qualitätssicherungs- und -kontrollplan sowie zum Inventarplan

Gemäß den Anforderungen der IPCC Good Practice Guidance sollen die für die Emissionsberichterstattung notwendigen QK/QS-Maßnahmen in einem QK/QS-Plan zusammengefasst werden. Dabei ist die primäre Aufgabe eines QK/QS-Plans, diese Maßnahmen zu organisieren, zu planen und zu überwachen.

Eine allgemeine Beschreibung der aufbau- und ablauforganisatorischen Organisation der Qualitätssicherung und -kontrolle findet sich in Kapitel 1.2.7. Dort sind auch die Prinzipien und Dokumente zur Steuerung und Dokumentation dieser Maßnahmen beschrieben.

Im „Handbuch zur Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung bei der Erstellung von Emissionsinventaren und der Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen sowie der EU Entscheidung 280/2004/EG“ (Umweltbundesamt, 2005, unveröffentlicht) sind die Anforderungen hinsichtlich der Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle bei der Emissionsberichterstattung detailliert beschrieben. Qualitätsprüfungen, die während der Inventarerstellung erfolgen, bilden das Herzstück der im Handbuch gemachten Vorgaben und umfassen:

- 105 Einzelziele sowie 46 optionale Ziele
- 48 UBA-Mitarbeiter in unterschiedlichen funktionalen Rollen
- vier abgestufte, aufeinander aufbauende Prüfverfahren durch den eigentlichen Experten (FV), seinen Fachvorgesetzten (QKV), einen fachlichen Ansprechpartner für die Quellgruppe in der Nationalen Koordinierungsstelle (FAP) und schließlich durch die Koordinatoren, die gemeinsam für das konsistente Gesamtergebnis NIR, Inventar, QSE und Unsicherheitsschätzung zuständig sind.

Die rollenspezifischen QK-Prüfungen werden generell den allgemeinen Qualitätszielen (siehe Kapitel 17.1.1) und den einzelnen Prozessschritten (siehe Kapitel 1.3) bei der Inventarerstellung zugeordnet, damit die anschließende Auswertung auch nach diesen Gesichtspunkten erfolgen kann. In der Summe decken die Prüfungen den gesamten Prozess der Inventarerstellung ab.

Seit im Januar 2007 die Resubmission der Inventare 2006 erstmals in dem vom Klimasekretariat bereitgestellten CRF-Reporter übermittelt wurde und das Inventar 2007 in der Software-Version 3.1.11 vom 2. März 2007 übermittelt wird, kann die finale Überprüfung der Submission allerdings nur noch sehr grob erfolgen. Vor dem Hintergrund der viel zu kurzfristigen Bereitstellung der Software und der weiterhin mit jeder Version variierenden Programmierfehler ist dies eine Besorgnis erregende Situation. Die vor dem Transfer geprüften Inventare können aufgrund von Zeitrestriktionen und fehlenden QK-Prozeduren im CRF-Reporter nur im Überblick auf Übereinstimmung geprüft und korrigiert werden. Insbesondere bestehen die folgenden Probleme:

- Die Eingabe der Werte kann nicht wie in der vorigen Version über copy & paste der gesamten Zeitreihe erfolgen (jeder Wert muss einzeln eingegeben werden).
- Mit Import neuer Daten werden die Notation keys vollständig gelöscht
- Einige Einheiten zwischen den CRF-Tabellen und dem CRF Reporter sind verschieden.

Dadurch erfordert die Eingabe erheblich mehr Zeit und Sorgfalt bei der Qualitätssicherung, als derzeit aufgrund der bestehenden Fristen geleistet werden kann. Dieses Problem kann

das deutsche QSE jedoch nicht mit eigenen Maßnahmen abdecken, hier ist das Klimasekretariat um Abhilfe gebeten.

Aus den Rückantworten der QK-Checklisten, die 2006 erstmals ausgewertet werden konnten, wurde für die Hauptquellgruppen ein detaillierter (interner) Verbesserungsplan erstellt, aus dem wesentliche Maßnahmen in den verbindlichen Inventarplan überführt wurden. Der detaillierte Inventarplan umfasst zurzeit über 730 Einzelmaßnahmen, die zu den in Tabelle 8 dargestellten übergeordneten Maßnahmen zusammengefasst wurden. Der Inveentarplan wird in einem fortlaufenden Prozess regelmäßig aktualisiert.

Tabelle 8: Inventarplan

Planung zur Inventarverbesserung	CRF
Überprüfung, ob die Anforderungen der IPCC-Good Practice Guidance an die Auswahl der Berechnungsmethode und die Verfahren bei vorliegenden Methodenwechsel erfüllt sind.	1.A, 2.B.1, 2.B.2, 2.F.3, 4.D
Überprüfung, ob die Hinweise aus den Inventarüberprüfungen berücksichtigt werden konnten.	1.A.1, 2.B.2
Überprüfung, ob Lücken in der Datenverfügbarkeit für Zeitreihe(n) ab 1990 vorliegen.	1.A.1-2, 1.A.4, 2.C.4, 2.F.1-5
Überprüfung, ob die AR und deren Unsicherheiten plausibel und vollständig sind (ohne Fehlstellen und vollständig dokumentiert).	1.A.1-3, 2.C.4, 2.F.1-4, 2.F.8
Überprüfung, ob die EF und deren Unsicherheiten plausibel und vollständig sind (ohne Fehlstellen und vollständig dokumentiert).	1.A.1, 1.A.4, 4.A
Überprüfung, ob die Quellgruppe vollständig durch die Datenquelle abgedeckt wird und die Datenzuschnitte der EF und AR übereinstimmen.	1.A.1-3, 2.B.2
Überprüfung, ob die Unsicherheiten ermittelt wurden und vollständig sind.	1.A.1-3, 2.A.1-2, 2.B.-3, 2.C.3-4, 2.E, 2.F, 4.A., 4.D
Überprüfung, ob Rekalkulationen durchzuführen sind.	1.A
Überprüfung, ob die Anforderungen an die Datenkonsistenz erfüllt werden und die jeweiligen Unterlagen vollständig und nachvollziehbar sind.	1.A.1-4, 2.A.1, 2.A.2, 2.C.4, 2.E, 2.F.1-7, 4.A, 4.D
Überprüfung, ob die Anforderungen zum Abgleich und zur Verifizierung von Daten bzw. zugrunde liegender Annahmen erfüllt werden.	1.A, 2.A.1-2, 2.B.1-3, 2.C.3-4, 2.E, 2.F, 4.A., 4.D
Überprüfung, ob Dateneingaben in das ZSE richtig im Sinne einer fehlerfreien Eingabe von Zahlen, Einheiten, Umrechnungsfaktoren und korrekter Einbindung sind.	1.A.1-3, 4.A, 4.D
Überprüfung, ob die Quellgruppe für den NIR entsprechend der geforderten sechs Unterkapitel des NIR ("Beschreibung der Quellgruppe", "Methodische Aspekte" etc.) vollständig und nachvollziehbar beschrieben ist.	1.A.1, 1.A.2, 4.A, 4.D
Überprüfung, ob die geforderten Aufzeichnungs- und Dokumentationspflichten erfüllt werden und die jeweiligen Unterlagen vollständig und nachvollziehbar sind.	1.A, 2.B.1-2.C.4, 2.E, 2.F.1, 2.F.3-8, 4.A, 4.D
Überprüfung, ob die verwendeten Datenquellen(n) langfristig verfügbar sind.	1.A.1, 1.A.3-4, 2.A.2, 2.B.1-2, 2.C.4, 2.E, 2.F.1-5, 2.F.8, 4.A, 4.D
Überprüfung, ob Datenlieferanten bzw. Auftragnehmer geeignete routinemäßige Qualitätskontrollen durchführen und ob die durch die Nationale Koordinierungsstelle festgelegten Anforderungen an die Emissionsberichterstattung an diese weitergegeben und umgesetzt werden.	1.A, 2.A.1-2, 2.B.1-3, 2.C.3-4, 2.E, 2.F, 4.A, 4.D

1.7 Generelle Unsicherheitschätzung

Die IPCC Good Practice Guidance (2000) charakterisiert die Bestimmung von Unsicherheiten als ein wesentliches Element eines vollständigen Inventars. Durch den Anspruch der GPG zur kontinuierlichen Inventarverbesserung kommt dem Aspekt der Unsicherheiten in den Inventaren eine hohe Priorität zu. Die Information über die Unsicherheit wird dabei vorrangig als Hilfe zur zukünftigen Verbesserung der Genauigkeit des Inventars sowie der Methodenwahl und der Rekalkulation betrachtet. Dabei ist es erklärtes Ziel, die Unsicherheiten so weit wie praktikabel zu reduzieren um möglichst genaue

Inventare zu erhalten. Dazu müssen die Annex I-Staaten die Unsicherheiten aller Quellgruppen und Senken zunächst quantifizieren, um eine bessere Übersicht über die Inventarqualität zu schaffen, die wiederum Voraussetzung für eine effektive Inventarplanung ist.

Die Quantifizierung der Unsicherheiten erfolgt für Emissionsfaktoren und Aktivitätsdaten. Dies erfordert die Ermittlung einer Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion für beide Parameter. Im Idealfall können diese Funktionen über die statistische Auswertung von Einzeldaten bestimmt werden (z.B. Messergebnisse einer größeren Zahl von Anlagen). Oft stehen jedoch nur wenige Werte zur Verfügung, so dass die Unsicherheit auf der Grundlage von Expertenschätzungen ermittelt werden muss.

Es werden grundsätzlich zwei Methoden zur Ermittlung von Unsicherheiten unterschieden. Die Tier 1-Methode kombiniert auf einfache Weise die Unsicherheit von Aktivitätsrate und Emissionsfaktor je Quellgruppe und Treibhausgas und aggregiert diese über alle Quellgruppen und Treibhausgaskomponenten zur Gesamt-Unsicherheit des Inventars. Die Tier 2 Methode zur Ermittlung von Unsicherheiten geht prinzipiell ebenso vor, berücksichtigt jedoch die Verteilungsfunktion der Unsicherheit und aggregiert mittels einer Monte Carlo Simulation.

Im Forschungsvorhaben 202 42 266 (UBA, 2004) ist eine verbesserte Ermittlung der Unsicherheiten nach Tier 1 und nach Tier 2 gemäß Kap 6 der GPG vorgenommen worden. Für die Berichterstattung 2007 ist diese Datengrundlage verbessert und die Unsicherheitsangaben für das Treibhausgasinventar weiter vervollständigt worden. Deutschland berichtet im aktuellen NIR Unsicherheiten, die nach der Tier 2 Methode (Monte Carlo Simulation) ermittelt worden sind. Die Angaben zur Unsicherheit der verwendeten Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren und Emissionen stammen dabei aus der Datenbank ZSE. Diese basieren auf Expertenschätzungen der UBA Facheinheiten und externer Einrichtungen. In einigen Fällen liegen die Angaben zur Unsicherheit noch nicht vollständig vor, so dass dann im Rahmen der Tier 2 Berechnung eine Ergänzung dieser Angaben aus anderen Quellen erfolgt.

1.7.1 Vorgehen zur Unsicherheitsbestimmung nach Tier 2, Kap 6 der GPG

Die Bestimmung der Unsicherheiten nach Tier 2 wurde entsprechend dem fünfstufigen Vorgehen gemäß den Vorgaben in der GPG (IPCC, 2000, Kap. 6.4 "Tier 2 – Estimating Uncertainties by Source Category Using Monte Carlo Analysis") durchgeführt. Der erste Schritt beinhaltet die Zuweisung eines Wertebereichs und einer Verteilungsfunktion auf der Ebene der Basisdaten. Als Datengrundlage werden aus den aktuellen Zeitreihen im ZSE die Werte für das Berichtsjahr 2005 verwendet. Die Zeitreihen werden auch im Hinblick auf die Unsicherheiten als konsistent angesehen. Neben Zeitreihen für Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren werden auch Zeitreihen für Emissionen, die nicht über das Produkt aus AR und EF berechnet werden, berücksichtigt.

Der zweite Schritt stellt die rechnergestützte Implementierung der Tier2-Berechnung dar. Aus dem ZSE werden Angaben zum Mittelwert, der Ober- und Untergrenze (2,5 % und 97,5 % Perzentil) sowie dem Verteilungstyp ausgelesen. Die im ZSE hinterlegten Angaben zur Unsicherheit beruhen in erster Linie auf Expertenschätzungen. Sind diese Angaben

unvollständig, wird ihnen nach Möglichkeit ein Wert aus einer Liste mit Literaturwerten (Default-Wert) zugeordnet. Für noch nicht bewertete Daten, denen auch kein Literaturwert zugeordnet werden konnte, wurden als Hilfswerte die den „Conservativeness Factors“ des Adjustmentverfahrens des IPCC unterlegten Unsicherheiten (FCCC/SBSTA/2003/ 10/Add2) verwendet.

Diese Ausgangsdaten bilden die Faktoren und Summanden der zu berechnenden Emissionen und werden als Annahmen bezeichnet. Die Emissionen treten auf der Ebene der einzelnen Quellgruppen und in den verschiedenen Aggregationsstufen des Inventars auf und stellen Vorhersagen dar.

Im dritten Schritt wird dann in Abhängigkeit des jeweiligen Wertebereichs und Verteilungstyps der Ausgangsdaten für jede Annahme ein Zufallswert generiert. Damit erfolgt im vierten Schritt die Berechnung der Emissionen (Vorhersagen). Die Ergebnisse dieses Berechnungsschritts werden anschließend in einem fünften Schritt gespeichert. Die Schritte drei bis fünf werden 20000 Mal wiederholt. Abschließend wird für jede Emission das 95 % Konfidenzintervall sowie der arithmetische Mittelwert ausgelesen. In den GPG wird als Abbruchkriterium der Schritte drei bis fünf eine Schwankungsbreite der Mittelwerte von kleiner ± 1 % genannt. Dieses Abbruchkriterium wird mit 20000 Wiederholungen allerdings noch nicht erreicht. Eine Steigerung der Rechendurchläufe auf über 20000 Wiederholungen führte zu einem Abbruch der Berechnung.

1.7.2 Ergebnisse der Unsicherheitschätzung

Ein Zwischenergebnis der Unsicherheitenberechnung stellt die sektorspezifische Datenherkunft der Angaben zur Unsicherheit dar (Schritt 2 der Unsicherheitenberechnung). Im Sektor Energie (CRF 1) stammen insgesamt 72 % der Angaben aus einer Expertenschätzung, die restlichen 28 % sind Default-Werte. Die Untersektoren 1.A.1 und 1.A.2 verfügen bereits zu über 90 % und der Untersektor 1.A.4 zu über 80 % über Angaben aus einer Expertenschätzung. Sie sind zusammen für 75 % der Emissionen im Untersektor 1.A verantwortlich. Für den Verkehrssektor 1.A.3 liegen noch keine Expertenschätzungen vor, sämtliche Angaben sind Default-Werte bzw. Hilfswerte.

Der Sektor Industrie (CRF 2) beinhaltet zu 32 % Angaben zur Unsicherheit aus einer Expertenschätzung, den Hauptteil bilden mit 68 % Default-Werte. Im Sektor Lösemittelanwendungen (CRF 3) stammen 60 % der Angaben aus einer Expertenschätzung, die anderen 40 % sind Default-Werte. Der Sektor Landwirtschaft (CRF 4) weist mit 91 % den höchsten Anteil an Expertenangaben zur Unsicherheit auf, lediglich 9 % sind Default-Werte. Im Sektor Landnutzung/Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (CRF 5) sind keine Expertenschätzungen verfügbar, sämtliche Angaben sind Default-Werte bzw. Hilfswerte. Im Sektor Abfall und Abwasser (CRF 6) wurden die Unsicherheiten der Deponiegasemissionen (CRF 6.A) mit einer eigenständigen Monte Carlo Simulation (gesondertes Berechnungsverfahren) unter Berücksichtigung von Expertenschätzungen berechnet. Sie stellen 8 % der Angaben zur Unsicherheit im Sektor CRF 6 dar, sie betreffen aber den überwiegenden Teil des Emissionsinventars dieser Quellgruppe. Die restlichen 92 % sind Default-Werte.

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass die Aktivitätsraten in der Regel geringere Unsicherheiten besitzen als die Emissionsfaktoren. Insbesondere die Aktivitätsraten, die sich aus dem Einsatz von Brennstoffen ableiten und die sich auf die bundesdeutsche Energiebilanz stützen, besitzen geringe Unsicherheiten. Mit der zunehmenden

Disaggregation der Brennstoffeinsätze nehmen die Unsicherheiten der daraus abgeleiteten Aktivitätsraten jedoch in der Regel wieder zu.

- Gemäß der Ergebnisse aus einem FuE-Vorhaben (RENTZ et al, 2002) sind die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für indirekte Treibhausgase in stationären Feuerungsanlagen (CRF 1.A.1) als Folge ihrer regelmäßigen Überwachung vergleichsweise gering. Für die N_2O -Emissionsfaktoren werden höhere Unsicherheiten ausgewiesen, da die Emissionen von N_2O im Normalfall nicht überwacht werden. Gleiches gilt auch für die Emissionsfaktoren von CH_4 .
- Für die Quellkategorie Verkehr (überwiegend CRF 1.A.3) ist generell von geringen Unsicherheiten auszugehen, da die Treibstoffeinsätze und die Fahrzeugflotten aufgrund ihrer Steuerpflicht sehr genau bekannt sind und die Emissionsfaktoren sehr differenziert modelliert und in der Regel messtechnisch ermittelt werden. Hier ergeben sich möglicherweise Unsicherheiten aus systematischen Messfehlern oder aus falscher Disaggregation.
- In der Quellgruppe der diffusen Emissionen (CRF 1.B) liegen bei den Aktivitätsraten zu flüssigen und gasförmigen Brennstoffen (CRF 1.B.2) aufgrund derer Steuerpflicht geringen Unsicherheiten vor. Eine Ausnahme bildet lediglich die Abfackelung von Erdgas. Die Aktivitätsraten der Kohleförderung (CRF 1.B.1) sind ebenfalls durch die Produktionsmenge gut erfasst. Für die Emissionsfaktoren der diffusen Emissionen ist mit höheren Unsicherheiten zu rechnen. Das ergibt sich zum einen durch die Vielzahl und der Heterogenität der für die diffusen Emissionen relevanten technischen Sachverhalte bei Transport, Lagerung und der Aufarbeitung von Erdgas und Erdöl. Zum anderen sind die diffusen Emissionen von CH_4 aus dem Kohlebergbau bisher nur pauschal berücksichtigt.
- Im Bereich der Industrieprozesse (CRF 2) sind höhere Unsicherheiten festzustellen. Aktivitätsraten, welche auf Produktionszahlen beruhen, die gegenüber dem statistischen Bundesamt meldepflichtig sind, können vor allem aufgrund von gegenüber den Berichtsstrukturen abweichenden Branchendefinitionen Unsicherheiten aufweisen. Aktivitätsraten, welche aus Verbandsangaben ermittelt werden, sind in Abhängigkeit des Organisationsgrades der jeweiligen Industriebranche in diesem Verband mit entsprechenden Unsicherheiten behaftet. Bei den Emissionsfaktoren sprechen insbesondere die hohe Technikabhängigkeit einerseits und der hohe Grad der technischen Diversifizierung andererseits für je nach Treibhausgas höhere Unsicherheiten. Ferner ist zu bemerken, dass insbesondere in Branchen mit wenigen Marktakteuren (z.B. Herstellung chemischer Produkte (CRF 2.B)) technikspezifische Emissionsfaktoren oftmals Betriebsgeheimnisse berühren, was wiederum zu einer prinzipiellen Zurückhaltung der Betreiber hinsichtlich der Veröffentlichung solcher Daten oder zu pauschalierten Angaben führt. Darüber hinaus erhöhen die teilweise sehr komplexen Entstehungsprozesse der Emissionen aus nicht-verbrennungsbedingten Aktivitäten und die unzureichenden Erkenntnisse bezüglich bestimmter Emissionen verursachender Vorgänge sowie das eingeschränkte Wissen über die Beiträge einzelner Aktivitäten, die Unsicherheiten.
- In der Nahrungsmittelproduktion (CRF 2.D.2) ist insbesondere im Bereich der Alkoholika von sehr geringen Unsicherheiten der Aktivitätsraten auszugehen, da dort Steuertatbestände existieren, die eine sehr genaue Erfassung der Produktionsmenge zur Folge haben. Für die Emissionsfaktoren ist aufgrund der erheblichen technologischen Diversifizierung der Branche mit höheren Unsicherheiten zu rechnen.

- Für die Quellgruppe Abfalldeponierung (CRF 6.A.1) und Abwasserbehandlung (CRF 6.B.1) sind die Unsicherheiten der dort anzusetzenden Emissionsparameter als hoch anzunehmen. Das gilt insbesondere für den Bereich der Abfalldeponierung, da sich dort die Vielfalt der verschiedenen Abfallarten negativ auf die Datensicherheit der Emissionsparameter auswirkt. Die Aktivitätsraten sind ebenfalls überdurchschnittlich unsicher, da die zugrunde gelegten statistischen Daten uneinheitliche Abfall- bzw. Verwertungskonzepte benutzen. Diese generellen Annahmen zu den Unsicherheiten der Aktivitätsraten gelten auch für die thermische Behandlung von Abfällen.

Nach der für das Inventar des Jahres 2005 durchgeführten Tier 2 Analyse beträgt die Unsicherheit der gesamten Emissionen an Treibhausgasen in CO₂-Äquivalenten +11,86 % und –5,77 %.

Die schadstoffspezifischen Unsicherheiten belaufen sich für CO₂ auf +3,31 % und –2,85 %, für CH₄ auf +4,52 % und –4,51 % sowie für N₂O auf +109,13 % und –45,82 %.

Die sektorspezifischen Unsicherheiten betragen für die Gesamtemissionen in CO₂-Äquivalenten in den Sektoren Energie (CRF 1) +2,71 % und –2,67 %, Industrie (CRF 2) +22,5 % und –13,31 %, Lösemittelanwendungen (CRF 3) +15,94 % und –23,18 %, Landwirtschaft (CRF 4) +108,74 % und –41,34 %, Landnutzung und Forstwirtschaft (CRF 5) +48,73 % und –48,71 % sowie Abfall und Abwasser (CRF 6) +11,31 % und –10,33 %.

Die hohen Unsicherheiten für N₂O sowohl aus den Expertenschätzungen als auch aus den IPCC-Adjustment Werten haben insbesondere auf den Maximalwert der Unsicherheit des Gesamtinventars einen großen Einfluss. Daraus leitet sich für die nächsten Berichtsrunden die Notwendigkeit der Verbesserung der Datengrundlage für diesen Schadstoff in den Sektoren Landwirtschaft und Industrie ab

Detaillierte Angaben zu den vorliegenden Unsicherheiten können dem Anhang 7 entnommen werden (siehe Kapitel 18).

1.8 Generelle Prüfung der Vollständigkeit

Angaben zur Vollständigkeit für die einzelnen Quellkategorien werden in den CRF-Tables 7s1, 7s2 und 7s3 dargestellt. Unterschieden werden in Deutschland

- nicht auftretende quellspezifische Emissionen und Senken (NO - not occurring),
- in Deutschland nicht geschätzte quellspezifische Emissionen und Senken, weil sie quantitativ nicht relevant oder weil die notwendigen Daten für eine Schätzung nicht vorhanden sind (NE - not estimated) und
- quellspezifische Emissionen und Senken, die für Deutschland nach Stand des Wissens vollständig erfasst sind (All bzw. Full), bzw. teilweise erfasst sind (Part).

Im Folgenden wird quellgruppenspezifisch auf einige Ansatzpunkte zur Verbesserung des Inventars hinsichtlich seiner Vollständigkeit hingewiesen.

Alle verbrennungsbedingten Aktivitäten (1.A) aus dem Bereich der Energie sind vollständig erfasst. An einigen Stellen wird die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland ergänzt, wenn erkennbar wird, dass in Teilbereichen keine vollständige Abdeckung erreicht wird (z.B. nicht kommerzieller Holzeinsatz, Sekundärbrennstoffe). Schwierigkeiten gibt es teilweise bei der Trennung von verbrennungsbedingten und nicht-verbrennungsbedingten Emissionen aus der Industrie; die Vermeidung von Doppelzählungen ist hier jedoch generell Bestandteil der Qualitätssicherung.

Während der Brennstoffeinsatz zur Wärme- und Stromerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe bzw. die entsprechenden Emissionen vollständig im Inventar erfasst werden, bestehen weiterhin Unklarheiten bei der Zuordnung der Brennstoffeinsätze auf die im Inventar geforderten sechs Quellgruppen (1.A.2.a bis f). Dies kann u.a. auf Widersprüche zwischen der Energiebilanz und den Daten des Statistischen Bundesamtes hinsichtlich einiger Brennstoffe (z. B. Abfall) zurückgeführt werden. Zukünftig soll versucht werden, die Branchenzuordnung der Brennstoffeinsätze auf der Basis der Monitoring-Daten des Emissionshandels zu verbessern. Auswirkungen auf den gesamten Brennstoffeinsatz sowie der Emissionsmenge des Verarbeitenden Gewerbes haben diese Schwierigkeiten jedoch nicht.

Im Bereich der Industrieprozesse wird teilweise auf Produktionsdaten aus Verbandsstatistiken und auf Herstellerangaben zurückgegriffen. Basiert die Emissionsberichterstattung auf diesen Quellen, wird zur Sicherstellung der Vollständigkeit und Zuverlässigkeit des Inventars auch in Zukunft Wert auf die Prüfung des Quellgruppenzuschnitts und der Methodik der Datenerhebung gelegt. Im Bereich der Industrieprozesse wird die Quellgruppe 2.A.4 Soda Verwendung derzeit nicht berechnet. Diese Quellgruppe wird von der IPCC Good Practice Guidance nicht behandelt, da die Emissionen aus dieser Kategorie als gering eingeschätzt werden und die Daten für diese Quellgruppe meist nicht zur Verfügung stehen. Beide Gründe, die das IPCC für die Nichtbehandlung aufführt, treffen auch auf Deutschland zu.

Im Bereich der Landwirtschaft liegen Erhebungen zu Managementsystemen in der Tierhaltung aus einem Forschungsvorhaben für die Vergangenheit vor, es wird jedoch, um die Vollständigkeit und Konsistenz des Inventars auch in Zukunft gewährleisten zu können eine periodisch erhobene repräsentative Datenerfassung angestrebt.

Einige der Emissionsdaten, die dem UBA zur Verfügung stehen, stehen aus Gründen des Datenschutzes unter Geheimhaltung und werden zwar vollständig, aber nur aggregiert berichtet. Es ist im Entwurf zum Klimaschutzstatistikgesetz eine Regelung vorgesehen, dass zukünftig Daten trotz Geheimhaltung vollständig überprüft werden können.

Als Ergänzung zur systematischen Überprüfung der Vollständigkeit der nationalen Emissionsdaten, wurden im Rahmen des FE-Vorhabens 201 42 258 die Inventarangaben anderer Länder in der Rubrik andere Quellen analysiert (ÖKO-INSTITUT, 2004a). Diese Untersuchung sollte Aufschluss darüber geben, ob andere Länder über Quellgruppen berichten, die auch in Deutschland emissionsrelevant sind, um ggf. die deutschen Inventare an dieser Stelle zu erweitern. Die Ergebnisse dieser Analyse zeigen, dass insbesondere im Bereich der Industrieprozesse die systematische Überprüfung auf Vollständigkeit erweitert werden sollte.

Im Rahmen eines Forschungsprojekts der deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) unter Beteiligung der Nationalen Koordinierungsstelle (FKZ 205 41 521) wurden im Jahre 2006 die methodischen Aspekte der Nutzung der Daten des Europäischen Emissionshandels (EU-ETS) für die nationale Klimaschutzberichterstattung untersucht. Zentrales Ergebnis war die Erstellung von Zuordnungsregeln, die die Zuordnung der Daten der verifizierten Emissionsberichte 2005 zur Struktur der Inventardatenbank ZSE darstellen. Als nicht zielführend hat sich die Zuordnung von Antragsdaten erwiesen, weshalb den Monitoring-Daten prinzipiell der Vorzug gegeben wird. Diese durch unabhängige Sachverständige geprüften Angaben liegen zeitnah im März eines jeden Jahres für das vorhergehende

Kalenderjahr vor. Die Daten aus dem Monitoring des Emissionshandels können nicht direkt zur Inventarerstellung genutzt werden. Sie können jedoch zur Verifizierung einzelner Quellgruppen und Identifikation von Fehlstellen genutzt werden. Für diesen regelmäßigen Prüfprozess wird eine Vereinbarung zur Datenbereitstellung der DEHSt an die Nationale Koordinierungsstelle vorbereitet.

2 TRENDS DER TREIBHAUSGASE

In der folgenden Tabelle 9 werden die für dieses Inventar ermittelten Gesamtemissionen der direkten und indirekten Treibhausgase sowie des Säurebildners SO_2 zusammengestellt. Der damit gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls bzw. 1990 erreichte jährliche Fortschritt wird in der Tabelle 10 im zeitlichen Verlauf abgebildet. Mit Ausnahme der HFC und von C_3F_8 konnten bei allen hier berechneten Emissionen deutliche Emissionsminderungen erreicht werden. Insgesamt sank die Emission der Treibhausgase als CO_2 -Äquivalentemission gegenüber dem Basisjahr um 18,7 %. Gegenüber dem Vorjahr 2004 sanken die Emissionen um 2,3 %. Dies ist hauptsächlich auf den geringeren Energieverbrauch im Kraftwerksbereich, bei den kleinen Feuerungsanlagen sowie dem Verkehrsbereich zurückzuführen. Die Ursachen hierfür sind in Brennstoffumstellungen, klimatischen Einflüssen und Verbrauchsverlagerungs-Effekten zu sehen.

In Tabelle 11 werden für den Zeitraum seit 1990 die jeweiligen Emissionsveränderungen gegenüber dem Vorjahr zusammengestellt. Für CO_2 wird zum Beispiel deutlich, dass neben dem kontinuierlichen Rückgang der Emissionen, durch die im Vergleich der Entwicklung seit 1990 recht kalte Witterung insbesondere im Jahr 1996 ein verstärkter Energieeinsatz zur Erzeugung von Raumwärme erforderlich war, der in diesem Jahr die CO_2 -Emissionen im Vergleich zum Vorjahr deutlich ansteigen ließ.

Tabelle 9: Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO₂ in Deutschland seit dem Basisjahr bzw. 1990

Emissionsentwicklung	Basisjahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
[Gg]																	
Netto-CO ₂ -Emissionen/ -Einbindungen	1.003.732	1.003.732	965.157	916.890	906.544	891.527	889.654	911.318	880.637	872.324	846.098	848.700	866.081	850.914	865.198	860.522	836.446
CO ₂ -Emissionen (ohne LULUCF)	1.032.348	1.032.348	994.629	947.040	937.176	922.804	921.190	943.286	913.006	904.951	879.186	883.055	901.209	886.263	901.068	896.775	872.943
CH ₄	4.727	4.727	4.471	4.274	4.252	4.036	3.881	3.733	3.550	3.300	3.266	3.082	2.925	2.755	2.562	2.362	2.268
N ₂ O	273	273	260	262	251	252	251	255	245	202	191	193	196	194	202	209	215
HFCs (CO ₂ -äquivalent)	6.476	4.369	4.013	4.098	4.225	4.357	6.476	5.858	6.391	6.961	7.202	6.481	7.890	8.555	8.394	8.681	9.362
PFCs (CO ₂ -äquivalent)	1.750	2.708	2.333	2.102	1.961	1.650	1.750	1.714	1.369	1.473	1.243	786	723	795	858	830	718
SF ₆ (CO ₂ -äquivalent)	7.238	4.785	5.118	5.634	6.405	6.694	7.238	7.154	7.144	6.988	5.588	5.400	5.199	4.410	4.455	4.548	4.740
CO		12.145	9.911	8.585	7.780	6.834	6.535	6.146	6.025	5.633	5.276	5.009	4.785	4.516	4.412	4.307	4.035
NM VOC		3.612	3.068	2.799	2.559	2.086	1.972	1.882	1.847	1.808	1.657	1.489	1.404	1.334	1.274	1.287	1.253
NO _x		2.861	2.633	2.476	2.367	2.225	2.170	2.057	1.982	1.937	1.914	1.817	1.774	1.683	1.626	1.578	1.443
SO ₂		5.350	3.933	3.211	2.865	2.399	1.727	1.454	1.216	970	793	641	643	605	616	592	560

Tabelle 10: Veränderungen der Emissionen direkter und indirekter Treibhausgase und SO₂ in Deutschland seit dem Basisjahr bzw. 1990

Emissionsentwicklung	Basisjahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
gegenüber 1990 bzw. Basisjahr	[%]																
Netto-CO ₂ -Emissionen/ -Einbindungen		0,0	-3,8	-8,7	-9,7	-11,2	-11,4	-9,2	-12,3	-13,1	-15,7	-15,4	-13,7	-15,2	-13,8	-14,3	-16,7
CO ₂ -Emissionen (ohne LULUCF)		0,0	-3,7	-8,3	-9,2	-10,6	-10,8	-8,6	-11,6	-12,3	-14,8	-14,5	-12,7	-14,2	-12,7	-13,1	-15,4
CH ₄		0,0	-5,4	-9,6	-10,0	-14,6	-17,9	-21,0	-24,9	-30,2	-30,9	-34,8	-38,1	-41,7	-45,8	-50,0	-52,0
N ₂ O		0,0	-5,1	-4,1	-8,3	-7,8	-8,1	-6,7	-10,5	-26,0	-30,1	-29,5	-28,4	-29,1	-26,0	-23,4	-21,5
HFCs (CO ₂ -äquivalent)							0,0	-9,5	-1,3	7,5	11,2	0,1	21,8	32,1	29,6	34,1	44,6
PFCs (CO ₂ -äquivalent)							0,0	-2,0	-21,8	-15,8	-29,0	-55,1	-58,7	-54,6	-51,0	-52,5	-58,9
SF ₆ (CO ₂ -äquivalent)							0,0	-1,2	-1,3	-3,4	-22,8	-25,4	-28,2	-39,1	-38,5	-37,2	-34,5
Entwicklung der Gesamt-THG-Emissionen und -Einbindungen																	
Gesamt-Emissionen / -Einbindungen (inkl. LULUCF)		0,0	-4,1	-8,3	-9,5	-11,0	-11,3	-9,7	-12,8	-15,0	-17,6	-17,8	-16,5	-18,1	-17,0	-17,5	-19,5
Gesamt-Emissionen ohne CO ₂ aus LULUCF		0,0	-3,9	-8,0	-9,1	-10,6	-10,8	-9,2	-12,2	-14,3	-16,9	-16,9	-15,6	-17,1	-16,0	-16,5	-18,4
Indirekte Treibhausgase und SO ₂																	
CO		0,0	-18,4	-29,3	-35,9	-43,7	-46,2	-49,4	-50,4	-53,6	-56,6	-58,8	-60,6	-62,8	-63,7	-64,5	-66,8
NM VOC		0,0	-15,1	-22,5	-29,2	-42,3	-45,4	-47,9	-48,9	-50,0	-54,1	-58,8	-61,1	-63,1	-64,7	-64,4	-65,3
NO _x		0,0	-8,0	-13,5	-17,3	-22,2	-24,2	-28,1	-30,7	-32,3	-33,1	-36,5	-38,0	-41,2	-43,2	-44,8	-49,6
SO ₂		0,0	-26,5	-40,0	-46,4	-55,2	-67,7	-72,8	-77,3	-81,9	-85,2	-88,0	-88,0	-88,7	-88,5	-88,9	-89,5

Tabelle 11: Veränderungen der Emissionen direkter und indirekter Treibhausgase und SO₂ in Deutschland, seit dem jeweils letzten Jahr

Emissionsentwicklung	Basisjahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
gegenüber dem jeweils letzten Jahr		(%)															
Netto-CO ₂ -Emissionen/ -Einbindungen		-3,8	-5,0	-1,1	-1,7	-0,2	2,4	-3,4	-0,9	-3,0	0,3	2,0	-1,8	1,7	-0,5	-2,8	-3,8
CO ₂ -Emissionen (ohne LULUCF)		0,0	-3,7	-4,8	-1,0	-1,5	-0,2	2,4	-3,2	-0,9	-2,8	0,4	2,1	-1,7	1,7	-0,5	-2,7
CH ₄		0,0	-5,4	-4,4	-0,5	-5,1	-3,8	-3,8	-4,9	-7,1	-1,0	-5,6	-5,1	-5,8	-7,0	-7,8	-4,0
N ₂ O		0,0	-5,1	1,0	-4,4	0,6	-0,4	1,5	-4,1	-17,4	-5,5	0,8	1,6	-1,1	4,4	3,6	2,4
HFCs (CO ₂ -äquivalent)		0,0	-8,1	2,1	3,1	3,1	48,6	-9,5	9,1	8,9	3,5	-10,0	21,7	8,4	-1,9	3,4	7,8
PFCs (CO ₂ -äquivalent)		0,0	-13,8	-9,9	-6,7	-15,9	6,1	-2,0	-20,1	7,6	-15,6	-36,8	-8,0	9,9	7,9	-3,2	-13,5
SF ₆ (CO ₂ -äquivalent)		0,0	7,0	10,1	13,7	4,5	8,1	-1,2	-0,1	-2,2	-20,0	-3,4	-3,7	-15,2	1,0	2,1	4,2
Entwicklung der Gesamt-THG-Emissionen und -Einbindungen																	
Gesamt-Emissionen / -Einbindungen (inkl. LULUCF)		0,0	-4,1	-4,4	-1,2	-1,7	-0,2	1,8	-3,5	-2,5	-3,1	-0,2	1,6	-1,9	1,3	-0,6	-2,4
Gesamt-Emissionen ohne CO ₂ aus LULUCF		0,0	-3,9	-4,3	-1,2	-1,6	-0,2	1,8	-3,3	-2,4	-3,0	-0,1	1,7	-1,9	1,3	-0,6	-2,3
CO		0,0	-18,4	-13,4	-9,4	-12,2	-4,4	-5,9	-2,0	-6,5	-6,3	-5,1	-4,5	-5,6	-2,3	-2,4	-6,3
NM VOC		0,0	-15,1	-8,8	-8,6	-18,5	-5,4	-4,6	-1,9	-2,1	-8,3	-10,2	-5,7	-5,0	-4,5	1,0	-2,6
NO _x		0,0	-8,0	-6,0	-4,4	-6,0	-2,5	-5,2	-3,6	-2,3	-1,2	-5,0	-2,4	-5,1	-3,4	-2,9	-8,6
SO ₂		0,0	-26,5	-18,4	-10,8	-16,3	-28,0	-15,8	-16,4	-20,2	-18,2	-19,2	0,3	-5,8	1,8	-4,0	-5,4

2.1 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für aggregierte Treibhausgasemissionen

Bis zum Jahr 2005 konnte die eingangs beschriebene Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Rahmen der EU-Lastenteilung mit einem Rückgang von 18,7 % bereits zu großen Teilen erfüllt werden. Die einzelnen Treibhausgase trugen dabei in unterschiedlichem Maß zu dieser Entwicklung bei (siehe Tabelle 2). Dies ist bei der Berücksichtigung der unterschiedlichen Anteile der einzelnen Treibhausgase an der Gesamtemission eines Jahres auch nicht verwunderlich. Bei den direkten Treibhausgasen konnten die Emissionen der mengenmäßig dominierenden Gase deutlich gemindert werden, so sanken die CO₂-Emissionen um 15,4 % und die CH₄- und N₂O-Emissionen um 52,0 % bzw. 21,5 %. Die Ursachen für diese Reduktionen sind in einem ganzen Bündel von Maßnahmen zu sehen, die u.a. durch Brennstoffumstellungen, gesteigerte wirtschaftliche Effektivität, Veränderung von Tierhaltungsbedingungen und Abbau von Tierbeständen charakterisiert sind. Diese werden nachfolgend in der Trenddiskussion der einzelnen Komponenten näher ausgeführt.

Mit einem Anteil von 87,1 % der Treibhausgasemissionen ist die Freisetzung von Kohlendioxid - weit überwiegend bestimmt durch die Prozesse der stationären und mobilen Verbrennung - Hauptverursacher der Emissionen. Durch den überdurchschnittlichen Rückgang der anderen Treibhausgase ist der Anteil der CO₂-Emissionen an den Gesamttreibhausgasen seit 1990 von 84,1 % auf 87,1 % gestiegen (s. Tabelle 3). Die überwiegend durch die landwirtschaftliche Tierhaltung, die Brennstoffverteilung und die Deponieemissionen verursachten Methanemissionen haben 2005 einen Anteil von 4,8 %. Die Distickstoffoxid-Emissionen, die hauptsächlich durch die Landwirtschaft, die Industrieprozesse und den Verkehr freigesetzt werden, tragen zu 6,6 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen so genannten Kyoto- oder F-Gase verursachen insgesamt etwa 1,5 % der Gesamttreibhausgasemissionen. Dieses Verteilungsspektrum der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes hoch industrialisiertes Land.

2.2 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Treibhausgasen

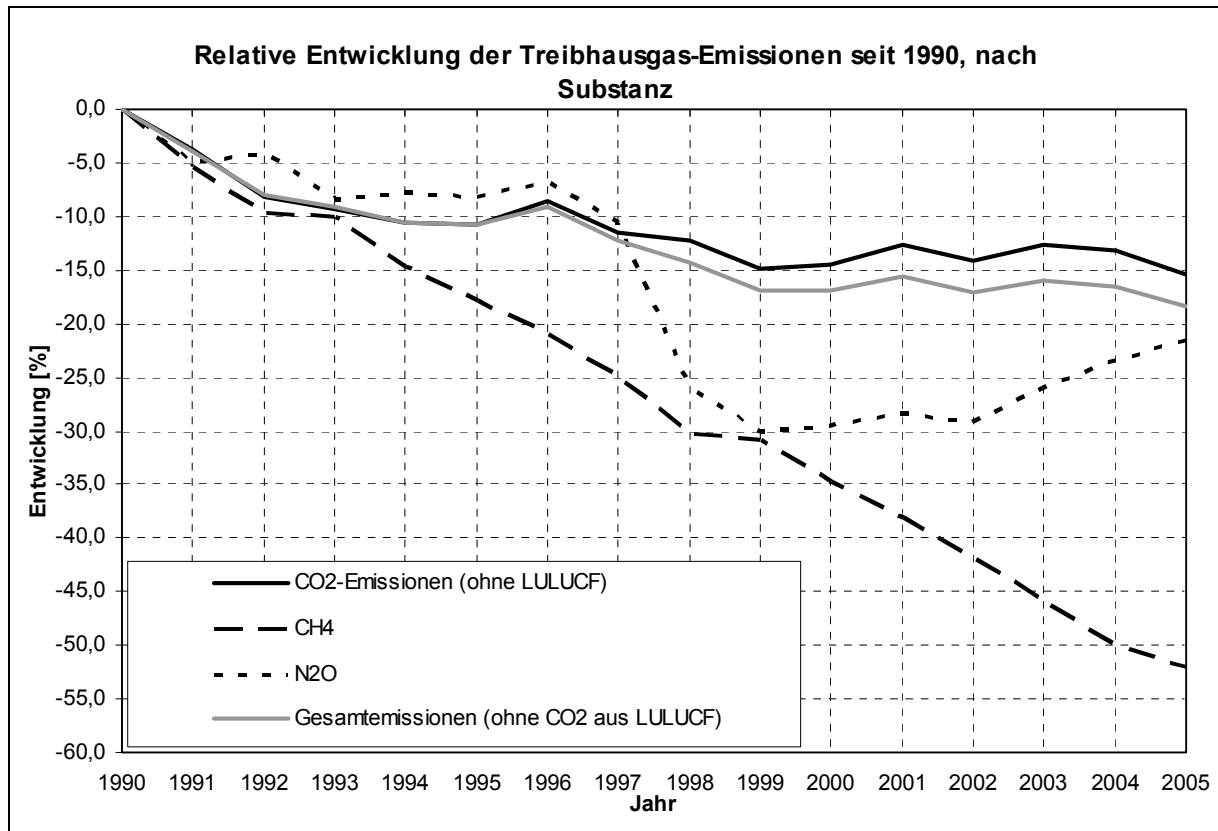


Abbildung 16: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990

In Abbildung 16 wird die relative Entwicklung der Emissionen der einzelnen Treibhausgase seit 1990 dargestellt. Bei der Diskussion ist zu beachten, dass hier die Entwicklung jedes dieser Treibhausgase weitgehend durch spezifische Entwicklungen in einer Quellgruppe dominiert wird.

2.2.1 Kohlendioxid (CO₂)

Die Minderung der CO₂-Emissionen ist stark mit der Entwicklung im Energiesektor verbunden. Der starke Rückgang der Emissionen zwischen 1990-1995 ist hauptsächlich auf die Umstrukturierungsprozesse in den neuen Bundesländern zurückzuführen und der damit einhergehenden Steigerung der Energieeffizienz sowie auf den Umstieg auf emissionsärmere Energieträger und Stilllegung veralteter Anlagen. Ab 1995 nehmen die CO₂-Emissionen deutlich langsamer ab. Hier wirken vor allem Effizienzsteigerungen der Kraftwerke und weitere Änderungen im Energiemix mit verstärktem Einsatz emissionsärmerer und beginnend auch erneuerbarer Energieträger. Die CO₂-Emissionen durch die öffentliche Strom- und Wärmeerzeugung sanken seit 1990 um 11 Mio. t. Dabei änderte sich der eingesetzte Brennstoffmix deutlich – während die Emissionen im Energiesektor durch den Einsatz von festen und flüssigen Brennstoffen um 8 % bzw. 30 % sanken nahmen die durch die Nutzung gasförmiger Brennstoffe verursachten CO₂-Emissionen um 64 % zu. Noch deutlicher wird dies im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher. Hier sanken die Emissionen zwischen 1990 und 2005 um insgesamt über 20 % von rund 208 Mio. t CO₂ auf rund 166 Mio. t CO₂. Auch hier ist neben

Effizienzsteigerungen und dem Wechsel von Kohle zu Gas und Öl der zunehmenden Einsatz von erneuerbaren Energieträgern für das Sinken der Emissionen verantwortlich: Während feste Brennstoffe im Jahr 1990 noch mit einem Anteil von 33 % zu diesen Emissionen beitrugen, sank dieser Anteil bis zum Jahr 2005 deutlich auf 3 %; der Emissionsanteil, der auf gasförmige Brennstoffe entfiel stieg deutlich von 23 % auf 53 %. Vergleichbare Entwicklungen haben sich auch im Verkehrsbereich vollzogen. Die CO₂-Emissionen stiegen von 163 Mio. t im Jahr 1990 auf über 186 Mio. t im Jahr 1999 und fielen seitdem durch Verbrauchssenkungen und Verbrauchsverlagerungen mit 164 Mio. t nahezu auf das Ausgangsniveau, bei überproportionaler Zunahme des Verbrauchs von Dieselmotorkraftstoff. So wurden im Straßenverkehr 1990 die Emissionen noch zu fast 2/3 durch den Benzinverbrauch verursacht. Im Jahr 2005 hat sich das Verhältnis zwischen den durch Benzin- (47,8 %) bzw. Dieselmotorkraftstoffverbrauch (52,2 %) verursachten Emissionen umgekehrt.

2.2.2 Lachgas (N₂O)

Die N₂O-Emissionen sanken im betrachteten Zeitraum um nahezu 22 %. Der Emissionsanstieg gegenüber dem Vorjahr ist auf produktionsbedingten Zuwachs in der chemischen Industrie insbesondere der Salpetersäureherstellung zurückzuführen. Hauptverursacher sind die Anwendung stickstoffhaltiger Dünger in der Landwirtschaft, Industrieprozesse in der chemischen Industrie, stationäre und mobile Verbrennungsprozesse und die landwirtschaftliche Tierhaltung. Vergleichbar geringere Emissionen entstehen durch die Abwasserbehandlung und die Produktverwendung von N₂O (z.B. als Narkosemittel). Den deutlichsten Einfluss auf die Emissionsminderung hat der Industriebereich, und hier insbesondere die Adipinsäureproduktion. Hier haben die in Deutschland tätigen Produzenten im Jahr 1997 die Nachrüstung der Produktion mit Anlagen zur Emissionsminderung abgeschlossen. Hierdurch wurden die Emissionen aus der Chemischen Industrie, trotz des Wiederanstieges im Jahr 2005, bezogen auf 1990 um über 38 % gemindert. Weiterhin trug der Rückgang des Düngemiteleinsatzes in der Landwirtschaft zur Minderung der Gesamtemissionen bei.

2.2.3 Methan (CH₄)

Die Methanemissionen werden hauptsächlich durch die landwirtschaftliche Tierhaltung, die Abfalldeponierung und die Verteilung flüssiger und gasförmiger Brennstoffe verursacht. Diesen Emissionsfrachten gegenüber sind die energie- und prozessbedingten Emissionen fast zu vernachlässigen. Die Emissionen konnten seit 1990 um über 52 % vermindert werden. Dieser Trend wurde hauptsächlich im Ergebnis umweltpolitischer Maßnahmen (grüner Punkt, gelber Sack, insgesamt verstärktes Recycling und zunehmende energetische Verwertung der Abfälle) durch den Rückgang der zur Deponierung vorgesehenen Abfallmengen verursacht. Eine zweite wesentliche Ursache besteht in der verstärkten energetischen Nutzung des im Kohlebergbau anfallenden Grubengases. Die Emissionen sanken in diesem Bereich seit 1990 um nahezu 72 %. Ein weiterer Grund für die Emissionsminderung bestand in der Verringerung der Tierbestände, vorwiegend in der ersten Hälfte der 90'er Jahre in den neuen Bundesländern. Insbesondere auch die in diesem Teil Deutschlands durchgeführte Sanierung der veralteten Gasverteilungsnetze und die Einführung der Gaspendelung bei der Verteilung der Kraftstoffe bewirkten weitere Minderungen der Gesamtemissionen.

2.2.4 F-Gase

In Abbildung 17 werden die Emissionsverläufe der sogenannten F-Gase im Zeitraum 1995-2005 dargestellt. Die Emissionen der HFC stiegen vor allem aufgrund des verstärkten Einsatzes als Kältemittel. Emissionsreduzierungen durch den verminderten Einsatz in PU-Montageschäumen wurden dabei überkompensiert. Die Emissionsminderungen bei den PFC wurden hauptsächlich durch Anstrengungen der Hersteller von Primäraluminium und der Halbleiterhersteller erreicht. Der Rückgang bei den SF₆-Emissionen bis 2003 geht in erster Linie auf die seit Mitte der 90er Jahre auslaufende Anwendung in Autoreifen zurück. Hier hat eine erfolgreiche Umweltaufklärung eine Emissionssenkung um über 100 t bewirkt und den Treibhausgasemissionen um 2,5 Mio. t CO₂-Äquivalente gesenkt. Vergleichbares gilt für Schallschutzscheiben, in denen SF₆ bei der Herstellung gegenüber 1995 auf ein Zehntel reduziert wurde. Hier ist jedoch in den kommenden Jahren durch die zunehmende Entsorgung der alten Schallschutzscheiben mit ansteigenden Emissionen zu rechnen. Die heutigen und künftigen Emissionen stammen zu einem Großteil aus der offenen Entsorgung alter Scheiben. Auch bei Anlagen zur Elektrizitätsübertragung sanken die Emissionen deutlich. Der Anstieg der Gesamt SF₆-Emissionen in den letzten Jahren ist hauptsächlich auf den Einsatz von reinem SF₆ in der Aluminiumproduktion zurückzuführen, in den 90er Jahren wurde es hier nur als Zusatzstoff eingesetzt.

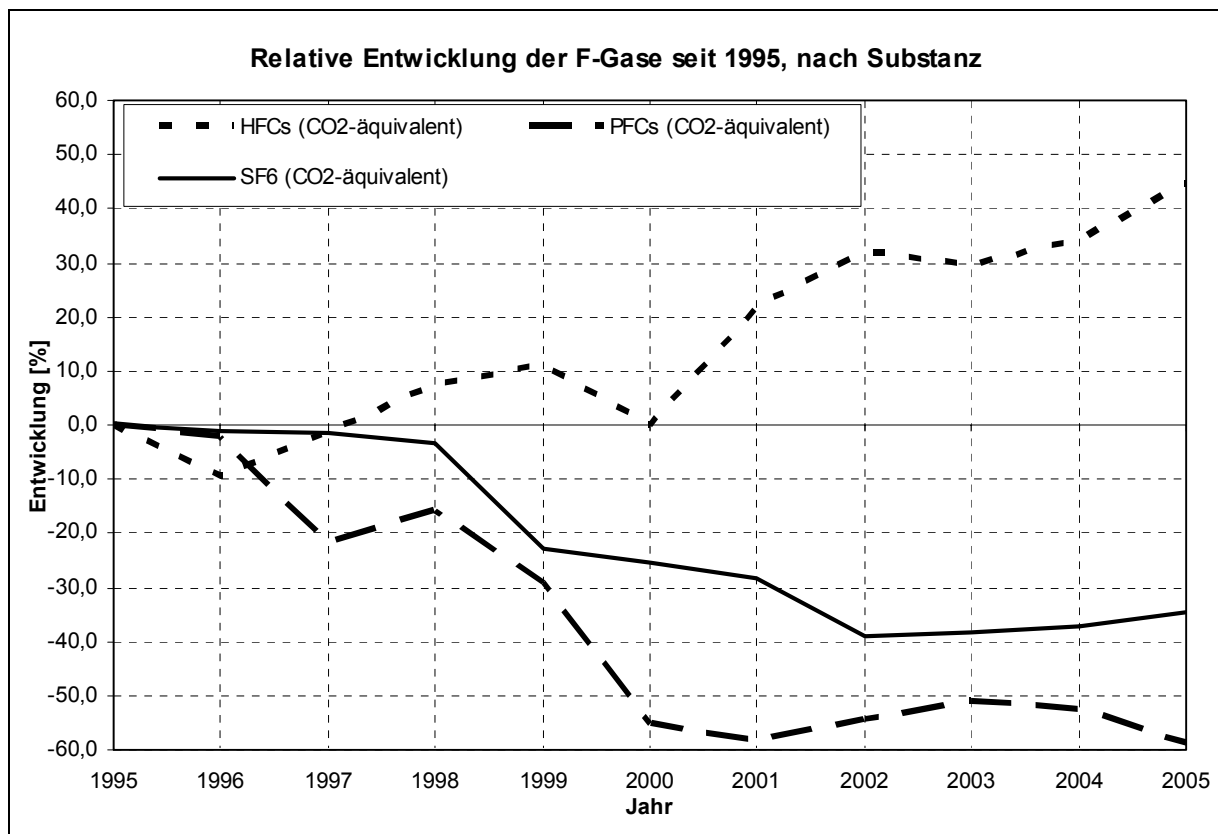


Abbildung 17: Relative Entwicklung der F-Gase gegenüber 1995

2.3 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Quellkategorien

Die rückläufigen Emissionen im Energiebereich sind von den verbrennungsbedingten Emissionen her durch die in stationären und mobilen Feuerungsanlagen verursachten CO₂-Emissionen bestimmt (siehe hierzu auch die Ergebnisse der Key-Category-Analyse). Demgegenüber können in diesem Bereich die Emissionen der anderen Treibhausgase vernachlässigt werden. Diese Verhältnisse stellen sich jedoch bei den energiebedingten, aber nichtverbrennungsbedingten Emissionen (Quellgruppe 1.B.) genau anders herum dar. Hier sind die CO₂-Emissionen zu vernachlässigen, während die Emissionsentwicklung deutlich durch die Verteilung flüssiger und gasförmiger Brennstoffe verursachten CH₄-Emissionen geprägt wird. Insgesamt nahmen die energiebedingten Emissionen aller Treibhausgase seit 1990 um über 17 % ab. Dies wird bei den verbrennungsbedingten Emissionen durch Brennstoffumstellung, Erhöhung der Energieeffizienz und technischer Wirkungsgrade sowie die zunehmende Nutzung emissionsfreier Energiequellen verursacht, während sich bei den Verteilungsemissionen die verstärkte Grubengasnutzung, die Sanierung der Gasverteilungsnetze sowie die Einführung von Gaspendelungsanlagen bei der Kraftstoffverteilung auswirken.

Im Bereich der Emissionen aus den Industrieprozessen ist ein relativ konstanter Beitrag der CO₂-Emissionen aus der Kalk- und Zementherstellung und der Eisen- und Stahlindustrie zu verzeichnen. Die Neuordnung der Emissionen des Eisen- und Stahlbereiches zu den energie- bzw. prozessbedingten Emissionen hat die Entwicklung dabei jedoch relativiert. Der Trend dieser Quellgruppe mit einer Minderung von über 13 % wird hauptsächlich durch die emissionsmindernden Maßnahmen im Bereich der Adipinsäureproduktion und die damit verbundene deutliche Minderung der N₂O-Emissionen bestimmt. Die 1997 begonnene Einführung dieser Techniken bei den Produzenten in Deutschland verursachte einen stark mindernden Effekt, dieser wird in den letzten Jahren durchzunehmende Emissionen aus der chemischen Industrie (Salpetersäureherstellung) etwas kompensiert.

Die Emissionen des Bereiches Lösemittel- und Produktverwendung sind in absoluten Werten nicht sehr hoch. Die Emissionen aus der Narkoseanwendung von N₂O sanken seit 1990 um nahezu 44 %. Dies ist Ergebnis einer Bilanzierung für die Jahre 1990 und 2001. Wegen fehlender Datenverfügbarkeit wurde zwischen den Jahren interpoliert und nach 2001 konstant fortgeschrieben. Die eigentlichen Lösemittelemissionen (NMVOC) werden im nächsten Kapitel reflektiert.

Die Abnahme der Emissionen aus der Landwirtschaft geht im Wesentlichen auf eine Abnahme der Tierbestände und damit verbundenen Emissionsrückgang von nahezu 24 % zurück. Darüberhinaus wirken sich jedoch auch die rückläufigen Einsatzmengen von mineralischen Düngern emissionsmindernd (- 19,9 %) aus. Gegenüber 1990 sanken die Emissionen insgesamt um über 18 %.

Die Zunahme der Einbindung von Treibhausgasen durch Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft um über 12 % geht im Wesentlichen auf eine Abnahme der CO₂-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden und auf eine Zunahme der Waldfläche zurück.

Die deutlichste Emissionsminderung von über 66 % trat im Bereich der Abfallemissionen auf. Hier hat die Einführung eines verstärkten Recyclings von wiederverwertbaren Stoffen (Gelber Sack, Verpackungsverordnung u.ä.) zu einer Verringerung der jährlich deponierten

Abfallmengen geführt und damit eine Minderung von über 70 % im Bereich der Deponieemissionen verursacht. Die ebenfalls zu dieser Quellgruppe gehörenden Emissionen aus der Abwasserbehandlung treten mengenmäßig deutlich hinter den Deponieemissionen zurück, sanken jedoch ebenfalls um fast 47 %.

Tabelle 12: Veränderungen der Emissionen in Deutschland nach Quellgruppen, seit 1990 / seit dem jeweils letzten Jahr

Emissionsentwicklung	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
gegenüber 1990 (ohne CO ₂ aus LULUCF)	[%]															
1. Energie	0,0	-3,5	-8,4	-9,1	-11,4	-11,7	-9,1	-12,8	-13,8	-16,0	-16,2	-14,1	-15,6	-14,4	-15,2	-17,4
2. Industrieprozesse	0,0	-4,4	-4,3	-7,4	-0,5	1,3	-1,9	0,5	-11,1	-18,1	-15,4	-16,5	-16,4	-13,8	-10,5	-10,5
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	0,0	-4,0	-8,0	-11,9	-15,9	-19,9	-23,9	-27,9	-31,8	-35,8	-39,8	-43,8	-43,8	-43,8	-43,8	-43,8
4. Landwirtschaft	0,0	-9,7	-12,3	-13,8	-16,4	-14,3	-14,3	-15,7	-15,4	-13,8	-13,6	-14,3	-16,8	-17,2	-17,7	-18,2
5. Landnutzung, -sänderung & Forstwirtschaft (N ₂ O)	0,0	3,0	5,4	7,1	9,4	10,3	11,9	13,3	14,2	15,8	20,2	22,9	23,7	25,5	26,9	27,7
6. Abfall	0,0	-0,1	-1,8	-4,9	-10,0	-15,4	-21,4	-28,5	-34,8	-40,5	-45,6	-50,5	-55,1	-59,7	-63,8	-66,1

Emissionsentwicklung	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
gegenüber dem jeweils letzten Jahr (ohne CO ₂ aus LULUCF)	[%]															
1. Energie	0,0	-3,5	-5,0	-0,8	-2,5	-0,4	3,0	-4,0	-1,1	-2,6	-0,3	2,5	-1,8	1,5	-0,9	-2,6
2. Industrieprozesse	0,0	-4,4	0,1	-3,2	7,4	1,8	-3,1	2,4	-11,6	-7,9	3,3	-1,3	0,1	3,1	3,9	0,0
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	0,0	-4,0	-4,1	-4,3	-4,5	-4,7	-5,0	-5,2	-5,5	-5,8	-6,2	-6,6	0,0	0,0	0,0	0,0
4. Landwirtschaft	0,0	-9,7	-2,9	-1,7	-3,0	2,5	0,0	-1,6	0,3	1,9	0,3	-0,8	-3,0	-0,5	-0,5	-0,6
5. Landnutzung, -sänderung & Forstwirtschaft (N ₂ O)	0,0	3,0	2,3	1,6	2,1	0,8	1,4	1,3	0,8	1,4	3,7	2,3	0,6	1,5	1,1	0,7
6. Abfall	0,0	-0,1	-1,6	-3,2	-5,3	-6,0	-7,2	-8,9	-8,9	-8,7	-8,6	-9,1	-9,1	-10,4	-10,2	-6,3

2.4 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für indirekte Treibhausgase und SO₂

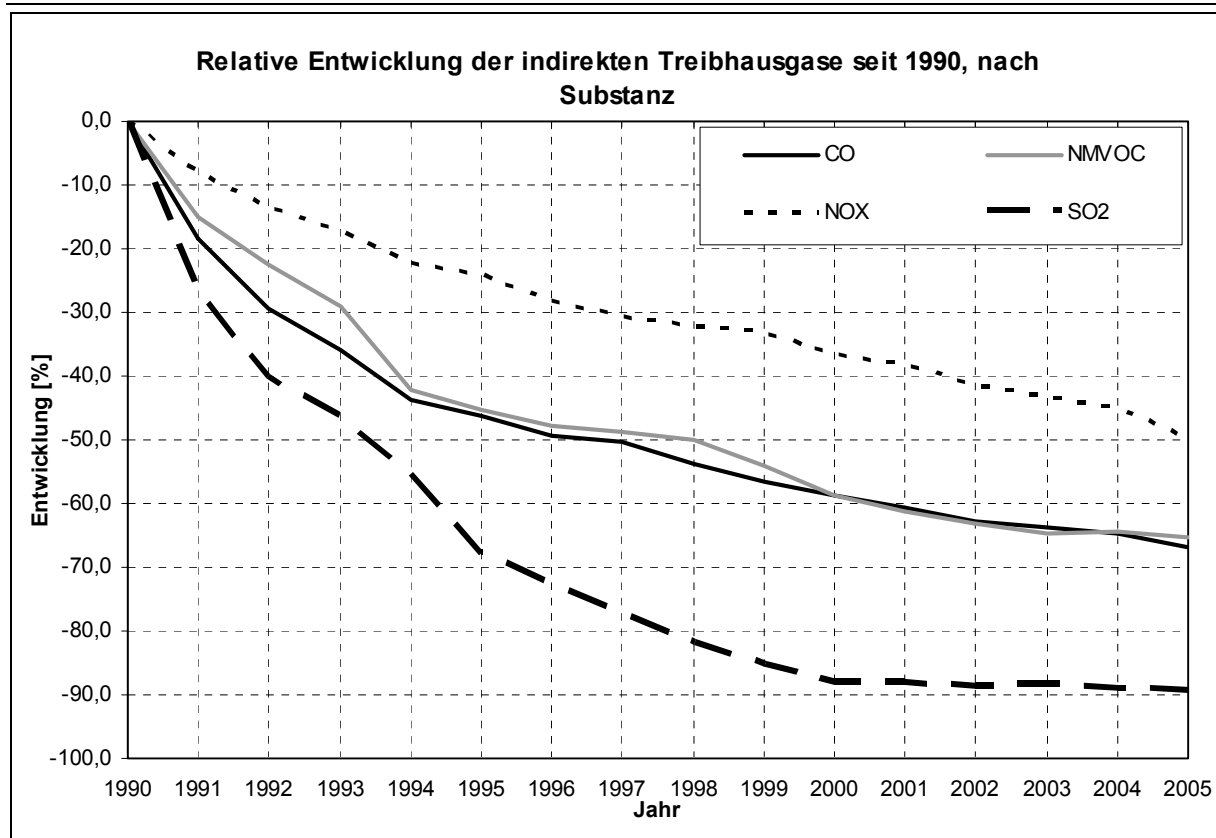
Die relative Emissionsentwicklung der indirekten Treibhausgase und SO₂ sind grafisch in der Abbildung 18 und in Tabelle 10 jeweils als Zeitreihen seit 1990 dargestellt. In diesem Zeitraum wurden deutliche Erfolge bei der Minderung dieser Schadstoffe erreicht. So gingen die Emissionen von SO₂ um 90 %, die von CO um fast 67 %, die von den NMVOC um über 65 % und die von NO_x um fast 50 % zurück.

Die Emissionen von Schwefeldioxid, Stickstoffdioxid, Kohlenmonoxid sind weit überwiegend durch verbrennungsbezogene Emissionen verursacht. Daneben treten bei den NMVOC-Emissionen noch die Emissionen aus der Anwendung von Lösemitteln mit in den Fordergrund.

Die im Folgenden aufgeführten Ursachen für diese Entwicklung sind dabei für alle hier betrachteten Komponenten in unterschiedlichem Ausmaß und mit unterschiedlicher Gewichtung relevant:

- Durch die Wiedervereinigung Deutschlands im Jahre 1990 trugen insbesondere die Emissionen des Gebietes der ehemaligen DDR zu einem sehr hohen Ausgangsniveau bei.
- In den Folgejahren wurden im Osten Deutschlands veraltete Industrieanlagen stillgelegt. Statt ihrer wurden weitestgehend modernsten Ansprüchen genügende Neuanlagen errichtet.
- Zudem erfolgte eine Umstellung des eingesetzten Brennstoffmixes – insbesondere im Osten Deutschlands wurde der Anteil der heimischen Braunkohle zugunsten der mit geringeren Emissionen verbundenen Energieträger Erdgas und Erdöl reduziert.
- Im Verkehrsbereich erfolgte der Einsatz neuerer und mit schadstoffmindernder Technik ausgestatteter Fahrzeuge
- In den Jahren nach 1990 erlangten die immissionsschutzrechtlichen Regelungen der früheren Bundesrepublik Rechtsverbindlichkeit im Osten Deutschlands. Nach dem Auslaufen von zeitlich begrenzten Übergangsregelungen wurde das geltende Recht mehrfach an den weiterentwickelten Stand der Technik angepasst.
- Eingeführte gesetzliche und marktwirtschaftliche Regelungen führten zu einem sparsameren Umgang mit Energie und Rohstoffen.
- Internationale Rechtssetzung insbesondere der europäischen Gemeinschaft wirkte sich emissionsmindernd aus (z.B. die NEC-Richtlinie).
- Der zunehmende Einsatz von emissionsfreien Energieträgern wirkte sich insbesondere in den letzten Jahren auch auf die Emissionen der indirekten Treibhausgase aus.

Beschreibungen der Emissionsberechnungen für diese Schadstoffe sowie weitere detaillierte Einflussparameter für die Emissionsentwicklungen der einzelnen Luftschadstoffe können im Internet-Angebot des Umweltbundesamtes eingesehen werden.

Abbildung 18: Emissionsentwicklung der indirekten Treibhausgase und von SO₂

3 ENERGIE (CRF SEKTOR 1)

Für die Ermittlung der Aktivitätsraten aus der Verbrennung werden für mobile und stationäre Quellen unterschiedliche Modelle verwendet: Für mobile Quellen ist dies das Modell „Transport Emission Estimation Model -TREMOD“ und für stationäre Quellen die „Bilanz der Emissionsursachen – BEU“. In beiden Modellen werden verbrennungsbedingte Aktivitäten ermittelt und in der Datenbank „Zentrales System Emissionen - ZSE“ erfasst.

Mit diesen verbrennungsbedingten Aktivitäten erfolgt durch Multiplikation mit den zugehörigen Emissionsfaktoren (entsprechend der Liste der CO₂-Emissionsfaktoren des Nationalen Allokationsplans) innerhalb des ZSE die Berechnung der zugehörigen Emissionen. Hierbei wird von einer vollständigen Oxidation des in den Brennstoffen enthaltenen Kohlenstoffs ausgegangen.

3.1 Verbrennung fossiler Brennstoffe (1.A)

Die Aktivitätsraten für stationäre Verbrennung werden im Modell „Bilanz der Emissionsursachen“ (BEU) berechnet. Dieses vom Umweltbundesamt entwickelte Modell verwendet als Datengrundlage die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland. Die Energiebilanz ist in Kapitel 13.1 ausführlich beschrieben.

Mithilfe zusätzlicher Statistiken sowie verschiedener Annahmen werden diese Daten in den verschiedenen Sektoren der Energiewandlung und des Endverbrauchs weiter disaggregiert und ergänzt. Kriterien sind die immissionsschutzrechtliche Zulassung, Technologien und die Differenzierung bestimmter Brennstoffe. Das Modell besteht aus zwei Teilen: dem Teilmodell für die alten Bundesländer für die Jahre 1987-1994 und dem Teilmodell für Deutschland für die Jahre ab 1995. Das Modell für Deutschland ist in weiten Teilen innerhalb des letzten Jahres überarbeitet worden. Dies ist in den Berichten der zwei Forschungsvorhaben (FKZ 203 41 142 und 204 41 132) ausführlich dokumentiert worden. Derzeit wird an einer Integration des Excel-basierten Modells in die Datenbank ZSE gearbeitet. Für die neuen Bundesländer sind die Daten für 1990-1994 bereits direkt in das ZSE eingegeben worden. Ihre Ermittlung ist in Kapitel 14 ausführlich beschrieben.

Aus der Energiebilanz sind für die Ermittlung der emissionsrelevanten Brennstoffeinsätze aus stationären Quellen folgende Zeilen herangezogen:

A: Umwandlungseinsatz (Energiebilanzzeile 9 bis 19)

1. **Öffentliche Wärmekraftwerke** (Zeile 11) sind Anlagen, die den produzierten Strom in das Netz der Allgemeinen Versorgung einspeisen. Dazu gehören auch Industriebetriebe, die ihre Kraftwerke gemeinsam mit Elektrizitätsversorgungsunternehmen als Gemeinschaftskraftwerke betreiben. Ausgewiesen wird der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung. In dieser Zeile der Energiebilanz enthalten ist auch der Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken der öffentlichen Versorgung, der der Stromerzeugung zuzuordnen ist.
2. **Industriewärmekraftwerke** (Zeile 12) umfassen folgende Betreibergruppen:
 - a) Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus,
 - b) Kraftwerke des Braunkohlenbergbaus,
 - c) Kraftwerke der Mineralölverarbeitung (Raffineriekraftwerke),
 - d) Kraftwerke, die Einphasenstrom für die Deutsche Bahn AG erzeugen (Bis 1999 werden die Einsatzmengen in den Bahnkraftwerken unter 1A2f berichtet

(EBZ 12); ab 2000 werden sie mit den öffentlichen Kraftwerken unter 1A1a berichtet (EBZ 11)),

e) Kraftwerke der Industrie (Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau, verarbeitendes Gewerbe).

3. **Heizkraftwerke** (Zeile 15): hier wird der Brennstoffeinsatz angegeben, der der Fernwärmeerzeugung zuzuordnen ist. Die Addition der Zeilen 11 und 15 ergibt den gesamten Brennstoffeinsatz in öffentlichen Wärmekraftwerken. Die erzeugte Fernwärme wird in öffentliche Wärmenetze eingespeist. Diese Anlagen versorgen auch Industriekunden mit Prozesswärme.
4. **Fernheizwerke** (Zeile 16): hier wird der Brennstoffeinsatz für die öffentliche Fernwärmeversorgung aus Heizwerken angegeben. Die Anlagen werden häufig zur Spitzenlastdeckung in Fernwärmenetzen verwendet, in denen die Grundlast aus Heizkraftwerken gedeckt wird.

B: Energieverbrauch im Umwandlungsbereich (Energiebilanzzeile 33 bis 39)

5. In den Zeilen 33 bis 39 bzw. in der Summenzeile 40 (**Energieverbrauch im Umwandlungsbereich**) wird unter anderem der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung angegeben, der zum Betrieb der Umwandlungsanlagen notwendig ist. Hierbei wird nicht nach Art der Wärmeerzeugung unterschieden. So sind Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Dampf- und Heißwasserkesseln und Prozessfeuerungen zusammengefasst. Eine Besonderheit in der Energiebilanz betrifft die Bilanzierung der Braunkohlengruben und -brikettfabriken. Bis zum Jahre 1979 wurde der Brennstoffeinsatz zur Braunkohletrocknung in der Energiebilanz zusammen mit dem übrigen Eigenverbrauch der Braunkohlengruben- und -brikettfabriken in der Zeile 35 (Energieverbrauch im Umwandlungsbereich) ausgewiesen. Seit dem Jahr 1980 wird dieser Eigenverbrauch gemeinsam mit dem Umwandlungseinsatz der Brikettfabriken zur Produktherstellung in der Zeile 10 verbucht. Damit ist der emissionsverursachende Einsatz des Eigenverbrauchs aus der Energiebilanz nicht mehr ablesbar und muss aus dem Umwandlungseinsatz herausgerechnet werden. Die Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung bilden zusammen mit den Brennstoffeinsätzen zur Stromerzeugung der Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus, des Braunkohlenbergbaus und der Raffineriekraftwerke den gesamten Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen. Nach Abzug der Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung in Kraftwerken vom gesamten Einsatz in Zeile 40 verbleibt die Brennstoffmenge, die in den Prozessfeuerungen, Dampf- und Heißwasserkesseln eingesetzt wird.

C: Endenergieverbrauch Endenergieverbrauch (Energiebilanzzeile 46 bis 67)

6. Im **Endenergieverbrauch der Industrie** (Zeile 60 der Energiebilanz) ist der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung dargestellt, der für die Produktion und zur Raumheizung erforderlich ist. Auch hier wird nicht nach Art der Wärmeerzeugung unterschieden. So bildet ein Teil des Endenergieverbrauchs in diesen Quellgruppen zusammen mit dem Brennstoffeinsatz der Industriekraftwerke zur Stromerzeugung den gesamten Brennstoffeinsatz in diesen Anlagen.
7. Die Angaben zum **Endenergieverbrauch der Haushalte** (Zeile 66 der Energiebilanz) beinhalten die Brennstoffeinsätze zur Wärmeerzeugung, das sind die Anwendungsbereiche Heizung, Warmwasserbereitung und Kochen.

8. Die Angaben zum **Endenergieverbrauch von Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher** (Zeile 67 der Energiebilanz) umfassen Brennstoffeinsätze zur Warmwasserbereitung, Raum- und Prozesswärmeerzeugung in diesem Sektor.

Für die vielfältigen Anforderungen der nationalen und internationalen Energie- und Emissionsberichterstattung reichen die Angaben der Energiebilanz nicht mehr aus. So fasst die Energiebilanz Brennstoffeinsätze zusammen, die

- in Anlagen mit unterschiedlichen immissionsschutzrechtlichen Anforderungen eingesetzt werden (z.B. Großfeuerungsanlagen, mittelgroße Feuerungsanlagen, Kleinfeuerungsanlagen, Abfallverbrennungsanlagen)
- die nach unterschiedlichen technischen Prinzipien arbeiten (z.B. Dampfturbinenkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Motorenkraftwerke)
- regionale Besonderheiten aufweisen (z.B. unterschiedliche Qualitäten der Rohbraunkohlen in den einzelnen Fördergebieten)
- bei der nationalen und internationalen Emissionsberichterstattung jeweils unterschiedlichen Quellgruppen zuzuordnen sind
- in verschiedenen Energiebilanzzeilen je nach ihrem Verwendungszweck (zur Strom- bzw. zur Wärmeerzeugung) angegeben, aber in einer Anlagengruppe (z.B. Dampfturbinenkraftwerke) eingesetzt werden.

Diese Charakteristika haben Auswirkungen auf das Emissionsverhalten. Um diesen verschiedenen Anforderungen Rechnung zu tragen, werden die Daten der Energiebilanz im Modell *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) unter Verwendung weiterer Statistiken sowie mit eigenen Rechnungen disaggregiert. Die folgende Tabelle gibt eine Übersicht über die Struktur

Bilanz der Emissionsursachen (BEU)	
<u>Quellgruppen sind:</u>	
• öffentliche Wärmekraftwerke, • Steinkohlenbergbau, • Braunkohlenbergbau, • Deutsche Bahn AG, (bis 1999) • Mineralö Raffinerien, • Fernheizwerke, • übriger Umwandlungsbereich (kann weiter untergliedert werden) • Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (weitere Untergliederung geplant), • Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher werden außerhalb des BEU-Modells direkt im ZSE bearbeitet	
<u>Anlagenarten sind:</u>	
• Dampfturbinenkraftwerke, • Gasturbinenkraftwerke, • Gas- und Dampfturbinenkraftwerke • Motorkraftwerke, • Kesselfeuerungen (ohne Kraftwerkskessel), • Prozessfeuerungen (untergliedert in 15 Prozesse).	
<u>Nach Energieträgern:</u>	
• etwa 40 verschiedene Brennstoffe	
<u>Nach immissionsschutzrechtlichen Regelungen aufbereitet, wird unterschieden in:</u>	
• Anlagen der 13. BImSchV, • Anlagen der 17. BImSchV, • Anlagen der 1. BImSchV, • Anlagen der TA Luft	

Abkürzungen stehen für:

BImSchV	Rechtsverordnung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz,
TA-Luft	Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft

Abbildung 19: Merkmale der UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregation der Energiebilanz

Ziel des BEU-Modells ist es, eine Datenstruktur bereitzustellen, die für die unterschiedlichen Berichtspflichten verwendet werden kann. Insbesondere die Ermittlung der klassischen Luftschadstoffe führte zu einer feineren Disaggregation.

Trotz der Umstellung der Energiebilanz auf die neue Einteilung der Wirtschaftszweige (WZ 93) und eine geänderte Gruppierung der Energieträger vom Jahre 1995 an, ist es bisher gelungen, die Daten auf die dargestellte Grundstruktur zurückzuführen, so dass konsistente Zeitreihen erarbeitet werden konnten. Die Daten von 2003 bis 2005 sind vorläufig.

Abbildung 19 und die nachfolgenden Tabellen (Tabelle 13 bis Tabelle 18) zeigten die Merkmale der BEU-Struktur. Bei der weiteren Darstellung der Aktivitäten wird auf diese Grundstrukturen eingegangen. Zu diesen Angaben ist folgendes zu erläutern:

Die Nummer in der ersten Spalte gibt die laufende Nummer der Tabelle in der *Bilanz der Emissionsursachen* wieder. Die Zahl in der dritten Spalte ist die Zeilennummer der Energiebilanz, aus der die Basisdaten für die Berechnung in der Tabelle in der *Bilanz der Emissionsursachen* verwendet werden. Hinter der Spalte „SWK“ (S = Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung, W = Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung, K = Brennstoffeinsatz zur Kraftherzeugung) verbirgt sich die Angabe des Verwendungszwecks. Der „Dateiname“ in der achten Spalte ist ein eindeutiger Bezug zur Datenbank des *Zentralen System Emissionen* (ZSE).

Tabelle 13: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Öffentliche Versorgung

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK ²⁾	Dateiname
Öffentliche Versorgung							
1	Stromerzeugung in GFA der Öffentlichen Kraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW13
2	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Rohbraunkohlekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEBKW13
2a	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Hartbraunkohlekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEHBKW13
3	Stromerzeugung in MVA der Öffentlichen Kraftwerke	11	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW17
4	Stromerzeugung in Gasturbinen (TA Luft) der Öffentlichen Kraftwerke	11	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGTTA
4a	Stromerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Kraftwerke	11	TA Luft	GuD	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGUDT
4b	Stromerzeugung in GFA der Gasturbinen der Öffentlichen Kraftwerke	11	13. BImSchV	GTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGT13
4c	Stromerzeugung in GFA der GuD-Anlagen der öffentlichen Kraftwerke	11	13. BImSchV	GuD	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGUD13
5	Stromerzeugung in Gasmaschinen der Öffentlichen Kraftwerke	11	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGM
6	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Öffentlichen Kraftwerke	11	TA Luft	DMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWDM
22	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Kraftwerke	15	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13
22a	Wärmeerzeugung in GFA öffentlicher Rohbraunkohlekraftwerke	15	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEBKW13
23	Wärmeerzeugung in MVA der öffentlichen Kraftwerke	15	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW17
25	Wärmeerzeugung in Gasturbinen (TA Luft) der öffentlichen Kraftwerke	15	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGTTA
25a	Wärmeerzeugung in GuD-Anlagen (TA Luft) der öffentlichen Kraftwerke	15	TA Luft	GuD	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGuDTA
25b	Wärmeerzeugung in GFA der Gasturbinen der öffentlichen Kraftwerke	15	13. BImSchV	GTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGT13
25c	Wärmeerzeugung in GFA der GuD-Anlagen der öffentlichen Kraftwerke	15	13. BImSchV	GuD	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGUD13
26	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der öffentlichen Kraftwerke	15	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGM
28	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Fernheizwerke	16	13. BImSchV	FHW	Öffentliche Versorgung	W	FEHW13
29	Wärmeerzeugung in MVA der öffentlichen Fernheizwerke	16	17. BImSchV	FHW	Öffentliche Versorgung	W	FEHW17
30	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der öffentlichen Fernheizwerke	16	TA Luft	FHW	Öffentliche Versorgung	W	FEHWTA

1) DTKW = Dampfturbinenkraftwerke, GTKW = Gasturbinenkraftwerke, GT = Gasturbinen, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GMKW = Gasmotorkraftwerke, DMKW = Dieselmotorkraftwerke, FHW = Fernheizwerke, FA = Feuerungsanlagen, PF = Prozessfeuerungen

2) S = Stromerzeugung, W = Wärmeerzeugung, K = Kraftherzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 14: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK ²⁾	Dateiname
Kohlenbergbau							
7a	Stromerzeugung in GFA der Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus	12	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau	S	STKBKW 13
7b	Stromerzeugung in TA-Luftanlagen der Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus	12	TA-Luft	DTKW	Kohlebergbau	S	STKBKWTa
8a	Stromerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke (neu angelegt)	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	GRKW13
8b	Stromerzeugung in MVA der Grubenkraftwerke (neu angelegt)	12	17. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	GRKW17
33a	Wärmeerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	W	UEGK13
33b	Wärmeerzeugung in GFA der Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus	40	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau	W	UESTKB13
33c	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus	40	TA-Luft	DTKW	Kohlebergbau	w	UESTKBTA
41	Direktantrieb durch Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	DMKW	Kohlebergbau	K	UEKZDM
43	Herstellung von Steinkohlenkoks	40	TA Luft	PF	Kohlebergbau	W	UEPFKO

1) DTKW = Dampfturbinenkraftwerke, GTKW = Gasturbinenkraftwerke, GT = Gasturbinen, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GMKW = Gasmotorkraftwerke, DMKW = Dieselmotorkraftwerke, FHW = Fernheizwerke, FA = Feuerungsanlagen, PF = Prozessfeuerungen

2) S = Stromerzeugung, W = Wärmeerzeugung, K = Kraftherzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 15: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK ²⁾	Dateiname
sonstige Industriekraftwerke							
12	Stromerzeugung in GFA der DB-Kraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Deutsche Bahn AG	S	DBKW13
14	Stromerzeugung in GFA der übrigen Industriekraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (ohne VAW)	S	UIKW13
14b	Stromerzeugung in GFA der Kraftwerke der Zellstoff- und Papierindustrie	12	13. BImSchV	DTKW	Zellstoff- und Papierindustrie	S	ZPKW13
15	Stromerzeugung in MVA der übrigen Industriekraftwerke	12	17. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKW17
16	Stromerzeugung in TA Luft-Anlagen der übrigen Industriekraftwerke	12	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWTA
18	Stromerzeugung in Gasturbinen (TA Luft) der übrigen Industriekraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGT
18a	Stromerzeugung in GFA der Gasturbinen der übrigen Industriekraftwerke	12	13. BImSchV	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGT13
19	Stromerzeugung in Gasmaschinen der übrigen Industriekraftwerke	12	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGM
21	Stromerzeugung in Dieselmotoren der übrigen Industriekraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWDM
47	Wärmeerzeugung in GFA der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	13. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKW13
48	Wärmeerzeugung in MVA der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	17. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKW17
50	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anl. der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWTA
51	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	W	INKWGT
52	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	W	INKWGM
53	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	TA Luft	DMKW	Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	W	INKWDM

- 1) DTKW = Dampfturbinenkraftwerke, GTKW = Gasturbinenkraftwerke, GT = Gasturbinen, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GMKW = Gasmotorkraftwerke, DMKW = Dieselmotorkraftwerke, FHW = Fernheizwerke, FA = Feuerungsanlagen, PF = Prozessfeuerungen 2) S = Stromerzeugung, W = Wärmeerzeugung, K = Kraftherzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 16: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – Raffinerien, Sonstige Energieerzeuger, Eisenschaffende Industrie

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK ²⁾	Dateiname
Raffinerien							
13	Stromerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKR13
13a	Stromerzeugung in TA Luft-Anlagen der Raffineriekraftwerke	12	TA-Luft	DTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKR13a
17	Stromerzeugung in Gasturbinen (TA Luft) der Raffineriekraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKRGT13
17a	Stromerzeugung in GFA der Gasturbinen der Raffineriekraftwerke	12	13. BImSchV	GTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKRGT13a
34	Wärmeerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKR13
34a	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der Raffineriekraftwerke	40	TA-Luft	DTKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKR13a
39	Wärmeerzeugung in Gasturbinen (TA Luft) der Raffineriekraftwerke	40	TA Luft	GTKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKRGT13
39a	Wärmeerzeugung in GFA der Gasturbinen der Raffineriekraftwerke	40	13. BImSchV	GTKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKRGT13a
42	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke	40	TA Luft	DMKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKRDM
44	Raffinerieprozessfeuerungen (GFA)	40	13. BImSchV	PF	Mineralölverarbeitung	W	UEPFRG
44a	Raffinerieprozessfeuerungen (TA Luft-Anlagen)	40	TA Luft	PF	Mineralölverarbeitung	W	UEPFRT
Sonstige Energieerzeuger des Umwandlungsbereichs							
31	Wärmeerzeugung in GFA (Industrie-Kessel) des übr. Umwandlungsbereichs	40	13. BImSchV	FA	Sonstige Energieerzeuger	W	UEUM13
36	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen (Industrie-Kessel) des übr. Umwandlungsbereichs	40	TA Luft	FA	Sonstige Energieerzeuger	W	UEUMTA
Eisenschaffende Industrie							
54	Herstellung von Roheisen (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Hochofen	Eisenschaffende Industrie	W	INPFHO
55	Herstellung von Sinter (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Sinteranlagen	Eisenschaffende Industrie	W	INPFSI

1) DTKW = Dampfturbinenkraftwerke, GTKW = Gasturbinenkraftwerke, GT = Gasturbinen, GuD = Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, GMKW = Gasmotorkraftwerke, DMKW = Dieselmotorkraftwerke, FHW = Fernheizwerke, FA = Feuerungsanlagen, PF = Prozessfeuerungen

2) S = Stromerzeugung, W = Wärmeerzeugung, K = Kraftherzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 17: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – weitere Tabellen

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK ²⁾	Dateiname
weitere Tabellen der BEU-Struktur							
36a	Gasturbinen (TA Luft) in Erdgasverdichterstationen	40	TA Luft	GT	Gaswirtschaft	K	GVKOMPTA
36b	GFA der Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen	40	13. BImSchV	GT	Gaswirtschaft	K	GVKOMP13
46	Wärmeerzeugung in GFA (Industrie-Kessel) des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	13. BImSchV	Dampf-/Warmwasserkessel	Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	W	INDU13
49	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anl. (Industrie-Kessel) des übr. Bergb. u. verarb. Gew. (Produktionswärme)	60	TA Luft	Dampf-/Warmwasserkessel	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INDUTAP
49a	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anl. (Industrie-Kessel) des übr. Bergb. u. verarb. Gew. (Heizungsanlagen)	60	TA Luft	Dampf-/Warmwasserkessel	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INDUTAH
53a	Wärmeerzeugung in KFA (Industriekessel) des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes (Produktionswärme)	60	1. BImSchV	Dampf-/Warmwasserkessel	Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	W	INDU01P
53b	Wärmeerzeugung in KFA (Industriekessel) des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes (Heizungsanlagen)	60	1. BImSchV	Dampf-/Warmwasserkessel	Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe	W	INDU01H
56	Herstellung von Siemens-Martin-Stahl (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Siemens-Martin-Ofen	Stahlerzeugung	W	INPFSM
57	Herstellung von Walzstahl (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Erzeugung von Walzstahl	Stahlerzeugung	W	INPFWA
58	Herstellung von Eisen-, Stahl- und Temperguss (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Gießereien	Gießereiindustrie	W	INPFGU
59	Herstellung von Nichteisen-Schwermetalle (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	NE-Metallgießereien	NE-Metallerzeugung	W	INPFNE
60	Herstellung von Kalk (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Kalkbrennofen	Kalkerzeugung	W	INPFKA
61	Herstellung von Zementklinker (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Zementöfen	Zementherstellung	W	INPFZK
62	Herstellung von Glas (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Glasschmelzofen	Glaserstellung	W	INPFGL
63	Herstellung von Zucker (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Zuckerraffinerie	Zuckerherstellung	W	INPFZU
64	Herstellung von Grobkeramik (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Brennofen	Ziegelherstellung	W	INPFZI
64a	Wärmeerzeugung in GFA der Kraftwerke der Zellstoff- und Papierindustrie	60	13. BImSchV	DTKW	Zellstoff- und Papierindustrie	W	INKWZP
65	Herstellung von Calciumcarbid (Prozessfeuerung)	60	TA Luft	Brennofen	Calciumcarbidherstellung	W	INPFCA
66	übrige Prozessfeuerungen	60	TA Luft	Prozessfeuerung	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INUEPF

1) GT = Gasturbinen

2) S = Stromerzeugung, W = Wärmeerzeugung, K = Kraftherzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 18: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – gelöschte Strukturelemente

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK ²⁾	Dateiname
6a	Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen	11	TA Luft / 1. BImSchV		Öffentliche Versorgung	S	OEKWBIO
27	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der öffentlichen Kraftwerke	15	TA Luft	DMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWDM
7	Stromerzeugung in GFA der STEAG	12	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau/STEAG	S	STEA13
8	Stromerzeugung in GFA der übrigen Zechenkraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	ZGSK13
9	Stromerzeugung in Gasturbinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Kohlebergbau	S	ZGKWGT
10	Stromerzeugung in Gasmaschinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	12	TA Luft	GMKW	Kohlebergbau	S	ZGKWGM
11	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Kohlebergbau	S	ZGKWDM
32	Wärmeerzeugung in GFA der STEAG	40	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau /STEAG	W	UEST13
33	Wärmeerzeugung in GFA der übrigen Zechenkraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	W	UEZK13
38	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	GTKW	Kohlebergbau	W	UEKZGT
40	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	GMKW	Kohlebergbau	W	UEKZGT
43a	Herstellung von Steinkohlenkoks (17. BImSchV)	40	17. BImSchV	PF	Kohlebergbau	W	UEPFKO17
14a	Stromerzeugung in GFA der Vereinigten Aluminium Werke (VAW), Bonn	12	13. BImSchV	DTKW	Vereinigte Aluminium Werke (VAW)	S	VAW13
24	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der übr. IKW (nur Einspeisung ins öff. Netz)	15	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	HEKWTA
35	Wärmeerzeugung in GFA der übr. IKW des Umwandlungsbereichs	40	13. BImSchV	DTKW	Sonstige Energieerzeuger	W	UEKI13
37	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der IKW des Umwandlungsbereichs	40	TA Luft	DTKW	Sonstige Energieerzeuger	W	UEKITA
20	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKRDM

Tabelle 19: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – bereits ins ZSE integrierte und in der BEU nicht mehr ausgeführte Strukturelemente

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK ²⁾	Dateiname
67	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der Landwirtschaft und Gärtnereien	67	TA Luft	Dampf-/Warmwasserkessel	Landwirtschaft	W	LAWITA
68	Wärmeerzeugung in KFA der Landwirtschaft und Gärtnereien	67	1. BImSchV	Dampf-/Warmwassererzeuger	Landwirtschaft	W	LAWI01
69	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der übrigen Kleinverbraucher	67	TA Luft	Warmwasserkessel	Kleinverbrauch	W	UEKVTA
70	Wärmeerzeugung in KFA der übrigen Kleinverbraucher	67	1. BImSchV	Warmwasserkessel	Kleinverbrauch	W	UEKV01
71	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der militärischen Dienststellen	67	TA Luft	Warmwasserkessel	Militärische Dienststellen	W	MILITA
72	Wärmeerzeugung in KFA der militärischen Dienststellen	67	1. BImSchV	Warmwasserkessel	Militärische Dienststellen	W	MILI01
73	Wärmeerzeugung in KFA der Haushalte	66	1. BImSchV	Wärmeerzeuger	Haushalte	W	HAUS01

3.1.1 Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (1.A.1.a)

3.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.a)

CRF 1.A.1.a										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990 - Anteil an der Gesamtemission				2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
All Fuels	l / t	CO ₂	26,37 %				31,04 %			steigend
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 3	+/-50	-	-	-	+/-50				
Unsicherheitenverteilung	T	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Anm.: Siehe "Erklärung der Einleitenden Informationstabellen" am Anfang des NIR für weitere Informationen zu diesen Tabellen.

Die Quellgruppe der „Öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung“ (1.A.1.a) ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Unter der Quellgruppe 1.A.1.a „Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung“ sind im ZSE die Fernheizwerke und die Strom- und Wärmeerzeugung der öffentlichen Kraftwerke zusammengefasst.

In der öffentlichen Elektrizitätserzeugung war 2004 eine Netto-Engpassleistung von ca. 99 GW installiert. Davon wurden ca. 67 GW mit fossilen Energieträgern oder deren Umwandlungsprodukten betrieben. Alle fossil betriebenen Anlagen zusammen erzeugten ca. 312 TWh elektrische Arbeit. Das entspricht ca. 63 % der gesamten öffentlichen Stromerzeugung (ca. 499 TWh). Dabei entfiel allein auf die Brennstoffe Braun- und Steinkohle die Erzeugung von ca. 260 TWh Strom (DESTATIS 2005a).

Heizkraftwerke trugen im Jahr 2004 zur öffentlichen Versorgung mit einer elektrischen Leistung von ca. 11 GW und einer Wärmeengpassleistung von ca. 25 GW bei. Sie erzeugten im Jahr 2004 ca. 29 TWh Strom und ca. 222 PJ Fernwärme. Ergänzt wird die Fernwärmeversorgung durch Fernheizwerke (meist im Spitzenlastbetrieb) mit einer Wärmeengpassleistung von ca. 22 GW und einer Fernwärmeerzeugung von ca. 50 PJ. (EuroHeat&Power 2006).



Abbildung 20: Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion

3.1.1.2 Methodische Aspekte (1.A.1.a)

Aktivitätsraten

Die Auswahl der Berechnungsmethode ist auf Basis der aktuellen Hauptquellgruppenanalyse erfolgt und steht im Einklang mit dem Entscheidungsbaum der IPCC Good Practice Guidance.

Der Brennstoffeinsatz zur öffentlichen Stromerzeugung ist in der Energiebilanz in Zeile 11 („Öffentliche Wärmekraftwerke“) angegeben. Der Brennstoffeinsatz zur öffentlichen Wärmeerzeugung findet sich in den Zeilen 15 („Heizkraftwerke“) und 16 („Fernheizwerke“).

Die in der Energiebilanz verbuchten Energieeinsätze werden im Modell „Bilanz der Emissionsursachen“ mit Hilfe statistischer Daten nach verschiedenen Kriterien auf mehrere Zeitreihen aufgeteilt. Ziel der Berechnungen ist es, eine an die technischen Belange der Strom- und Wärmeerzeugung angepasste Datenbasis zu schaffen. Folglich können brennstoff- und technikspezifische Emissionsfaktoren auf die Aktivitätsraten angewendet werden.

Als Ergebnis des Forschungsprojektes „Bereitstellung der Energiedaten für stationäre Feuerungsanlagen zur Erfüllung der Berichtspflichten im Rahmen des Nationalen Treibhausgasinventars (NIR 2006) und des Berichtes zur Festlegung der zugewiesenen Mengen nach Kyoto-Protokoll“ (FKZ 205 41 115) fanden Überarbeitungen im Bereich der Aktivitätsraten statt:

- Die Aktivitätsraten für die Neuen Bundesländer wurden für das Jahr 1990 bereits zur Berichterstattung 2006 überarbeitet und dokumentiert. Für die Berichterstattung 2007

sind die Aktivitätsraten der Neuen Bundesländer von 1991-1994 ebenfalls anhand der Erkenntnisse aus o.g. Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst und dokumentiert worden (s. Anhang Kap 14).

- Die Aktivitätsraten für die Bundesrepublik Deutschland ab 1995, wie sie 2007 erstmals berichtet werden, stammen aus einer überarbeiteten Version des BEU-Modells, welche das Ergebnis des Teilvorhabens B „Ergänzung und Weiterentwicklung des BEU-Modells für 1999-2004“ des o.g. Forschungsprojekts (FKZ 205 41 115) ist. Die Struktur der Energieeinsätze in der Quellgruppe 1.A.1.a, wie sie nach den aktuellen Berechnungen in der „Bilanz der Emissionsursachen“ in Zeitreihen abgelegt werden, zeigt die Abbildung 20.
- Die Energieeinsätze in Rohbraunkohlekraftwerken werden ab 1990 mit Hilfe von Verbandsangaben (DEBRIV) auf verschiedene Reviere aufgeteilt, um den unterschiedlichen Stoffeigenschaften der verschiedenen Rohbraunkohlen gerecht zu werden.
- Hartbraunkohle wurde bis zur Stilllegung der Anlagen 2002 und 2003 in den Kraftwerken Schwandorf und Arzberg zur Stromerzeugung eingesetzt, die Daten beruhen auf Verbandsangaben (DEBRIV).
- Erstmals werden die Einsätze von Erdgas und leichtem Heizöl zur Stromerzeugung in öffentlichen Kraftwerken ab dem Berichtsjahr 1995 und zur Wärmeerzeugung in öffentlichen Kraftwerken ab dem Berichtsjahr 2003 auf verschiedene Verbrennungstechniken (Gasmaschinen, Gasturbinen, Dampfturbinen, Gas- und Dampfturbinen) aufgeteilt, um der Entwicklung im Kraftwerkspark Rechnung zu tragen. Die Aufteilung erfolgt anhand der tatsächlich erzeugten elektrischen bzw. thermischen Arbeit. Dies geschieht ohne Berücksichtigung der jeweiligen Wirkungsgrade, da diese weder im Einzelnen noch als Durchschnittswerte bekannt sind.

Im Fall der Strom- und Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen der öffentlichen Kraftwerke, sowie der Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen der öffentlichen Fernheizwerke weichen die Werte der Energiebilanz von denen der Abfallstatistik des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS, FS19 Reihe 1) deutlich ab, wobei letztere Statistik deutlich höhere Werte ausweist. Es wird davon ausgegangen, dass die Bestimmung des Brennstoffeinsatzes aus Abfall (hier: Hausmüll/Siedlungsabfall) in der Abfallstatistik unter realitätsnäheren Annahmen erfolgt als in der Energiebilanz. Deshalb wird die Differenz zwischen den Energiebilanzwerten und denen der Fachserie 19 (DESTATIS, FS19 Reihe 1) über die Erfassung von so genannten „Nicht-Energiebilanzwerten“ ausgeglichen. Dadurch erhöhen sich die Aktivitätsraten für Hausmüll/Siedlungsabfall für die gesamte Zeitreihe ab dem Jahr 1990. Ab dem NIR 2006 werden der fossile und der biogene Anteil von Hausmüll/Siedlungsabfall im Verhältnis 1:1 separat ausgewiesen.

Die Aktivitätsraten der anderen Brennstoffe werden direkt aus der Energiebilanz entnommen. Sofern statistische Anhaltspunkte oder Expertenschätzungen vorliegen werden die Brennstoffeinsätze zusätzlich in zwei Größenklassen (Verbrennungsanlagen $>/< 50$ MW) eingeteilt. Die Einteilungsgrenze geht auf gesetzliche Vorschriften zur Genehmigung von Feuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland zurück.

Emissionsfaktoren (außer CO₂)

Datengrundlage für die verwendeten Emissionsfaktoren ist der Bericht zum Forschungsvorhaben "Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010" (RENTZ et al, 2002). Die Werte für die Zwischenjahre 1996 - 1999 und 2001 - 2005 werden durch lineare Interpolation ermittelt. Das Vorhaben sowie die lineare Interpolation für die Zwischenjahre ist ebenfalls die Grundlage für die Emissionsfaktoren der Kapitel 3.1.2, 3.1.3, 3.1.4.6 und 3.1.5.5, soweit dort Kraftwerke, Gasturbinen oder Kesselfeuerungen zur Bereitstellung von Dampf, Heiß- und Warmwasser mit enthalten sind. Das Forschungsvorhaben wurde ausgeführt vom Deutsch-Französischen Institut für Umweltforschung (DFIU) an der Universität Karlsruhe und Ende 2002 abgeschlossen. Ziel des Vorhabens war die Ermittlung und Evaluierung repräsentativer Emissionsfaktoren für die wesentlichen Luftschadstoffe aus genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland, gültig für die Jahre 1995, 2000 und 2010. Dies beinhaltet in erster Linie eine Analyse und Charakterisierung der Emittentenstruktur und der damit verknüpften Emissionsfaktoren für das Jahr 1995 und eine adäquate Fortschreibung dieser Daten für die Jahre 2000 und 2010. Systematisch werden auf diese Weise Emissionsfaktoren für die Stoffe SO₂, NO_x, CO, NMVOC, Staub und N₂O ermittelt. Dabei wird zwischen 12 Kohlenbrennstoffen, 4 flüssigen Brennstoffen, 7 gasförmigen Brennstoffen sowie Brennholz unterschieden. Darüber hinaus werden die verfügbaren Daten an Emissionsfaktoren weiterer Stoffe zusammengestellt; dazu gehören PAH, PCDD/F, As und Cd für genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen sowie CH₄ für Gasturbinen und genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen, die unter die TA Luft fallen. Informationen zur Vorgehensweise des Forschungsvorhabens sind im Anhang 3 dargestellt (Kapitel 14.1.2)

Im Rahmen eines derzeit noch nicht abgeschlossenen Forschungsvorhabens zur Fortschreibung des Nationalen Programms im Rahmen der Richtlinie 2001/81/EG über nationale Emissionshöchstmenge für bestimmte Luftschadstoffe („NEC-Richtlinie“) wurden einzelne Emissionsfaktoren für die Komponenten SO₂, NO_x und Staub infolge neuerer Erkenntnisse überarbeitet. Die klimawirksamen Komponenten N₂O und CH₄ haben dabei jedoch keine Änderungen erfahren (Forschungsprojekt „Maßnahmen zur Einhaltung der Emissionshöchstmenge der NEC-Richtlinie“, FKZ 205 42 221, Entwurf Oktober 2006, voraussichtlicher Abschluss Ende 2006)

N₂O unterliegt in Deutschland nur in Ausnahmefällen der Überwachung; aus diesem Grunde liegen keine regelmäßigen Messdaten vor. Allerdings wurde das Emissionsverhalten bei Einsatz von Stein- und Braunkohlen, insbesondere bei Einsatz in Wirbelschichtfeuerungen und insbesondere in den 90er Jahren gezielt untersucht. Daher lagen ausreichend Messdaten vor, die eine systematische Erhebung von N₂O-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben ermöglichten. Die in dem Forschungsvorhaben ermittelten technologischen Emissionsfaktoren sind für Großfeuerungsanlagen in Tabelle 20 zusammengestellt. Auf ihrer Grundlage wurden die quellgruppenspezifischen Emissionsfaktoren für das ZSE berechnet.

Tabelle 20: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus GFA

Brennstoff / Feuerungstechnologie	N ₂ O-Emissionsfaktor (1995 - 2010) [kg/TJ]
Steinkohle / Wirbelschicht	20
Steinkohle / andere Feuerungen	4
Braunkohle / Wirbelschicht	8
Braunkohle / trockene Staubfeuerungen in den neuen Bundesländern	3,2
Braunkohle / andere Feuerungen	3,5
Flüssige Brennstoffe	1
Gasförmige Brennstoffe	0,5

Für Anlagen < 50 MW FWL dienten die in Tabelle 21 niedergelegten Daten aus dem Forschungsvorhaben RENTZ et al (2002) als Grundlage. In eckigen Klammern ist der Median angegeben.

Tabelle 21: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus Anlagen < 50 MW FWL

Brennstoff		Technologie	Leistung	Länder	N ₂ O-E-Faktor / Median [kg/TJ]	
Steinkohle	Rostfeuerung		< 5 MW	/	2,5	5,2 [3,9]
			≥ 5 MW	ABL	2,5	5,2 [3,9]
			≥ 5 MW	NBL	2,5	5,2 [3,9]
	Füllschachtfeuerung		< 5 MW	ABL	2,5	5,2 [3,9]
			< 5 MW	NBL	2,5	5,2 [3,9]
			≥ 5 MW	/	2,5	5,2 [3,9]
	Wirbelschicht- feuerung		< 5 MW	/	25	40 [36]
			≥ 5 MW	/	2	170 [47]
Braunkohle	-Staub	Staubfeuerung	≥ 5 MW	NBL	[3,2]	
	-Brikett	k. B.	< 5 MW	NBL	0,4	3,7 [2,1]
	Roh-	k. B.	< 5 MW	NBL	0,4	3,7 [2,1]
			≥ 5 MW	ABL	0,4	3,7 [2,1]
			≥ 5 MW	NBL	0,4	3,7 [2,1]
		Wirbelschichtfeuerung	≥ 5 MW	/	40	50 [45]
schweres Heizöl	k. B.	/	ABL	2	4 [3]	
		/	NBL	2	4 [3]	
leichtes Heizöl		k. B.	≥ 20 MW	/	0,6	1,5 [1,1]
Erdgas		k. B.	≥ 10 MW	/	0,3	1,5 [0,9]

k. B. keine Berücksichtigung

ABL Alte Bundesländer

NBL Neue Bundesländer

CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Kalkstein in Abgasentschwefelungseinrichtungen

Informationen zu den prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Abgasreinigung von Großfeuerungsanlagen liefert der Anhang 3 im Kapitel 14.1.2.4.

3.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1.a)

Unsicherheiten für die Aktivitätsraten wurden erstmals für das Berichtsjahr 2004 bestimmt (Forschungsprojekt FKZ 204 41 132, UBA). Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten ist im Anhang 2, Kapitel 13.6 beschrieben.

Die Angaben für die Unsicherheit des CO₂-Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurden vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Expertenmitteilung.

Die Aktivitätsraten der neuen Bundesländer für das Basisjahr 1990 und die Folgejahre 1991-1994 wurden entsprechend den Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst. Die Methode der Rekalkulation ist dem Anhang Kapitel 14 zu entnehmen.

Weitere Aspekte zur Zeitreihenkonsistenz der Aktivitätsraten werden in Kapitel 13.5 und Kapitel 13.6 erläutert.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004), das der Umsetzung der Anforderungen aus den IPCC-GPG (2000) bei der Inventarerstellung dient, erfolgte auch eine systematische Bestimmung von Unsicherheiten der Emissionsfaktoren (siehe Kapitel 13.7).

Im Rahmen des in Kapitel 3.1.1.2 und im Anhang 3, Kapitel 14.1.2.1 erläuterten DFIU-Forschungsvorhabens wurde die Unsicherheit der ermittelten Emissionsfaktoren evaluiert.

Die Genauigkeit der Aktivitätsrate zum Kalksteineinsatz in REA konnten wir durch ein zwischenzeitlich abgeschlossenes Forschungsvorhaben deutlich steigern (siehe Kapitel 14.1.2.4 im Anhang).

3.1.1.3.1 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren

Die Unsicherheit von Emissionsdaten beruht auf mehreren Ursachen. Dies sind die *Genauigkeit*, beeinflusst durch zufällige und systematische Fehler im Rahmen einer Emissionsmessung sowie die Vollständigkeit der Datenbasis hinsichtlich fehlender Messungen. Hinzu kommt die *Variabilität* der Emissionen. Hier ist zu unterscheiden zwischen der Variabilität der Emission einer Anlage innerhalb des Betrachtungszeitraumes (*intra-plant variability*) und dem unterschiedlichen Emissionsverhalten der verschiedenen betrachteten Quellen (*inter-plant variability*).

Bei der Berechnung von Emissionen mit Hilfe von Emissionsfaktoren kommen weitere Quellen möglicher Unsicherheiten hinzu. Im Rahmen der IPCC-GPG (2000: Kapitel 6) werden jeweils an die Datenverfügbarkeit angepasste Methoden vorgeschlagen:

Beim Vorliegen *kontinuierlicher Messungen* sollten Unsicherheiten über die direkte Bestimmung statistischer Kennzahlen wie Standardabweichung und 95%-Vertrauensbereich charakterisiert werden.

Bei der Ermittlung *anlagenspezifischer Emissionsfaktoren* sollten vor Ort verfügbare Messwerte herangezogen werden. Hinzu kommt das Einbeziehen von Sonderbetriebszuständen (An- und Abfahrvorgänge) und Lastwechseln sowie eine Überprüfung der Repräsentativität verfügbarer Messdaten im Hinblick auf das Emissionsverhalten der Anlage.

Bei der Verwendung von *Emissionsfaktoren aus der Literatur* sollten alle dort gemachten Angaben zur Datenqualität genutzt werden. Weiterhin ist die Übertragbarkeit zu prüfen, inwieweit der Emissionsfaktor für die Situation im Untersuchungsgebiet repräsentativ ist. Ist dies nicht gegeben, sollte vielmehr eine Expertenschätzung vorgenommen werden.

Auf die Verwendung von *Expertenschätzungen* wird grundsätzlich verwiesen, wenn verfügbare empirische Daten für eine Quantifizierung nicht ausreichen. Eine beispielhafte Erläuterung wird im Anhang 3 in Kapitel 14.1.2.2 gegeben.

3.1.1.3.2 Ergebnis für N₂O

Die Einzelbewertungen der Unsicherheiten der N₂O-Emissionsfaktoren aus dem Forschungsvorhaben (RENTZ et al, 2002) sind in den Excel-Tabellen für den Transfer der Emissionsfaktoren in die ZSE-Datenbank des Umweltbundesamtes enthalten; für die Kraftwerke sind sie darüber hinaus im Abschlussbericht dargestellt. Die große Mehrzahl der Werte für die relative Unsicherheit liegt im Bereich zwischen 0,6 und 0,9. Im Zuge einer durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung nach Tier 1 IPCC-GPG (2000: Kapitel 6), wurde für die prozentuale Unsicherheit im CRF-Bereich 1.A.1.a (und ebenso in den Bereichen 1.A.1.b, 1.A.1.c und 1.A.2.f / all other) eine obere Grenze von +/- 50 % angegeben (Anmerkung: bei Angabe von +/- -Bereichen ist der Wert durch 2 zu teilen, vergleiche IPCC-GPG (2000: Kapitel 6, S. 6.14); dabei wird - in Übereinstimmung mit der gewählten Rechenmethode - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.1.3.3 Ergebnis für CH₄

Feuerungsanlagen unterliegen hinsichtlich der CH₄-Emissionen in Deutschland keiner Überwachung, aus diesem Grunde liegen keine systematischen Messdaten vor. Herangezogen wurden daher die in Deutschland und der Schweiz verfügbaren Einzelinformationen. Infolge dieser eingeschränkten Datenlage wurde im Forschungsvorhaben von einer systematischen Zuordnung zu den dort behandelten Quellgruppen (vergleiche Kapitel 3.1.1.2) abgesehen. Die im Forschungsvorhaben (RENTZ et al, 2002) ermittelten Einzelangaben zu CH₄-Emissionsfaktoren sind im Anhang 14.1.2.3 zusammengestellt. Bisher wurden die dort ausgewiesenen Faktoren für Steinkohle beim Einsatz in Feuerungsanlagen < 50 MW (Mittelwert für D: 3,35 kg/TJ) sowie für leichtes Heizöl und für Erdgas beim Einsatz in Gasturbinen in das ZSE für die Jahre ab 1995 übernommen. Eine Überprüfung und Übernahme der übrigen Vorschläge des Vorhabens steht noch aus. Für diese Brennstoffe werden die bisherigen im ZSE bereits enthaltenen Emissionsfaktoren unverändert weiterverwendet (feste Brennstoffe: 1,5 kg/TJ, flüssige Brennstoffe 3,5 kg/TJ und gasförmige Brennstoffe 0,3 kg/TJ).

Im Zuge einer durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung gemäß Tier 1 der IPCC-GPG (2000: Kapitel 6) wurde für die prozentuale Unsicherheit in der Quellgruppe 1.A.1a (und ebenso in den Quellgruppen 1.A.1b, 1.A.1c und 1.A.2f / all other) eine obere Grenze von +/- 50 % geschätzt; dabei wird - ebenso wie bei N₂O - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.1.3.4 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für N₂O wurden im Rahmen des o.g. Forschungsvorhabens (RENTZ et al 2002) für den Zeitpunkt 1995 (Bezugsjahr) ermittelt und auf dieser Grundlage für die Jahre 2000 und 2010 fortgeschrieben. Danach ergeben sich in der Zeit von 1995 bis 2005 bei den meisten dieser Emissionsfaktoren keine Veränderungen. Lediglich beim Einsatz von Gasturbinen (Erdgas, leichtes Heizöl) wurde eine leichte Abnahme bei den N₂O-Emissionsfaktoren prognostiziert. Dies ist auf eine Erhöhung der mittleren Gasturbineneintrittstemperaturen bei neueren Anlagen zurückzuführen, die zur Erzielung eines höheren Wirkungsgrades notwendig sind. Auf die Höhe der N₂O-Gesamtemissionen im betrachteten CRF-Bereich haben diese Änderungen jedoch keinen signifikanten Einfluss.

Die Zeitreihen für N₂O zwischen 1995 und 2004 wurden vor diesem Hintergrund geprüft und insgesamt als konsistent bewertet. Die Zeitreihen der CH₄-Emissionsfaktoren für die Jahre 1995 bis 2004 wurden ebenfalls geprüft und als in sich konsistent bewertet.

Für den Zeitraum von 1990 bis 1994 erfolgt gegenwärtig eine quellspezifische Überprüfung der N₂O- und der CH₄-Emissionsfaktoren im Hinblick auf Konsistenz mit den Werten ab 1995. In einem ersten Schritt wurden die N₂O-Emissionsfaktoren bei Einsatz von Erdgas und leichtem Heizöl in Gasturbinen überprüft. Ergebnis: fortan finden für den Zeitraum 1990-1994 die Werte des DFIU-Vorhabens für 1995 Anwendung.

3.1.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.a)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt.

Da die Inventare grundsätzlich auf den Energiebilanzen für Deutschland der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2003) aufbauen und deren System zur Sicherung der Qualität zur Zeit nicht bekannt ist, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität und persönliche Nachfrage im Einzelfall. Dem UBA liegen nun die Ergebnisse des Forschungsvorhabens (FKZ 203 41 253 /03) zur Dokumentation der Quellen der Energiebilanz vor. In der Folge ergeben sich Umbuchungen von Brennstoffeinsatzmengen innerhalb der Energiebilanz sowie Ergänzungen von Energieeinsätzen, die nicht in der Energiebilanz ausgewiesen sind. In der Quellgruppe 1.A.1.a betrifft das ausschließlich den Einsatz von Hausmüll/Siedlungsabfall (fossil und biogen), wie unter Kapitel 3.1.1.2 „Methodische Aspekte (1.A.1.a)“ beschrieben.

Über das jeweilige System zur Qualitätssicherung der zur technik- oder brennstoff-spezifischen Aufteilung der Energieeinsätze verwendeten amtlichen Statistiken liegen dem UBA keine Informationen vor. Daher erfolgt auch hier eine Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung durch Prüfung auf Vollständigkeit und Plausibilität und persönliche Nachfrage im Einzelfall.

Die generellen qualitätssichernden Maßnahmen zu den Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Rahmen eines Forschungsvorhabens (RENTZ et al, 2002) sind in der Methodikbeschreibung im Anhang 3, Kapitel 14.1.2.1 (hinter Abbildung 76) dargestellt. Ihre Ergebnisse wurden im NIR 2005 berichtet. Im abgelaufenen Jahr haben wir die letzten, noch in der Datenbank verbliebenen Lücken geschlossen.

3.1.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.1.a)

Quellspezifische Rückrechnungen für die Energiedaten wurden wegen Datenaktualisierungen in der Energiebilanz und Methodenverbesserungen notwendig. Durch die konsequente revierspezifische Aufteilung des Brennstoffeinsatzes von Rohbraunkohle ab 1990 erfolgte eine Rückrechnung der Zeitreihen zur Strom- und zur Wärmeherzeugung in Großfeuerungsanlagen der Braunkohlekraftwerke in den Jahren 1995-2005. Die Summe der Aktivitätsraten hat sich nicht geändert, jedoch können sich durch die Anwendung differenzierterer Emissionsfaktoren Veränderungen in der Summe der Emissionen ergeben.

Die Aufteilung des Brennstoffeinsatzes von leichtem Heizöl und Erdgas zur Strom- und zur Wärmeherzeugung auf verschiedene Verbrennungstechniken (Gasturbinen, Dampfturbinen,

Gasmaschinen, Gas- und Dampfturbinen) führte zu einer Rückrechnung der betroffenen Zeitreihen, so dass durchgehend eine technikspezifische Auftrennung der Aktivitätsraten ab dem Jahr 1995 (Stromerzeugung) bzw. 2003 (Wärmeerzeugung) realisiert ist. Auch hier ändert sich an der Summe des Brennstoffeinsatzes in 1.A.1.a nichts, es kommen lediglich bei der Emissionsberechnung technikspezifische Emissionsfaktoren zum Einsatz.

Die Überarbeitung des Brennstoffeinsatzes von Hausmüll/Siedlungsabfall (fossil und biogen), von Klärgas (incl. Biogas) und Deponiegas führte zu einer kompletten Rückrechnung der Zeitreihen bis 1990. Dabei wurde nicht nur der Zuschnitt geändert (Auftrennung fossil und biogen), sondern auch die absolute Menge des Brennstoffeinsatzes (wie im NIR 2006 beschrieben). Für den Brennstoffeinsatz von Hausmüll/Siedlungsabfall ergab sich eine Aktualisierung der Werte für das Jahr 2004, da für den NIR 2006 die Fachserie 19 mit den Werten für 2004 noch nicht vorlag. Deshalb wurden die entsprechenden Daten im vorherigen NIR geschätzt. Durch die aktuelle Veröffentlichung der Daten erhöhten sich die Aktivitätsraten der Quellgruppe 1.A.1.a (Hausmüll/Siedlungsabfall) für 2004 nachträglich. Für die Quellgruppe 1.A.1.a kam es durch die Korrektur für 2004 zu einer Erhöhung der fossilen CO₂ Emissionen aus der Verbrennung von Abfall (nur fossiler Anteil) von 0,6 Mio. t CO₂. Für das aktuelle Treibhausgasinventar wurden für das Jahr 2005 erneut die Werte geschätzt. Die Werte für 2005 werden mit Erscheinen der FS 19 2007 (für das Jahr 2005) aktualisiert.

Die Beseitigung von Inkonsistenzen in den Energiedaten-Zeitreihen der neuen Bundesländer 1991-1994, welche durch die Verbesserungen des Inventars im Basisjahr 1990 aufgetreten sind, führte in Einzelfällen zu einer Rekalkulation der Zeitreihen in den Jahren 1991-1994. Die Summe des Brennstoffeinsatzes in 1.A.1.a blieb davon unberührt.

Mit den Emissionen von N₂O und CH₄ sind für die in Kapitel 3.1.1.3.4 beschriebenen Korrekturen der Emissionsfaktoren und für die in Kapitel 3.1.1.4 beschriebenen Lückenschlüsse die entsprechenden Rückrechnungen ausgeführt worden.

3.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1.a)

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erwähnt, arbeiten wir gegenwärtig daran, die Zeitreihenkonsistenz der N₂O- und der CH₄-Emissionsfaktoren für den Zeitraum 1990 bis 1994 mit dem Zeitraum ab 1995 zu überprüfen und gegebenenfalls Änderungen an den Zahlenwerten für die Emissionsfaktoren für den Zeitraum 1990-1994 vorzunehmen. Darüber streben wir eine Verbesserung der Datenbasis für die Methan-Emissionsfaktoren an.

Längerfristig ist vorgesehen, das N₂O- und CH₄-Emissionsverhalten von Gasturbinen durch Messungen und/oder durch systematische Untersuchungen genauer als bisher zu bestimmen. Anlass hierfür bieten nicht nur die im Kapitel 3.1.1.3 beschriebenen Sachverhalte, sondern auch die weiterhin zunehmende Bedeutung von Gasturbinen in der Energiewirtschaft und in anderen Industriebereichen, wie z. B. im Raffineriesektor oder im Bergbau, flankiert von Klimaschutzmaßnahmen des Bundes (insbes. GuD-Anlagen, Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung). Ein Beginn dieser Verbesserungsmaßnahme steht noch nicht fest.

3.1.2 Mineralölraffinerien (1.A.1.b)

3.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.b)

CRF 1.A.1.b										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)			Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission			2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
All Fuels		l / t	CO ₂	1,54 %			1,97 %			steigend
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 1	+/- 50	-	-	-	+/- 50				
Unsicherheitenverteilung	U	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe der Mineralölraffinerien ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Die oben angegebenen Werte gelten für Raffineriekraftwerke (Teil der Quellgruppe 1.A.1.b).

Die Rohöldestillationskapazität der deutschen Mineralölraffinerien betrug im Jahr 2005 rund 116 Mt. In diesem Zeitraum wurden 115 Mt Rohöl und 12 Mt Zwischenprodukte zur Weiterverarbeitung eingesetzt. Die Erzeugung an Mineralölprodukten betrug insgesamt 124 Mt, davon entfielen ca. 65 Mt auf Kraftstoffe, ca. 30 Mt auf Heizöle, ca. 10 Mt auf Naphtha und ca. 19 Mt auf andere Produkte. (DESTATIS Fachserie 4, Reihe 3.1; MWV, 2006).

Die Raffinerien betreiben Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von etwa 0,9 GW. Diese Kraftwerke erzeugten im Jahr 2004 6 TWh elektrische Arbeit und koppelten Prozesswärme zu Produktionszwecken aus. (DESTATIS 2005b).

Der Quellgruppe 1.A.1.b Raffinerien sind im ZSE die Raffinerieprozessfeuerungen (Unterfeuerungen) sowie die Strom- und Wärmeerzeugung der Raffineriekraftwerke zugeordnet.

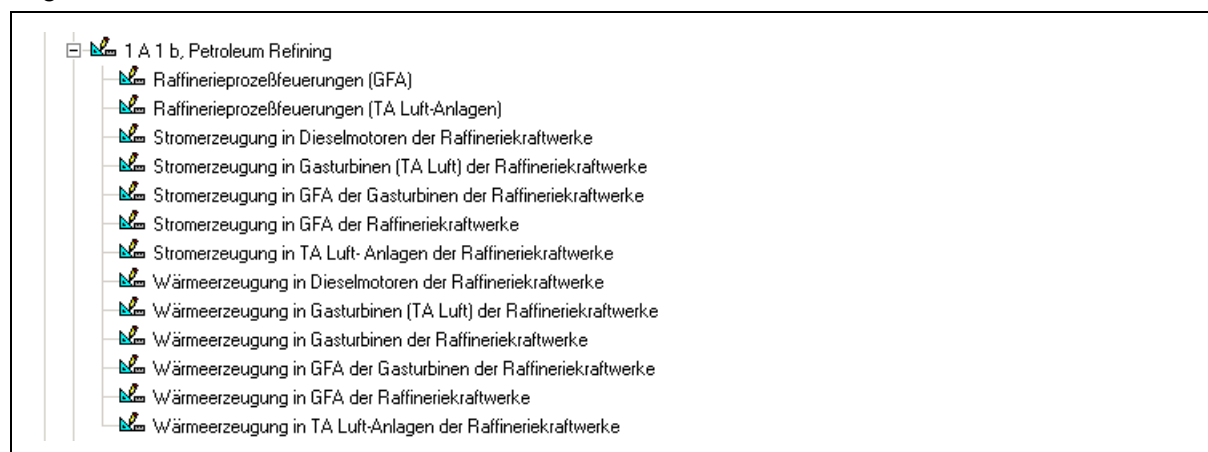


Abbildung 21: Strukturzuordnung 1.A.1b Raffinerien

3.1.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1.b)

Aktivitätsraten

Der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Raffineriekraftwerken ist in der Energiebilanzzeile 12 („Industriewärmekraftwerke“) mit enthalten. Die Energiebilanzzeilen 38

und 39 weisen den Energieverbrauch (zur Wärmeerzeugung) der Raffinerien und der Altölverarbeitungsanlagen aus. Aus diesen Angaben werden die Brennstoffeinsätze für die Wärmeerzeugung in Raffineriekraftwerken und für die Raffinerieprozessfeuerungen abgeleitet.

Die Zeitreihenstruktur, wie sie durch die Aufteilung der Energieeinsätze aus der Energiebilanz im BEU-Modell entsteht, zeigt die Abbildung „Strukturzuordnung 1.A.1.b Raffinerien“. Die Ermittlung der Aktivitätsraten im BEU-Modell erfolgt im Zuge einer Neumodellierung des gesamten Umwandlungsbereichs als Ergebnis der Forschungsprojekte FKZ 205 41 115 und FKZ 204 41 132.

Zur Ermittlung der Aktivitätsraten werden für die Raffinerien Angaben zu Brennstoffeinsätzen zur Strom- und Wärmeerzeugung in der Mineralölverarbeitung des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) und des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) zu Hilfe genommen.

Die Statistiken des BAFA enthalten Angaben zu Brennstoffeinsätzen der Raffinerien insgesamt (Raffinerien und Altölverarbeitung). Zur Berechnung der Aktivitätsraten zur Stromerzeugung wird von diesem Wert der Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung (EBZ 38) und zur Altölverarbeitung (EBZ 39) abgezogen. Damit ist bekannt, welche Menge des Energieeinsatzes in der Energiebilanzzeile 12 den Raffineriekraftwerken zuzuordnen ist.

Aus den Angaben des Statistischen Bundesamtes wird ein Verhältnis berechnet, welches den Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in Raffineriekraftwerken zum Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Raffineriekraftwerken brennstoffspezifisch in Relation setzt. Zusammen mit dem Brennstoffeinsatz in Raffineriekraftwerken zur Stromerzeugung lässt sich nun mit Hilfe dieses Faktors der Brennstoffeinsatz in Raffineriekraftwerken zur Wärmeerzeugung aus dem beim BAFA angegebenen Brennstoffverbrauch errechnen.

Die Aktivitätsraten zur Raffinerieprozessfeuerung bestimmen sich als Differenzbetrag beim Abzug des Brennstoffeinsatzes in Raffineriekraftwerken zur Wärmeerzeugung vom Endenergieverbrauch der Raffinerien (EBZ 38 Raffinerien).

Der Energieeinsatz in Anlagen der Altölverarbeitung (EBZ 39) wird unter 1.A.1.c „Übriger Umwandlungsbereich“ berichtet.

Emissionsfaktoren (außer CO₂)

Die Emissionsfaktoren für Raffineriekraftwerke sind dem Forschungsvorhaben Rentz et al. (2002) entnommen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise ist dem Kapitel 3.1.1.2 in Verbindung mit dem Kapitel 14.1.2.1 im Anhang 3 zu entnehmen. Für die Prozesswärme bereitstellenden Unterfeuerungen liefert das zitierte Vorhaben keine Emissionsfaktoren. Ersatzweise werden daher für Unterfeuerungen dieselben Werte für N₂O und CH₄ gewählt, die auch für Raffineriekraftwerke angesetzt werden.

3.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1.b)

Erstmals wurden im Berichtsjahr 2004 für die Aktivitätsraten Unsicherheiten bestimmt (Forschungsvorhaben 204 41 132, UBA). Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten ist im Anhang 2, Kapitel „Unsicherheiten der Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen“ (Kapitel 13.6) beschrieben.

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten für die Emissionsfaktoren ist im Kapitel 13.7 beschrieben.

Die Aktivitätsraten der neuen Bundesländer für das Basisjahr 1990 und die Folgejahre 1991-1994 wurden entsprechend den Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst. Die Methode der Rekalkulation ist dem Anhang Kapitel 14 zu entnehmen.

3.1.2.3.1 Ergebnis für N_2O

Die Werte für die relative Unsicherheit liegen im Bereich von etwa 0,6. Des Weiteren gelten die Ausführungen aus Kapitel 3.1.1.3.2 entsprechend.

3.1.2.3.2 Ergebnis für CH_4

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.3.3 gelten entsprechend.

3.1.2.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.3.4 gelten entsprechend.

3.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.b)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt.

Da die Inventare grundsätzlich auf den Energiebilanzen für Deutschland von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2006) aufbauen und deren System zur Sicherung der Qualität zur Zeit nicht bekannt ist, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität und durch Nachfrage im Einzelfall. Das derzeit laufende Forschungsvorhaben „Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung 2003 - Teilvorhaben 03 - Energie-Dokumentation der Energiebilanz“ (FKZ 203 41 253 / 03) beinhaltet eine Dokumentation der Quellen für die Energiebilanz und leistet damit einen entscheidenden Beitrag zur Qualitätssicherung und -kontrolle.

Über das jeweilige System zur Qualitätssicherung der zur branchenspezifischen Zuordnung oder anderweitigen Aufteilung der Energieeinsätze verwendeten amtlichen Statistiken und Verbändestatistiken liegen dem UBA keine Informationen vor. Daher erfolgt auch hier eine Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung durch Prüfung auf Vollständigkeit und Plausibilität und persönliche Nachfrage im Einzelfall.

So hat eine aktuelle Recherche der Quellen gezeigt, dass Rohbraunkohlen nicht in Raffineriekraftwerken und auch nicht in Raffinerieprozessfeuerungen eingesetzt werden. Aus diesem Grund wird der Einsatz, der in der amtlichen Statistik ausgewiesen wird, ab dem Berichtsjahr 2007 dem übrigen Umwandlungsbereich (1.A.1.c) zugeordnet.

Bezüglich der Emissionsfaktoren gelten die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.3 entsprechend.

3.1.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.1.b)

Quellspezifische Rückrechnungen für die Energiedaten sind aufgrund von Datenaktualisierungen in der Energiebilanz sowie von Methodenverbesserungen durchgeführt worden.

Die Rückrechnungen aufgrund von Methodenverbesserungen betreffen alle Zeitreihen der Quellgruppe 1.A.1.b ab 1995. In den Jahren von 1999 bis 2002 wurden zusätzlich die Aktivitätsraten aktualisiert.

Weiterhin wurden im Zuge des Forschungsprojektes FKZ 205 41 115 die Aktivitätsraten für die Neuen Bundesländer für die Jahre 1991-1994 überarbeitet und dokumentiert (s. Kapitel 14).

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.5 gelten entsprechend.

3.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.A.1.b)

Momentan sind keine Verbesserungen geplant.

Die im Kapitel 3.1.1.6 beschriebenen Planungen sollen auch die Datenlage für Kraftwerke und Unterfeuerungen in Mineralölraffinerien adäquat verbessern.

3.1.3 Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (1.A.1.c)

3.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.c)

CRF 1.A.1c										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)			Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission			2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
All Fuels		l / t	CO ₂	4,63 %			1,52 %			fallend
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 5	+/- 50	-	-	-	+/- 50				
Unsicherheitenverteilung	U	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe der Herstellung von festen Brennstoffen und der sonstigen Energieerzeuger ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Die obigen Angaben beziehen sich auf die Kraftwerke und die sonstigen Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1.A.1.c.

Die Angaben für die Unsicherheit des CO₂-Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurden vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Mitteilung.

Der Quellgruppe 1.A.1.c werden der Steinkohlen- und Braunkohlenbergbau sowie die Kokereien und Brikettfabriken zugerechnet, außerdem die Gewinnung von Rohöl und Erdgas. Für den deutschen Steinkohlenbergbau ergab sich in 2004 eine verwertbare Förderung von 25,7 Mt Steinkohle (STATISTIK DER KOHLEWIRTSCHAFT 2005: für das Jahr 2004, Übersicht 1). Die Kokserzeugung betrug im gleichen Zeitraum ca. 8,4 Mt (STATISTIK DER KOHLEWIRTSCHAFT 2005, für das Jahr 2004, S. 50, Zahlenübersicht

45, Zeile Koksproduktion). Die Herstellung von Steinkohlenbriketts und anderen Kohlenwertstoffen betrug zusammen weniger als 1 Mt.

Im Jahr 2005 wurden in Deutschland 177,9 Mt Rohbraunkohle gefördert (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT 2006). Die Herstellung von Braunkohlenbriketts und anderen Braunkohlenprodukten betrug ca. 5,2 Mt (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2006). Aus diesen Anlagen wird Dampf zur Trocknung der Rohbraunkohle für die Herstellung der Braunkohlenprodukte ausgekoppelt.

Die deutsche Förderung von Erdöl betrug im Jahr 2005 knapp 3,5 Mt (MWV, 2006) und die Erdgasförderung erreichte ca. 20.850 Mm³ ($H_u = 31.736 \text{ kJ/m}^3$) (BAFA, 2006). Der für den Betrieb der Anlagen erforderliche Brennstoffeinsatz ist in der Bilanz der Emissionsursachen (BEU) enthalten.

Unter die Quellgruppe 1.A.1.c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien fallen im ZSE die Strom- und Wärmeerzeugung in Dampfturbinenkraftwerken, getrennt nach Steinkohlebergbau und Braunkohlebergbau (Grubenkraftwerke), die Strom- und Wärmeerzeugung in Gasturbinen, Gasmotoren und Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke zusammen, die übrige Wärmeerzeugung in Industriekesseln des Umwandlungsbereichs (ohne Raffinerien) sowie die Herstellung von Steinkohlenkoks und der Betrieb von Dieselmotoren zu Antriebszwecken in Zechen- und Grubenkraftwerken. Die Strukturelemente „STEAG- Kraftwerke“ und „übrige Zechenkraftwerke“ wurden aufgelöst, da sie in der Statistik lediglich als Kraftwerke des Steinkohlebergbaus ausgewiesen werden. Sie werden getrennt nach Großfeuerungsanlagen und TA Luftanlagen berichtet.

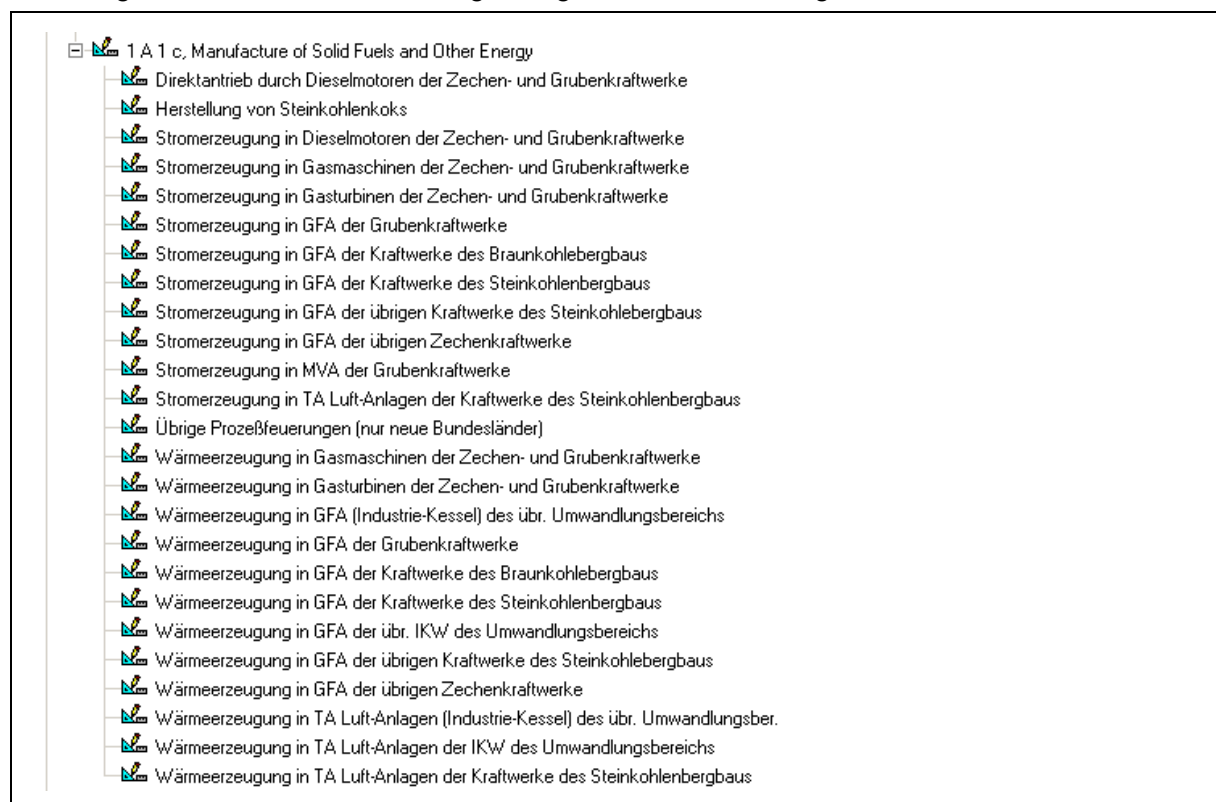


Abbildung 22: Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien

3.1.3.2 Methodische Aspekte (1.A.1.c)

Die Auswahl der Berechnungsmethode ist auf Basis der aktuellen Hauptquellgruppenanalyse erfolgt.

Der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken des Steinkohlen- bzw. des Braunkohlenbergbaus ist in der Energiebilanzzeile 12 „Industriewärme- und KWK-Anlagen“ enthalten. Der Brennstoffeinsatz zur Wärme- und KWK-Erzeugung im Umwandlungsbereich ist den Energiebilanzzeilen 33-39 bzw. der Summenzeile 40 („Energieverbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt“) zu entnehmen.

Mit Hilfe von Angaben des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS 2005b) wird der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Kraftwerken des Steinkohlenbergbaus ermittelt. Dazu wird zum Brennstoffeinsatz in reinen Stromerzeugungsanlagen der Anteil des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung in KWK-Anlagen addiert. Dieser Anteil entspricht dem Verhältnis der erzeugten Strommenge in KWK-Anlagen zur erzeugten Strom- und Wärmemenge in KWK-Anlagen. Die Aktivitätsraten zur Wärme- und KWK-Erzeugung in Kraftwerken des Steinkohlenbergbaus entsprechen der Energiebilanzzeile 34 „Energieeinsatz in Steinkohlenzechen- und Brikettfabriken“.

Der ausgewiesene Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken beruht auf Verbandsangaben (persönliche Mitteilung des DEBRIV – Bundesverband Braunkohle). Der Einsatz zur Wärme- und KWK-Erzeugung, insbesondere zur Braunkohlentrocknung zur Herstellung von Braunkohlenprodukten ist nicht in der Energiebilanz enthalten. Dieser wird aus den Produktionszahlen der Braunkohlenprodukte (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT 2006) und den für die Trocknung notwendigen spezifischen Brennstoffeinsatz (persönliche Mitteilung DEBRIV – Bundesverband Braunkohle, Herr Maaßen 18.03.2003) berechnet und als „Nicht-Energiebilanz“ – Einsatz im ZSE verbucht und berichtet. Die Berechnung der Brennstoffeinsätze in Grubenkraftwerken ist im NIR 2006 ausführlich beschrieben.

Für die Herstellung von Steinkohlenkoks berechnet das Umweltbundesamt mit Hilfe des Umwandlungsausstoßes in 1000t (Energiebilanz in natürlichen Einheiten Zeile 23, bzw. Statistik der Kohlenwirtschaft 2006 für die Jahre ohne Energiebilanz) und dem spezifischen Energieverbrauch zur Steinkohlenerzeugung (FICHTNER 1982) den Gesamtenergieverbrauch. Der Gichtgaseinsatz in der Energiebilanzzeile 33 „Energieverbrauch in Kokereien“ wird vollständig der Herstellung von Steinkohlenkoks zugerechnet. Die Differenz zum errechneten Gesamtenergieverbrauch ist Kokerei/Stadtgas.

Der Brennstoffeinsatz zur Wärme- und KWK-Erzeugung im übrigen Umwandlungsbereich setzt sich aus den Energieverbräuchen der Energiebilanzzeilen 33 bis 39 (Energieverbrauch im Umwandlungsbereich insgesamt) zusammen. Dazu zählt der Grubenselbstverbrauch, Anlagen zur Erdöl- und Erdgasgewinnung sowie der Altölaufbereitung, Kohlenwertstoffbetriebe, Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen und der Eigenverbrauch von Kläranlagen.

Die Aktivitätsraten wurden für das Jahr 1990 und die Folgejahre 1991-1994 für die Neuen Bundesländer überarbeitet und dokumentiert. Methode und Ergebnisse sind im Anhang 3 (Kapitel 14.1.1) beschrieben.

Emissionsfaktoren (außer CO₂)

Die Emissionsfaktoren für Kraftwerke und sonstige Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1.A.1.c sind Rentz et al, (2002) entnommen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise ist dem Kapitel 3.1.1.2 in Verbindung mit dem Kapitel 14.1.2.1 im Anhang 3 zu entnehmen.

Das Forschungsvorhaben unterscheidet innerhalb des Sektors nach Kraftwerken der STEAG, den übrigen Kraftwerken des Steinkohlenbergbaus, den Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus sowie den sonstigen Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung.

Die Überarbeitung der Daten für 1990 und die Folgejahre 1991-1994 für die Neuen Bundesländer ist in Anhang 14.1.1 beschrieben.

3.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1.c)

Erstmals wurden im Berichtsjahr 2004 für die Aktivitätsraten Unsicherheiten bestimmt (Forschungsvorhaben FKZ 204 41 132, UBA). Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten ist im Anhang 2, Kapitel 13.6 beschrieben.

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten für die Emissionsfaktoren ist in dem Kapitel 3.1.1.3.1 beschrieben.

Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten für die Aktivitätsraten ist im Anhang 13.6 beschrieben.

3.1.3.3.1 Ergebnis für N₂O

In Anlagen des Braunkohlenbergbaus - sie sind Teil des Sektors 1.A.1.c - werden vergleichsweise viele Wirbelschichtfeuerungen eingesetzt. Es ist bekannt, dass diese relativ höhere N₂O-Emissionen aufweisen als andere Kohlefeuerungstechnologien. Das Emissionsverhalten bei Einsatz von Stein- und Braunkohlen wurde insbesondere bei Einsatz in Wirbelschichtfeuerungen und insbesondere in den 90er Jahren gezielt untersucht. Daher lagen ausreichend Messdaten vor, die eine systematische Erhebung von N₂O-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben ermöglichten. Die Werte für die relative Unsicherheit der Emissionsfaktoren liegen im Bereich von etwa 0,6. Des Weiteren gelten die Ausführungen aus Kapitel 3.1.1.3.2 entsprechend.

3.1.3.3.2 Ergebnis für CH₄

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.3.3 gelten entsprechend.

3.1.3.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.3.4 gelten entsprechend.

3.1.3.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.c)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt.

Da die Inventare grundsätzlich auf den Energiebilanzen für Deutschland von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2006) aufbauen und deren System zur

Sicherung der Qualität zur Zeit nicht bekannt ist, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität und durch Nachfrage im Einzelfall. Das derzeit laufenden Forschungsvorhaben „Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung 2003 - Teilvorhaben 03 - Energie-Dokumentation der Energiebilanz (FKZ 203 41 253 / 03) beinhaltet eine Dokumentation der Quellen für die Energiebilanz und leistet damit einen entscheidenden Beitrag zur Qualitätssicherung und -kontrolle.

Über das jeweilige System zur Qualitätssicherung der zur branchenspezifischen Zuordnung oder anderweitigen Aufteilung der Energieeinsätze verwendeten amtlichen Statistiken und Verbändestatistiken liegen dem UBA keine Informationen vor. Daher erfolgt auch hier eine Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung durch Prüfung auf Vollständigkeit und Plausibilität und persönliche Nachfrage im Einzelfall.

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.4 gelten entsprechend.

3.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1.c)

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.5 gelten entsprechend.

Quellenspezifische Rückrechnungen für die Energiedaten sind aufgrund von Datenaktualisierungen in der Energiebilanz sowie aufgrund von Methodenverbesserungen durchgeführt worden.

Die Rückrechnungen aufgrund von Methodenverbesserungen betreffen alle Zeitreihen der Quellgruppe 1.A.1.c ab 1995. In den Jahren von 1999 bis 2002 wurden zusätzlich die Aktivitätsraten aktualisiert.

Die Aktivitätsraten der neuen Bundesländer für das Basisjahr 1990 und die Folgejahre 1991-1994 wurden entsprechend den Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst. Die Methode der Rekalkulation ist dem Anhang Kapitel 14 zu entnehmen.

3.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1.c)

Die im Kapitel 3.1.1.6 beschriebenen Planungen sollen auch die Datenlage für Emissionsfaktoren für Kraftwerke und andere Feuerungen des Bergbaubereichs adäquat verbessern.

Es ist geplant, die branchenspezifische Aufteilung des Brennstoffeinsatzes zur Stromerzeugung in Industriekraftwerken, also auch zur Stromerzeugung in Kraftwerken des Steinkohlen- bzw. Braunkohlenbergbaus, auf qualitativ hochwertigere Daten zu stellen. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) hat dem Umweltbundesamt entsprechendes Datenmaterial zugesagt. Von diesen Daten erwarten wir eine größere Konsistenz der Zeitreihen untereinander, da die Konsistenz der AGEB-Daten mit der Energiebilanz sehr viel besser als bei den bisher verwendeten Daten sein dürfte.

Im Bereich Kokereien ist für das nächste Jahr eine Überprüfung der vorliegenden Emissionsfaktoren und der Zeitreihenkonsistenz vorgesehen. Zur Verbreiterung der Datenbasis ist weiterhin die Erarbeitung einer Strategie für zukünftige Datenlieferungen und Unsicherheitsschätzungen unter Einbeziehung von Verbänden, Betreibern und

Überwachungsbehörden geplant. In Deutschland ist noch eine Braunkohlenkokerei in Betrieb. Die Relevanz dieser Kokerei für die Emissionsberichterstattung ist zu untersuchen.

3.1.4 Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2)

Die Quellgruppe setzt sich aus mehreren Subquellgruppen in enger Anlehnung an die IPCC-Gliederung (CRF) zusammen und ist in den Unterkapiteln detailliert beschrieben.



Abbildung 23: Strukturzuordnung 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe

In der Quellgruppe 1.A.2 wurden im Vergleich zum letzten Inventar folgende Verbesserungen vorgenommen:

Die im Forschungsprojekt (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) ermittelten Sekundärbrennstoffe wurden mit den in der Energiebilanz angegebenen Ersatzbrennstoffmengen verglichen und in das Energiedatenmodell BEU integriert. Dadurch werden Doppelzählungen vermieden.

Die Aktivitätsraten für 1991-1994, für die Neuen Bundesländer, die im Forschungsprojekt „Basisjahr und Aktualisierung“ (UBA, 2005c, FKZ 20541115) überarbeitet wurden, sind vollständig in die Datenbank übertragen worden. Dadurch konnten Inkonsistenzen in den Zeitreihen behoben werden.

Das Verhältnis des fossilen und biogenen Anteils von Industriemüll ergibt sich aus der Energiebilanz und den Angaben der entsprechenden Industrieverbände zu Sekundärbrennstoffen.

Die Quellgruppe 1.A.2.f Sonstige wird weiter untergliedert, weil für ausgewählte Branchen weitere Prozessfeuerungsmodelle existieren, deren Brennstoffstoffeinsätze in Deutschland von Relevanz sind (siehe Kapitel 3.1.4.6). In den Subquellgruppen 1.A.2.a bis e werden nur Brennstoffeinsätze in Prozessfeuerungen der verschiedenen Branchen und deren Emissionen ausgewiesen.

Die eingesetzten Mengen an Regelbrennstoffen aller Subquellgruppen sind vollständig aus der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland entnommen und im BEU disaggregiert. Über die Energiebilanz hinaus werden in verschiedenen Subquellgruppen Sekundärbrennstoffe berücksichtigt, die im Forschungsprojekt (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) ermittelt wurden (s.u.). Demnach kommen Sekundärbrennstoffe vermehrt zum Einsatz. Das führt zu einer Verringerung des Einsatzes von konventionellen Brennstoffen im Sinne einer Brennstoffsubstitution.

Nach der Emissionsberechnung auf der Ebene der Strukturelemente werden durch möglichst IPCC-konforme Aggregation der Ergebnisse die Summenwerte für die Subquellgruppen in 1.A.2 gebildet und gegenüber früheren Berichterstattungen disaggregierter berichtet. Seit dem NIR 2006 werden die Prozessfeuerungen zum großen Teil branchenbezogen berichtet. Die Aggregation ist bei der vorhandenen Datenlage nicht vollständig IPCC-konform möglich. So kann die Strom- und Wärmeerzeugung der Industriekraftwerke und -wärmekraftwerke keinen Branchen zugeordnet werden und wird daher zusammengefasst unter 1.A.2.f Sonstige berichtet.

Im Forschungsprojekt „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) wurde der Verbesserungsbedarf zum Thema „waste fuels“ im Energiebereich auf Sekundärbrennstoffe in vier Industriebranchen eingegrenzt und die Daten von den jeweiligen Industrieverbänden ermittelt. In den Industriebranchen Roheisenerzeugung, Zellulose- und Papierherstellung sowie Herstellung von Kalk und Zement liegen hiermit deutlich verbesserte und branchenspezifische Daten für den Einsatz von Sekundärbrennstoffen in Prozessfeuerungen und in Industriekraftwerken vor.

Besonderheiten der Subquellgruppen sind in den Unterkapiteln beschrieben. Speziell die Sammelgruppe 1.A.2.f Sonstige ist zu beachten.

Aufgrund aktualisierten Datenmaterials (Aktualisierung der Auswertetabellen zur Energiebilanz) werden in der Quellgruppe 1.A.2. für die Jahre 2003 und 2004 jeweils ca.

40.000 TJ Steinkohlenkoks mehr und jeweils ca. 20.000 TJ Steinkohle weniger verbucht, als im Inventar 2006 berichtet wurden.

3.1.4.1 Verarbeitendes Gewerbe - Eisenschaffende Industrie (1.A.2.a)

CRF 1.A.2.a										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)			Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission			2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
All Fuels		I / t	CO ₂	0,99 %			1,58 %			steigend
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	T2									

Die Quellgruppe Verarbeitendes Gewerbe - Eisenschaffende Industrie ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Die Eisenschaffende Industrie (Subquellgruppe 1.A.2.a) ist neben der Zementindustrie die zweite bedeutende CO₂-Emissionsquelle unter den Prozessfeuerungen.

3.1.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.a)

Sie umfasst die Produktionsbereiche Roheisen (Hochofen), Sinter, Walzstahl, Eisen-, Stahl-Temperguss und Siemens-Martin-Stahl.

Die Herstellung von Siemens-Martin-Stahl führte nur noch in den neuen Bundesländern im Jahr 1990 zu Emissionen. Danach ging die Produktion auf Null zurück. In den alten Bundesländern war die Produktion von Siemens-Martin-Stahl schon vor 1990 eingestellt worden.

Bei der Herstellung von Roheisen wird ein Großteil der im Hochofen eingesetzten Energieträger für die darin ablaufenden Reduktionsprozesse benötigt, während bei den anderen Produktionsbereichen der Eisenschaffenden Industrie Brennstoffe zum großen Teil zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird.

3.1.4.1.2 Methodische Aspekte (1.A.2.a)

In dieser Subquellgruppe werden die Prozessfeuerungen der verschiedenen Produktionsbereiche der Eisenschaffenden Industrie berücksichtigt. Die entsprechenden Brennstoffeinsätze inklusive der Sekundärbrennstoffe sind in der BEU enthalten. Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Statistik des produzierenden Gewerbes (Hochofen, Sinter und Walzstahl: FS4, R 8.1 Tab. 3.25 (bis 2003) ab 2004 Tab. 14.8, Eisen-, Stahl- und Tempergießereien: Melde-Nr. 27.21, 21.51 und 27.52).

Bei den Emissionen aus der Eisen- und Stahlindustrie wird für die gesamte Zeitreihe ab 1990 zwischen prozessbedingten Emissionen (berichtet unter 2.C.1, Kapitel 4.3.1) und energiebedingten Emissionen unterschieden. Der Anteil der prozessbedingten Emissionen wird mit derselben Methode berechnet, die auch für den Emissionshandel verwendet wird. Sie ist ausführlich im Anhangkapitel 14.2.3.1 beschrieben.

Ab dem Jahr 1995 werden die in der Spalte "Andere Mineralölprodukte" der Zeile 54 (Metallerzeugung) der Energiebilanz enthaltenen Werte als Aktivitätsrate dem

Hochofenprozess zugeordnet. Für die Herstellung von Sinter wurden für die ganze Zeitreihe folgende Änderungen umgesetzt:

- a) Die in den Spalten der Energiebilanz „Braunkohlenbriketts“ und „Braunkohlenkoks“ der Zeile 54 der Energiebilanz enthaltenen Werte werden der Herstellung von Sinter zugeordnet.
- b) Anhand des spezifischen Gasverbrauchs pro Tonne „Fertigsinter“ wurden der Herstellung von Sinter zu gleichen Teilen Erdgas, Gichtgas und Kokerei-/Stadtgas zugeordnet.

3.1.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.a)

Unsicherheiten wurden in 2004 für alle Brennstoffe außer Sekundärbrennstoffe und für Ersatzreduktionsmittel hinsichtlich der kompletten Zeitreihe bestimmt. Die Methode ist im Anhang-Kapitel 13.6 und im Forschungsbericht (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) erläutert.

Die Aktivitätsraten der neuen Bundesländer für das Basisjahr 1990 und die Folgejahre 1991-1994 wurden entsprechend den Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst. Die Methode der Rekalkulation ist dem Anhang Kapitel 14 zu entnehmen.

3.1.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.a)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Im Rahmen des Forschungsprojekts (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) wurden die Datenzeitreihen zum Einsatz von Ersatzreduktionsmitteln in der Stahlindustrie, die von der Wirtschaftsvereinigung Stahl zur Verfügung gestellt wurden, einer intensiven Qualitätskontrolle unterzogen. Dazu wurde der gesamte Reduktionsmittel- und Brennstoffeinsatz aus fossilen Regelenergeträgern der Stahlindustrie erfasst und mit dem Verbrauch der Ersatzreduktionsmittel abgeglichen. Zusätzlich wurden die ermittelten CO₂-Emissionen aus regulären und Ersatzreduktionsmitteln bewertet.

Die Aktivitätsraten für die Neuen Bundesländer für die Jahre 1990 bis 1994 wurden in einem Vorhaben (UBA, 2005c, FKZ 20541115) überarbeitet und dabei branchenspezifisch verbessert, s. Anhangkapitel 14.1.1.

3.1.4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.a)

Die Veränderungen in der Datenbasis für die Neuen Bundesländer 1990 und in den Berechnungsverfahren (siehe Kapitel 3.1.4.1.2) führen zu Rückrechnungen auf der Ebene der Strukturelemente. Für die gesamte Subquellgruppe 1.A.2.a ergibt sich eine geringe Erhöhung der Aktivitätsraten.

Zu berücksichtigen ist, dass das Berechnungsverfahren geändert wurde.

3.1.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.a)

Dieser Bereich wird momentan im Rahmen des Forschungsvorhabens "Dokumentation der Datenqualität von Aktivitätsdaten für internationale Berichte zum Klimaschutz" (FKZ 204 41 132) überarbeitet.

3.1.4.2 Verarbeitendes Gewerbe – Nicht-Eisenmetalle (1.A.2.b)

CRF 1.A.2.b										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)			Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission			2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
- / -										
Schadstoff	CO₂	CH₄	HFC	PFC	SF₆	N₂O	NO_x	CO	NMVOC	SO₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Nicht-Eisenmetalle ist keine Hauptquellgruppe.

3.1.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.b)

Diese Quellgruppe umfasst die Prozessfeuerungen der Produktionsbereiche der Nichteisenmetalle in aggregierter Form. Eine detailliertere Darstellung ist aufgrund der Datenlage nicht möglich.

3.1.4.2.2 Methodische Aspekte (1.A.2.b)

Die entsprechenden Brennstoffeinsätze sind in der BEU enthalten. Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Statistik des produzierenden Gewerbes (Melde-Nr. 27.43, Erzeugung und erste Bearbeitung von Blei, Zink und Zinn und 27.44, Erzeugung und erste Bearbeitung von Kupfer).

Die Brennstoffeinsätze für die neuen Bundesländer 1990 wurden mittels des spezifischen Brennstoffverbrauchs des Jahres 1989 und der Produktion des Jahres 1990 errechnet.

3.1.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.b)

Erstmals für 2004 wurden für alle Aktivitätsraten Unsicherheiten bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.6 erläutert.

Die Aktivitätsraten für die Neuen Bundesländer für 1990 wurden im Projekt „Basisjahr und Aktualisierung“ (UBA 2005c: FKZ 20541115) mit neuem Datenmaterial überarbeitet und dokumentiert, s. Anhangkapitel 14.1.1).

Die Aktivitätsraten der neuen Bundesländer von 1991-1994 wurden entsprechend den Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst. Die Methode der Rekalkulation ist dem Anhang Kapitel 14 zu entnehmen.

3.1.4.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.b)

Eine allgemeine und Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

3.1.4.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.2.b)

In dieser Subquellgruppe führte eine verbesserte Datengrundlage für das Jahr 1990 in den Neuen Bundesländern zu einer Erhöhung der Aktivitätsraten und CO₂-Emissionen.

3.1.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.A.2.b)

Es wird geprüft, inwieweit die durch das Energiestatistikgesetz (1.1.2003) veränderte Datenbasis es zulässt, auch die Emissionen aus Kraftwerken des verarbeitenden Gewerbes branchenbezogen zu berichten.

Es ist geplant, die zum Teil verschlechterte Konsistenz der Zeitreihen zu verbessern.

3.1.4.3 Verarbeitendes Gewerbe – Chemische Industrie (1.A.2.c)

CRF 1.A.2.c					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend
All Fuels	IE	IE	IE	IE	IE

Die Prozessfeuerungen und die Eigenstromerzeugung der chemischen Industrie sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern werden unter 1.A.2.f Sonstige zusammengefasst berichtet.

Die Einsätze an Energieträgern in der Kalziumkarbidproduktion sind prozessbedingt und werden unter CRF 2.B.4 berichtet (siehe Kapitel 4.2.4).

Dies bestätigt auch das Forschungsprojekt „Basisjahr und Aktualisierung (UBA 2005c, FKZ 20541115) für das Jahr 1990 in den Neuen Bundesländern (wesentlicher Produktionsstandort): der Koks wurde stofflich und nicht energetisch genutzt. Die Kalziumkarbidproduktion ist demnach keine Quelle für energiebedingte CO₂-Emissionen.

Die Emissionen der gesamten Subquellgruppe 1.A.2.c werden somit an anderer Stelle berücksichtigt (IE - included elsewhere). 1.A.2.c ist nicht gesondert in der Hauptquellgruppenanalyse aufgeführt.

3.1.4.4 Verarbeitendes Gewerbe – Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse (1.A.2.d)

CRF 1.A.2.d					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend
	- / -				

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	NE	NO	NO	NO	NE	NE	NE	NE	NE
EF Unsicherheiten in %	-50 / +90									
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	T2									

Diese Quellgruppe Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse ist keine Hauptquellgruppe.

3.1.4.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.d)

Der Energieverbrauch für die Herstellung von Zellstoff, Papier und Druckerzeugnissen, kurz in der Zellstoff- und Papierindustrie, kann nur für Sekundärbrennstoffe abgebildet werden, wobei diese in großem Umfang eingesetzt werden.

Emissionen aus dem Einsatz von Regelbrennstoffen in Prozessfeuerungen sowie Emissionen der Eigenstromerzeuger sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern werden unter 1.A.2.f Sonstige zusammengefasst berichtet.

3.1.4.4.2 Methodische Aspekte (1.A.2.d)

Die im Ergebnis des Forschungsprojektes „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) berücksichtigten Sekundärbrennstoffe werden nur teilweise in der Energiebilanz abgebildet. Dies sind Abfälle aus dem eigenen Produktionsbereich. Die Arten und Mengen der eingesetzten Stoffe wurden vom Verband Deutscher Papierfabriken (VDP) zur Verfügung gestellt. Der überwiegende Teil der im Sektor eingesetzten Sekundärbrennstoffe besteht aus Holz- und Zellstofffasern und damit aus Biomasse. Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden für Brennstoffe die biogenen und fossilen Anteile hergeleitet. Ebenso wurden CO₂-Emissionsfaktoren auf der Basis von Angaben zu Kohlenstoffgehalten, Wassergehalten und Heizwerten abgeleitet.

Tabelle 22: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zellstoff- und Papierindustrie: CO₂-Emissionsfaktoren und biogener Anteil

Sekundärbrennstoff (Bezeichnung im ZSE)	CO₂-Emissionsfaktor [kg/ TJ]	biogener Massen-Anteil [%]
Ablaugen Zellstoffherstellung	74.046	100
Rinde	80.611	100
Faser-/Deinking-Rückstände	54.871	100
Rückstände Papierindustrie	86.222	95

3.1.4.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.d)

Im Rahmen eines Forschungsprojekts wurden für die Sekundärbrennstoffe die Unsicherheiten der hergeleiteten CO₂-Emissionsfaktoren nach der Monte-Carlo-Methode bestimmt (UBA 2005b, FKZ 20442203/02). Dabei wurden die Angaben zu C-Gehalt, Wassergehalt und Heizwert berücksichtigt. Diesen Angaben liegen Schätzungen mit Schwankungen und wenige Mess- oder Analyseergebnisse zugrunde und führen zu einer großen Bandbreite. CO₂-Emissionsfaktoren für Sekundärbrennstoffe gelten inklusive der Unsicherheitenangabe für die gesamte Zeitreihe, weil keine Erkenntnisse zu Trends vorliegen. Die Zeitreihen sind somit konsistent.

3.1.4.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.d)

Die Daten zum Einsatz von Sekundärbrennstoffen in der Papierindustrie, wurden vom Verband Deutscher Papierfabriken bereitgestellt und im Rahmen des Forschungsprojekts einer intensiven Qualitätskontrolle unterzogen (UBA 2005b, FKZ 20442203/02). Dazu wurden die physischen Mengenströme auf Konsistenz zum gesamten Energieverbrauch bei der Papierherstellung geprüft. Darüber hinaus wurden auch hier die CO₂-Emissionen aus dem Einsatz von Regelbrennstoffen und Ersatzbrennstoffen bestimmt, um die Qualität der zugrunde liegenden Daten zu dokumentieren

Die statistische Erfassung des Einsatzes sekundärer Brennstoffe hat in der Papierindustrie eine lange Tradition (VDP, verschiedene Jahrgänge). Trotz kleinerer Strukturbrüche in den dort ausgewiesenen Zeitreihen spiegeln die dort bereitgestellten Daten die fortschreitende Substitution von Regel- durch Sekundärbrennstoffe in der Papierindustrie gut wider.

3.1.4.4.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.2.d)

Die in der Papierindustrie eingesetzten Sekundärbrennstoffe werden entsprechend dem Anteil an Kraft-Wärme-Kopplung der Strom- und Wärmeerzeugung zugeordnet. Mit der Zuordnung der Brennstoffe in den Kraftwerksbereich anstelle der Prozessfeuerungen erfolgt eine plausiblere Darstellung der Gegebenheiten.

3.1.4.4.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.A.2.d)

Es ist geplant, mit neuen Daten aus der Energiebilanz auch die in den Kraftwerken der Papierindustrie eingesetzten Regelbrennstoffe den entsprechenden Strukturelementen zuzuordnen.

3.1.4.5 Verarbeitendes Gewerbe – Zuckerherstellung (1.A.2.e)

CRF 1.A.2.e										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission				2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
		- / -								
Schadstoff	CO₂	CH₄	HFC	PFC	SF₆	N₂O	NO_x	CO	NMVOC	SO₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Diese Quellgruppe Zuckerherstellung ist keine Hauptquellgruppe.

3.1.4.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.e)

In dieser Quellgruppe sind nur Prozessfeuerungen der Zuckerindustrie für konventionelle Brennstoffe erfasst. Eigenstromerzeuger sind nicht gesondert ausgewiesen, sondern werden unter 1.A.2.f Sonstige berichtet.

3.1.4.5.2 Methodische Aspekte (1.A.2.e)

Die entsprechenden Brennstoffeinsätze sind in der BEU enthalten. Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Statistik des produzierenden Gewerbes (Melde-Nr. 15.83, Herstellung von Zucker).

Wegen hoher Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteile in dieser Industriebranche wurde für die gesamte Zeitreihe nur ein Teil des Brennstoffspektrums als prozessfeuerungsrelevant erachtet. Die Brennstoffeinsätze für die neuen Bundesländer 1990 wurden mittels spezifischem Brennstoffverbrauch des Jahres 1989 und der Produktion des Jahres 1990 neu berechnet.

3.1.4.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.e)

Erstmals für 2004 wurden für alle Aktivitätsraten Unsicherheiten bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.6 erläutert.

Die Aktivitätsdaten für 1990 und für den Zeitraum 1990-1994 wurden überarbeitet (Kapitel 14).

3.1.4.5.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.e)*

Die Aktivitätsraten für die neuen Bundesländer für die Jahre 1990 bis 1994 wurden in einem Vorhaben (UBA, 2005c, FKZ 20541115) überarbeitet und dabei branchenspezifisch verbessert, s. Anhangkapitel 14.1.1.

3.1.4.5.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.e)*

In dieser Untergruppe wurden wegen einer verbesserten Datengrundlage für das Jahr 1990 in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt.

3.1.4.5.6 *Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.e)*

Dieser Bereich wird momentan im Rahmen des Forschungsvorhabens "Dokumentation der Datenqualität von Aktivitätsdaten für internationale Berichte zum Klimaschutz" (FKZ 204 41 132) überarbeitet.

3.1.4.6 *Verarbeitendes Gewerbe – Weitere Branchen (1.A.2.f, Summe)*

CRF 1.A.2.f					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend
All Fuels	l / t	CO ₂	10,84 %	8,04 %	fallend

Die Quellgruppe Weitere Branchen (1.A.2.f) als Summe über alle weiteren Subquellgruppen ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend. Die Hauptquellgruppenanalyse wurde nur für die Summe der Subquellgruppen aus 1.A.2.f durchgeführt.

Der NIR weist auf Grund der Inventarstrukturierung die Subquellgruppen 1.A.2.f Zement (Strukturelement „Herstellung von Zementklinker (Prozessfeuerung)“), 1.A.2.f Keramik (Strukturelement „Herstellung von Grobkeramik (Prozessfeuerung)“), 1.A.2.f Glas (Strukturelement „Herstellung von Glas (Prozessfeuerung)“), 1.A.2.f Kalk (Strukturelement „Herstellung von Kalk (Prozessfeuerung)“) und 1.A.2.f Sonstige (im ZSE „other manufacturing“ mit diversen Strukturelementen) aus (siehe Abbildung 1).

Neben der verbindlichen Hauptquellgruppenanalyse können die emissionsdominanten Subquellgruppen benannt werden. Dabei sind 1.A.2.f Zement und 1.A.2.f Sonstige hervorzuheben, 1.A.2.f Zement als bedeutende Prozessfeuerung und 1.A.2.f Sonstige als Sammelgruppe, die Emissionen aus der Strom- und Wärmeerzeugung der Industriekraftwerke und unter anderem energiebedingte Emissionen aus der Chemischen Industrie enthält.

3.1.4.7 *Verarbeitendes Gewerbe - Zementherstellung (1.A.2.f, Zement)*

Schadstoff	CO₂	CH₄	HFC	PFC	SF₆	N₂O	NO_x	CO	NMVOC	SO₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	NE	NO	NO	NO	NE	NE	NE	NE	NE
EF Unsicherheiten in %	-30 / +30									
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	T2									

Die Subquellgruppe ist außerhalb der verbindlichen Hauptquellgruppenanalyse als besonders relevant einzuschätzen und beträgt knapp ein Prozent zum Gesamtinventar bei.

3.1.4.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Zement)

In dieser Quellgruppe sind nur Prozessfeuerungen des Brennens von Klinker ausweisbar. Der letzte Schritt der Zementherstellung, d.h. der Mahl- und Mischvorgang, ist nicht enthalten, sondern als stromintensiver Prozess über die Strombereitstellung (1.A.1) abgedeckt. Eine gegebenenfalls stattfindende Eigenstromerzeugung wird nicht gesondert ausgewiesen, sondern ist unter 1.A.2.f Sonstige enthalten.

Die Zementproduktion ist neben der Substitution der Rohstoffe (Hüttenschlacke statt Zementklinker, hier nicht thematisiert) durch ein erhebliches Maß an Brennstoffsubstitutionen beim Klinkerbrennen gekennzeichnet. Dabei kommen vermehrt neben konventionellen Brennstoffen wie Braunkohle, Steinkohle, Öl und Gas so genannte Sekundärbrennstoffe (Abfälle anderer Wirtschaftsbereiche) zum Einsatz. Das führt zu einer Verringerung des Verbrauchs von Regelbrennstoffen.

3.1.4.7.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Zement)

Die entsprechenden Brennstoffeinsätze von konventionellen Brennstoffen sind in der BEU enthalten. Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Statistik des produzierenden Gewerbes (Melde-Nr. 26.51, Herstellung von Zement). Die dort ausgewiesenen Brennstoffeinsätze werden für die BEU um die in Zeile 53 (Verarbeitung v. Steine und Erden) der Energiebilanz aufgeführten Brennstoffe Petrolkoks und Andere Mineralölprodukte ergänzt, da sie vollständig in Zementdrehrohröfen eingesetzt werden. Die Brennstoffeinsätze für die Neuen Bundesländer 1990 wurden mittels des spezifischen Brennstoffverbrauchs des Jahres 1989 und der Produktion des Jahres 1990 errechnet.

In der Zementindustrie werden in nennenswertem Umfang Sekundärbrennstoffe eingesetzt, die nicht in nationalen Statistiken und der Energiebilanz berücksichtigt sind. Als Quelle für die Produktionsangaben und Brennstoffeinsätze wurden Angaben des VDZ genutzt. Das Verfahren für die Zusammenstellung der Aktivitätsdaten mit Raumbezug alte und neue Bundesländer ab 1990 sowie Deutschland ab 1995 ist im Endbericht zum Forschungsvorhaben Einsatz von Sekundärbrennstoffen dokumentiert (UBA 2005b, FKZ 20442203/02). Die Arten und Mengen und Energieeinsätze der eingesetzten Sekundärbrennstoffe wurden vom VDZ zur Verfügung gestellt.

In einem ersten Schritt wurden IPCC-gemäß die Brennstoffeinsätze den Gruppen Biomasse oder sonstige Brennstoffe (Abfälle) zugeordnet. Im Rahmen des Forschungsprojekts „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ wurden biogene Anteile von Brennstoffen hergeleitet und über Splitfaktoren in die Berechnung eingespeist. Im gleichen Vorhaben wurden für Sekundärbrennstoffe CO₂-Emissionsfaktoren auf der Basis von Angaben zu Kohlenstoffgehalten, Wassergehalten und Heizwerten abgeleitet (UBA 2005b, FKZ 20442203/02).

Tabelle 23: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zementindustrie: Emissionsfaktoren und biogener Anteil

Sekundärbrennstoff (Bezeichnung im ZSE)	CO₂-Emissionsfaktor [kg/ TJ]	biogener Massen-Anteil [%]
Altreifen	97.319	27
Altöl	78.689	0
Gewerbeabfall Papier	64.881	91
Gewerbeabfall Kunststoff	83.075	0
Gewerbeabfall Verpackungen	56.854	40
Textilabfälle	63.294	70
Gewerbeabfall sonstiger	68.129	52,33
Tiermehle und -fette	74.867	100
Siedlungsabfall aufbereitet	59.846	55
Holzabfälle (Resthölzer)	95.056	100
Lösemittel (Abfall)	71.133	0
Teppichabfälle	80.425	36,50
Bleicherde	82.260	0
Klärschlamm	95.110	100
Ölschlamm	84.024	0

3.1.4.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Zement)

Im Rahmen des Forschungsprojekts Einsatz von Sekundärbrennstoffen wurden für die Sekundärbrennstoffe die Unsicherheiten der hergeleiteten CO₂-Emissionsfaktoren nach der Monte-Carlo-Methode bestimmt (UBA 2005b, FKZ 20442203/02). Dabei wurden die Angaben zu C-Gehalt, Wassergehalt und Heizwert berücksichtigt. Diesen Angaben liegen Schätzungen mit Schwankungen und wenige Mess- oder Analyseergebnisse zugrunde und führen zu einer großen Bandbreite. CO₂-Emissionsfaktoren für Sekundärbrennstoffe gelten inklusive der Unsicherheitenangabe für die gesamte Zeitreihe, weil keine Erkenntnisse zu Trends vorliegen. Die Zeitreihen sind somit konsistent.

Unsicherheiten wurden in 2004 für alle Brennstoffe und für die o.g. Sekundärbrennstoffe hinsichtlich der kompletten Zeitreihe bestimmt. Die Methoden sind im Anhang 13.6 und im Endbericht des Forschungsprojekts (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) erläutert.

Die Aktivitätsraten der neuen Bundesländer für das Basisjahr und die Folgejahre 1991-1994 wurden entsprechend den Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst. Die Methode der Rekalkulation ist dem Anhang Kapitel 14 zu entnehmen.

3.1.4.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Zement)

Im Forschungsvorhaben "Basisjahr" (UBA 2005c, FKZ 20541115) wurden mittels Kennziffern aus der Produktion die vorhandenen Daten 1990 der neuen Bundesländer kontrolliert und verbesserte Daten ermittelt.

Die neu erstellten Datenreihen zum Sekundärbrennstoffeinsatz in der Zementindustrie wurden im Rahmen des Forschungsprojekts „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ einer intensiven Qualitätskontrolle unterzogen (UBA 2005b, FKZ 20442203/02). Dazu wurden die Angaben des Vereins der Zementindustrie (VDZ) auf ihre Validität überprüft bzw. in den sektoralen Kontext eingeordnet.

3.1.4.7.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f Zement)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.1.4.7.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.A.2.f, Zement)

Es wird geprüft, inwieweit die durch das Energiestatistikgesetz (1.1.2003) veränderte Datenbasis es zulässt, auch die Emissionen aus Kraftwerken des verarbeitenden Gewerbes branchenbezogen zu berichten.

3.1.4.8 Verarbeitendes Gewerbe - Keramik (1.A.2.f, Keramik)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	CS					CS				

3.1.4.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Keramik)

Die Quellgruppe Keramik 1.A.2.f deckt die Prozessfeuerungen der Ziegelindustrie inklusive sonstiger Baukeramik ab. Eine gegebenenfalls stattfindende Eigenstromerzeugung wird nicht gesondert ausgewiesen, sondern ist unter 1.A.2.f Sonstige enthalten.

3.1.4.8.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Keramik)

Die entsprechenden Brennstoffeinsätze sind in der BEU enthalten. Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Statistik des produzierenden Gewerbes (Melde-Nr. 26.40, Ziegelei, Herstellung von sonst. Baukeramik).

3.1.4.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Keramik)

Unsicherheiten wurden für alle Brennstoffe erstmals für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.6 erläutert.

Unsicherheiten für Emissionsfaktoren und Zeitreihenkonsistenz sind für diese Subquellgruppe noch nicht untersucht worden.

3.1.4.8.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Keramik)

Im Forschungsvorhaben Basisjahr (UBA 2005c, FKZ 20541115) wurden mittels Kennziffern aus der Produktion die vorhandenen Daten 1990 der neuen Bundesländer kontrolliert und verbesserte Daten ermittelt.

3.1.4.8.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Keramik)

In dieser Untergruppe wurden wegen einer verbesserten Datengrundlage für die Jahre 1991 bis 1994 in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt.

3.1.4.8.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.A.2.f, Keramik)

Es wird geprüft, inwieweit die durch das Energiestatistikgesetz (1.1.2003) veränderte Datenbasis es zulässt, auch die Emissionen aus Kraftwerken des verarbeitenden Gewerbes branchenbezogen zu berichten.

Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz sollen geprüft werden.

3.1.4.9 Verarbeitendes Gewerbe - Glas (1.A.2.f, Glas)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	CS					CS				

3.1.4.9.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Glas)

Hierbei handelt es sich um die Prozessfeuerungen der Bereiche Herstellung von Flachglas, Herstellung von Hohlglas sowie Herstellung, Veredlung von sonstigem Glas, technischen Glaswaren.

Eine gegebenenfalls stattfindende Eigenstromerzeugung wird nicht gesondert ausgewiesen, sondern ist unter 1.A.2.f Sonstige enthalten.

3.1.4.9.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Glas)

Die entsprechenden Brennstoffeinsätze sind in der BEU enthalten. Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Statistik des produzierenden Gewerbes (Melde-Nr. 26.11, 26.13 und 26.15).

3.1.4.9.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Glas)

Mit der Umstellung der amtlichen Statistik auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige (DESTATIS, 2002c) wird seit 1995 nur noch eine Statistik für Gesamtdeutschland verwendet. Dies verbesserte die Zeitreihenkonsistenz im Vergleich zum Zeitraum 1990 bis 1994 erheblich.

Unsicherheiten wurden für alle Aktivitätsraten erstmals für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.6 erläutert.

3.1.4.9.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Glas)

Im Forschungsprojekt „Basisjahr und Aktualisierung“ (UBA 2005c, FKZ 20541115) wurden mittels Kennziffern aus der Produktion die vorhandenen Daten 1990 der neuen Bundesländer kontrolliert und verbessert.

3.1.4.9.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Glas)

In dieser Untergruppe wurden wegen einer verbesserten Datengrundlage für die Jahre 1991 bis 1994 in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt, die zu einer Verringerung der Aktivitätsraten geführt haben.

3.1.4.9.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.A.2.f, Glas)

Es wird geprüft, inwieweit die durch das Energiestatistikgesetz (1.1.2003) veränderte Datenbasis es zulässt, auch die Emissionen aus Kraftwerken des verarbeitenden Gewerbes branchenbezogen zu berichten.

3.1.4.10 Verarbeitendes Gewerbe - Kalkherstellung (1.A.2.f, Kalk)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	CS									

3.1.4.10.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Kalk)

Für den Einsatz konventioneller Brennstoffe beziehen sich die Angaben zu Prozessfeuerungen auf die Herstellung von Kalk und Mörtel.

Der Einsatz von Sekundärbrennstoffen ist auf alle Prozessfeuerungen in deutschen Kalkwerken bezogen berichtet.

3.1.4.10.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Kalk)

Die Brennstoffeinsätze für Regelbrennstoffe sind in der BEU enthalten. Die Quelle für diese Brennstoffeinsätze ist die Statistik des produzierenden Gewerbes (Melde-Nr. 26.52/Kalk und 26.64/Mörtel). Die Brennstoffeinsätze für die neuen Bundesländer 1990 wurden mittels des spezifischen Brennstoffverbrauchs des Jahres 1989 und der Produktion des Jahres 1990 berechnet.

In der Kalkindustrie werden seit 2003 in geringem Maße Sekundärbrennstoffe eingesetzt, die nicht in nationalen Statistiken und der Energiebilanz berücksichtigt sind. Als Quelle für Brennstoffeinsätze wurden Angaben des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie genutzt. Das Verfahren für die Zusammenstellung der Aktivitätsdaten mit Raumbezug Deutschland ab 2003 ist im Endbericht zum Forschungsvorhaben "Einsatz von Sekundärbrennstoffen" (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) dokumentiert. Die Arten und Mengen der eingesetzten Sekundärbrennstoffe wurden vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie zur Verfügung gestellt. Im Rahmen des Forschungsprojekts "Einsatz von Sekundärbrennstoffen" wurden biogene Anteile von Brennstoffen hergeleitet und über Splitfaktoren in die Berechnung eingespeist. Im gleichen Vorhaben wurden für Sekundärbrennstoffe CO₂-Emissionsfaktoren auf der Basis von Angaben zu Kohlenstoffgehalten, Wassergehalten und Heizwerten abgeleitet (UBA 2005b, FKZ 20442203/02).

Tabelle 24: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Kalkindustrie: Emissionsfaktoren und biogener Anteil

Sekundärbrennstoff (Bezeichnung im ZSE)	CO ₂ -Emissionsfaktor [kg/ TJ]	biogener Massen-Anteil [%]
Altöl	78.689	0
Tiermehle und -fette	74.867	100
Gewerbeabfall sonstiger	68.129	52,33

3.1.4.10.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Kalk)

Mit der Umstellung der amtlichen Statistik auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige DESTATIS, 2002c) wird seit 1995 für konventionelle Brennstoffe nur noch eine Statistik für Gesamtdeutschland verwendet. Dies verbesserte die Zeitreihenkonsistenz im Vergleich zum Zeitraum 1990 bis 1994 erheblich.

Unsicherheiten wurden für alle Regelbrennstoffe erstmals für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhang 13.6 erläutert.

Im Rahmen des Forschungsprojekts "Einsatz von Sekundärbrennstoffen" (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) wurden für die Sekundärbrennstoffe die Unsicherheiten der hergeleiteten CO₂-Emissionsfaktoren nach der Monte-Carlo-Methode bestimmt. Diesen Angaben liegen Schätzungen mit Schwankungen und wenige Mess- oder Analyseergebnisse zugrunde und führen zu einer großen Bandbreite. CO₂-Emissionsfaktoren für Sekundärbrennstoffe gelten inklusive der Unsicherheitenangabe für die gesamte Zeitreihe, weil keine Erkenntnisse zu Trends vorliegen. Die Zeitreihen sind somit konsistent.

Die Aktivitätsraten der neuen Bundesländer für das Basisjahr 1990 und die Folgejahre 1991-1994 wurden entsprechend den Erkenntnissen aus dem Forschungsprojekt (FKZ 205 41 115 / Teilvorhaben A „Überarbeitung und Dokumentation der Brennstoffeinsätze für stationäre Feuerungsanlagen in den neuen Bundesländern für das Jahr 1990“) angepasst. Die Methode der Rekalkulation ist dem Anhang Kapitel 14 zu entnehmen.

3.1.4.10.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung* **(1.A.2.f, Kalk)**

Die Datenzeitreihen zum Einsatz sekundärer Brennstoffe in der Kalkindustrie im Rahmen des Forschungsprojekts „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ wurden ebenfalls intensiv auf Konsistenz und Plausibilität überprüft (UBA 2005b, FKZ 20442203/02). Dazu wurden – wie in den übrigen Wirtschaftszweigen mit Sekundärbrennstoffeinsatz – die gesamte Energie- und Emissionssituation der Branche herangezogen. Die Qualitätskontrolle unterliegt allerdings der Einschränkung, dass die Informationen vom Bundesverband Kalk erstmalig für das Jahr 2003 bereitgestellt wurden. Es liegen folglich noch keine Zeitreihen, sondern nur ein Beobachtungszeitpunkt vor.

Die ermittelten Daten fügen sich mit Blick auf den übrigen Brennstoffverbrauch sowie die damit verbundenen CO₂-Emissionen in das sektorale Gesamtbild ein.

3.1.4.10.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen* (1.A.2.f, Kalk)

Wegen einer verbesserten Datengrundlage für die Regelbrennstoffe für die Jahre 1991 bis 1994 wurden in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt.

3.1.4.10.6 *Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch)* (1.A.2.f, Kalk)

Dieser Bereich wird momentan im Rahmen des Forschungsvorhabens "Dokumentation der Datenqualität von Aktivitätsdaten für internationale Berichte zum Klimaschutz" (FKZ 204 41 132) überarbeitet.

3.1.4.11 Verarbeitendes Gewerbe - Weitere Energieerzeugung (1.A.2.f, Sonstige)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	NE	NE				NE				
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	CS	CS				CS				

Diese Subquellgruppe ist wegen ihrer Eigenschaft als Auffangposition für nicht branchenscharf disaggregierbare Brennstoffeinsätze besonders bedeutsam und trägt zu substanziell zu den CO₂-Emissionen des gesamten Energiesektors bei.

3.1.4.11.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f Sonstige)

In dieser Subquellgruppe werden alle Emissionen berichtet, für die sich die Energieeinsätze nicht entsprechend der Gliederung für 1.A.2 disaggregieren lassen. Diese Subquellgruppe ist für ca. ¾ der gesamten CO₂-Emissionen der Quellgruppe 1.A.2 verantwortlich. Werden die Emissionen aus dem Biomasseeinsatz in den Prozessfeuerungen nicht mitbetrachtet, ist dieser Anteil noch größer.

In dieser Subquellgruppe ist die gesamte Strom- und Wärmeerzeugung in Industriekraftwerken aufgeführt. Hier werden auch alle energiebedingten Emissionen aus der chemischen Industrie berichtet. Das Strukturelement „Übrige Prozessfeuerungen“ ist nicht mit Daten hinterlegt. Ein großer Teil der Energieeinsätze in 1.A.2.f Sonstige wäre den entsprechenden Branchen zuzuordnen, was die Datenlage aber nicht zulässt. Alle weiteren Beschreibungen sind für einen sehr heterogenen Bereich des Emissionsinventars als Orientierung und Beginn einer Verbesserungsprozedur zu verstehen.

3.1.4.11.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f Sonstige)

Die Aufteilung der Energieeinsätze der Energiebilanz in Strom- und Wärmeerzeugung wird im BEU beibehalten und ist im Anhang 2 beschrieben.

Emissionsfaktoren (außer CO₂)

Die Emissionsfaktoren für Kraftwerke und sonstige Kesself Feuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1.A.2f / all other sind RENTZ et al, (2002) entnommen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise ist dem Kapitel 3.1.1.2 in Verbindung mit dem Kapitel 14.1.2.1 im Anhang 3 zu entnehmen. Das Forschungsvorhaben unterscheidet innerhalb des Sektors nach Kraftwerken der Deutschen Bahn AG, den übrigen Industriekraftwerken sowie den sonstigen Kesself Feuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung.

3.1.4.11.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f Sonstige)**Aktivitätsraten**

Die Unsicherheiten wurden erstmals für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhang-Kapitel 13.6 zu finden.

Emissionsfaktoren

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten ist in dem Kapitel 3.1.1.3.1 beschrieben.

Ergebnis für N₂O: Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.3.2 gelten entsprechend.

Ergebnis für CH₄: Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.3.3 gelten entsprechend.

Die Ergebnisse der Ermittlung der Zeitreihenkonsistenz des Kapitels 3.1.1.3.4 gelten entsprechend.

3.1.4.11.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f Sonstige)

Aktivitätsraten

Eine allgemeine QK (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, konnte noch nicht durchgeführt werden. In diesem Berichtsjahr wurde der Schwerpunkt auf die Disaggregation der Subquellgruppen in 1.A.2 gelegt. Für die verbleibende nicht disaggregierte Restmenge konnten keine Verbesserungen vorgenommen werden.

Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse der generellen Vorgehensweise bei der quellenspezifischen Qualitätssicherung / -kontrolle und Verifizierung des Kapitels 3.1.1.4 gelten entsprechend.

3.1.4.11.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f Sonstige)

Aktivitätsraten

Quellenspezifische Rückrechnungen ergeben sich daraus, dass erstmalig eine Quellgruppendifferenzierung erfolgte. Wegen einer verbesserten Datengrundlage konventioneller Brennstoffe für das Jahr 1990 wurden in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt.

Für das Berichtsjahr 2004 sind einige Verbesserungen der Berechnungsalgorithmen in Energiebilanzzeile 60 (Wärmeerzeugung bei Gewinnung von Steine u. Erden, sonst. Bergbau, verarbeit. Gewerbe insg.) in den Datenbestand eingeflossen. Gegenstand der Verbesserungen war v.a. die Modellierung der Brennstoffeinsätze in Prozessfeuerungen. Außerdem wurden Fehler in der Disaggregation der Feuerungseinsätze von Steinkohle und „Müll, sonstige Biomasse“ in Energiebilanzzeile 60 beseitigt.

Wie im Bereich des Einsatzes von Hausmüll/Siedlungsabfall (vgl. Kapitel 3.1.1.5) erhöhten sich durch die neu veröffentlichten Zahlen der Fachserie 19 (DESTATIS) im Jahr 2006 (für das Jahr 2004) die Aktivitätsraten im Vergleich zur letztjährigen Schätzung. Dies ist vor allem auf einen Anstieg der Mitverbrennung von Abfall in Feuerungsanlagen und die verstärkte energetische Verwertung von Biomasse (hier ca. 5,2 Mio. t verschiedener Altholzfraktionen) zurückzuführen, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und die Biomasseverordnung gefördert wird. Ab 2004 wurde daher nachträglich der fossile Anteil des in Feuerungsanlagen eingesetzten Abfalls von 40 % auf 30 % festgelegt, da ca. 55 % des hier energetisch verwerteten Abfalls aus Altholz besteht, das wiederum zu 100 % biogen ist.

Durch die Korrektur der geschätzten Werte für 2004 kam es in der Quellgruppe 1.A.2.f zu einer Erhöhung der fossilen CO₂ Emissionen aus der Verbrennung von Abfall (nur fossiler Anteil) von 1,7 Mio. t CO₂. Für das aktuelle Treibhausgasinventar wurden für das Jahr 2005 erneut die Werte geschätzt. Die Werte für 2005 werden mit Erscheinen der FS 19 (DESTATIS) 2007 (mit den Daten für das Jahr 2005) aktualisiert.

Emissionsfaktoren:

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.5 gelten entsprechend.

3.1.4.11.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f Sonstige)

Aktivitätsraten:

Aufgrund der Querabhängigkeiten in der Modellierung der Disaggregation der Feuerungseinsätze von Steinkohle und „Müll, sonstige Biomasse“ in Energiebilanzzeile 60 sind sämtliche der EBZ 60 zugeordneten Zeitreihen zu rekalkulieren.

Emissionsfaktoren:

Die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.5 gelten entsprechend.

3.1.5 Transport (1.A.3)

3.1.5.1 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3.a)

3.1.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.a)

CRF 1.A.3										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission		2005- Anteil an der Gesamtemission		Trend			
Aviation Gasoline	l / t	CO ₂	0,23 %		0,48 %		steigend			
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	--	--	--	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe Ziviler Luftverkehr ist nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Der Flugverkehr unterscheidet sich in hohem Maße in der Entstehung seiner Emissionen von den land- und wassergebundenen Verkehrsträgern, da ein Großteil der Verbrennung des Treibstoffs unter von bodengebundenen Verhältnissen verschiedenen und zudem wechselnden atmosphärischen Bedingungen erfolgt. Wesentliche Einflussfaktoren auf den Verbrennungsprozess sind der atmosphärische Druck, die Umgebungstemperatur sowie die Luftfeuchte; alles Faktoren, die mit der Höhe erheblich variieren.

In der Debatte um die Klimawirksamkeit und die durch Schadstoffemissionen hervorgerufenen Umweltauswirkungen des Flugverkehrs werden neben Kohlendioxid hauptsächlich Wasserdampf sowie Stickstoffoxide und nachrangig Kohlenwasserstoffe, Partikel, CO und Schwefeldioxid wahrgenommen. Im Rahmen der nationalen Emissionsberichterstattung werden allerdings auch Angaben für weitere Emissionen gefordert. Die folgenden Ausführungen beziehen sich daher auf die Emissionen von Schwefeldioxid (SO₂), Stickstoffoxiden (NO_x, d.h. NO und NO₂), flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC), Methan (CH₄), Kohlendioxid (CO₂), Distickstoffoxid (N₂O, Lachgas).

3.1.5.1.2 Methodische Aspekte (1.A.3.a)

Über die Flugbewegungen der in Deutschland operierenden Flugzeuge für verschiedene Flugphasen sind keine Daten verfügbar. Die Anforderungen für die Tier-2-Methode mit einer

Unterscheidung der Emissionsfaktoren für LTO-Zyklus und Reiseflug können daher nicht erfüllt werden.

Im NIR 2006 erfolgt die Berechnung der Emissionen aus dem Flugverkehr noch nach dem Tier 1-Ansatz gemäß der Gleichung 2.7 der IPCC GPG S. 2.57 (IPCC, 2000):

Emissionen = Treibstoffverbrauch * Emissionsfaktor

Grundlage für die Aktivitätsdaten ist die Energiebilanz auf der Basis des in Deutschland verkauften Flugtreibstoffs. Der Emissionsfaktor für Kohlendioxid wurde ausgehend vom Gehalt an Kohlenstoff im Kerosin hergeleitet. Bis zum Jahr 1999 wurde dabei ein Emissionsfaktor von 3.299,7 g/kg (74.000 kg/kJ) zugrunde gelegt, anschließend wurde entsprechend der Herleitung des mittleren Kohlenstoffgehalts im Kerosin ein Wert von 3.150 g/kg verwendet (73.256 kg/kJ).

Die Emission von Schwefeldioxid ist ausschließlich von der Konzentration des Schwefels im Kraftstoff abhängig. Allerdings unterliegt der Schwefelgehalt auch regionalen Schwankungen. Er wird daher aus Konsistenzgründen vom Verkehrsbereich des UBA ermittelt, der alle kraft- und treibstoffrelevanten Kenngrößen bereitstellt (letztmalig im September 2004). Die Konzentration des Schwefels im Kraftstoff beträgt entsprechend den Messungen aus dem Jahre 1998 etwa 210 ppm, d.h. 0,021 Massenprozent (DÖPELHEUER, 2002). Nach Aussagen der deutschen Shell AG und dem deutschen Mineralölwirtschaftsverband entspricht die Größenordnung des Schwefelgehaltes von Kerosin der von schwefelarmen Dieselmotoren – präzise allgemeingültige Daten wurden aber nicht vorgelegt. Da die starke Absenkung des Schwefelgehaltes in den Kraftstoffströmen der Raffinerie auch positive Einflüsse oder Nebeneffekte auf das Kerosin haben werden, wird ein Schwefelgehalt im Kerosin von 210 mg/kg zugrunde gelegt. Unter der Annahme einer vollständigen Umsetzung ergibt sich somit ein Emissionsfaktor von 0,4 g/kg, der künftig verwendet werden soll. Zur Information sei hinzugefügt, dass ein kleiner Teil des emittierten Schwefeldioxids zu SO₃ weiteroxidiert wird, das seinerseits mit Wasser zu Schwefelsäure umgesetzt wird. Der in den IPCC-Richtlinien angegebene Wert von 1,0 g/kg für den Reiseflug und 2,4 g/kg für den LTO-Zyklus wird als nicht aktuell angesehen.

Emissionsfaktoren für die anderen Schadstoffe wurden bisher bis zum Jahr 1999 auf Basis des Forschungsprojekts „*Ermittlung der Abgasemissionen aus dem Flugverkehr über der Bundesrepublik Deutschland*“ (UBA, 1989) durch Rückrechnung aus Emissionen ermittelt.

Aus der Studie UBA-Texte 17/01 (UBA, 2001a) konnte das Verhältnis zwischen nationalem und internationalem Flugverkehr mit 20 % zu 80 % ermittelt werden. Dieser Anteil beruht auf dem ermittelten Anteil der Passagiere, die dem innerdeutschen Flugverkehr (mit Umsteigern, Basisjahr 1995) zuzuordnen sind. Entsprechend diesem Verhältnis werden die ermittelten Gesamtemissionen zu 20 % dem zivilen nationalen Flugverkehr zugeordnet.

In Tabelle 25 sind die bislang verwendeten Emissionsfaktoren dargestellt. Dabei bezieht sich die erste Unterspalte auf die üblicherweise im Bereich der Luftfahrt angegebene Einheit g/kg Treibstoff, die zweite Unterspalte auf die im Rahmen der Berichtserstattung verwendete Einheit kg/TJ. Für die Emissionsberichterstattung ist eine Umrechnung der ermittelten Emissionsfaktoren auf die entsprechenden Energieäquivalente unter Berücksichtigung des Heizwertes von Kerosin erforderlich. In der Tabelle sind die bislang verwendeten Werte angegeben (bis 2003). Der dabei verwendete Umrechnungsfaktor ist 44.985.

Tabelle 25: Bislang (bis NIR 2003) verwendete Emissionsfaktoren

Bezeichnung	Emissionsfaktor [g/kg]	Emissionsfaktor [kg/TJ]
Schwefeldioxid	0,2	4,7
Stickstoffdioxid	17,4	390
flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	2,6	59
Methan	0,04	1
Kohlenmonoxid	17,4	390
Kohlendioxid	3.299,7	74000
Distickstoffoxid (Lachgas)	0,1	1,5

(Umrechnung mit Faktor 43.000 kJ/kg)

3.1.5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.a)

Eine Angabe der Unsicherheiten ist mit den verwendeten Emissionsfaktoren rein wissenschaftlich nicht möglich. Da voraussichtlich ab nächstem Jahr exaktere Emissionsdaten von der Europäischen Flugsicherungsagentur EUROCONTROL zu erwarten sind, die auf genaueren Berechnungen für Tier 2-Methoden (ggf. bereits Tier 3) beruhen, wird ab diesem Zeitpunkt die Angabe von Unsicherheitsbereichen möglich sein.

3.1.5.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.a)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt. Die derzeitige Berechnungs-Praxis wurde auf der Basis aktuellerer Daten und Erkenntnisse verifiziert. Dies betrifft die verschiedenen eingesetzten Emissionsfaktoren und den Energiegehalt zur Umrechnung in energiebezogene Emissionsfaktoren. Für eine genauere Aufteilung zwischen nationalem und internationalem Flugverkehr liegen keine Daten vor, die einer genaueren Quantifizierung zugrunde gelegt werden könnten. Dabei wurden die vorgeschlagenen Emissionsfaktoren des IPCC bei den folgenden Erwägungen berücksichtigt. Allerdings muss hier festgestellt werden, dass die vorgeschlagenen Emissionsfaktoren mit einer Durchschnittsflotte generiert wurden, die dem deutschen Flugverkehr nicht entspricht. Dies bedeutet, dass die Werte nach vorliegenden Erkenntnissen in der vorgeschlagenen Weise nicht verwendet werden können. Die Ergebnisse der Verifikation werden als Ausgangsbasis der zukünftigen, geplanten Verbesserungen dienen.

Für die Ermittlung der Emissionen des Flugverkehrs mussten bereits für den NIR 2003 die bislang verwendeten Emissionsfaktoren aufgrund neuerer Informationen sowie der Fortentwicklung der Technologie bei Flugtriebwerken überarbeitet und angepasst werden. Da – wie bereits oben ausgeführt – die Verbrennung jedoch in unterschiedlichen Höhen erfolgt, ist die Generierung von Emissionsfaktoren zuweilen problematisch, da für größere Höhen eine Korrelation zu den für den LTO-Zyklus (Landing/Take-off-Zyklus, d.h. Flugbewegungen bis 3.000 Fuß, d.h. ca. 915 m) ermittelten Emissionsfaktoren durchgeführt werden muss. So ist beispielsweise die Bildung von Stickstoffoxiden in hohem Maße von äußeren Bedingungen bzw. von den sich mit der Höhe verändernden Bedingungen in der Brennkammer abhängig.

In Zusammenhang mit den Emissionen der **Stickstoffoxide** hat sich insofern ein tiefgreifender Wandel vollzogen, als mit dem Bemühen, die Triebwerke treibstoffeffizienter zu

gestalten, der durchschnittliche Emissionsfaktor angestiegen ist. Allerdings wurden zu früheren Zeitpunkten beispielsweise der Reiseflug überschätzt, was sich auch im Wert der Tabelle 3 widerspiegelt. Die Ermittlung des Emissionsfaktors von Stickstoffdioxid gestaltet sich insgesamt schwierig (DÖPELHEUER, 2002; RAND, 2003; UBA, 2001a). Korrekterweise müsste an dieser Stelle zunächst von Stickstoffoxiden allgemein gesprochen werden, d.h. der Summe aus Stickstoffmonoxid und Stickstoffdioxid. Im Triebwerk entsteht zunächst überwiegend Stickstoffmonoxid, das erst nach Ausstoß aus dem Triebwerk in Stickstoffdioxid umgesetzt wird. Deswegen bezieht sich der in der Folge genannte Emissionsfaktor auf die Gesamtheit der Stickstoffoxide, auch wenn effektiv eine vollständige Oxidation zu Stickstoffdioxid erfolgt.

Quelle des Stickstoffs ist überwiegend der Luftstickstoff, aber auch Stickstoff, der organisch im Treibstoff gebunden ist. Die Bildung der Stickstoffoxide hängt von der Brennkammereintrittstemperatur, dem Brennkammereintrittsdruck, der Verweilzeit der heißen Gase in der Brennkammer und dem lokalen Äquivalenzniveau des Kraftstoff/Luftgemisches ab. Aufgrund der unterschiedlichen derzeit in Betrieb befindlichen Technologien können die Triebwerksmuster in unterschiedliche Gruppen eingeteilt werden. So werden drei Gruppen von Triebwerken unterschieden: hohes/mittleres/niedriges Emissionsniveau (RAND, 2003).

Verlässliche Werte sind derzeit nur über die ICAO-Datenbank verfügbar (ICAO, 2002). Diese beziehen sich allerdings lediglich auf den LTO-Zyklus. Mit dem Zyklus wird überprüft, ob die international völkerrechtlich verbindlichen Grenzwerte (bislang für Stickstoffoxide, CO, Kohlenwasserstoffe und Ruß festgelegt) eingehalten werden. Es handelt sich um einen Zertifizierungsgrenzwert, in dem die unten dargestellten Flugphasen mit einer bestimmten Zeitdauer und einem bestimmten Schub eingehen (siehe Tabelle 26).

Tabelle 26: Referenzphasendauer für Triebwerke nach ICAO

	Rollen am Boden	Startlauf	Steigflug	Anflug und Landung	Summe
Schub	7 %	100 %	85 %	30 %	-
Dauer	26:00	0:42	2:12	4:00	32:54

Um vom Emissionsfaktor des LTO-Zyklus auf jenen des Reisefluges zu schließen, bedarf es Korrelationsmethoden, wie die beispielsweise von der DLR (Deutsche Luft- und Raumfahrt-Gesellschaft) verwendete p^3-T^3 -Methode, die sich auf die Temperaturen und Drücke am Brennkammereintritt bezieht. Bei Triebwerken mit einem höheren Bypassverhältnis nimmt der spezifische Ausstoß von Stickstoffoxidemissionen geringfügig ab (DLR, 1999).

Für Flugzeuge mit „hohem NO_x -Ausstoß“ wurde ein Durchschnitt der NO_x -Emissionen von etwa 14,5 g/kg, für solche mit „mittlerem“ Ausstoß an NO_x von etwa 13,5 g/kg und bei Triebwerken mit Technologien, die derzeit einem „niedrigem“ spezifischen Ausstoß an Stickstoffoxiden von etwa 11 g/kg entsprechen, ermittelt (bezogen auf Werte der ICAO-Datenbank, d.h. nur für den LTO-Zyklus) (RAND, 2003). Von hoher Relevanz sind in diesem Zusammenhang die Angaben von Emissionsfaktoren zu NO_x , HC und CO auf der Basis unterschiedlicher Quellen (IPCC, 1999). Allerdings beziehen sich diese auf das Basisjahr 1992 sowie auf Vorhersagen für 2015.

Folgende Werte werden dabei von 3 Forschungseinrichtungen für 1992 und 2015 angegeben. Sämtliche in der Folge von der DLR, der NASA (National Aeronautics and Space Administration) und von ANCAT (Abatement of Nuisances from Civil Air Transport) wiedergegebenen Werte beziehen sich auf den gesamten durchschnittlichen Flug, d.h. den LTO-Bereich und den Reiseflug (siehe Tabelle 27).

Tabelle 27: NO_x-Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR, ohne militärischen Flugverkehr (alle Flugphasen)

	1992	2015
NASA	12,6	13,7
ANCAT	14,0	12,4
DLR	14,2	12,6

Quelle: IPCC 1999

Berücksichtigt werden muss in diesem Zusammenhang allerdings, dass aufgrund der im Laufe des letzten Jahrzehnte gestiegenen Druck- und Temperaturverhältnisses in der Brennkammer der durchschnittliche Emissionsfaktor von NO_x angestiegen ist. Bei den DLR- und ANCAT-Szenarien dürfte deswegen für den ermittelten Wert eine Rolle spielen, dass für 2015 bereits ein größerer Anteil an Triebwerken mit geringerem spezifischen Stickstoffoxidausstoß angenommen wurde, der Zenit beim EI (NO_x) (Emissionsindex = Emissionsfaktor) somit überschritten ist.

Auf der Basis des Jahres 1995 kann ein weltweit durchschnittlicher EI (NO_x) von 13,0 g/kg angegeben werden (UBA, 2001a). Dieser Wert beruht auf Berechnungen, die von der DLR explizit für diese Studie für bestimmte Streckenprofile berechnet worden sind.

Folgende Faktoren sollten insgesamt für die Festlegung des EI (NO_x) berücksichtigt werden:

- Die mittlere Schätzung für 1992 liegt bei 13,6, die für 1995 bei 13,0.
- Aufgrund der gestiegenen Drücke und Temperaturen in der Brennkammer der „Durchschnittsflotte“ ist der EI(NO_x) gegenüber 1992 angestiegen. Der „LTO-Durchschnitt“ des Großteils der gegenwärtigen Weltluftfahrtflotte entsprechend liegt bei etwa 14,5 (RAND, 2003). Der Anteil von Triebwerken mit sehr niedrigen spezifischen Stickstoffoxidemissionen ist derzeit noch klein.

Demnach kann derzeit von einem mittleren EI (NO_x) von etwa 14,0 g/kg ausgegangen werden. Die Werte des IPCC Reference Manual (IPCC 1996b, S.1.96) werden für Deutschland als zu hoch angesehen. Dies ist vor allem damit zu begründen, dass der Durchschnittswert mit Flugzeugmustern (und damit Triebwerksmustern) ermittelt wurde, die der heutigen Flotte, die den innerdeutschen Flugverkehr bedient, nicht entspricht. Zudem ist das von IPCC zugrunde gelegte Datenmaterial vergleichsweise alt.

Unverbrannte **Kohlenwasserstoffe** gehören neben Kohlenmonoxid zu den wesentlichen Produkten aus der unvollständigen Verbrennung des Kerosins. Kohlenwasserstoffe werden vor allem bei niedrigen Laststufen emittiert. Mit der Verbesserung der Treibstoffeffizienz der Triebwerke und dem damit einhergehenden Anstieg der Temperaturen und Drücke in der Brennkammer ist auch ein Rückgang des spezifischen Emissionsfaktors für unverbrannte Kohlenwasserstoffe zu beobachten. So wird der EI (HC) für den weltweiten Linienflugverkehr für 1986 für alle Flugphasen mit 1,34 g/kg, für 1989 mit 1,25 g/kg und für 1992 mit 1,12 g/kg angegeben (DLR, 1999). Untersuchungen der emittierten Kohlenwasserstoffe haben gezeigt, dass mit steigender Last des Triebwerks, die Größe der bei der Verbrennung des Kerosins entstehenden Kohlenwasserstofffraktionen abnimmt. Während bei 80 % Last überwiegend C1-C2-Bruchstücke entstehen, liegt bei 7 % und 30 % Schub das Maximum beim Ausstoß von Molekülen mit C2- und C3-Körpern. Allerdings ist bei niedrigen Laststufen eine größere Anzahl deutlich längerer Kohlenwasserstoff-Bruchstücke vorhanden. Der Emissionsfaktor bei unterschiedlichen Laststufen variiert erheblich. So lag er bei einem Testlauf mit dem Triebwerk TF-39-1C bei 7 % Schub bei 18,9 g/kg, bei 80 % Schub hingegen nur noch bei

0,04 g/kg. Je höher die Laststufe, desto höher ist auch der Anteil der Alkane gegenüber den Alkenen, die Aromaten liegen zwischen 3 und 9 %, sauerstoffhaltige Kohlenwasserstoffe machen etwa 25 % aus (DÖPELHEUER, 2002).

Von IPCC werden in *Aviation and the Global Atmosphere, Kap. 9, Aircraft Emissions* Werte der NASA für verschiedene Jahre für Emissionsfaktoren (alle Flugphasen) angegeben (IPCC, 1999). Die Werte beziehen sich auf den gesamten weltweiten Flugverkehr exklusive militärischem Flugverkehr. Demnach lag der EI (HC) 1976 bei 5,1 g/kg, 1984 bei 3,3 g/kg und 1992 bei 2,3 g/kg. Für 2015 wird ein Durchschnittswert von 1,0 g/kg prognostiziert. Da die Erhöhung der Treibstoffeffizienz kontinuierlich ohne sprunghafte Entwicklungen erfolgt und die Höhe des EI (HC) sich umgekehrt proportional hierzu verhält, ist eine Durchschnittsbildung der Werte von 1992 und 2015 für einen aktuellen Berichtswert gerechtfertigt. Es wird deswegen ein EI (HC) von derzeit 1,65 g/kg für Kohlenwasserstoffe mit Methan angenommen.

Allerdings ist hier neben den größeren Kohlenwasserstoffbruchstücken auch der Anteil der C1-Körper einbezogen. Falls es sich dabei um keine radikalische Spezies handelt und ein reiner Kohlenwasserstoff vorliegt, gehört zu dieser Gruppe auch Methan. Für die Ermittlung des Anteils an Methan müsste nun auf der Basis der durchschnittlichen Laststufe und anderer Faktoren auf Methan rückgerechnet werden, was aufgrund methodischer Schwierigkeiten kompliziert ist. Grundsätzlich liegt derzeit somit keine gesicherte wissenschaftliche Grundlage für eine Festlegung eines genauen EI (CH₄) vor. Es muss allerdings darauf hingewiesen werden, dass im Rahmen des Europäischen Projektes PARTEMIS (Measurement and prediction of emissions of aerosols and gaseous precursors from gas turbine engines), das der Messung von Aerosolen und gasförmigen Vorläufersubstanzen aus Flugtriebwerken dient, auch chromatographische Untersuchungen der emittierten Kohlenwasserstoffspezies durchgeführt wurden, die auch Rückschlüsse auf den Emissionsfaktor von Methan erlauben. Die Ergebnisse werden in Kürze publiziert und erlauben dann möglicherweise die Angabe eines genaueren Wertes.

Bereits Mitte der 90er Jahre wurden Werte aus der Messung von je einem Triebwerk von Pratt & Whitney (PW 305) und von Rolls Royce (RB211) veröffentlicht (Wiesen et al, 1994 und 1996).

Unter Berücksichtigung der vorliegenden Informationen ist von einem **Emissionsfaktor von 0,04 g/kg für Methan auszugehen**. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass Methan bereits in der oben genannten Angabe zu Kohlenwasserstoffen enthalten ist. **Der mittlere EI für NMVOC muss deswegen mit 1,61 g/kg angegeben werden.**

Kohlenmonoxid entsteht durch die unvollständige Oxidation des Kohlenstoffs bei der Verbrennung von Kerosin. Während die erste Teilreaktion der Oxidation von Kohlenstoff zu Kohlenmonoxid schnell verläuft, ist die zweite Teilreaktion der Oxidation zu Kohlendioxid hinsichtlich der Gesamtreaktion geschwindigkeitsbestimmend. Ein Teil des Kohlenmonoxids wird bei der Verbrennung nicht vollständig umgesetzt.

Von IPCC wird analog zu HC der durchschnittliche Emissionsfaktor für CO für vier verschiedene Jahre für alle Flugphasen (LTO und Reiseflug) angegeben (IPCC, 1999). Demnach betrug der Wert unter Berücksichtigung auch des militärischen Flugverkehrs 1976 19,7 g/kg, 1984 15,2 g/kg und 1992 11,3 g/kg. Für 2015 wird von der NASA ein Wert von 7,1 g/kg prognostiziert (IPCC, 1999). Da auch hier eine in etwa lineare kontinuierliche Abnahme

zu erkennen ist, ist auch hier das Heranziehen des Mittels der Jahre 1992 und 2015 als aktueller EI (CO) gerechtfertigt. **Es wird somit ein EI-Wert für CO von 9,2 g/kg angenommen.**

Da **Kohlendioxid** mengenmäßig die überragende Bedeutung bei den Emissionen hat, ist auf die Entwicklung eines möglichst genauen Emissionsfaktors Wert zu legen (DÖPELHEUER, 2002). Die Grundlage für die Ermittlung des Emissionsfaktors für Kerosin bildet die durchschnittliche Zusammensetzung dieses Treibstoffs. Kerosin besteht zu etwa 35 Vol. % aus Alkanen, zu etwa 45 Vol. % aus Cycloalkanen, zu etwa 17 Vol. % aus Aromaten und schließlich zu 1 Vol. % aus Alkenen. Grundsätzlich gibt es starke regionale Unterschiede bei der Zusammensetzung. Werden die Kettenlängen der Kohlenwasserstoffe betrachtet, so dominiert mengenmäßig die Fraktion mit 11 bis 12 Kohlenstoffatomen. Werden weiterhin der durchschnittliche Wasserstoffanteil des Kerosins und die durchschnittliche Molmasse von 176 kg/mol berücksichtigt, lässt sich Kerosin vereinfacht durch die Summenformel $C_{12}H_{23}$ beschreiben. Bei einer vollständigen Verbrennung entstehen aus einem kg Kerosin somit rein stöchiometrisch 1,24 kg Wasser und 3,15 kg Kohlendioxid. **Der durchschnittliche Emissionsfaktor für Kohlendioxid für Kerosin ist somit mit 3.150 g/kg anzugeben.** Dieser Wert ist auch durch zahlreiche Publikationen abgesichert (u.a. IPCC, 1999).

Distickstoffoxid ist ebenfalls ein Produkt der Oxidation von Stickstoff in der Brennkammer, das in Spuren entstehen kann. Die Datenlage ist grundsätzlich schlecht. Die Substanz wurde ebenfalls im Projekt PARTEMIS gemessen, dessen Ergebnisse aber derzeit noch nicht publiziert sind. Wie bereits zu Methan ausgeführt, wurden bereits Mitte der 90er Jahre Ergebnisse zu Lachgas und Methan aus der Untersuchung je eines Triebwerks von Pratt & Whitney (PW 305) und von Rolls Royce (RB211), die unter verschiedenen Flugbedingungen gemessen und mit Hilfe von Infrarotspektroskopie gemessen wurden, publiziert (Wiesen et al, 1994 und 1996). Diese Untersuchungen ergaben für **N₂O einen durchschnittlichen Emissionsfaktor von 0,15 g/kg**. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass mehr N₂O als Ammoniak in der Brennkammer entsteht, da es sich um ein Produkt mit einer mittleren Oxidationsstufe handelt. Derzeit wird mit einem Faktor von 0,1 g/kg gerechnet. Im Rahmen von TREMOD wird ein Wert von 0,32 g/kg verwendet. Insgesamt erscheint ein Wert von 0,15 g/kg, wie er in den obigen Publikationen genannt wurde, plausibel.

Die bisher verwendete Aufteilung zur Bestimmung des Anteils des nationalen Flugverkehrs an den Gesamtemissionen (DESTATIS, Fachserie 8, Reihe 6) basierte auf einer pauschalen Zuweisung von 80 % der ermittelten Gesamtemissionen zum internationalen Flugverkehr. Diese Aufteilung basiert auf der Untersuchung, die der TÜV im Auftrag des UBA durchgeführt hatte (UBA, 1989). Inzwischen hat sich der Flugverkehr zunehmend internationalisiert, so dass der nationale Anteil relativ kleiner geworden ist.

Grundlage für die Aufteilung muss die Definition der IPCC-Richtlinien für die Erstellung der nationalen Emissionsinventare sein. Demnach fallen unter den nationalen Flugverkehr all jene Flugbewegungen von Passagieren und Fracht mit Start und Ende des Fluges auf nationalem Gebiet. Der internationale Flugverkehr umfasst den gesamten Zivilflugverkehr, der vom Ausland kommt oder das nationale Gebiet verlässt.

Auf Basis der 2002 insgesamt transportierten Passagiere auf deutschen Flughäfen, die einen Zielort im Inland hatten, machte der nationale Flugverkehr 11,9 % aus. Insgesamt wurden 114 Mio. Passagiere befördert, von denen 13,6 Mio. unter die Kategorie *Inlandsflugverkehr* fallen. Werden allerdings die Umsteiger hinzugerechnet, so flogen 2002 insgesamt 19,8 Mio.

Passagiere auf innerdeutschen Strecken, wodurch sich ein Anteil von 17,4 % ergibt. Gemäß den Definitionen des IPCC müssen Umsteiger grundsätzlich berücksichtigt werden. Beim Frachtverkehr entfielen 2,1 Mio. auf den internationalen Flugverkehr von insgesamt 2,2 Mio. t in 2002 transportierten Frachten. Der nationale Anteil betrug somit 4,5 %.

Werden Flugbewegungen betrachtet, so wurden 2002 in Deutschland 1,45 Mio. Bewegungen registriert, von denen 0,339 Mio. innerdeutsche Ziele hatte. Dies entspricht einem Anteil von 23,4 %.

Eine weitere Größe, die für die Berechnung des Anteils des nationalen Flugverkehrs für die Ermittlung der Emissionen herangezogen werden könnte, ist die Beförderungsleistung. Grundsätzlich kann auch hier nicht davon ausgegangen werden, dass eine enge Korrelation zum Treibstoffverbrauch besteht. Gründe hierfür sind u.a. der unterschiedliche Treibstoffverbrauch der Flotte und der relativ höhere Anteil des LTO-Zyklus, in dem aufgrund der Start- und Steigphase mehr Treibstoff verbraucht wird. 23,8 % der Transportleistung (unter Zugrundelegung eines Äquivalents von 0,1 tkm für einen Sitzplatzkilometer) entfielen dabei auf die Luftfracht. Insgesamt wurden 7,81 Mrd. Tonnenkilometer für das Jahr 2002 ermittelt. 21,4 % der Flugleistung aus Personenbeförderung entfielen 2002 auf den nationalen Flugverkehr. Dabei ist der Wert aus Fracht- und Personenbeförderung insgesamt kleiner, da der Frachtverkehr – wie oben ausgeführt – überwiegend internationale Zielorte bedient.

Da derzeit kein Berechnungsverfahren vorliegt, mit dem vorhandene Daten auf den Treibstoffverbrauch umgerechnet werden können und entsprechende Daten nicht erhoben werden, soll weiterhin mit einem Anteil von 20 % für den nationalen Flugverkehr gerechnet werden. Dieser Anteil beruht auf dem ermittelten Anteil der Passagiere, die dem innerdeutschen Flugverkehr (mit Umsteigern, Basisjahr 1995) zuzuordnen sind (UBA, 2001a). Auch die für Passagiere, Flugbewegungen und Personentransportleistung für das Jahr 2002 erfassten Daten ergeben diesen Anteil, wobei aber kein Zusammenhang zum Treibstoffverbrauch hergeleitet werden kann, der eigentlich zugrunde gelegt werden müsste.

3.1.5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.a)

Es wurden dieselben Emissionsfaktoren wie im NIR 2005 verwendet. Eine Rückrechnung ist somit nicht erforderlich.

3.1.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.a)

Die europäische Flugsicherheitsbehörde Eurocontrol hat eine umfassende Datenbank mit detaillierten Informationen zu jedem Flug im europäischen Luftraum. Auf Basis dieser Datenbank hat Eurocontrol ein Modell entwickelt, das eine Berechnung der Emissionen des zivilen Luftverkehrs gemäß Tier 3 der 2006 IPCC Guidelines ermöglicht. Deutschland prüft in einem Pilotprojekt die Nutzung der Daten für die Berichterstattung. Nach ersten Analysen wird davon ausgegangen, dass Deutschland nächstes Jahr auf Basis der Daten von Eurocontrol die Emissionen aus dem Luftverkehr mit höherer Methode neu berechnen und eine Rückrechnung der Zeitreihe durchführen wird.

In einem ersten Schritt wurden bereits die bis zum Jahr 2000 verwendeten Emissionsfaktoren für die Berechnungen im ZSE verwendet. Diese Emissionsfaktoren sind derzeit noch gültig.

Die für die letzten fünf Jahre und den Zeitraum davor verwendeten Emissionsfaktoren sind in Tabelle 28 noch einmal dargestellt.

Tabelle 28: Angepasste Emissionsfaktoren für den zivilen Luftverkehr

Bezeichnung Jahr	Emissionsfaktor neu 2000-2005 [g/kg]	Emissionsfaktor neu 2000-2005 [kg/TJ]	Emissionsfaktor alt 1990-1999 [kg/TJ]
Stickstoffdioxid	14,00	325,58	390
flüchtige organische Verbindungen (ohne Methan)	1,61	37,44	59
Methan	0,04	0,93	1
Kohlenmonoxid	9,20	213,95	390
Kohlendioxid	3.150,00	73.265	74.000
Distickstoffdioxid (Lachgas)	0,15	3,49	1,5

3.1.5.2 Transport - Straßenverkehr (1.A.3.b)

3.1.5.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.b)

CRF 1.A.3.b										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend					
All Fuels	l / t	CO ₂	11,79 %	14,52 %	steigend					
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS/M	-	-	-	CS/M	CS/M	CS/M	CS/M	CS/M
EF Unsicherheiten in %	-	-	-	-	-	-				
Unsicherheitenverteilung	-	-	-	-	-	-				
Methode EF-Ermittlung	T 3	T 3	T 3	T 3	T 3	T 3				

Die Quellgruppe Straßenverkehr ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

In der genannten Kategorie werden die Emissionen aus dem motorisierten Straßenverkehr in Deutschland berichtet. Berücksichtigt ist der Verkehr auf öffentlichen Straßen im Inland ohne Land- und Forstwirtschaft und ohne Militär. Die Berechnungen erfolgen für die Fahrzeugkategorien Pkw, motorisierte Zweiräder, leichte Nutzfahrzeuge, schwere Nutzfahrzeuge und Busse. Diese werden für die Berechnung in so genannte *Fahrzeugschichten* mit gleichem Emissionsverhalten untergliedert. Hierzu werden die Fahrzeugkategorien weiter differenziert nach Art des verwendeten Kraftstoffs, der Fahrzeuggröße (Nutzfahrzeuge/Busse: Gewichtsklasse; Pkw/motorisierte Zweiräder: Hubraum) und der eingesetzten Schadstoffminderungstechnik gemäß den EU-Richtlinien zur Abgasgesetzgebung („EURO-Normen“) sowie des regionalen Fahraufkommens (außerorts, innerorts und Autobahn).

Durch die Einführung des Katalysators und motortechnische Verbesserungen infolge der kontinuierlichen Verschärfung der zulässigen Abgaswerte sowie durch verbesserte Kraftstoffqualitäten sind die Emissionen aus dem Straßenverkehr an CH₄, NO_x, CO, NM VOC und SO₂ seit 1990 drastisch zurückgegangen (siehe Tabelle 29, S. 163).

Die starke Abnahme des Methan-Emissionsfaktors für Benzin und damit auch der Methan-Emissionen zwischen 1990 und 1993 ist im Speziellen durch drastische Reduzierung der Kraftfahrzeuge mit Zweitaktmotoren in den neuen Bundesländern bedingt. Weitere Reduktionen bis 2003 sind Folge der genannten Abgas-Grenzwertverschärfungen.

Für Busse und Schwere Lastkraftwagen (über 3,5 t zulässiges Gesamtgewicht) wurde der zulässige Abgasgrenzwert für Kohlenwasserstoffe (HC) mit Einführung der EURO3-Norm im Jahr 2000 besonders deutlich vermindert (-40%). Da EURO3-Fahrzeuge ab dem Jahr 2000 sehr schnell in den Markt kamen, verminderten sich der Emissionsfaktor und die Emissionen für Kohlenwasserstoffe aus Dieselmotoren nach 2000 deutlich. Dies gilt analog für Methan, dass als fester Anteil an den Gesamt-HC-Emissionen berechnet wird.

N₂O-Emissionen entstehen hauptsächlich infolge unvollständiger Reduktion von NO zu N₂ im 3-Wege-Katalysator. Sie sind gesetzlich nicht limitiert. Durch die wachsende Zahl von Pkw mit Katalysator stiegen die N₂O-Emissionen gegenüber 1990 zunächst an. Neuere Katalysatoren sind jedoch so optimiert, dass nur noch geringe Mengen an N₂O entstehen. Der seit dem Jahr 2000 zu beobachtende Trend abnehmender N₂O-Emissionen wird sich daher fortsetzen.

Die CO₂-Emissionen sind direkt vom Kraftstoffverbrauch abhängig. Der Anstieg der Emissionen von 1990-1999 ist dadurch begründet, dass die fahrzeugspezifischen Verbrauchsminderungen durch den Zuwachs der Fahrleistungen überkompensiert wurden. Im Verkehrsbereich ist seit dem Jahr 2000 erstmals eine deutliche Trendwende der bis dahin gestiegenen CO₂-Emissionen feststellbar. Die CO₂-Emissionen des Verkehrsbereichs sind 2005 gegenüber 2000 um 18,6 Mio. t gesunken. Diese Entwicklung dürfte im Wesentlichen auf die Verringerung der spezifischen Kraftstoffverbräuche, eine deutliche Verschiebung zugunsten von Dieselfahrzeugen bei den Neuzulassungen, auf Effekte durch die Ökosteuer aber auch auf die Verlagerung von Tankvorgängen ins Ausland zurückzuführen sein.

Tabelle 29: Emissionen des Straßenverkehrs

[Gg]	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
1990	150.358,33	60,53	1,96	1.341,45	6.527,26	1.408,97	90,20
2000	171.289,61	15,68	4,81	996,24	2.451,76	278,33	19,64
2002	165.961,12	12,40	4,50	852,47	2.036,44	218,31	3,45
2003	159.828,29	10,53	4,19	776,86	1.848,61	186,21	0,83
2004	159.993,14	9,52	4,09	732,71	1.697,73	168,28	0,83
2005	152.230,94	8,34	3,79	656,40	1.526,32	148,31	0,80

Unter die Quellgruppe 1.A.3.b Straßenverkehr fallen im ZSE Mopeds, Motorräder, Diesel PKW, Otto PKW, Busse, leichte Diesel- und Ottonutzfahrzeuge und schwere Nutzfahrzeuge nach Minderungstechniken differenziert.

1.A.3.b. Road Transport	
Brmsabrieb bei Bussen	Leichte Diesel-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts
Brmsabrieb bei leichten Nutzfahrzeugen	Leichte Diesel-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn
Brmsabrieb bei PKWs	Leichte Diesel-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Brmsabrieb bei schweren Nutzfahrzeugen	Leichte Otto-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts
Brmsabrieb von motorisierten Zweirädern	Leichte Otto-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn
Busse mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts	Leichte Otto-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Busse mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn	Mopeds, Verbrauch insgesamt
Busse mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts	Motorräder mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn
Diesel-Pkw mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts	Motorräder mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts
Diesel-Pkw mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn	Motorräder mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Diesel-Pkw mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts	Otto-Pkw mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts
Fahrleistung von Bussen	Otto-Pkw mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn
Fahrleistung von leichten Nutzfahrzeugen	Otto-Pkw mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Fahrleistung von motorisierten Zweirädern	Reifenabrieb bei Bussen
Fahrleistung von PKWs	Reifenabrieb bei leichten Nutzfahrzeugen
Fahrleistung von schweren Nutzfahrzeugen	Reifenabrieb bei PKWs
Konventionelle Busse, Verbrauch ausserorts	Reifenabrieb bei schweren Nutzfahrzeugen
Konventionelle Busse, Verbrauch Autobahn	Reifenabrieb von motorisierten Zweirädern
Konventionelle Busse, Verbrauch innerorts	Schmierstoffe des Straßenverkehrs
Konventionelle Diesel-Pkw, Verbrauch ausserorts	Schwere Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts
Konventionelle Diesel-Pkw, Verbrauch Autobahn	Schwere Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn
Konventionelle Diesel-Pkw, Verbrauch innerorts	Schwere Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Konventionelle leichte Diesel-Nutzfahrzeuge, Verbrauch ausserorts	Straßenabrieb bei Bussen
Konventionelle leichte Diesel-Nutzfahrzeuge, Verbrauch Autobahn	Straßenabrieb bei leichten Nutzfahrzeugen
Konventionelle leichte Diesel-Nutzfahrzeuge, Verbrauch innerorts	Straßenabrieb bei PKWs
Konventionelle leichte Otto-Nutzfahrzeuge, Verbrauch ausserorts	Straßenabrieb bei schweren Nutzfahrzeugen
Konventionelle leichte Otto-Nutzfahrzeuge, Verbrauch Autobahn	Straßenabrieb von motorisierten Zweirädern
Konventionelle leichte Otto-Nutzfahrzeuge, Verbrauch innerorts	Verdunstung, Konventionelle LNF, Verbrauch innerorts
Konventionelle Motorräder, Verbrauch ausserorts	Verdunstung, Konventionelle Motorräder, Verbrauch innerorts
Konventionelle Motorräder, Verbrauch Autobahn	Verdunstung, Konventionelle Otto-Pkw, Verbrauch innerorts
Konventionelle Motorräder, Verbrauch innerorts	Verdunstung, Mopeds, insgesamt
Konventionelle Otto-Pkw, Verbrauch ausserorts	Verdunstung, Motorräder mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Konventionelle Otto-Pkw, Verbrauch Autobahn	Verdunstung, Otto-LNF mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Konventionelle Otto-Pkw, Verbrauch innerorts	Verdunstung, Otto-Pkw mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
Konventionelle schwere Nutzfahrzeuge, Verbrauch ausserorts	
Konventionelle schwere Nutzfahrzeuge, Verbrauch Autobahn	
Konventionelle schwere Nutzfahrzeuge, Verbrauch innerorts	

Abbildung 24: Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr

3.1.5.2.2 Methodische Aspekte (1.A.3.b)

Die Berechnung der CO₂-Emissionen aus dem motorisierten Straßenverkehr in Deutschland erfolgt mit einem *top-down*-Ansatz (Tier 1-Verfahren) auf der Grundlage der in Deutschland verkauften Kraftstoffe. Die Daten hierzu liegen in Form der *Energiebilanzen* vor. Zur Bestimmung der CO₂-Emissionen werden die einzelnen Kraftstoffverbräuche (Benzin, Diesel ohne Biodiesel, Petroleum, Flüssiggas) mit landesspezifischen CO₂-Emissionsfaktoren multipliziert.

Die Berechnung der Nicht-CO₂-Emissionen erfolgt mit Hilfe des Modells TREMOD („Transport Emission Estimation Model“, IFEU, 2005)¹³. In TREMOD ist ein „*bottom-up*“ (Tier 3)-Ansatz implementiert, bei dem Fahrleistungen der einzelnen Fahrzeugschichten mit landesspezifischen Emissionsfaktoren multipliziert werden. Für Pkw und leichte Nutzfahrzeuge wird zusätzlich ein „*Kaltstart-Zuschlag*“ addiert. Der je Kraftstoffart ermittelte Gesamtverbrauch wird mit dem Verbrauch gemäß Energiebilanz abgeglichen. Die Emissionen werden mit Hilfe von Faktoren, die aus diesem Abgleich gewonnen wurden, korrigiert. Für benzingetriebene Fahrzeuge werden in Abhängigkeit von der Minderungstechnik Verdampfungsemissionen an VOC berechnet.

¹³ Um Minderungsmaßnahmen ableiten und bewerten zu können, werden mit TREMOD auch der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen der einzelnen Fahrzeugkategorien berechnet. Die Werte werden anschließend mit dem Gesamtverbrauch und der Gesamtemission an CO₂ abgeglichen.

Aus den Emissionen und den Kraftstoffverbräuchen der einzelnen Fahrzeugschichten werden aggregierte, kraftstoffbezogene Emissionsfaktoren abgeleitet (kg Emission pro Kraftstoffeinsatz in TJ) und über eine Schnittstelle (siehe Kapitel 17.2.2) an das ZSE übergeben. In Anlehnung an die CORINAIR-Berichtsstruktur sind diese Faktoren nur noch nach der Kraftstoffart, der Straßenart (Autobahn, Landstraße, Innerortsstraße) und innerhalb der Fahrzeugkategorien nach „ohne/mit“ Schadstoffminderungstechnik differenziert. Bei der Minderungstechnik wird wie folgt unterschieden:

	Ohne Minderungstechnik	Mit Minderungstechnik
Pkw/ Leichte Nutzfahrzeuge mit Otto-Motor	ohne Gkat	mit Gkat
Pkw/ Leichte Nutzfahrzeuge mit Diesel-Motor, Busse, Schwere Nutzfahrzeuge, motorisierte Zweiräder	vor Euro 1	ab Euro 1

Für die Berechnung mit TREMOD wurden zahlreiche Basisdaten aus allgemein zugänglichen Statistiken und speziellen Untersuchungen verwendet, aufeinander abgestimmt und ergänzt. Im Folgenden sind ein Überblick über die Hauptquellen sowie wichtige Annahmen dargestellt. Detaillierte Beschreibungen der Datengrundlagen, einschließlich Angaben der verwendeten Quellen sowie der in TREMOD verwendeten Berechnungsmethoden sind im o.g. Bericht von IFEU zu finden.

Realdaten für die Jahre 1990-2000

Die Realdaten beziehen sich auf:

- **Kraftfahrzeugbestände:**
Für Westdeutschland ab 1990 bis 1993 sowie für Deutschland ab 1994 wurden die Bestände aufgrund der offiziell veröffentlichten Bestands- und Neuzulassungsstatistiken des Kraftfahrt-Bundesamtes aufgearbeitet. Basis der Bestandsanalyse für Ostdeutschland im Jahr 1990 waren eine detaillierte Analyse der Abgas-Prüfstelle Adlershof im Jahr 1992 sowie die Zeitreihen in den statistischen Jahrbüchern der DDR. Zwischen 1991 und 1993 musste der Bestand mit Hilfe zahlreicher Annahmen geschätzt werden.
- **Emissionsfaktoren:**
Die Gesamtheit der Emissionsfaktoren ist im „Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.1“ abgelegt (INFRAS, 2004). Das Handbuch entstand im Rahmen der Kooperation von Deutschland, Schweiz, Österreich und den Niederlanden bei der Ableitung von Emissionsfaktoren für den Straßenverkehr. Die Emissionsfaktoren des Handbuchs entstammen überwiegend den Messprogrammen des TÜV Rheinland und des RWTÜV. Dazu gehören die grundlegenden Untersuchungen für die Bezugsjahre 1989/1990. In diesen Untersuchungen wurde sowohl für Pkw als auch für schwere Nutzfahrzeuge eine neue Methodik angewandt, bei der Emissionsfaktoren abgeleitet wurden, die vom Fahrverhalten und der Verkehrssituation abhängen. Im Rahmen mit Daten aus der Feldüberwachung wurden die Pkw-Emissionsfaktoren für Pkw bis zum Baujahr 1994 fortgeschrieben. Die für die aktuellen Emissionsberechnungen verwendete Version 2.1 des „Handbuchs Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs“ greift auf Untersuchungsergebnisse aus dem EU-Arbeitskreis COST 346 und dem Forschungsprogramm ARTEMIS zurück.
- **Daten für die Jahre 2001 bis 2005**

Die Daten beziehen sich auf:

- **Bestandsentwicklung Straßenverkehr:**
Die Bestandsdaten der Bezugsjahre 2001 bis 2003 stehen für das TREMOD-Modell als Ergebnis einer Datenbankabfrage beim Kraftfahrt-Bundesamt zur Verfügung. Diese liefert die Fahrzeugbestände pro Bezugsjahr in der für die Emissionsberechnung notwendigen Gliederung nach den Merkmalen Antriebsart (Otto, Diesel, sonstige), Größenklasse, Fahrzeugalter und Emissionsstandard. Als repräsentativ für die Flottenzusammensetzung eines Bezugsjahres wird der Bestand zur Jahresmitte angenommen. Die Bestände der Jahre 2004 und 2005 wurden mit Hilfe eines Flottenumschichtungsmoduls in TREMOD, das Trends der Bestandsentwicklung der Vergangenheit fortschreibt, berechnet.
- **Emissionsfaktoren:**
Die Emissionsfaktoren leiten sich aus der Bestandsentwicklung der einzelnen Fahrzeugschichten und den im "Handbuch für Emissionsfaktoren im Straßenverkehr 2.1" abgelegten Daten ab. Die Emissionsminderung durch die Einführung schwefelfreier Kraftstoffe wurde vom Umweltbundesamt geschätzt.
- **Fahrleistungen:**
Die Fortschreibung der Fahrleistungen wurde auf Basis der „Fahrleistungserhebung 2002“ (IVT 2004) vorgenommen.

3.1.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.b)

Untersuchungen zu Unsicherheiten der Daten wurden bisher nicht durchgeführt.

3.1.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.b)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Eine Qualitätsprüfung der Daten erfolgt durch den Vergleich des Energieverbrauchs nach top-down-Ansatz (Energiebilanz) und bottom-up-Ansatz (unkorrigierte TREMOD-Ergebnisse). Für Benzin wurden im Zeitraum 1994-2002 Abweichungen von 0,4 % bis 3,7 % festgestellt. Die Abweichungen beim Verbrauch von Dieselmotoren lagen zwischen 8,9 % und 17,7 %.

3.1.5.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.b)

Die vorgelegten Emissionsdaten wurden mit Hilfe der TREMOD-Version 4.0 berechnet (IFEU, 2005). Gegenüber dem Berichtsjahr 2006 wurden mit dieser Version folgende Veränderungen an der Datenbasis vorgenommen:

- Abgleich der Verbrauchsdaten für Benzin, Diesel, Petroleum und Flüssiggas in den Jahren 2000-2005 mit den vorläufigen Energiebilanzen 2000-2002 bzw. den Amtlichen Mineralölstatistiken des Bundesamtes für Wirtschaft und Statistik und den Absatzdaten des Mineralölwirtschaftsverbandes für die Jahre 2003-2005.
- Eine fehlerhafte Verteilung der Größenklassen bei den leichten Nutzfahrzeugen wurde behoben. Hierdurch erhöhen sich die Verbrauchswerte (Aktivitätsraten) und Emissionsfaktoren der Fahrzeugkategorie "Leichte Nutzfahrzeuge" geringfügig. Durch den Abgleich mit der Energiebilanz sinken die Aktivitätsraten und Emissionen der anderen Fahrzeugkategorien entsprechend ab. Doppelzählungen werden durch den

Energiebilanz-Abgleich vermieden. Der Gesamteffekt auf die Emissionshöhe liegt bei allen Schadstoffen unter einem Prozent.

Das Modell TREMOD ist so angelegt, dass bei Veränderung von Basisdaten grundsätzlich die gesamten Zeitreihen neu berechnet werden.

3.1.5.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.b)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

3.1.5.3 Transport - Schienenverkehr (1.A.3.c)

3.1.5.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.c)

CRF 1.A.3.c					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend	
All Fuels	- / t	CO ₂	0,23 %	0,14 %	fallend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFCH FC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe Schienenverkehr ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend.

Der Schienenverkehr in Deutschland wird langfristig mit dem Ziel modernisiert, dass ein Großteil des Energieeinsatzes im Schienenverkehr mit Strom erfolgt. Der Anteil an elektrischer Energie für die Traktion im Vergleich zum Diesel wurde kontinuierlich auf inzwischen 80 % erhöht¹⁴. Die Bahnstromkraftwerke zur Erzeugung des Bahnstromes sind dem stationären Anteil der Energiebranche zugeordnet (1.A.1.a) und bei den weiteren Beschreibungen nicht erfasst.

Für den Energieeinsatz in den Zügen der Deutsche Bahn AG spielt neben dem Stromeinsatz nur noch der Dieselkraftstoff eine bedeutendere Rolle. Die eingesetzten Mengen an festen Brennstoffen werden durch die Nutzung historischer Fahrzeuge verursacht, im Wesentlichen Dampflokomotiven zu Schauzwecken. Die Anteile des Steinkohle- und Braunkohleverbrauchs für historische Fahrzeuge ist von Jahr zu Jahr verschieden. Als Resultat ergeben sich jährlich unterschiedliche CO₂-Emissionsfaktoren für feste Brennstoffe. Sie sind mit 1,5 % des Gesamtenergie-Einsatzes im Schienenverkehr von geringer Bedeutung. Der Einsatz weiterer Energieträger speziell in privaten Kleinbahnen, z.B. Pflanzenöle oder Gas, wird bisher nicht erfasst und ist als vernachlässigbar anzusehen.

Die Quellgruppe 1.A.3c Schienenverkehr ist im ZSE direkt abgebildet.



Abbildung 25: Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr

¹⁴ aus Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54. Jahrgang (2004), Heft 3, S. 185

3.1.5.3.2 Methodische Aspekte (1.A.3.c)

Für diese Quellgruppe werden keine spezifischen Angaben in der IPCC Good Practice Guidance (2000: Kap. 2) gemacht. Die Emissionen werden deshalb als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren berechnet. Dieses Vorgehen entspricht der allgemeinen Tier 1-Methode und der prinzipiellen Berechnungsvorschrift nach Gleichung 2.6 der IPCC Good Practice Guidance (2000, S. 2.46).

Die Energieverbrauchsdaten werden der *Energiebilanz* (AGEB, 2003) und für die Jahre 2003-2005 den Absatzzahlen des Mineralölwirtschaftsverbandes entnommen. Im Einzelnen stammen die Angaben zu den Brennstoffen aus folgenden Zeilen der Energiebilanz in den jeweiligen Jahren:

Tabelle 30: Quellennachweis für AR in 1.A.3.c

Brennstoffart	Zeile der Energiebilanz	relevante Jahre
Dieselkraftstoff	74	bis 1994
	61	ab 1995
Braunkohlenbriketts	61	ab 1996
Rohbraunkohle	61	ab 1996
Steinkohle	74	bis 1994
	61	ab 1995
Steinkohlenkoks	61	ab 1995

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA:

- Für CO₂ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO₂-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die CH₄-EF begründen sich für feste Brennstoffe aus der UBA-Studie Luftreinhaltung '88 (UBA, 1989b), wobei diese landesspezifischen Faktoren mit den IPCC Default-Werten verglichen werden können: für Kohlen liegen die verwendeten EF höher als im IPCC Reference Manual (1996b, Tabelle 1-7). Für Dieselkraftstoff wurden für alle in Deutschland eingesetzten Diesellokomotiven spezifische Emissionsfaktoren abgeleitet. Für die Emissionsberechnungen werden diese baureihenspezifischen Emissionsfaktoren mit zugehörigen Betriebsleistungen (gefahrte Kilometer) im jeweiligen Jahr verknüpft („Transport Emission Estimation Modell“; IFEU, 2005.) Der Defaultwert im IPCC Reference Manual (1996b, Tabelle 1-7) liegt über den von Deutschland verwendeten landesspezifischen EF, die die motortechnischen Maßnahmen zur Verbesserung des Emissionsverhaltens von Schienenfahrzeugen im Zeitverlauf abbilden (1995: 2,6 kg/TJ 2005: 1,6 kg/TJ).
- Für N₂O folgen bei festen Brennstoffen die EF-Expertenbetrachtungen im UBA entsprechend der UBA-Studie Luftreinhaltung '88 (UBA, 1989b). Die landesspezifischen EF liegen deutlich über denen im IPCC Reference Manual (1996b, Tabelle 1-8). Bei Dieselkraftstoff erfolgt ein Analogieschluss zu Schweren Nutzfahrzeugen ohne Minderungstechnik. Der landesspezifische Emissionsfaktor liegt mit 1,0 kg/TJ über dem Wert von 0,6 kg/TJ im Reference Manual (IPCC, 1997, Tabelle 1-8)

Tabelle 31: Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr

Schadstoff	Verwendete EF [kg/TJ]	Default-EF [kg/TJ]
CH ₄	Dieselmotorkraftstoff: 1,6 - 3,2 Steinkohle: 15,0 Braunkohlenbriketts: 15,0 Rohbraunkohle: 15,0 Steinkohlenkoks: 0,5	Oil: 5 Coal: 10
N ₂ O	Dieselmotorkraftstoff: 1,0 Steinkohle: 4,0 Braunkohlenbriketts: 3,5 Rohbraunkohle: 3,5 Steinkohlenkoks: 4,0	Oil: 0,6 Coal: 1,4

Quelle: Luftreinhalteplan '88 (UBA, 1989b); IFEU (2005)

3.1.5.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.c)

Untersuchungen zu Unsicherheiten der Daten wurden bisher nicht für diese Quellgruppe durchgeführt. Die AR-Zeitreihen für Braunkohlenbriketts, Steinkohle und Steinkohlenkoks weisen durch die Umstellung der Statistiken 1994/1995 Inkonsistenzen auf, die momentan nicht beseitigt werden können.

3.1.5.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.c)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt. Die alten Emissionsfaktoren wurden sachgerecht ersetzt. Eine weitere Verifizierung ist zurzeit nicht geplant.

3.1.5.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.c)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.1.5.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.c)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

3.1.5.4 Transport - Schiffsverkehr (1.A.3.d)

3.1.5.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.d)

CRF 1.A.3.d										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission		2005- Anteil an der Gesamtemission		Trend			
	- / -									
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFCH FC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe Schiffsverkehr ist keine Hauptquellgruppe.

Der Schiffsverkehr ist an erster Stelle in die Küsten- und Binnenschifffahrt und die Seeschifffahrt zu unterscheiden. Im inländischen Bereich erfolgt ausschließlich der Einsatz von Dieselmotoren, im internationalen Bereich auch der von schwerem Heizöl. Die Emissionen aus dem internationalen Schiffsverkehr werden in den Emissionsinventaren nachrichtlich ausgewiesen, gehen aber nicht in die Gesamtemissionen ein.

Die Bedeutung des Schiffsverkehrs leitet sich aus den bestehenden Wasserstraßen in Deutschland her. Bei der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes heißt es dazu¹⁵: „Obwohl sehr viel weitmaschiger als Schiene und Straße, ist das Wasserstraßennetz dennoch ein zusammenhängendes Netz, das die großen Seehäfen einerseits mit der Hohen See, andererseits mit dem Hinterland sowie die bedeutendsten Industriezentren miteinander verbindet. Die Mehrzahl der Großstädte der Bundesrepublik besitzt einen Wasserstraßenanschluss. Das Netz der Bundeswasserstraßen hat eine Länge von rd. 7300 km Binnenwasserstraßen und schließt auch ca. 17800 km² Seewasserstraßen ein. Hiervon entfallen ca. 6500 km auf Binnenschifffahrtsstraßen und ca. 750 km auf Seeschifffahrtsstraßen ohne Außenbereiche der seewärtigen Zufahrten.“

Der Quellgruppe 1.A.3d Schifffahrt ist im ZSE der Küsten- und Binnenfischerei und der Küsten- und Binnenschifffahrt zugeordnet.



Abbildung 26: Strukturzuordnung 1.A.3d Schifffahrt

3.1.5.4.2 Methodische Aspekte (1.A.3.d)

Die IPCC Good Practice Guidance (IPCC, 2000, Seite 2.52) gibt vor, dass bei guter Datenverfügbarkeit die Tier 2-Methode unter Zugrundelegung von landesspezifischen CO₂-EF und antriebsspezifischen EF für CH₄ und N₂O die Tier 2-Methode anzuwenden ist. Liegen keine antriebsspezifischen Energieverbräuche vor, so können die IPCC Default-Emissionsfaktoren für CH₄ und N₂O verwendet werden. Fehlen landesspezifische Emissionsfaktoren für CO₂, so kann auf der Grundlage der IPCC Default-Emissionsfaktoren gerechnet werden, soweit es sich nicht um eine Hauptquellgruppe handelt.

Die IPCC Guidelines geben keine speziellen Methoden für die Berechnung der militärischen Emissionen aus der Schifffahrt vor. Es ist gute Praxis, für die Bestimmung dieser Emissionen Militärexperten einzubeziehen.

Für Deutschland werden die Emissionen dieser Quellgruppe als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren für CO₂, CH₄ und N₂O berechnet. Dieses Vorgehen entspricht der allgemeinen Tier 1-Methode und der prinzipiellen Berechnungsvorschrift nach Gleichung Emissionsfaktor mal Kraftstoffverbrauch gemäß der IPCC Guidance (2000: Kapitel 2.4.1.1, S. 2.51).

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA, im Einzelnen:

¹⁵ <http://www.wsv.de/Wasserstrassen/index.html>, Aufruf vom 07.12.2006

- Für den CO₂-Emissionsfaktor für Dieseldieselkraftstoff von 74000 kg/TJ und für schweres Heizöl von 78000 kg/TJ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO₂-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Der CH₄-Emissionsfaktor für schweres Heizöl von 3,0 kg/TJ begründet sich aus der UBA-Studie Luftreinhaltung '88 (UBA, 1989b). Dieser Wert liegt niedriger als der IPCC-Default-Wert für schweres Heizöl in der Seeschifffahrt von 7 kg/TJ im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.90, Tabelle 1-48). Für Dieseldieselkraftstoff wurde der Emissionsfaktor von Schweren Nutzfahrzeugen ohne Minderungstechnik verwendet. Eine Minderung der spezifischen CH₄-Emissionen um 15 % im Zeitraum 1990-2005 aufgrund motortechnischer Verbesserungen wurde nach Expertenschätzungen unterstellt. Die landesspezifischen EF liegen mit 2,4-2,8 kg/TJ gleichfalls niedriger als der IPCC-Default-Wert für Dieseldieselkraftstoff von 5 kg/TJ im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.35, Tabelle 1-7).
- Für N₂O folgen die EF Expertenbetrachtungen im UBA entsprechend der UBA-Studie Luftreinhaltung '88 bzw. dem Analogieschluss zu Schweren Nutzfahrzeugen ohne Minderungstechnik. Der landesspezifische EF liegt für Dieseldieselkraftstoff mit 1,0 kg/TJ über dem Wert von 0,6 kg N₂O/TJ im Reference Manual (IPCC, 1997: Tabelle 1-8). Für schweres Heizöl ist er mit 3,5 kg/TJ fast doppelt so hoch wie im Reference Manual (IPCC et al, 1997: S. 1.90, Tabelle 1-48) empfohlen.

Die Energieverbrauchsdaten wurden der *Energiebilanz* (AGEB, 2003) bzw. für die Jahre 2002-2005 den Amtlichen Mineralöl- und Mineralgasdaten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle entnommen. Im Einzelnen stammen die Angaben zu den Brennstoffen aus folgenden Zeilen der Energiebilanz in den jeweiligen Jahren:

Tabelle 32: Quellennachweis für AR in 1.A.3.d

Brennstoffart	Zeile der Energiebilanz	Bereich	relevante Jahre
Dieseldieselkraftstoff	6	international	alle
	77	inländisch	bis 1994
	64	inländisch	ab 1995
Heizöl, schwer	6	international	alle

Es erfolgt eine Aufteilung der Aktivitätsraten in den Bereich inländisch und international durch Berücksichtigung der Verkaufsmengen für unterschiedlich besteuerten Schiffskraftstoff, ausgewiesen in verschiedenen Energiebilanzzeilen. Diese Kraftstoffmengen ermöglichen zusammen mit den jeweiligen EF die Berechnung und Ausweisung von inländischen Emissionen auf der einen Seite und internationalen Emissionen auf der anderen Seite. Da keine Daten über Schiffsbewegungen vorliegen, können die Kriterien zur Trennung inländischer und internationaler Emissionen aus der IPCC-GPG (2000: Tabelle 2.8) nicht angewendet werden.

Der Großteil der Kraftstoffmengen wird für die Seeschifffahrt verkauft, auf relativ ausgeglichenem Niveau. In den Jahren seit 1999 ist dort eine Zunahme zu beobachten, die aber noch nicht das Niveau von 1990 erreicht hat. Die Küsten- und Binnenschifffahrt hat sinkende Verbräuche, wobei der abrupte Rückgang 1994/1995 lediglich einer Umstellung der Energiebilanz geschuldet ist.

3.1.5.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.d)

Untersuchungen zu Unsicherheiten der Daten wurden bisher nicht für diese Quellgruppen durchgeführt. Die Emissionsfaktoren für CO₂ und N₂O sind über die gesamte Zeitreihe konstant und damit konsistent.

Die Zeitreihen der Aktivitätsdaten für Küsten- und Binnenschifffahrt weisen durch die Umstellung der Statistiken 1994/1995 Inkonsistenzen auf, die nicht beseitigt werden können.

3.1.5.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.d)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt. Eine quellenspezifische Verifizierung erfolgte durch einen Vergleich zwischen den verwendeten Emissionsfaktoren und neu gewonnenen landesspezifischen Emissionsfaktoren. Die alten Emissionsfaktoren wurden sachgerecht ersetzt. Eine weitere Verifizierung ist zurzeit nicht geplant.

3.1.5.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.d)

Angaben zu zukünftigen Rückrechnungen sind momentan nicht möglich.

3.1.5.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.d)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

3.1.5.5 Transport - Übriger Verkehr (1.A.3.e)**3.1.5.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.e)**

CRF 1.A.3.e										
Hauptquellgruppe nach Level 8I) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission		2005- Anteil an der Gesamtemission		Trend			
All Fuels	- / t	CO ₂	0,34 %		0,42 %		steigend			
Schadstoff	CO₂	CH₄	HFC	PFC	SF₆	N₂O	NO_x	CO	NMVOC	SO₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	--	--	--	CS	--	--	--	--
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe Übriger Verkehr ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend.

In der Quellgruppe werden die Emissionen des bauwirtschaftlichen Verkehrs und von Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen berichtet. Der bauwirtschaftliche Verkehr ist eine Kategorie der Energiebilanz. Die Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen sind dagegen eine klar definierte Anlagenart.

Der Quellgruppe 1.A.3.e Übriger Verkehr sind im ZSE der bauwirtschaftliche Verkehr und die Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen zugeordnet.

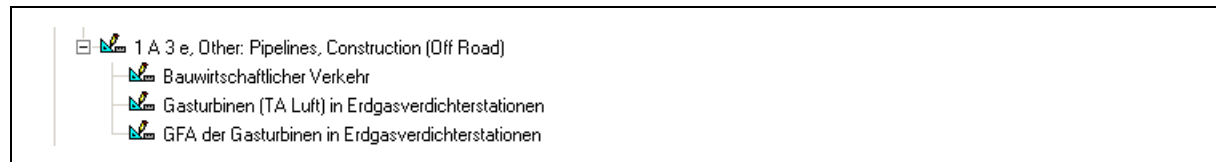


Abbildung 27: Strukturzuordnung 1.A.3.e Übriger Verkehr

3.1.5.5.2 Methodische Aspekte (1.A.3.e)

Für oben genannte Bereiche werden die Emissionen als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren berechnet. Für den übrigen Verkehr weist die IPCC Good Practice Guidance (2000) keine spezifischen Vorgaben für die gute Praxis aus. Das gewählte Vorgehen entspricht der allgemeinen Tier 1-Methode wie sie z.B. in der Gleichung 2.3 der IPCC Good Practice Guidance (2000: S. 2.37) dargelegt ist.

Der Bereich *Bauwirtschaftlicher Verkehr* hat den höheren Anteil beim Energieeinsatz. Die Energieverbrauchsdaten werden für Diesel- und Ottokraftstoff nach Abzug der Energieeinsätze für militärischen und landwirtschaftlichen Verkehr den Energiebilanzzeilen 79 bzw. 67 (bis 1994 bzw. ab 1995) entnommen (vgl. Kapitel 13.2). Da der bauwirtschaftliche Verkehr signifikant für die Bestimmung als Hauptquellgruppe ist, sollte eine möglichst detaillierte Berechnungsmethode angewendet werden. Momentan ist aber wegen fehlender Detaildaten nur die oben beschriebene Tier 1-Methode anwendbar.

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA, im Einzelnen:

- Für CO₂ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO₂-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die landesspezifische CH₄-EF begründet sich aus der UBA-Studie Luftreinhaltung '88 (UBA 1989b). Der landesspezifische N₂O-Emissionsfaktor von 1,0 kg/TJ wurde im Analogieschluss aus dem Wert für Schwere Nutzfahrzeuge ohne Minderungstechnik abgeleitet.

Der Bereich *Erdgasverdichterstationen* hat den geringeren Anteil beim Energieeinsatz. Die Energieverbrauchsdaten für Erdgas liegen mit der Berichterstattung 2007 in einer überarbeiteten Version vor. Die Werte sind neben dem Erdgaseinsatz in Kokereien und Ortsgaswerken mit in der Energiebilanz in der Zeile „Umwandlungseinsatz der Kokereien“ (EBZ 40 für die Jahre 1990-1994 und EBZ 33 für die Jahre ab 1995) enthalten. Auf Basis einer persönlichen Mitteilung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen kann jetzt in Konsistenz mit der Energiebilanz der Erdgaseinsatz in Erdgasverdichterstationen ausgewiesen werden. Ab 1998 entspricht er dem gesamten Erdgaseinsatz in der Energiebilanzzeile 33. Da es sich hier um eine nicht signifikante Teilemission der Quellgruppe handelt, wurde die oben beschriebene Tier 1-Methode angewendet.

Die Emissionsfaktoren stützen sich schadstoffspezifisch auf Ergebnisse verschiedener Forschungsprojekte und Expertenbetrachtungen des UBA, im Einzelnen:

- Für CO₂ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO₂-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die CH₄- und N₂O-EF stammen aus Kapitel 4.9.5 und Anhang E, Tabelle 5 der UBA-Studie zu stationären Feuerungsanlagen (RENTZ et al, 2002); die Vorgehensweise der Studie ist in Kap. 3.1.1.2 beschrieben.

3.1.5.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.e)

Erstmals wurden im Berichtsjahr 2004 für die Aktivitätsraten Unsicherheiten bestimmt (Forschungsvorhaben 204 41 132, UBA). Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten ist im Anhang 2, Kapitel „Unsicherheiten der Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen“ beschrieben.

Die Zeitreihen der EF für CH₄ für alle Brennstoffe und der EF für N₂O für Ottokraftstoff (Bauwirtschaft) weisen durch die Umstellung der Statistiken 1994/1995 Inkonsistenzen auf, die nicht beseitigt werden können. Da für diese Fälle seit 1995 keine separate Ausweisung der Aktivitäten für die neuen Bundesländer mehr erfolgt, können auch keine von den alten Bundesländern abweichenden EF für eine Emissionsberechnung genutzt werden. Da von einer Angleichung der spezifischen Emissionen und damit der EF zwischen alten und neuen Bundesländern bis 1994 nicht ausgegangen werden kann, wurden die verschiedenen EF für diese Jahre beibehalten. Damit besteht ein methodischer Wechsel in der Zeitreihe, der von einem Sprung im Gesamt-EF (IEF) gekennzeichnet ist.

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten der EF für Erdgasverdichterstationen ist im Kapitel 3.1.1.2 beschrieben. Ergebnisse für N₂O sind dem Kapitel 3.1.1.3.2 zu entnehmen, für CH₄ dem Kapitel 3.1.1.3.3 .

3.1.5.5.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.e)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt.

Da die Inventare grundsätzlich auf den Energiebilanzen für Deutschland von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB, 2006) aufbauen und deren System zur Sicherung der Qualität zur Zeit nicht bekannt ist, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität und durch Nachfrage im Einzelfall. Das derzeit laufende Forschungsvorhaben „Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung 2003 – Teilvorhaben 03 –Energie-Dokumentation der Energiebilanz“ (FKZ 203 41 253 / 03) beinhaltet eine Dokumentation der Quellen für die Energiebilanz und leistet damit einen entscheidenden Beitrag zur Qualitätssicherung und -kontrolle.

Eine weitergehende quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung ist momentan nicht möglich.

Erdgasverdichterstationen: die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.4 gelten entsprechend.

3.1.5.5.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.3.e)

Erdgasverdichterstationen: die Ergebnisse des Kapitels 3.1.1.5 gelten entsprechend.

Für den Erdgaseinsatz in Erdgasverdichterstationen fand eine Rückrechnung für die Zeitreihe zwischen 1991 und 1997 statt. Damit wurde die Konsistenz zur Energiebilanz verbessert.

Weitere Rückrechnungen waren nicht erforderlich.

3.1.5.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.e)

Es ist geplant, aktualisierte landesspezifische Emissionsfaktoren zu verwenden.

Erdgasverdichterstationen: die im Kapitel 3.1.1.6 beschriebenen Planungen können die bereits günstige Datenlage für Erdgasverdichterstationen weiter verbessern.

3.1.6 Sonstige: Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4)**3.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.4)**

CRF 1.A.4					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend
CRF 1.A.4.a (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen)					
All Fuels	l / t	CO ₂	5,01 %	4,30 %	fallend
All Fuels	- / t	CH ₄	0,10 %	0,00 %	fallend
CRF 1.A.4.b (Haushalte)					
All Fuels	l / t	CO ₂	10,15 %	10,78 %	steigend
CRF 1.A.4.c (Land-, Forstwirtschaft und Fischerei)					
All Fuels	l / t	CO ₂	0.86 %	0.61 %	fallend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in % - flüssige Brennstoffe		-25/ +50	-	-	-	± 35				
EF Unsicherheiten in % - gasförmige Brennstoffe		-50 / +100	-	-	-	± 35				
EF Unsicherheiten in % - feste Brennstoffe		-50/ +100	-	-	-	± 50				
Unsicherheitenverteilung		L	-	-	-	N				
Methode EF-Ermittlung		Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe 1.A.4 Sonstige ist in allen ihren Subquellgruppen für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend. Zusätzlich ist die Quellgruppe 1.A.4.a Gewerbe, Handel, Dienstleistung für CH₄-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend.

Die Quellgruppe 1.A.4 umfasst Feuerungsanlagen in den Bereichen der Haushalte, des Gewerbes, des Handels und der Dienstleistungen (Kleinverbraucher) und der Landwirtschaft (*Commercial and Institutional, Residential und Agriculture*) sowie verschiedene mobile Quellen.

In der Subquellgruppe 1.A.4.a Gewerbe, Handel und Dienstleistungen werden Anlagen zur Wärmeerzeugung in Kleinfeuerungsanlagen der Kleinverbraucher berichtet.

1.A.4.b umfasst den Energieeinsatz in Haushalten. Es handelt sich in erster Linie um Feuerungsanlagen. Daneben sind in der Quellgruppe 1.A.4.b mobile Quellen der Haushalte (ohne Straßenverkehr) enthalten.

Die Subquellgruppe 1.A.4.c umfasst die Bereiche Landwirtschaft, Forstwirtschaft und Fischerei. Berichtet werden hier die Emissionen aus der Wärmeerzeugung in kleinen und mittleren Feuerungsanlagen und die Emissionen aus dem landwirtschaftlichen Verkehr. Gemäß der IPCC-Struktur sind in 1.A.4.c auch Emissionen aus den mobilen Quellen der Fischerei und der Forstwirtschaft enthalten. Wegen der an dieser Stelle abweichenden

Aufschlüsselung der energiestatistischen Basisdaten können diese Emissionen nicht in 1.A.4 berichtet werden. Sie sind stattdessen bei den Emissionen des Verkehrs (1.A.3) enthalten.

Die Emissionen des landwirtschaftlichen Verkehrs sowie der mobilen Quellen der Haushalte werden zwar innerhalb der Quellgruppe 1.A.4 berichtet, sie werden aber gemeinsam mit den Daten des Verkehrsbereichs ermittelt. Ihre Berechnung wird nicht an dieser Stelle beschrieben.

Die folgende Abbildung 28 zeigt die Zuordnungen im Zentralen System Emissionen.

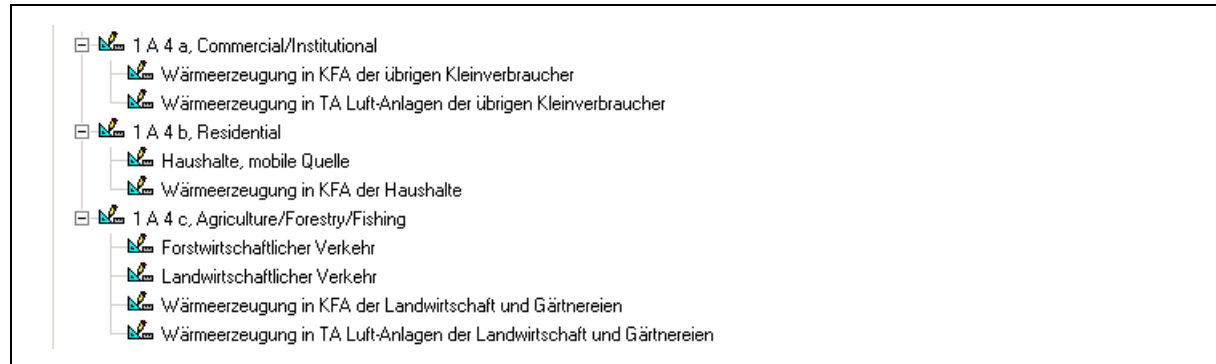


Abbildung 28: Strukturzuordnung 1.A.4 Andere

Der Bestand an Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Kleinverbraucher) stellt hinsichtlich Bauart und Größe der Anlagen eine sehr inhomogene Gruppe dar. Die Bandbreite der installierten Feuerungen reicht, um nur einige Beispiele zu nennen, von Einzelraumfeuerstätten für feste Brennstoffe mit ca. 4 kW Nennwärmeleistung (z.B. Kaminofen, Herde), über Öl- und Gasfeuerungen zur Raumwärme- und Warmwassererzeugung (z.B. Zentralheizungskessel) sowie hand- und automatisch beschickte Holzfeuerungen im gewerblichen Bereich bis hin zu genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen bei Kleinverbrauchern mit einer Nennwärmeleistung von mehreren Megawatt. Insgesamt waren im Jahr 2000 mehr als 36 Mio. Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Kleinverbraucher) in Deutschland installiert (UBA, 2003d: S. 10). Daran hatten Feuerungsanlagen für feste Brennstoffe mit ca. 14,6 Mio. Anlagen den größten Anteil, gefolgt von Gasfeuerungsanlagen (ca. 13,5 Mio.) und Ölfeuerungsanlagen (ca. 7,9 Mio.). Die weitaus überwiegende Anzahl der Anlagen (mehr als 95 %) ist im Bereich der privaten Haushalte installiert (UBA, 2000a und UBA, 2003d).

Die in dieser Quellgruppe eingesetzten Holzbrennstoffe können nur teilweise von amtlichen Statistiken erfasst werden, da große Mengen privat gesammelt werden. Aus diesem Grunde werden in der Energiebilanz die Daten des Statistischen Bundesamtes durch eine Erhebung des Verbrauchs von Brennholz in privaten Haushalten ergänzt. Die in der Energiebilanz angegebene Brennstoffkategorie „Müll und sonstige Biomasse“, wird in der Satellitenbilanz weiter spezifiziert. Daraus geht hervor, dass im Sektor Haushalte ausschließlich Brennholz eingesetzt wird, während im Sektor „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher“ lediglich Klärgas/ Biogas zum Einsatz kommt.

3.1.6.2 Methodische Aspekte (1.A.4)

Die **Aktivitätsraten** der Quellgruppe 1.A.4 bauen auf die von der AG Energiebilanzen erstellte Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland auf, wobei vor 1995 getrennte

Energiebilanzen für die alten und neuen Bundesländer verwendet wurden. Maßgebend sind die Zeilen 66 (Haushalte) und 67 (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher) (AGEB, 2003).

Da die Angaben der Energiebilanzzeile 67 (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher) auch die Verbräuche der militärischen Dienststellen beinhalten, müssen diese von den jeweiligen Positionen der Zeile 67 abgezogen werden (in Quellgruppe 1.A.5.a, Kapitel 3.1.7 werden die stationären Quellen des militärischen Bereichs beschrieben). Zu den Energieeinsätzen in Feuerungsanlagen der Landwirtschaft, die ebenfalls in Zeile 67 der Energiebilanz enthalten sind, kann auf Angaben einer vorliegenden Studie (UBA, 2000a) für das Jahr 1995 zurückgegriffen werden. Hier wurde eine Schätzung des Anteils der Feuerungsanlagen der Landwirtschaft am gesamten Energieeinsatz in Zeile 67 vorgenommen. Dieser Anteil wurde für die Jahre bis 2005 als konstant angenommen.

Datengrundlage für die verwendeten **Emissionsfaktoren** ist UBA (2000a). Im Rahmen dieses Vorhabens wurden gerätebezogene und quellgruppenspezifische Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher für alle wichtigen Abgaskomponenten mit hohem Detaillierungsgrad für das Bezugsjahr 1995 berechnet.

Die Ermittlung der Emissionsfaktoren beruht auf einem quellgruppenspezifischem „bottom-up“-Ansatz, bei dem zusätzlich zu den (Sub-)Quellgruppen und Brennstoffen detailliert nach Anlagentechnologien unterschieden wird. Hierbei werden durch Aggregation von mehreren anlagenspezifischen Emissionsfaktoren mittlere Emissionsfaktoren für den gesamten Anlagenbestand innerhalb der betrachteten Quellgruppen generiert. Durch die anlagen-/gruppenspezifischen Emissionsfaktoren werden alle wesentlichen feuerungstechnischen Besonderheiten der für die einzelnen Gruppen typischen Anlagen erfasst. Das Verfahren entspricht der Tier 2-Methode der IPCC-GPG (2000: S. 2.39).

Die Strukturierung der Emissionsfaktoren richtete sich nach den in Deutschland am Endenergieverbrauch relevant beteiligten Brennstoffen:

- Heizöl EL,
- Heizöl S/SA,
- Erdgas,
- Braunkohlen (Rohbraunkohle, Briketts aus dem Rheinischen-, Lausitzer-, Mitteldeutschen-Revier, Importbriketts),
- Steinkohlen (Koks, Briketts, Anthrazit) und
- Holz (naturbelassenes Holz, Resthölzer).

Außerdem wurden die Emissionsfaktoren nach der Gerätebauart, der Altersstufe, dem Leistungsbereich und der typischen Betriebsweise der Feuerungsanlagen differenziert erhoben. Im Bereich der Kleinverbraucher wurde zusätzlich zwischen nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen im Geltungsbereich der 1. BImSchV (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen) und genehmigungsbedürftigen Anlagen, die den Anforderungen der Technischen Anleitung Luft unterliegen, unterschieden. Das Emissionsverhalten der Feuerungsanlagen wurde auf der Basis einer umfangreichen Literaturschau dokumentiert, wobei zwischen Ergebnissen aus Prüfstandsuntersuchungen und Feldmessungen unterschieden wurde. Ergänzend hierzu wurden Untersuchungen an Feuerstätten für den Einsatz fester Brennstoffe auf dem Prüfstand und in Feldmessungen vorgenommen

Die Beschreibung der Anlagenstruktur der installierten Feuerungsanlagen erfolgte unter Verwendung der Statistiken zum Wohnungs- und Gebäudebestand, des Schornsteinfegerhandwerks und durch eigene Erhebungen des Forschungsnehmers in ausgewählten Kehrbezirken in Baden-Württemberg, Nordrhein-Westfalen und Sachsen. Mit Hilfe dieser Daten wurde der Energieeinsatz in einzelnen Anlagentypen abgeschätzt, so dass nach Energieeinsätzen gewichtete sektorale Emissionsfaktoren ermittelt werden konnten. Tabelle 33 zeigt die ermittelten sektoralen Emissionsfaktoren.

Tabelle 33: Sektorale Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher

Haushalte	CH₄ [kg/TJ]	N₂O [kg/TJ]
Steinkohlen und -briketts	273	11
Steinkohlen	259	12
Briketts	293	10
Steinkohlenkoks	7,1	0,8
Braunkohlenbriketts	105	4,4
Naturbelassenes Holz	123	1,5
Heizöl EL	0,06	0,61
Erdgas	1,1	0,31
Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Kleinverbraucher)		
Steinkohlen und -briketts	9,2	4,9
Steinkohlen	9,2	4,9
Briketts	-	-
Steinkohlenkoks	20	0,81
Braunkohlenbriketts	248	0,47
Naturbelassenes Holz	96	0,99
Heizöl EL	0,02	0,56
Erdgas	0,12	0,34

Auf der Grundlage der ermittelten Werte für das Jahr 1995 wurde anhand zweier Szenarien die weitere Entwicklung der Emissionsfaktoren in 5-Jahresschritten bis in das Jahr 2020 abgeschätzt.

3.1.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.4)

Die Berechnung von abgesicherten Emissionsfaktoren in diesem Anlagenbereich kann nur durch ein aufwendiges Verfahren erfolgen. Neben Emissionswerten müssen zusätzliche Informationen z.B. zur Berücksichtigung der Betriebsweise (Lastfälle), der Anlagenstruktur und des gerätebezogenen Endenergieverbrauchs ermittelt werden. Bei der Datenermittlung im Rahmen des oben genannten FE-Vorhabens wurde dieser Ansatz weitgehend verfolgt, gleichwohl musste allein aufgrund des großen Anlagenbestandes sowie der Vielzahl verschiedener Feuerungsbauarten und der zum Einsatz kommenden Brennstoffe von einer relativ großen „Grundunsicherheit“ der Daten ausgegangen werden.

Bei einigen Anlagenarten lagen bei Einsatz bestimmter Brennstoffe zudem nur unzureichende oder überhaupt keine Daten zum Emissionsverhalten vor. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass bei den Feuerungsanlagen der Haushalte und in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (Kleinverbraucher) keine gesetzliche Messpflicht für die betrachteten Treibhausgasemissionen besteht. Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren konnte daher im Regelfall (ausgenommen CO₂, da weitgehend unabhängig von der Feuerungsbauart) nur auf wenige Ergebnisse von Einzelmessungen an ausgewählten Anlagen zurückgegriffen werden.

In einigen dieser Fälle konnten die Datenlücken durch Übertragung von Emissionsfaktoren vergleichbarer Feuerungsbauarten bzw. durch Verwendung von Emissionsdaten anderer Studien teilweise geschlossen werden.

Die Ermittlung der für die Emissionsfaktoren für CH₄ und N₂O angegebenen Unsicherheiten erfolgte durch eine Expertenschätzung gemäß IPCC-GPG (2000: Kapitel 6). Sie basiert auf den für das o.g. Forschungsvorhaben erhobenen Emissionsdaten und wurde von Fachleuten aus dem Umweltbundesamt in Zusammenarbeit mit Experten des Instituts für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen der Universität Stuttgart durchgeführt. In die Schätzung gingen für N₂O und CH₄ folgende Fehlerquellen ein:

- der Messfehler bei der Bestimmung der Schadstoff-Konzentration;
- die Unsicherheit bei der Schätzung von Übertragungsfaktoren (systematische Unterschiede zwischen Prüfstands- und Feldmessungen);
- die Unsicherheit aufgrund einer zu geringen Anzahl an Emissionsdaten;
- die Unsicherheit aufgrund von unterschiedlichen eingesetzten Messverfahren;
- die Unsicherheiten bei den angesetzten Anlagendaten (Bestands-, Alters- und Leistungsstruktur und eingesetzte Brennstoffmengen)

Bei all diesen Einflussgrößen erwies es sich als sinnvoll, zwischen Anlagen mit flüssigen und gasförmigen Brennstoffen und Anlagen mit festen Brennstoffen zu differenzieren. Alle Unsicherheiten mit Ausnahme des Messfehlers bei der N₂O-Bestimmung sind für Anlagen mit festen Brennstoffen höher anzusetzen als für Anlagen mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen. Dies ist u.a. darauf zurückzuführen, dass sich die Gruppe der festen Brennstoffe aus einer Vielzahl von Brennstoffen mit jeweils unterschiedlichem Emissionsverhalten zusammensetzt (z.B. diverse Braunkohlen, Steinkohlen und Hölzer unterschiedlicher Provenienz und Beschaffenheit); bei Anlagen für gasförmige oder flüssige Brennstoffe hingegen werden die Emissionen nahezu ausschließlich durch den Einsatz von Erdgas bzw. leichtem Heizöl bestimmt.

Speziell bei Gasfeuerungsanlagen tritt ein weiterer Fehler bei der Ermittlung der Start-/Stopp-Emissionen auf. Hier wird während der An- und Abfahrvorgänge CH₄ aus dem Erdgas teilweise unverbrannt emittiert. Diese dem eigentlichen Verbrennungsprozess vor- und nachgelagerten Emissionen, vgl. hierzu Kapitel 3.2.2.6 (Erdgas), tragen erheblich dazu bei, dass die CH₄-Emissionsfaktoren bei Gasfeuerungsanlagen mit hohen Unsicherheiten behaftet sind.

Für die Verteilung der Unsicherheiten wird bei den N₂O-Emissionsfaktoren in erster Näherung eine Normalverteilung angenommen. Bei CH₄ hingegen ist aufgrund der erheblich größeren Unsicherheiten (bis zu 100%) davon auszugehen, dass die Abweichungen hin zu größeren Werten deutlich ausgeprägter sind als hin zu kleineren Werten. Aus diesem Grund ist bei CH₄ für alle Brennstoffe eine log-Normalverteilung anzunehmen.

Die Emissionsfaktoren für CH₄ und N₂O wurden im Rahmen des o.g. Forschungsvorhabens für den Zeitraum 1995 (Bezugsjahr) bis 2020 in 5-Jahresschritten erhoben. Danach ergeben sich in der Zeit bis 2003 bei den meisten dieser Emissionsfaktoren keine Veränderungen. Lediglich bei Einsatz von einigen Festbrennstoffen (Braunkohle, Holz) wurde eine leichte Abnahme bei den CH₄-Emissionsfaktoren prognostiziert. Dies ist vor allem auf die Modernisierung des Anlagenbestandes (Ersatz von Altanlagen durch emissionsärmere Neuanlagen) und zum Teil auf Veränderungen in der Brennstoffverbrauchsstruktur (stark rückläufiger Einsatz ostdeutscher Braunkohlen seit 1990) zurückzuführen. Bei N₂O, das bei

Kleinf Feuerungsanlagen weitgehend brennstoffabhängig ist, kann für diesen Zeitraum in guter Näherung von konstanten Emissionsfaktoren ausgegangen werden.

Anhang 2, Kapitel 13.6 beschreibt die Methode, mit der die Unsicherheiten für die **Aktivitätsraten** ermittelt wurden.

3.1.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

Zur Qualitätssicherung wurden im Rahmen des oben genannten FE-Vorhabens alle verwendeten Eingangsdaten aus der Literatur und aus eigenen Erhebungen des Forschungsnehmers auf ihre Validität hin überprüft. Die Überprüfung erfolgte z.B. durch Vergleiche mit bereits abgesicherten Daten sowie durch Plausibilitätsprüfungen. Zur Beschreibung des Emissionsverhaltens der Feuerungsanlagen wurden Emissionswerte grundsätzlich nur dann in die weitere Berechnung übernommen, wenn in der Literaturstelle vollständige und zweifelsfreie Angaben zum eingesetzten Brennstoff, zur Bauart der Feuerung und deren Betriebsweise während der Messungen vorhanden waren. Alle für die Inventarerstellung wesentlichen Materialien wurden vom Forschungsnehmer dokumentiert.

Im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß IPCC-GPG (2000: Kapitel 2.2.3 und 8) wurden zudem die nach Tier 2 ermittelten länderspezifischen Emissionsfaktoren für CH₄ und N₂O mit den IPCC-Tier 1 Default-Faktoren des IPCC Reference Manuals (1996b) verglichen. Dabei ergab sich bei den meisten Brennstoffen eine gute Übereinstimmung der Werte (Abweichungen innerhalb einer Größenordnung), wobei tendenziell die Default-Werte für CH₄ höher und die für N₂O niedriger liegen als die länderspezifischen Werte. Größere Abweichungen treten lediglich bei dem Brennstoff Heizöl auf, was auf einen sehr hoch angesetzten Tier 1 Default-Wert (10 kg/TJ CH₄ für „Oil“) zurückzuführen ist. Bei einem Vergleich mit dem entsprechenden Tier 2-Default-Wert (0,7 kg/TJ CH₄ für „Distillate Fuel Oil“) ergeben sich deutlich geringere Abweichungen von den länderspezifischen Werten.

Zusätzlich wurde ein Datenvergleich mit Österreich, das eine ähnlichen Anlagen- und Brennstoffverbrauchsstruktur wie Deutschland aufweist, angestellt (UBA Wien, 2004). Im Ergebnis wurde ebenfalls eine gute Übereinstimmung der Emissionsfaktoren festgestellt mit insgesamt geringeren Abweichungen als bei dem Default-Werte-Vergleich.

3.1.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.4)

Die Emissionsfaktoren sind für den Zeitraum 1990 bis 2005 in der Zeitreihe konsistent. Notwendige Rückrechnungen wurden bereits 2004 durchgeführt und im NIR 2005 beschrieben.

3.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4)

Zur Schaffung einer breiteren Datenbasis für die Ermittlung bestimmter Emissionsfaktoren (insbesondere für CH₄ bei Einsatz von festen oder gasförmigen Brennstoffen) sind weitere Untersuchungen notwendig. Diese werden im Rahmen eines derzeit laufenden Forschungsprojekts durchgeführt. Dasselbe gilt für die Aktivitätsraten zur Verbrennung von Biomasse (insbesondere Holz und Holz-Brennstoffe).

3.1.7 Andere Bereiche (1.A.5)

Die Quellgruppe 1.A.5 umfasst die verbrennungsbedingten Emissionen des militärischen Bereichs. Sie ist in die Quellgruppen 1.A.5a „Stationary“ und 1.A.5b „Mobile“ untergliedert.

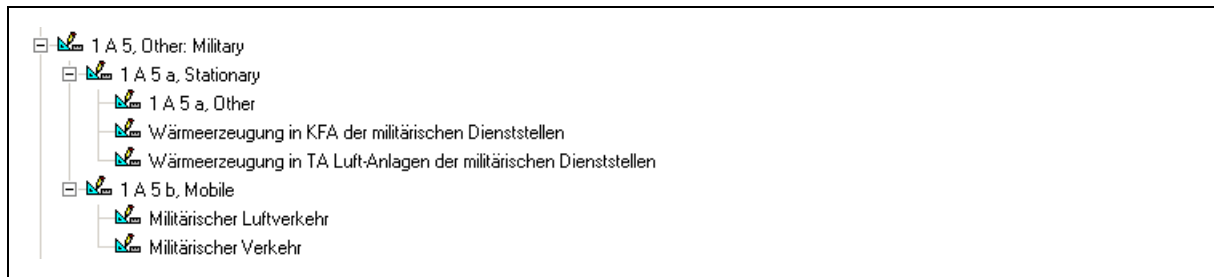


Abbildung 29: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere Bereiche

3.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.5)

CRF 1.A.5										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend					
All Fuels	I / t	CO ₂	0,93 %	0,17 %	fallend					
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	NM VOC	VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		25								
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung		CS								

Die Quellgruppe 1.A.5 Andere Bereiche ist eine Hauptquellgruppe für CO₂-Emissionen nach der Emissionshöhe und dem Trend.

3.1.7.2 Methodische Aspekte (1.A.5)

Grundlage für die verwendeten **Aktivitätsraten** ist die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (AGEB 2005). Da diese den Endenergieverbrauch der militärischen Dienststellen ab 1995 nicht mehr getrennt ausweist, sondern nur noch in Zeile 67 unter „Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher“ mit erfasst, mussten für die Quellgruppe 1.A.5 zusätzliche energiestatistische Quellen erschlossen werden.

Für die Quellgruppe 1.A.5.a wurde auf Angaben des Bundesministeriums der Verteidigung (BMVg, 2005) zurückgegriffen, das dem UBA den „Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung in der Bundeswehr“ nach Brennstoffen 1999-2005 meldete. Diese Zahlen wurden von den Angaben der Energiebilanzzeile 67 (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) subtrahiert und werden nicht in 1.A.4, sondern in 1.A.5 berichtet.

Für die Quellgruppe 1.A.5b wurden die militärischen Kraft- und Flugtreibstoffverbräuche 1995-1999 in TJ einer Sonderauswertung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) entnommen. Für die Jahre 2000 bis 2005 wurde folgende Quelle verwendet: Mineralölwirtschaftsverband (MWV, 2006), Mineralöl-Zahlen 2005, S. 32. Die in 1000 t angegebenen Verbräuche wurden auf Basis der jeweiligen für 2002 ausgewiesenen Heizwerte in TJ umgerechnet.

Datengrundlage für die Quellgruppe 1.A.5.a verwendeten **Emissionsfaktoren** ist UBA (2000a). Im Rahmen dieses Vorhabens wurden gerätebezogene und quellgruppenspezifische Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen in den militärischen

Dienststellen für alle wichtigen Abgaskomponenten mit hohem Detaillierungsgrad für das Bezugsjahr 1995 berechnet. Die Methode bei der Ermittlung der Faktoren entspricht der für die Quellgruppe 1.A.4 beschriebenen Vorgehensweise. Tabelle 34 zeigt die verwendeten sektoralen Emissionsfaktoren.

Tabelle 34: Sektoriale Emissionsfaktoren für die Feuerungsanlagen der militärischen Dienststellen

Militär	CH ₄ [kg/TJ]	N ₂ O [kg/TJ]
Steinkohle und -Briketts	2,4	4,8
Steinkohlenkoks	19	0,8
Braunkohlenbriketts	242	0,37
Rohbraunkohle	368	
Heizöl EL	0,02	0,56
Erdgas	0,02	0,29

3.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.5)

Angaben zu den Unsicherheiten der Emissionsfaktoren können der Beschreibung der Quellgruppe 1.A.4 entnommen werden. Im Anhang 2 Kapitel 13.6 ist beschrieben, wie die Unsicherheiten für die Aktivitätsraten ermittelt wurden.

3.1.7.4 Quellspezifische Rückrechnungen (1.A.5)

Angaben zu den quellspezifischen Rückrechnungen können ebenfalls der Beschreibung der Quellgruppe 1.A.4 entnommen werden. Aufgrund eines Hinweises des Datenlieferanten wurden beim Brennstoff Erdgas für die Jahre 1999 bis 2004 Korrekturberechnungen durchgeführt, die zu ca. 9 % höheren Aktivitätsraten führten.

3.1.8 Vergleich mit dem CO₂-Referenzverfahren

Im Rahmen des internationalen Klimaschutzes ist die Berichterstattung zu den verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen von größter Bedeutung. Von den Industrieländern wird hierzu routinemäßig das quellgruppenspezifische Verfahren angewendet, das auf der Ebene der einzelnen Energieverbrauchssektoren ansetzt und daher differenzierte Aussagen zur Struktur der Emittenten erlaubt. Als vergleichendes Verfahren wurde vom IPCC der *Reference Approach* (Referenzverfahren) entwickelt, das von der Ebene des Primärenergieverbrauchs (Input von Energieträgern in ein Land) ausgeht. Dieses Verfahren stellt geringere Anforderungen an die Datengrundlagen als das quellgruppenspezifische Verfahren.

Das Referenzverfahren wurde für alle Jahre durchgeführt. Hierbei besteht das Problem, dass die hierfür benötigte detaillierte Energiebilanz mit Verzögerungen von mehreren Jahren veröffentlicht wird. Aktuell stehen die Bilanzen bis zum Jahr 2002 zur Verfügung. Um dennoch der geforderten Anwendung für alle Berichtsjahre nachkommen zu können, wurde im Rahmen eines Forschungsprojektes durch das Wuppertalinstitut ein Verfahren entwickelt, welches auf den zeitnäher erscheinenden Auswertetabellen aufbaut. Die Ergebnisse des Projektes sind im Anhang-Kapitel 13.8 zusammengestellt.

Die Ergebnisse des Referenzverfahrens sind in Tabelle 35 zusammengestellt und werden in den Abbildungen 31 und 32 mit den verschiedenen Datensätzen verglichen. Im Durchschnitt aller Jahre liegt die Abweichung zwischen den Ergebnissen des Referenzverfahrens und

dem sektoralen Berechnungsansatz liegt bei 0,4 %. Die Abweichungen variieren im Bereich von – 2,2 und + 1,1 %.

Zur Analyse des Reference Approach Berechnungsverfahrens wurde ein entsprechendes Forschungsvorhaben von der PROGNOSE AG durchgeführt (PROGNOS, 2000). Dessen wesentliche Ergebnisse sind im Anhang Kapitel 13.9 zusammengestellt.

3.1.9 Emissionen aus dem internationalen Verkehr (1.BU.1/1.BU.2)

Der internationale Verkehr gliedert sich in den internationalen zivilen Luftverkehr (1.BU.1) und den internationalen Seeverkehr (1.BU.2), zu dem die Hochseefischerei und die Seeschifffahrt zählen.

3.1.9.1 Emissionen aus dem internationalen Flugverkehr (1.BU.1)

Die Emissionen aus dem Verbrauch von Kraftstoffen für den internationalen Luftverkehr sind in der Inventarberechnung berücksichtigt, werden jedoch in Übereinstimmung mit der IPCC Good Practice Guidance (IPCC, 2000: S. 2.57) nicht als Bestandteil der nationalen Gesamtinventare berichtet.

Im Rahmen der deutschen Energiestatistiken ist eine offizielle Untergliederung der Brennstoffverbrauchsmengen für den Bereich der internationalen Flugverkehrsemissionen nicht verfügbar. Um dennoch eine Unterscheidung nach nationalen und internationalen Verbräuchen zu ermöglichen wird eine Aufteilung dieser Kraftstoffverbrauchsangaben in 20 % für den Inlandflugverkehr und 80 % für den internationalen Luftverkehr vorgenommen. Diese Relation wurde im Rahmen eines Forschungsvorhabens für das Jahr 1996 bestätigt. Insgesamt ist der Ansatz als sehr konservativ zu bezeichnen, da er die großen Zuwächse im Flugverkehr anteilig dem nationalen und internationalen Luftverkehr zuordnet. In der Praxis dürften sich diese Zuwachsraten über die letzten 12 Jahre weit überwiegend nur im internationalen Luftverkehrsbereich ergeben haben.

Gegenwärtig werden FE-Aktivitäten zu einem gemeinsamen Projekt der europäischen Gemeinschaft (Europäische Kommission, EUROSTAT, EUROCONTROL und EEA) zur Berechnung der Emissionen aus nationalem und internationalem Flugverkehr für die Ebene der einzelnen Mitgliedsstaaten und der gesamten europäischen Union vorbereitet. Es wird erwartet, dass mit diesem Projekt die oben genannten Probleme gelöst werden können.

Der internationale zivile Luftverkehr wird im ZSE direkt ausgewiesen.



Abbildung 30: Strukturzuordnung 1.BU.1 ziviler Luftverkehr (international)

3.1.9.2 Emissionen aus dem internationalen Seeverkehr/ Marine (1.BU.2)

CRF 1.BU.2: TABLE 1.C sectoral background data for energy										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission		2005- Anteil an der Gesamtemission		Trend			
Transport Navigation										
	- / -									
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	D	--	--	--	D	D	D	D	D
EF Unsicherheiten in %	--	10	--	--	--	10				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe internationaler Seeverkehr/Marine ist keine Hauptquellgruppe.

Zum internationalen Seeverkehr zählen die internationale Hochseefischerei und die Seeschifffahrt, die in dieser Gliederung auch im ZSE ausgewiesen werden.



Abbildung 31: Strukturzuordnung 1.BU.2 Seeverkehr (international)

Die Emissionen aus dem Verbrauch von Kraftstoffen für den internationalen Verkehr seegehender Schiffe sind in der Inventarberechnung berücksichtigt, werden jedoch in Übereinstimmung mit den UNFCCC-Guidelines nicht als Bestandteil der nationalen Gesamtinventare berichtet.

Die 19 deutschen Seehäfen an der Nord und Ostsee wurden im Jahr 1997 von 97.248 Schiffen angefahren. Sie verweilten 902.057 Stunden im Seegebiet des deutschen Festlandssockels und nahmen 715.537 Tonnen Treibstoff, bestehend aus Schweröl und marinem Dieselöl, auf.

Der Schwerölverbrauch nimmt seit 1984 als Folge hoher Mineralölpreise, dem zunehmenden weltweiten Transportaufkommen und dem zunehmenden Einsatz schwerölfähiger Dieselmotoren in der Seeschifffahrt zu.

Die Emissionsschwankungen der Seeschifffahrt 1992 und 1996 wurden durch Handels- und Ölkrise verursacht.

3.1.9.2.1 Methodische Aspekte (1.BU.2)

Die IPCC Good Practice Guidance (2000: Seite 2.52) gibt vor, dass bei guter Datenverfügbarkeit die Tier 2 Methode unter Zugrundelegung von landesspezifischen CO₂-EF und antriebspezifischen EF für CH₄ und N₂O anzuwenden ist. Liegen keine antriebspezifischen Energieverbräuche vor, so können die IPCC Default-EF für CH₄ und N₂O verwendet werden. Fehlen landesspezifische Emissionsfaktoren für CO₂, so kann auf der Grundlage der IPCC default Emissionsfaktoren gerechnet werden, soweit es sich nicht um eine Hauptquellgruppe handelt.

Für Deutschland werden die Emissionen dieser Quellgruppe als Produkt aus den verbrauchten Kraft- und Brennstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren für CO₂ und Default-EF für CH₄ und N₂O berechnet. Dieses Vorgehen entspricht der Tier 1 Methode.

Die Aktivitätsraten werden für die Hochseebunkerung direkt der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland entnommen. Ursache für deren separate Ausweisung ist die abweichende Besteuerung der in den Häfen verkauften Treibstoffmengen. Aktuelle Daten der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland liegen bis 2001 vor. Seither wurden Zahlen des Mineralölwirtschaftsverband (www.mwv.de) verwendet.

Für die Berechnung der N₂O-, CH₄-, CO-, NO_x- und NMVOC-Emissionen werden Default-Emissionsfaktoren aus den Revised 1996 IPCC Guidelines (Reference Manual, 1996b: S.1.90 Tabelle 1-48) verwendet.

Für den CO₂-Emissionsfaktor für Dieselmotorkraftstoff von 74000 kg/TJ und für schweres Heizöl von 78000 kg/TJ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel 13.7 verwiesen.

3.1.9.2.2 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.BU.2)

Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren aus dem Modell MARION betragen nach der Schätzung des zuständigen UBA - Experten 10%.

Das Forschungsvorhaben MARION wurde 1995/1997 durchgeführt. Es diente dazu die Emissionsbilanz von Einzelschiffen für den Seeverkehr mit deutschen Häfen zu errechnen.

Als Dateninput gingen in das Programm die Summe der Verkehrswege, schiffsspezifische Verbräuche und Schiffsmerkmale mit ein. Mit den dadurch ermittelten Verkehrstermen und Emissionstermen wurde die Gesamtemission für die Schiffstypen in Abhängigkeit von der jeweiligen Größenklasse ermittelt. Ölhaltige Rückstände des verbrauchten Schweröltreibstoffs des Hauptmaschinenbetriebs wurden mit 2% angenommen. Die Leistung der Hauptmaschine wurde mit 85 % und die der Hilfsmaschine mit 30 % angenommen. Eine getrennte Berechnung für Schweröl und marines Dieselöl ist nicht möglich.

3.1.9.2.3 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.BU.2)

Eine quellspezifische Verifizierung der CO-, CO₂- und NO_x-Emissionsfaktoren erfolgte durch einen Vergleich zwischen den bisher verwendeten, landesspezifischen Emissionsfaktoren und den Default-Emissionsfaktoren. Die Verifizierung erfolgte mit der Methode MARION.

3.1.9.2.4 Quellspezifische Rückrechnung (1.BU.2)

Auf Grund der verspäteten Verfügbarkeit der Energiebilanzdaten wurden zur Verbesserung der Konsistenz die Aktivitätsrate für 2000 und 2001 aktualisiert. Die Auswirkungen sind gering.

3.1.10 Lagerhaltung

Im Rahmen eines in Zusammenarbeit mit der Universität Utrecht durchgeführten Forschungsvorhabens (UU STS, 2007) wurden die Emissionen aus der nichtenegetischen Verwendung der in der Wirtschaft eingesetzten Energieträger erstmals für die Jahre zwischen 1990 und 2004 berechnet und mit den für das CO₂-Referenzverfahren verwendeten Angaben verglichen. Die Zusammenfassung der Ergebnisse ist in Kapitel 13.9 wiedergegeben.

3.1.11 Militär

Emissionen aus internationalen Einsätzen der Bundeswehr unter UN-Mandat werden gegenwärtig in den deutschen Emissionsinventaren nicht als separate Aktivität berechnet. Diese Aufgabe soll jedoch im Rahmen des Nationalen Systems kurzfristig gelöst werden.

Hierdurch wird gegenwärtig keine Unterlassung in den Inventaren vorgenommen, da die mit diesen Aktionen verbundenen Kraftstoffeinsätze in den nationalen militärischen Verbrauchsangaben enthalten sind.

Grundlage für die Aktivitätsdaten der militärischen Kraftstoffe sind die amtlichen Mineralölkosten für die Bundesrepublik Deutschland (BAFA, 2006).

Unter der Quellgruppe 1.A.5 Militär werden im ZSE als stationäre Quellen die Wärmeerzeugung der militärischen Dienststellen und als mobile Quellen der militärische Verkehr und der Flugverkehr abgelegt.

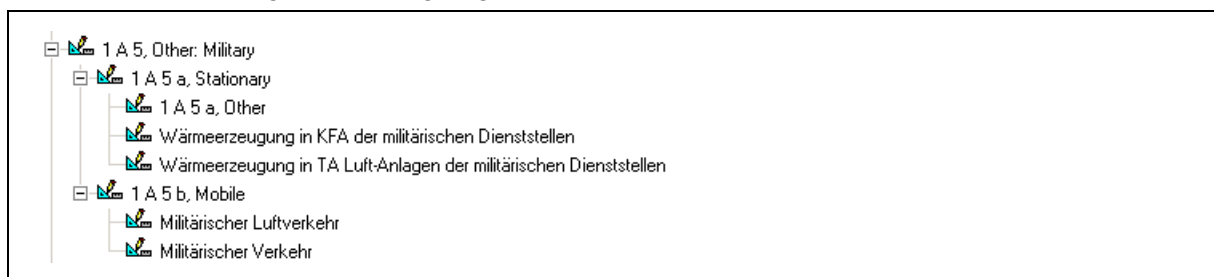


Abbildung 32: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär

3.1.12 Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A)

Nachfolgend werden die Ergebnisse der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnung der CO₂-Emissionen für Deutschland entsprechend den Vorgaben der *IPCC Good Practice Guidance* (2000) zur Verifizierung mit anderen für Deutschland verfügbaren nationalen und internationalen Datensätzen über die energiebedingten CO₂-Emissionen verglichen.

Dies erfolgt durch Gegenüberstellung der Berechnungsergebnisse mit den Angaben:

- von EUROSTAT
- der IEA (quellgruppenspezifisches Verfahren und Referenzverfahren)
- der auf der Ebene der Bundesländer durchgeführten CO₂-Berechnungen.

In der Tabelle 35 werden die Ergebnisse der unterschiedlichen CO₂-Berechnungsansätze gegenübergestellt. Zur besseren Anschaulichkeit werden diese in Abbildung 33 vergleichend im zeitlichen Verlauf grafisch dargestellt. Die relevanten Entwicklungstrends werden in allen Berechnungsansätzen, inklusive dem Referenzverfahren – wenn auch auf unterschiedlichem Niveau – aufgezeigt. Um diese Niveauunterschiede zu veranschaulichen werden in Abbildung 34 die relativen Abweichungen der durch die unterschiedlichen Berechnungen entstandenen Datensätze dargestellt.

In den Vergleichen ist insgesamt zu beachten, dass durch die veränderte Methodik in der Berechnung der CO₂-Emissionen im Eisen- und Stahlbereich der direkte Vergleich der Ergebnisse zwischen dem detaillierten Verfahren und dem Referenzverfahren erschwert ist. Auch im Vergleich mit den Ergebnissen der Bundesländer ist dies zu berücksichtigen.

Tabelle 35: Vergleich der CO₂-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO₂ Emissionen

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Ergebnisse, Abweichung	[Gg] / [%]															
DIW (energiebedingte Emissionen)	946,3					839,7	867,6	832,8	825,9	803,7	803,2	820,5	808,2	813,3	804,5	786,1
Abweichung DIW von UBA	-0,2					-0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	-0,3	0,0	-1,1	-1,5	-1,2
IEA Statistiken - Sektoraler Ansatz	966,4	941,5	892,6	884,9	871,8	878,5	908,4	879,7	867,6	837,7	827,0	846,3	832,8	844,5	848,6	NE
Abweichung IEA von UBA	-3,9	-2,5	-2,7	-2,4	-2,3	-1,3	-0,3	-0,1	-0,5	-1,0	-2,6	-2,3	-2,2	-2,5	-1,4	NE
IEA Statistiken - Reference Approach (IEA RA)	971,0	937,5	897,5	883,7	870,7	875,3	895,5	870,4	869,9	833,9	840,0	868,4	842,7	844,8	838,6	NE
Abweichung IEA RA von UBA	-3,4	-3,0	-2,2	-2,6	-2,4	-1,6	-1,8	-1,2	-0,3	-1,5	-1,0	0,3	-1,0	-2,4	-2,6	NE
Abweichung IEA RA von UBA RA	-4,9	-4,7	-4,1	-4,6	-4,2	-2,3	-3,1	-2,5	-1,3	-1,5	-0,5	0,3	-1,1	-1,1	-4,7	NE
Ergebnisse der Bundesländer (Energie)	980,2	961,7	915,7	911,1	889,6	892,7	914,1	890,3	887,0	861,8	862,6	888,6	865,3	861,4	NE	NE
Abweichung Bundesländer von UBA	3,3	4,8	4,9	5,3	5,2	5,8	5,2	6,6	7,1	7,0	7,2	7,4	6,6	4,5	NE	NE
Reference Approach UBA (RA)	1.018,6	981,2	934,7	924,4	907,0	895,7	923,0	892,4	881,1	846,6	843,8	865,5	851,8	854,2	878,0	886,7
Abweichung RA von UBA	0,9	0,7	0,9	0,9	0,8	-0,3	0,2	0,2	-0,2	-1,2	-2,0	-1,8	-1,8	-3,1	0,2	3,7
Sektoraler Ansatz UBA (1 A)	1.003,7	965,2	916,9	906,5	891,5	889,7	911,3	880,6	872,3	846,1	848,7	866,1	850,9	865,2	860,5	836,4

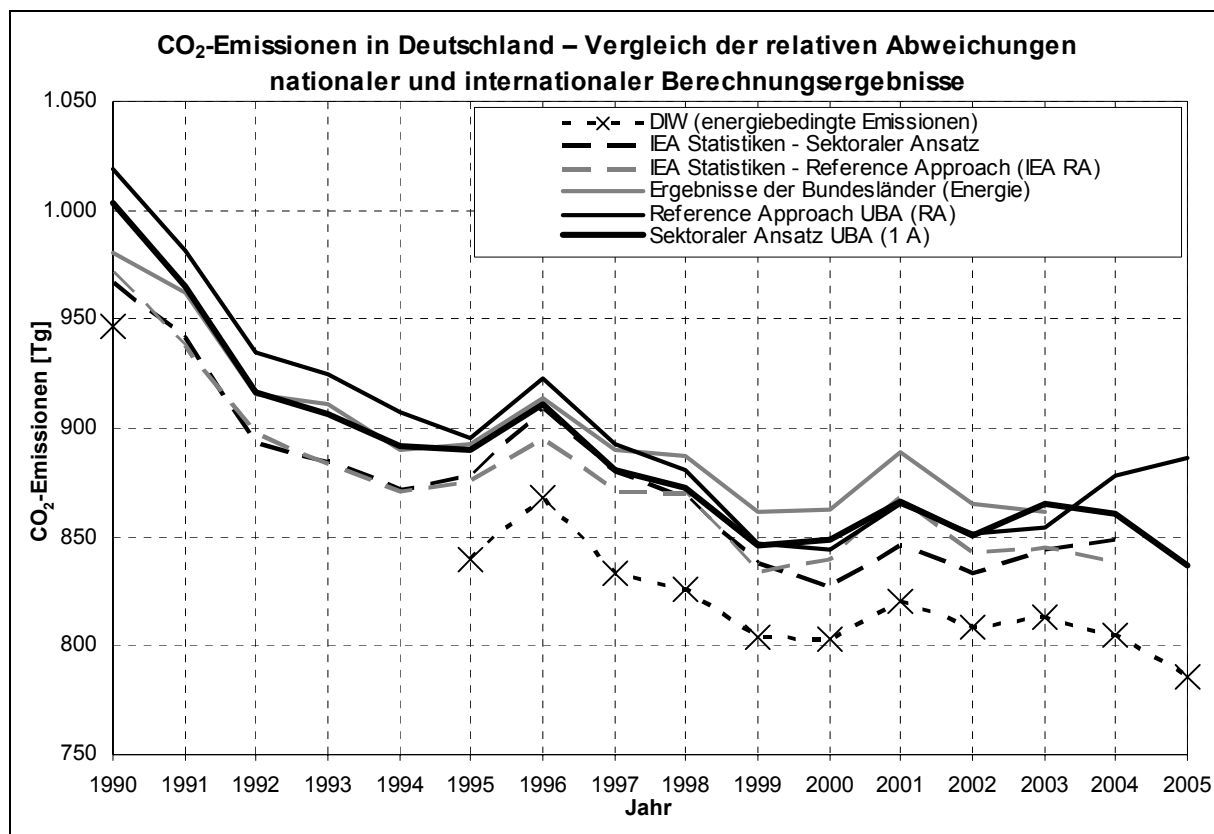


Abbildung 33: CO₂-Emissionen in Deutschland – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

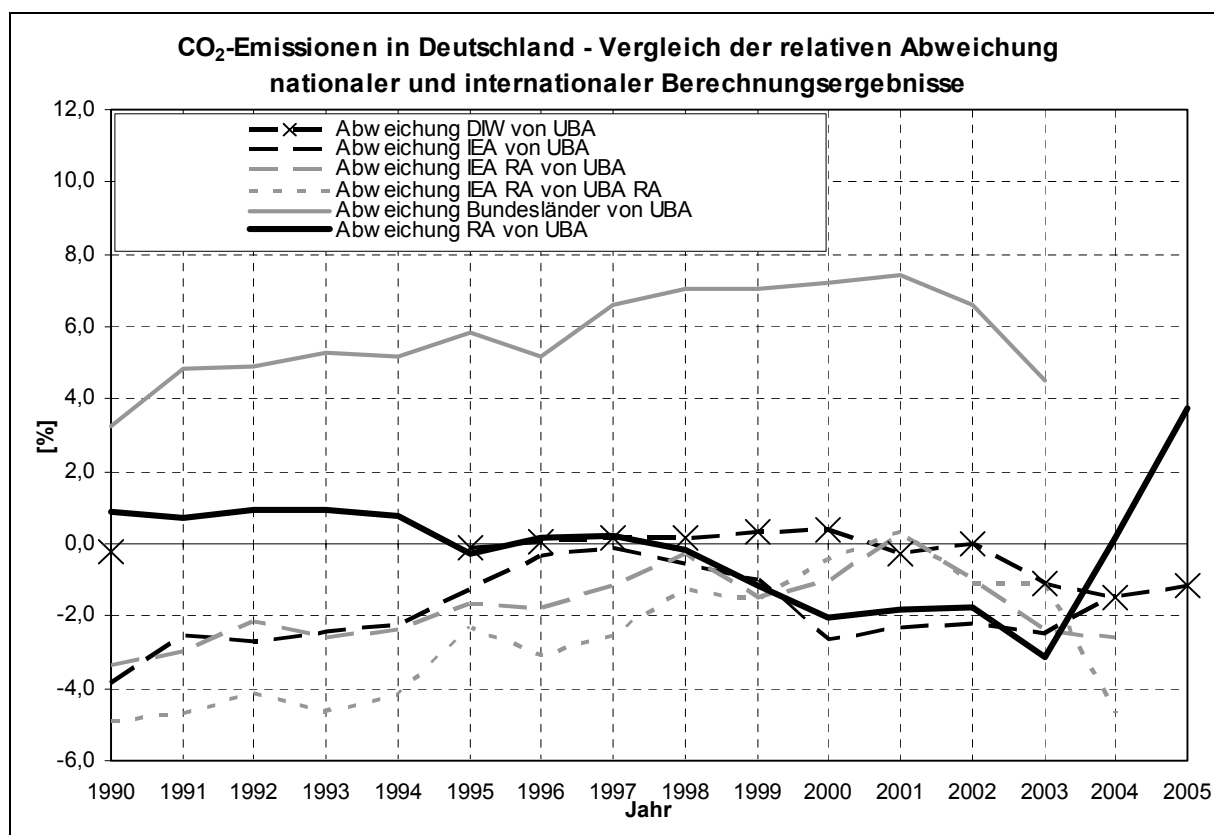


Abbildung 34: CO₂-Emissionen in Deutschland – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

3.1.12.1 Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen

Die von EUROSTAT durchgeführten sektoralen Berechnungen zeigen eine gute Übereinstimmung mit den Ergebnissen der sektoralen Berechnungen der energiebedingten Emissionen. Die mittlere Abweichung der Jahre von 1990 bis 1999 liegen bei 0,5 %. Sie variieren uneinheitlich von - 0,6 % bis + 2,8 %. Gegenüber den in früheren Jahren durchgeführten Vergleichen hat die Neuordnung der Emissionen des Eisen- und Stahlbereiches zu einer verbesserten Übereinstimmung mit den Ergebnissen von EUROSTAT geführt.

Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2001 ein von EUROSTAT kofinanziertes Forschungsvorhaben zur Analyse der Datenbestände zwischen der nationalen Energiestatistik und den Daten von EUROSTAT an das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW) und das Ökoinstitut vergeben. Die Ergebnisse dieses Vorhabens (DIW, 2002) wurden veröffentlicht.

Ursachen für die abweichenden Ergebnisse der Berechnungen sind insbesondere nach den aktuellen umfangreichen methodischen Veränderungen der Emissionsberechnungen noch zu analysieren. Für die Vergleiche in den „alten“ Strukturen ist an dieser Stelle auf den Inventarbericht des vergangenen Jahres zu verweisen.

3.1.12.2 Vergleich mit den IEA-Ergebnissen

Der Vergleich mit den IEA-Ergebnissen wurde hier der Vollständigkeit wegen aufgenommen. Es sind jährlich aktualisierte international veröffentlichte Angaben (zuletzt: OECD/IEA, 2006) verfügbar. Der Weg der Ermittlung, Aufbereitung und Anwendung der hierfür verwendeten Basisdaten ist gegenwärtig nicht exakt mit dem nationalen Vorgehen in Deutschland vergleichbar, da hierfür weitere methodische Informationen – insbesondere zu den verwendeten detaillierten Daten – erforderlich sind.

Die Vergleichsergebnisse bestätigen jedoch die nach der nationalen detaillierten Methode ermittelten Daten (mittlere Abweichung für 13 Jahre: 3,5 %, Schwankungsbreite zwischen 2,1 und 5,3 %).

Die Ergebnisse des von IEA durchgeführten Referenzverfahrens weichen vom in Deutschland durchgeführten Referenzverfahren 1990 relativ weit ab (- 4,9 %), nähern sich dann jedoch kontinuierlich den Ergebnissen an (nahezu identisches Ergebnis 2002).

Ursachen für die abweichenden Ergebnisse beider Berechnungsansätze sind insbesondere nach den aktuellen umfangreichen methodischen Veränderungen der Emissionsberechnungen noch zu analysieren. Für die Vergleiche in den „alten“ Strukturen ist an dieser Stelle auf den Inventarbericht des vergangenen Jahres zu verweisen.

3.1.12.3 Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten

Die Zusammenarbeit der zuständigen Behörden und Einrichtungen der Bundesländer in Deutschland erfolgt im Rahmen des Ländarbeitskreises Energiebilanzen. Diesem gehören Vertreter der für die Energiewirtschaft zuständigen Ministerien der Länder - dies sind in der Regel die Wirtschafts- oder Umweltministerien - sowie die Energiereferenten/-innen der Statistischen Landesämter an, soweit diese mit der Erstellung der Energiebilanz für das jeweilige Bundesland beauftragt sind. Weiterhin sind in den Arbeitskreis Vertreter

wirtschaftswissenschaftlicher Institute, die in einigen Bundesländern im Auftrag die Energiebilanz erarbeiten, einbezogen.

Die Hauptaufgabe des Länderarbeitskreises besteht in der Koordinierung der Erstellung von Energiebilanzen für die jeweiligen Bundesländer. Seit dem Bilanzjahr 1995 erfolgt diese Bilanzierung nach einer einheitlichen abgestimmten und verbindlichen Methodik¹⁶.

1998 nahm der Länderarbeitskreis Energiebilanzen auch die Erstellung von CO₂-Bilanzen für die Länder in sein Arbeitsgebiet auf. Seitdem werden für eine zunehmende Zahl von Ländern CO₂-Bilanzen herausgegeben, die ebenfalls nach einheitlichen Regeln auf Grundlage der Energiebilanzen für die Bundesländer erstellt werden. Hierbei werden zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt:

Quellenbilanz – hierbei handelt es sich um eine auf den Primärenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen, unterteilt nach den Emissionsquellen Umwandlungsbereich und Endenergieverbrauch. Die Quellenbilanz ermöglicht Aussagen über die Gesamtmenge des im Land durch den Verbrauch fossiler Energieträger emittierten Kohlendioxids.

Verbrauchsbilanz – hierbei handelt es sich um eine auf den Endenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen. Bei diesem Verfahren wird auch die Anwendung von Strom und Fernwärme sowie deren „Außenhandelsaldo (aus Sicht der Bundesländer)“ in die CO₂-Bilanzierung einbezogen. Grund für diesen parallelen Berechnungsweg ist der Umstand, dass der Energieverbrauch in einzelnen Bundesländern bis zu 70 % auf der Einfuhr von Elektrizität und Fernwärme aus anderen Bundesländern beruht. Nur unter Berücksichtigung dieses Gesamtansatzes können in den Bundesländern Auswirkungen von vorbereiteten oder durchgeführten Klimaschutzmaßnahmen auch bilanziert und bewertet werden.

Seit 2002 erfolgt durch die Bundesländer auch eine Rückrechnung der energiebedingten CO₂-Emissionen für die Jahre seit 1990. Nachfolgend wird eine Gegenüberstellung der bislang publizierten Länderergebnisse der (Quellenbilanz) mit den auf Bundesebene berechneten Inventaren für die energiebedingten CO₂-Emissionen durchgeführt. Diese bezieht sich auf die Angaben für die Jahre 1990 bis 2003. Der Vergleich ist insbesondere durch folgende Einschränkungen erschwert, dass die verfügbaren Informationen liegen nicht immer in der Form konsistenter Zeitreihen vorliegen. Hierdurch liegen nicht alle benötigten Angaben für alle Jahre vorl. Es wurden entsprechende Verfahren zur Lückenschließung angewendet. Diese beruhen bei den Bundesländern, für die Daten öffentlich sind, auf Interpolation bzw. Extrapolation. Nachfolgend werden die verwendeten Daten und Ergebnisse, die auf Grund der beschriebenen Datenermittlung nur als eine Orientierung zu betrachten sind, für die Jahre 1990 bis 2003 zusammengestellt.

¹⁶ Informationen zu den im Arbeitskreis erarbeiteten und angewendeten Methoden können unter im Internet unter <http://www.lak-energiebilanzen.de> eingesehen werden. Für diesen Vergleich wurden die dort im März 2003 verfügbaren Angaben verwendet.

Tabelle 36: Vergleich der Ergebnisse der CO₂-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für die Jahre 1990 bis 2003¹⁷

Bundesland	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Baden-Württemberg	74,37	78,59	78,04	78,67	74,54	78,07	81,76	78,57	80,08	77,38	74,94	80,11	76,55	74,96
Bayern	84,43	88,75	86,92	90,11	87,75	88,21	92,73	90,57	92,70	90,58	88,69	90,36	84,57	84,46
Berlin	26,94	27,96	25,23	26,64	25,53	24,44	24,73	23,56	22,88	23,69	23,65	24,07	21,28	21,95
Brandenburg	81,89	66,75	58,89	57,10	54,01	50,79	50,31	50,76	59,26	58,78	60,56	60,93	61,54	57,91
Bremen	13,42	13,59	12,89	12,52	13,34	13,24	14,26	14,17	13,86	12,79	14,08	14,14	14,03	14,61
Hamburg	12,74	14,23	13,12	13,81	13,36	13,47	14,57	13,94	13,89	13,49	13,51	13,91	13,55	12,21
Hessen	50,34	53,95	53,27	56,06	56,20	56,13	59,94	57,26	57,16	54,69	56,01	57,82	54,90	56,46
Mecklenburg-Vorpommern	15,54	10,76	9,36	9,47	9,51	10,23	11,64	10,65	10,41	10,63	10,26	10,72	10,91	10,53
Niedersachsen	77,14	82,28	80,91	79,55	78,19	78,33	78,47	79,44	80,40	77,32	74,23	73,14	72,06	73,14
Nordrhein-Westfalen	299,03	309,89	306,29	300,04	295,87	303,35	312,35	307,06	304,78	294,01	293,99	299,97	295,29	295,89
Rheinland-Pfalz	27,39	29,45	28,91	30,25	30,27	31,49	31,46	31,65	31,17	30,31	28,85	29,57	27,79	27,42
Saarland	23,71	25,77	24,40	23,21	24,31	23,13	23,85	21,83	23,80	22,83	23,46	23,26	22,96	23,18
Sachsen	91,47	77,11	64,06	66,05	62,99	61,35	56,22	51,04	37,17	35,12	41,55	48,84	49,04	50,02
Sachsen-Anhalt	50,86	38,09	31,89	27,89	26,31	25,20	25,65	25,29	25,26	26,90	26,30	26,84	27,52	27,49
Schleswig-Holstein	22,77	22,52	22,79	23,41	23,41	22,03	22,54	21,69	21,43	20,86	20,40	22,56	21,29	19,20
Thüringen	28,13	22,09	18,70	16,35	14,01	13,26	13,66	12,81	12,73	12,44	12,10	12,38	12,07	11,92
Bundesländer insgesamt	980,17	961,74	915,67	911,13	889,60	892,72	914,13	890,30	886,96	861,83	862,57	888,62	865,34	861,36
Bundesergebnis (CRF 1.A)	948,19	915,42	870,69	862,97	843,41	840,55	866,89	831,42	824,36	801,26	800,24	822,68	808,15	822,29
Abweichung [Mio.t CO ₂]	-31,98	-46,32	-44,98	-48,16	-46,18	-52,17	-47,25	-58,88	-62,60	-60,57	-62,33	-65,94	-57,19	-39,07
Abweichung [%]	-3,3	-4,8	-4,9	-5,3	-5,2	-5,8	-5,2	-6,6	-7,1	-7,0	-7,2	-7,4	-6,6	-4,5

Im Ergebnis dieses Vergleiches wurde vom Trend her eine sehr gute Übereinstimmung der zusammengefassten Länderergebnisse mit dem Bundesinventar ermittelt. Im Durchschnitt der 14 Jahre lagen die CO₂-Emissionen der Bundesländer insgesamt etwa 5,8 % höher als das Bundesergebnis. Die Abweichungen lagen in ihren Extremen bei Abweichungen von 4,5 % im Jahr 1996 und 7,4 % im Jahr 2001. Bei Berücksichtigung der erfolgten Umbuchungen von jährlich etwa 35 bis 45 Mio.t CO₂, die jetzt im Bereich der Metallherstellung berichtet werden, würden sich die Abweichungen zwischen den Länderergebnissen und dem Bundesergebnis auf etwa 1,5 bis 2 % reduzieren. Diese methodische Veränderung wurde bislang auf in den Bundesländern nicht vorgenommen.

Insgesamt bestätigen diese Vergleiche die für Deutschland ermittelten CO₂-Emissionen.

3.1.12.3.1 Geplante Verbesserungen

Der gewählte Berechnungsansatz wurde in diesem Jahr überarbeitet. Die Ergebnisse werden im Anschluss an die Berichterstattung regelmäßig intensiv mit den Vertretern des Länderarbeitskreises Energiebilanzen diskutiert. Auf dieser Grundlage wird in diesem Jahr eine methodische Weiterentwicklung des Vergleiches zwischen den Länder- und dem Bundesergebnis erfolgen. Diese wird sich insbesondere auf die hier gewählten Methoden für

¹⁷ Zahlen in kursiv und fett sind nicht Teil konsistenter Zeitreihen und wurden durch Verfahren zur Lückenschließung generiert (s. Text).

die Schließung der vorhandenen Datenlücken (Analogieentscheidungen zwischen den Bundesländern) orientieren. Darüber hinaus soll geprüft werden, inwieweit solche Vergleiche sich auf der Basis des Verbrauchs von einzelnen Energieträgern oder Brennstoffgruppen verbessern lassen. Eine weitere Verbesserungsmöglichkeit besteht in der Bereitstellung originärer Länderdaten an das UBA, so dass die Anwendung der Lückenschlussverfahren aufgrund fehlender inhaltlicher oder zeitlicher Verfügbarkeit zukünftig eingeschränkt werden kann.

Ursachen für die abweichenden Ergebnisse der Berechnungen sind insbesondere nach den aktuellen umfangreichen methodischen Veränderungen der Emissionsberechnungen noch zu analysieren. Dies betrifft insbesondere die Neuordnung der Emissionen des Eisen- und Stahlbereiches. Für die Vergleiche in den „alten“ Strukturen ist an dieser Stelle auf den Inventarbericht des Jahres 2005 zu verweisen.

3.2 Diffuse Emissionen aus Brennstoffen (1.B)

Während aller Stadien, von der Extraktion fossiler Brennstoffe bis hin zu ihrem abschließenden Gebrauch, können Bestandteile als diffuse Emissionen entweichen oder freigesetzt werden.

Während Methan die bedeutendste Emission innerhalb der Quellkategorie Feste Brennstoffe darstellt, ist bei den diffusen Emissionen von Öl und Erdgas zusätzlich Kohlendioxid und Lachgas von Bedeutung.

3.2.1 Diffuse Brennstoffe (1.B.1)

Die Quellgruppe "Diffuse Brennstoffe" (1.B.1) setzt sich aus drei Subquellgruppen zusammen, der Quellgruppe "Kohlenbergbau" (1.B.1.a), der Quellgruppe "Umwandlung von Kohle" (1.B.1.b) und der Quellgruppe "Andere" (1.B.1.c).

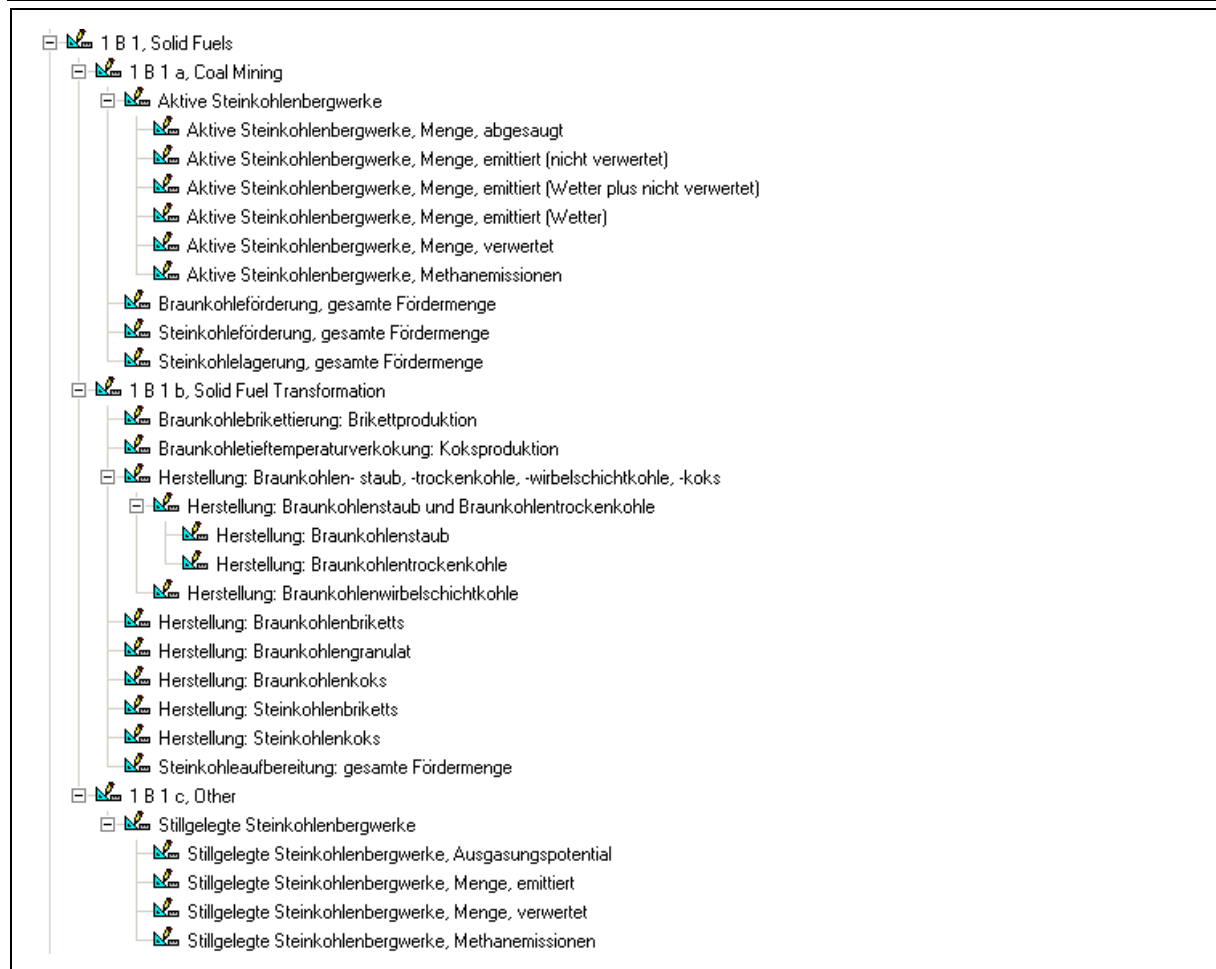


Abbildung 35: Strukturzuordnung 1.B.1

In Tabelle 37 ist das Schema der Quellgruppenzuordnung sowie der zugehörigen Berechnungsverfahren (Tabelle 38) aufgezeigt.

Tabelle 37: Zuordnung von Methanemissionen zu Bereichen des CRF

Quellgruppe		Enthaltene Emissionen
1.B.1.a. Kohlenbergbau		
	i. Tiefbau	
	Bergbauliche Tätigkeiten	Emissionen aus aktivem Steinkohlentiefbau. Die Gesamtemissionen aus Wetterströmen und Grubengasabsaugung wird um die Menge verwerteten Grubengases reduziert.
	anschließende bergbauliche Tätigkeiten	Emissionen aus Aufbereitung, Lagerung und Transport von Steinkohle
	ii. Tagebau	
	Bergbauliche Tätigkeiten	Emissionen aus aktivem Braunkohlentagebau. Hierbei wird das gesamte Methanpotential der deutschen Braunkohle zugrunde gelegt und als Emission während der Förderung angenommen. Eine spätere Emission von Methan bei der Weiterverarbeitung ist somit bereits abgedeckt. Es erfolgt keine Grubengaserfassung oder -nutzung beim Tagebau.
	anschließende bergbauliche Tätigkeiten	Keine getrennte Ausweisung – die Emissionen sind bereits in „Mining Activities“ enthalten
1.B.1.b. Umwandlung von Kohle - Veredelung		Emissionen aus der Kohlenveredelung. Bei der Steinkohleveredelung (Steinkohlenkoks, Steinkohlenbriketts) werden spezifische Emissionen hier dokumentiert. Emissionen bei der Herstellung von Veredelungsprodukten aus Braunkohle (Braunkohlenkoks, Staubkohle, Trockenkohle, Wirbelschichtkohle, Braunkohlenbriketts, Braunkohlengranulat) sind bereits in 1.B.1.a.ii „Mining Activities“ enthalten. Die zugrunde gelegte Aktivitätsrate umfasst die Gesamtmenge der Veredelungsprodukte aus Stein- und Braunkohle.
1.B.1.c. Andere		
	Stillgelegte Kohlenbergwerke	Für stillgelegte Steinkohlebergwerke werden Methanemissionen hier aufgeführt. Aus stillgelegten Braunkohlegruben werden keine Methanemissionen erfasst. Eine Aktivitätsrate ist nicht anzugeben.

Entsprechend der Zuordnung der Emissionen zu den einzelnen Bereichen der CRF-Tabelle für „1.B.1 – Fugitive Emissions from Solid Fuels“ stellt die folgende Tabelle die berechneten Werte für und Informationen zur Herkunft der Aktivitätsdaten das Jahr 2005 bereit.

Tabelle 38: Berechnung von Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau für 2005

			Aktivitätsdaten [Mt]	CH ₄ -Emissionen [Gg]
1.B.1.a. Kohlenbergbau			202,82 (= 1.B.1.a.i + 1.B.1.a.ii)	= 1.B.1.a.i + 1.B.1.a.ii = 268,81+1,96 = 270,77
	i.	Tiefbau	24,91 Steinkohlen-Förderung 1)	=Mining + Post-Mining = 254,46 + 14,35 = 268,81
		bergbauliche Tätigkeiten		= AR * EF = 24,91 * 10,22 = 254,46
		anschließende bergbauliche Tätigkeiten		 = 14,35
	ii.	Tagebau	177,91 Braunkohlenförderung 1)	= Mining Activities = 1,96
		bergbauliche Tätigkeiten		= AR * EF = 177,91 * 0,011 = 1,96
		anschließende bergbauliche Tätigkeiten		(enthalten in 1.B.1.a.ii) IE
1.B.1.b. Umwandlung von Kohle - Veredelung			13,74 Summe an Veredelungs- produkten 2) 1)	AR _{Steink.Prod.} * EF _{Steink.Prod.} + AR _{Braunk.Prod.} * EF _{Braunk.Prod.} = 8,46 * 0,049 + 5,36 * 0 = 0,41
1.B.1.c. Andere				= Abandoned Mines = 2,87
		Stillgelegte Kohlenbergwerke	NO	Emissionspotenzial abzüglich Verwertung = 2,87

1) nach STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2005)

2) Steinkohlenkoks, Steinkohlenbriketts, Braunkohlenkoks, Staubkohle, Trockenkohle, Wirbelschichtkohle, Braunkohlenbriketts, Braunkohlengranulat

3.2.1.1 Kohlenbergbau (1.B.1.a)**3.2.1.1.1 Allgemeine Beschreibung der Quellgruppe Kohlenbergbau (1.B.1.a)**

CRF 1.B.1.a					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend	
Solid Fuels l / t	CH ₄	1,44 %	0,54 %	fallend	
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		-			
Unsicherheitenverteilung		-			
Methode EF-Ermittlung		T2			

Die Quellgruppe Kohlenbergbau ist für CH₄-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Für die Quellgruppe Kohlenbergbau (1.B.1.a) sind vorwiegend nur Emissionen aus laufendem Abbau (coalseam methane, CSM) von Bedeutung. Emissionen aus der Steinkohlenveredelung werden in der Quellgruppe 1.B.1.b, Emissionen aus stillgelegtem

Steinkohlenabbau (coalmine methane, CMM) in der Quellgruppe 1.B.1.c aufgeführt. Diese Aufteilung gilt nur für Steinkohle. Für Braunkohle werden durch das gewählte Berechnungsverfahren alle Emissionen unter 1.B.1.a(ii) erfasst.

Bei Gewinnung, Transport und Lagerung kann Methan aus Kohlen und dem sie umgebenden Gestein entweichen. Die freigesetzte Menge an Methan hängt in erster Linie von der in der Kohle gespeicherten Menge an Methan ab. Alle dadurch entstehenden Emissionen sollen in dieser Quellgruppe erfasst werden, nicht aber die durch Kohlenverbrennung verursachten Treibhausgase.

Man unterscheidet im Bergbau den Tagebau, bei dem der Rohstoff in offenen Gruben gewonnen wird, und den Tiefbau, bei dem die Lagerstätte in Abbauräumen, die unter der Erdoberfläche liegen, abgebaut wird. In Deutschland wird Steinkohle in 3 Revieren in 9 Bergwerken ausschließlich im Tiefbau gewonnen, Braunkohle wird in 6 Revieren überwiegend, seit 2003 ausschließlich, im Tagebau (14 Tagebaue) gewonnen.

Beim untertägigen Abbau von Kohlen werden Ventilationssysteme eingesetzt, um die Konzentration an Methan im Grubenbau innerhalb sicherer Bedingungen für den Abbau zu halten. Diese Systeme können über die Wetter (alle Untertage vorkommenden Luft- und Gasgemische) bedeutende Mengen von Methan in die Atmosphäre emittieren. Der Steinkohlenbergbau ist die größte Quelle für diffuse Emissionen von CH₄. Eine Teilmenge an Methan wird direkt aus Flöz- und Nebengestein abgesaugt und als Grubengas verwertet.

Im Jahr 2005 betrug die Förderung von Steinkohlen rund 25 Mio. t verwertbare Förderung. Die Förderung von Braunkohlen lag im Jahr 2004 bei 178 Mio. t (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2005). Damit hat sich die Förderung von Steinkohlen gegenüber dem Vorjahr um ca. 3,7 % verringert, die Förderung von Braunkohlen um ca. 2,2 %.

Seit 1990 haben die Methanemissionen aus dem Steinkohlenbergbau wegen der sinkenden Förderung und der zunehmenden Grubengasverwertung abgenommen. Die Emissionen aus dem Braunkohlentagebau haben aufgrund der Abnahme der Förderung ebenfalls abgenommen. Mit dem am 10. November 2003 beschlossenen Finanzrahmen für die weitere Unterstützung der Steinkohle, hat die Bundesregierung die Begleitung der weiteren Anpassung der Produktion von 26 Mio. t in 2005 auf 16 Mio. t in 2012 umgesetzt (BMWA, 2003). Daher wird mit einer weiteren Absenkung der Methanemissionen aus dem Steinkohlenbergbau zu rechnen sein.

Im internationalen Vergleich ist für die Situation in Deutschland zu beachten, dass Braunkohlen überwiegend, seit 2003 ausschließlich im Tagebau gewonnen werden. Bis zum Jahr 2002 wurde in einer Kleinzeche Braunkohle im Tiefbau gefördert. Dieser Betrieb wurde im November 2002 eingestellt. Steinkohlen werden in Deutschland nur im Tiefbau gefördert.

3.2.1.1.2 Methodische Aspekte (1.B.1.a)

Zur Berechnung der CH₄-Emissionen aus dem Kohlenbergbau werden die Emissionen aus dem Steinkohlentiefbau, der Grubengasnutzung, der Steinkohlenlagerung, sowie dem Braunkohlentagebau ermittelt.

Die Emissionen aus dem Steinkohlentiefbau werden entsprechend Tier 3-Ansatz berechnet und erfüllen die Anforderungen einer bergwerksspezifischen Emissionsermittlung. Aus sicherheitstechnischen Gründen wird in sämtlichen Schachtanlagen kontinuierlich die Gaszusammensetzung sowie der Wetterstrom gemessen. Diese Daten werden zur

Bestimmung der Menge der Methanemissionen genutzt. Durch Aggregation der Einzelmesswerte wird vom Gesamtverband des deutschen Steinkohlebergbaus die Gesamtmethanmenge bestimmt und für das Inventar zur Verfügung gestellt (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT 2005). Eine Expertenüberprüfung wird durch die zuständige staatliche Aufsichtsbehörde (Bergamt) vorgenommen.

Aus der Gesamtemissionsmenge an Methan und den Aktivitätsdaten des Steinkohlenbergbaus lässt sich ein Emissionsfaktor (IEF) von 10,22 kg/t (2005) ableiten. Berücksichtigt ist hierbei auch der Anteil an verwertetem Grubengas. Die Messwerte enthalten nur die tatsächlich emittierte Methanmenge.

Für die Berechnung der CH₄-Emissionen aus der Lagerung von Steinkohle werden die Aktivitätsdaten der Steinkohlenförderung als Basis herangezogen und mit dem Emissionsfaktor von 0,576 kg/t multipliziert. Der Emissionsfaktor in Höhe von 0,576 kg/t stammt aus einer Studie des FHG ISI (1993).

Die Emissionen aus dem Braunkohlentagebau werden nach dem Tier 2 Ansatz gemäß der Gleichung des IPCC Reference Manual (IPCC, 1996b) berechnet.

Dabei wird die Aktivitätsrate (Rohbraunkohle) der STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2005) entnommen. Nach Angaben des DEBRIV (Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V.; DEBRIV 2004) wird ein Emissionsfaktor von durchschnittlich 0,015 m³ CH₄/t (entspricht 0,011 kg CH₄/t) angenommen. Dieser EF basiert auf einer Untersuchung der RWE Rheinbraun AG von 1989 (DEBRIV, 2004) und wird durch Veröffentlichungen des Öko-Institutes sowie der DGMK (Forschungsbericht 448-2, 1992) belegt. Der Wert liegt deutlich unter dem vor 2005 verwendeten EF von 0,11 m³ CH₄/t, der aus dem EF von amerikanischer Hartbraunkohle abgeleitet wurde. Diese amerikanischen EF können jedoch nicht auf die deutsche Weichbraunkohle übertragen werden, da diese während des Inkohlungsprozesses eine Temperatur von 50°C nicht überschritten hat. Eine nennenswerte Methanabspaltung findet jedoch erst bei Temperaturen von über 80°C statt.

Eine Lagerung von Braunkohle erfolgt nicht; die Verwendung erfolgt „mine-mouth“ direkt von der Förderung in die Verarbeitung bzw. in Kraftwerken.

3.2.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.a)

Unsicherheiten der Aktivitätsrate ergeben sich vor allem aus Ungenauigkeiten beim Wiegen der geförderten Kohle. Durch Befragung von Experten beim NASE-Workshop 11/2004, konnte der Fehler auf < 3 % quantifiziert werden.

Unsicherheiten in der Berechnung der Methanausgasungen ergeben sich aus der Ungenauigkeit der Methanmessungen. Da die untertage durchgeführten Messungen der Methankonzentrationen primär aus sicherheitstechnischen Gründen angewendet werden und ihren genauesten Messbereich nicht im Bereich der üblichen Ausgasungskonzentrationen haben, ist mit einer technischen Messunsicherheit von ca. 10 % bei den zur Verfügung stehenden Messgeräten zu rechnen.

Die Methanausgasung aus Steinkohlen während Lagerung und Transport unterliegt größeren Schwankungen aufgrund von Lagerzeit und Korngrößenverteilung. Eine Unsicherheit von 15 % ist anzunehmen (LANGE 1988 / BATZ 1995 sowie persönliche Informationen NASE-Workshop 11/2004).

Der Emissionsfaktor zur Berechnung der Methanemissionen aus der Braunkohlenförderung basiert auf dem maximalen Methaninhalt und stellt somit eine Obergrenze der möglichen Methanemissionen dar. Mögliche Emissionen aus Transport und Lagerung sind somit bereits enthalten. Zahlreiche Untersuchungen zeigten, dass eine negative Unsicherheit von - 33 % angenommen werden muss (DEBRIV / DGMK Forschungsbericht 448-2).

Die Emissionsfaktoren sind, mit Ausnahme des EF für die Freisetzung von Grubengas aus dem Steinkohlentiefbau, in der Zeitreihe konsistent im Sinne der Vergleichbarkeit über die Zeitreihe. Für die Aktivitätsraten wird eine konsistente Quelle über die gesamte Zeitreihe verwendet.

3.2.1.1.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung* (1.B.1.a)

Das IPCC Reference Manual (1996b) empfiehlt für den Steinkohlentiefbau Emissionsfaktoren in der Größenordnung von 10 bis 25 m³/t. Bei Umrechnung der deutschen Emissionsfaktoren unter Zugrundelegung eines Konversionsfaktors von 0,67 Gg/m³ (gemäß Reference Manual, 1996b: bei 20° C, 1 Atmosphäre) ergeben sich die in der Tabelle 39 angegebenen Einzelwerte. Fasst man die Förderung und Lagerung und in Abzug zu bringende Grubengasnutzung in einem EF zusammen, so liegt der Wert pro Tonne Kohle (Verwertbare Förderung) im vorgeschlagenen Wertebereich.

Tabelle 39: Emissionsfaktoren für CH₄ aus dem Kohlenbergbau für das Jahr 2005

Emissionsfaktoren	Steinkohle		Braunkohle	
	EF m ³ CH ₄ /t	EF kg/t	EF m ³ CH ₄ /t	EF kg/t
CH ₄ aus Förderung	26,36	17,66	0,016	0,011
CH ₄ aus Förderung abzüglich verwertetes Grubengas	15,25	10,22	-	-
CH ₄ aus Lagerung	0,86	0,58	-	-
CH ₄ aus Bergbau (Förderung und Lagerung abzüglich Grubengasnutzung)	16,11	10,79	0,016	0,011

Für den Braunkohlentagebau gibt es im IPCC Reference Manual (1996b) keine konkreten Empfehlungen für die Höhe der Emissionsfaktoren.

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

Im Rahmen einer Verifizierung zur Berichterstattung im Jahr 2005 wurden verschiedene Datenquellen für Aktivitätsraten im Kohlenbergbau und auch die verwendeten EF mit denen anderer Länder verglichen.

Der Ländervergleich spezifischer Emissionsfaktoren für Kohlentiefbau zeigt eine große Bandbreite, wobei Deutschland sich im unteren Bereich, vergleichbar mit Tschechien, bewegt. Frankreich liegt deutlich höher, Polen deutlich niedriger, wobei beide Länder sich außerhalb der Default-Werte des UNFCCC befinden.

Vergleicht man die spezifischen Emissionsfaktoren des Kohlentagebaus untereinander, so zeigt sich, dass Polen, Frankreich (Förderung eingestellt 2002) und Deutschland vergleichbar niedrige und unter den Default-Werten liegende Emissionsfaktoren zugrunde legen. Dies ist dadurch zu begründen, dass die Kohlen aufgrund ihres Inkohlungsgrades und ihrer geologischen Vergangenheit nur sehr geringe Methangehalte aufweisen. Somit sind

entsprechend niedrige Emissionsfaktoren anzusetzen. Der Vergleichswert für Tschechien liegt deutlich höher, da hier nicht wie in Deutschland von „Lignite“ mit geringem Inkohlungsgrad, sondern in hohem Anteil auch von „Sub-Bituminous Coal“ mit höherem Inkohlungsgrad und höherem Methaninhalt auszugehen ist.

3.2.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.a)

Rückrechnungen sind im Nachkommabereich erfolgt.

3.2.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.a)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

3.2.1.2 Umwandlung von Kohle – Veredelung (1.B.1.b)

3.2.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1.b)

CRF 1.B.1.b										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission				2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
		- / -								
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung		CS								

Die Quellgruppe Umwandlung von Kohle - Veredelung ist keine Hauptquellgruppe.

3.2.1.2.2 Methodische Aspekte (1.B.1.b)

Das IPCC Reference Manual beschreibt keine Methodiken für diese Quellgruppe (IPCC 1996b, S.1.110f). Die angewandte länderspezifische Methodik basiert auf den Aktivitätsraten aus der STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2005) und entsprechender Emissionsfaktoren.

Die Produktion von Braunkohlentiefenemperaturkoks erfolgte ausschließlich in den Neuen Bundesländern und hat für das Inventar lediglich einen Bezug auf das Basisjahr. Nach 1992 wurde die Produktion eingestellt.

Berechnungsverfahren

Die Emissionen aus der Steinkohlenkoksproduktion sind nach dem Tier 2 Ansatz, analog der Gleichung des IPCC Reference Manual für CH₄-Emissionen aus dem Kohlenbergbau, berechnet worden:

Emissionen [Gg CH₄] =

EF [m³ CH₄ /t] * AR_{Veredelungsprodukt} * Umrechnungsfaktor [Gg/10⁶m³]

Die Aktivitätsrate für Steinkohlenkoksproduktion wurde aus der STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2004) entnommen.

Der verwendete Emissionsfaktor für Methan zur Berechnung der CH₄-Emissionen aus der Produktion von Steinkohlenkoks (Kokereien) beträgt 0,049 kg Methan pro Tonne Steinkohlenkoks (DMT 2005) und wird für die komplette Zeitreihe angewendet.

Die Quellgruppe „Umwandlung von Kohle“ wird im ZSE durch die Zeitreihe Steinkohlenkoksproduktion (Kokereien) abgebildet.

Aus Produkten der Braunkohlenveredelung sind keine Emissionen zu erwarten, da der in 1.B.1.a angenommene EF dem Gasinhalt der in Deutschland vorkommenden Braunkohle entspricht.

3.2.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.b)

Unsicherheiten der Aktivitätsrate ergeben sich vor allem aus Messungenauigkeiten beim Wiegen des produzierten Koks. Durch Expertenbefragung beim NASE-Workshop 11/2004, konnte der Fehler auf <3 % quantifiziert werden.

Der Emissionsfaktor zur Berechnung der Methanemissionen aus der Steinkohlenkoksproduktion unterliegt aufgrund technischer Veränderungen im Prozess sowie zunehmenden Abgasreinigungsmaßnahmen einer erhöhten Unsicherheit. Ein Faktor von ± 20 % ist nach Expertenmeinung anzunehmen (DMT 2005 sowie persönliche Informationen NASE-Workshop 11/2004).

Die Emissionsfaktoren sind in der Zeitreihe konstant und damit konsistent im Sinne der Vergleichbarkeit über die Zeitreihe. Für die Aktivitätsraten wird eine konsistente Quelle über die gesamte Zeitreihe verwendet.

3.2.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1.b)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

Bei der Betrachtung von Emissionsfaktoren ist der IPCC Konversionsfaktor von $0,67 \text{ Gg}/10^6 \text{ m}^3$ bei 20°C und 1 Atmosphäre (IPCC et al; 1997, Reference Manual, S. 1.108) gegenüber den in Deutschland als Einheit Normkubikmeter bei 1,01325 bar und 0°C (DIN 2004, DIN Nr. 1343) verwendeten Angaben zu beachten. Bei Betrachtungen der EF sind Angaben des IPCC zu Default EF bzw. Angaben aus anderen Veröffentlichungen mit der Praxis in Deutschland mit der Angabe von Normkubikmeter zu berücksichtigen. Bei der Verwendung von in Deutschland publizierten Daten zu EF wird davon ausgegangen, dass es sich um Angaben in Normkubikmeter handelt (abgesichert durch Expertenbefragung beim NaSE-Workshop 11/2004)

Die Angaben der Guidelines beziehen sich auf 20°C und 1.013 mbar. Anhand der isobaren Proportionalität des Methans kann mit dem Faktor 1,07 von Nm^3 in m^3 umgerechnet werden.

Umrechnungsfaktor Normkubikmeter $\Leftrightarrow$ Kilogramm:

$$0,717 \text{ Nm}^3/\text{kg} \text{ (1,01325 bar, } 0^\circ\text{C)} = 0,67 \text{ Gg}/10^6 \text{ m}^3 \text{ (} 20^\circ\text{C, 1 Atmosphäre)} * 1,07 \text{ Nm}^3/\text{m}^3$$

3.2.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.b)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.2.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.b)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

3.2.1.3 Andere (1.B.1.c)**3.2.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1.c)**

CRF 1.B.1.c										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission				2005- Anteil an der Gesamtemission			Trend
Solid Fuels	- / t	CH ₄	0,14 %				0,30 %			steigend
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung		CS								

Die Quellgruppe 1.B.1.c Andere ist für CH₄-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend.

Für diese Subquellgruppe sind Emissionen aus stillgelegtem Steinkohlenbergbau von Bedeutung. Neben den aktiven Bergwerken sind die stillgelegten Steinkohlenbergwerke (Ausgasung) eine weitere relevante Quelle für diffuse CH₄-Emissionen.

Nach der Stilllegung eines Steinkohlebergwerkes kann aus dem Nebengestein und der noch anstehenden Kohle Methan in die Grubenbaue entweichen. Da keine Bewetterung mehr durchgeführt wird sammelt sich das Methan und kann durch Gaswegigkeiten im Deckgebirge oder durch Schachtanlagen zu Tage dringen.

Neben der lange Zeit vorherrschenden Betrachtung von Grubengas als Gefahrenquelle (im aktiven Steinkohlenbergbau) und negativer Umweltfaktor (im stillgelegten Steinkohlenbergbau) treten nun verstärkt die positiven Eigenschaften als Energieträger in den Vordergrund (Energetische Verwertung). In der Vergangenheit rechnete sich (Beispiel NRW) eine Nutzung des anfallenden Grubengases nur in selten Fällen. Diese Situation hat sich im Jahr 2000 mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) grundlegend geändert. Obwohl Grubengas ein fossiler Brennstoff mit erschöpflichem Vorkommen ist, wurde es aufgrund des durch seine Verwendung erzielten Klimaschutzeffekts in das EEG aufgenommen. Damit wurden den Netzbetreibern eine Abnahmeverpflichtung und eine Einspeisungsvergütung für den aus Grubengas erzeugten Strom gesetzlich vorgeschrieben. Seit dem Jahr 1998 hat sich die AR_{CMM-Gewinnung} von 1,429 Mio. m³ auf 196 Mio. m³ in 2005 gesteigert

Die Menge des verwerteten Grubengases muss in der Emissionsberichterstattung separat von der freigesetzten Menge von CH₄, jeweils bezogen auf aktive und stillgelegte Bergwerke erfasst werden und im Bereich 1.A. als energetische Verwertung mit entsprechenden Emissionen (verrechnet) angegeben werden.

3.2.1.3.2 Methodische Aspekte (1.B.1.c)

Das IPCC Reference Manual beschreibt keine Methodiken für die Quellgruppe „Others“ (IPCC et al, 1997, Reference Manual, S.1.110f).

Neben den aktiven Bergwerken und der Kohlenveredelung sind die stillgelegten Steinkohlenbergwerke (Ausgasung) eine weitere relevante Quelle für diffuse CH₄-Emissionen.

Aus stillgelegten Braunkohletagebauen sind keine Ausgasungen zu erwarten, da der in 1.B.1.a angenommene EF dem Gasinhalt der in Deutschland vorkommenden Braunkohle entspricht. Braunkohlenreste, die in Tagebauen verbleiben, gasen nicht weiter aus (DEBRIV).

Die Quellgruppe wird in die folgenden Teilbereiche aufgeteilt:

- Tiefbau, stillgelegter Steinkohlenbergbau
- Stillgelegter Steinkohlenbergbau, Grubengasverwertung

3.2.1.3.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.c)*

Die Erfassung der verwerteten Methanmenge ist gut möglich und eine Unsicherheit von < 3 % aufgrund von Messungenauigkeiten ist anzunehmen. Die Abschätzung des Methanpotentials beruht allein auf Expertenwissen und eine Unsicherheit von 50 % wurde zugrunde gelegt.

Die Zeitreihen für Methanemissionspotential und verwerteter Methanmenge entstammen jeweils einer zuverlässigen Quelle und sind über die Zeitreihe konsistent.

3.2.1.3.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1.c)*

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

Bei der Betrachtung von Emissionen ist der IPCC Konversionsfaktor von $0,67 \text{ Gg}/10^6 \text{ m}^3$ bei 20°C und 1 Atmosphäre (IPCC Reference Manual, 1996b: S. 1.108) gegenüber den in Deutschland als Einheit Normkubikmeter bei 1,01325 bar und 0°C (DIN 2004, DIN Nr. 1343) verwendeten Angaben zu beachten. Bei der Verwendung von in Deutschland publizierten Daten zu Emissionen ist davon auszugehen, dass es sich um Angaben in Normkubikmeter handelt. Die Angaben in den IPCC-Guidelines beziehen sich auf 20°C und 1.013 mbar. Anhand der isobaren Proportionalität des Methans kann mit dem Faktor 1,07376 von Nm^3 in m^3 umgerechnet werden.

3.2.1.3.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.c)*

Rückrechnungen wurden auf der Grundlage aktualisierter Daten vom Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt) vorgenommen. Seit 1998 erfolgt eine teilweise Verwertung des entstehenden Methans, die bis zum Jahr 2005 zu einer deutlichen Verringerung der Methanemissionen aus dem Bereich 1.B.1.c geführt hat.

Die Emissionsmenge setzt sich aus der mit hoher Unsicherheit (Expertenschätzung: $\pm 50 \%$, Quelle: Deutsche Montan Technologie GmbH, DMT 2005) behafteten Schätzung zum Methananfall aus stillgelegten Bergwerken abzüglich der verwerteten Methanmenge zusammen.

3.2.1.3.6 *Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.c)*

Es liegen keine genaue Kenntnisse über die diffusen Methanemissionen aus stillgelegten Bergwerksteilen vor. Fachleute gehen bisher von 200 Mio. m^3 aus. Da diese Zahl mit großen Unsicherheiten behaftet ist, sollen im Forschungsprojekt zum "Potential zur Freisetzung und Verwertung von Grubengas" weitere Verbesserungen erarbeitet werden.

3.2.2 Öl und Erdgas (1.B.2)

Die übergeordnete Kategorie 1.B.2 umfasst insgesamt dreizehn Quellgruppen. Die Gliederung der Kategorie 1.B.2 erfolgt zunächst nach Materialgruppen (Aggregatzuständen) zu drei Zwischenkategorien. Diese werden nach Kriterien der Wirtschaftsbranche der Erdöl und Erdgaswirtschaft weiter untergliedert, wobei die Prozessketten dieser Branchen zugrunde gelegt wurden. Erst in dieser Gliederungstiefe werden die Quellgruppen benannt, zu denen dann auch "Sonstige Emissionen" oder "Sonstige Leckagen" als eigene Quellgruppe aufgeführt werden.

Die Quellgruppen können den Vorketten (engl. = upstream) und den Nachketten (engl. = downstream) der Erdöl- und Erdgaswirtschaft zugeordnet werden. Die Prozessketten reichen von der Erkundung der Rohstofflagerstätten bis zur Verteilung der Produkte.

Tabelle 40: Vorketten und Nachketten der Quellgruppen unter CRF 1.B.2

Prozess	Quellgruppen	Quellgruppen	Quellgruppen
Vorketten	Erkundung (engl. = Exploration)	Förderung (engl. = Production)	Vorbehandlung (engl. = first handling/treatment)
Nachketten	Verarbeitung (engl. = Production, Processing)	Durchleitung und Verteilung bzw. Umschlag und Lagerung (engl. = Transport, Transmission, Distribution)	

Bei dieser Gliederung in Quellgruppen ist zu beachten, dass die Emissionen der Lagerung in Behältern sich über alle aufgeführten Quellgruppen erstrecken.

Die diffusen Emissionen aus Öl und Erdgas sind in der Datenbank ZSE mit Daten zu den jeweiligen Quellgruppen und Subquellgruppen abgebildet. Aggregierte Informationen und Emissionsdaten sind in den CRF Tabellen (Table 1(s2), „2. Oil and Natural Gas“ und Table 1.B.2 „Fugitive Emissions from Oil, Natural Gas and other Sources“) dargestellt.

Die Emissionen der Quellgruppen unter der übergeordneten CRF-Kategorie 1.B.2 wurden überwiegend nach der Tier 2 Methode (IPCC) beziehungsweise nach der einfachen Methode (EMEP) ermittelt. Die hierzu verwendeten Berechnungsverfahren, die die jeweiligen Anforderungen seitens der Methoden erfüllen, werden in den Beiträgen zu den Quellgruppen skizziert.

Die im Verbesserungsplan des Inventars 2006 aufgeführten „geplanten Verbesserungen“ wurden umgesetzt. Zur Bestimmung der Emissionen in diesen Quellgruppen wurde für das Inventar 2007 ein neuer Ansatz zu den Methoden entwickelt. Nach diesem neuen Ansatz konnten entsprechende Berechnungsverfahren in einer ersten Phase verwirklicht werden.

Zur Verbesserung der Emissionsberichterstattung wurde im Hauptprozess „Festlegung der Berechnungsgrundlagen“ (vgl. UBA 2005d: S. 24) noch vor der Inventarerstellung zur Erfüllung der unterschiedlichen Berichtspflichten ein neuer Ansatz zu den Methoden des IPCC und des EMEP entwickelt. Dieser Ansatz zur Methode der Bestimmung der Emissionen unter dem Arbeitstitel Logistik wurde einheitlich für die Verbesserung der Berechnungsverfahren angewendet. Er ermöglicht eine stufenweise Umstellung der Berechnungsverfahren zur Erfüllung der Anforderungen der Methoden des IPCC und des EMEP.

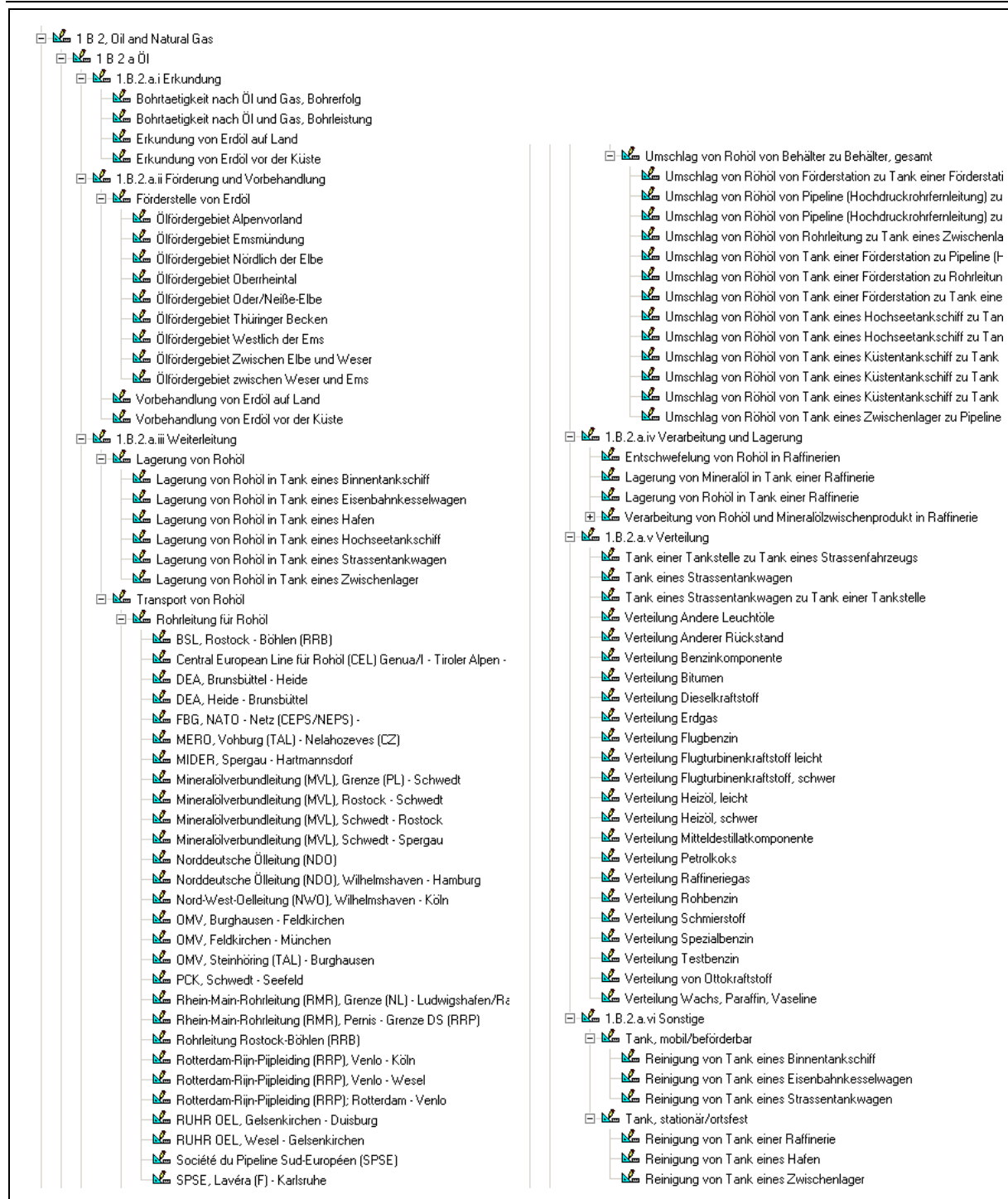


Abbildung 36: Strukturzuordnung 1.B.2.a Öl



Abbildung 37: Strukturzuordnung 1.B.2.b Gas

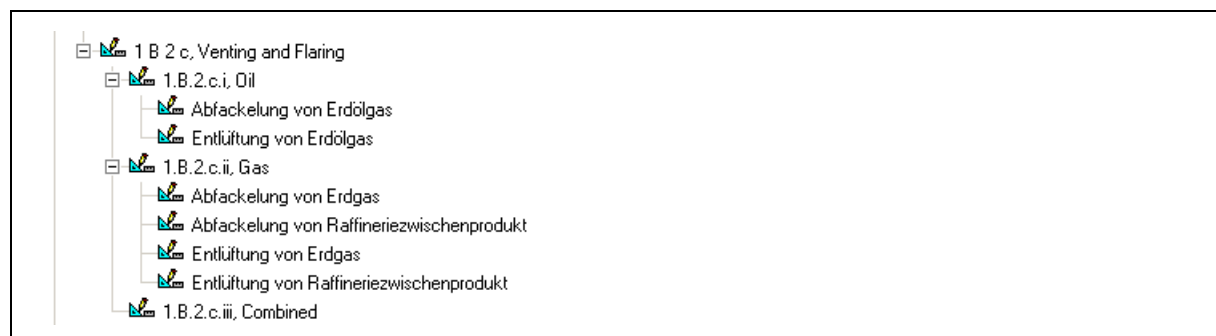


Abbildung 38: Strukturzuordnung 1.B.2.c Venting and Flaring (Öl & Gas)

3.2.2.1 Methodische Aspekte (1.B.2)

Nach dem Ansatz Logistik zu den Methoden der Bestimmung der Emissionen (u.a. IPCC, EMEP) wurden Stufen von Berechnungsverfahren nach den Ebenen der Genauigkeit erstellt („Tier 1 bis 3“ des IPCC, bzw. „Einfache Methode“ (engl. = Simpler Methodology) und „Genaue Methode“ (engl.: Detailed Methodology).

Mit der Zuordnung der Stufen der Genauigkeit des Ansatzes Logistik zu den verschiedenen methodischen Anforderungen wurde eine Methodenanalyse durchgeführt. Danach wird mit dem Ansatz Logistik die Anforderung der Transparenz aus den bestehenden Berichtspflichten zur Emissionsberichterstattung nach Klimarahmenkonvention und Genfer Luftreinhaltekonvention erfüllt. Zu allen Anforderungen nach den jeweiligen Kodierungen und Untergliederungen der oben genannten Berichtspflichten wurde eine Gegenüberstellung mit vergleichender Zusammenfassung (Synopsis) erstellt, nach der CRF und NFR weitgehend inhaltlich der gleichen Gliederungsebene entsprechen. Nach der Aufschlüsselung des NFR mittels SNAP ergibt sich eine weitere Untergliederung zur Ermittlung der Emissionen dieser Quellgruppen nach Materialien, Armaturen und Tätigkeiten (siehe hierzu ZSE; Dimensionen und Deskriptoren). Nach der Gegenüberstellung mit vergleichender Zusammenfassung beider Berichtspflichten an Inventare und Berichte erscheint der Ansatz Logistik gut geeignet, zum jetzigen Zeitpunkt noch unerfüllte Anforderungen an die Berechnungsverfahren schrittweise umzusetzen.

Berechnungsverfahren

Nach dem Ansatz Logistik werden Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren oder Emissionen für den Umschlag, die Lagerung und die auftretenden Betriebszustände erfasst, die nicht dem Normalbetrieb zugeordnet werden wie Wartung, Reparatur, Unfall und Havarie (im weiteren Sinne zusammengefasst als Störfall) sowie der Betriebszustand der Reinigung (Außer Betrieb).

Tabelle 41: Die sieben Emittentengruppen der Quellgruppen unter CRF 1.B.2

Quellgruppen	Emittentengruppen	Emittentengruppen	Emittentengruppe
	Normalbetrieb	Störfall	Reinigung
Umschlag (Relation)	+	+ (IE)	-
Lagerung (Behälter)	+	+	+
Herstellung (Anlagen)	+	+	-

Für den Umschlag (Relation) werden Emissionen aus dem Normalbetrieb ermittelt. Auftretende Störfälle bei Umschlag werden den zu befüllenden Behältern zugeordnet, im Inventar mit IE gekennzeichnet und in der Lagerung berücksichtigt. Die Reinigung entfällt beim Umschlag als Emissionsquelle.

Für die Lagerung (Behälter) werden Emissionen aus dem Normalbetrieb, dem Störfall und der Reinigung ermittelt. Auftretende Emissionen bei Störfällen beim Umschlag werden dem zu befüllenden Behälter zugeordnet.

Für die Herstellung (Anlagen) werden Emissionen aus dem Normalbetrieb und dem Störfall ermittelt. Die Reinigung entfällt bei der Herstellung als Emissionsquelle.

Derzeit ergibt sich in der Umsetzung der Erstellung der Inventare und der Zusammenarbeit im NaSE zu den Quellgruppen folgende Gliederung der Aufbauorganisation zu den Quellgruppen.

Sofern keine Daten zur Verfügung stehen, werden in der Dantebank ZSE Aggregate von Strukturelementen gebildet, so dass Emissionen bestimmt werden können. Diese Stufen können den Ebenen der Genauigkeit zugeordnet werden.

Tabelle 42: Stufen des Ansatzes Logistik

Ansatz Logistik	Aggregation	IPCC Tier	EMEP Methode	Beschreibung
Stufe 1	aggregiert	1	einfache Methode	Wie Stufe 2, jedoch ganz oder teilweise zusammen mit diffusen Emissionen der Förderung und Verarbeitung ("Förderung", "Verarbeitung", jeweils mit der Notation "IE").
Stufe 2	aggregiert	1	einfache Methode	Umschlag von und zu einem Behälter (Rohrleitung, Tank) zusammen mit der Lagerung in einem Tank und während der Beförderung eines Tanks (einschließlich Rohrleitung) ohne Unterscheidung von Betriebszuständen.
Stufe 3	aggregiert	2	einfache Methode	Umschlag von und zu einem Behälter (Rohrleitung, Tank) zusammen mit der Lagerung in einem Tank und während der Beförderung eines Tanks (einschließlich Rohrleitung) im Betriebszustand des Normalbetriebs Lagerung während der Beförderung eines Tanks (mit allen Beförderungsmitteln) in den Betriebszuständen des Störfall und der Reinigung).
Stufe 4	disaggregiert	2/3	genaue Methode	Umschlag von und zu einem Behälter (Rohrleitung, Tank) zusammen mit der Lagerung in einem Tank (einschließlich Rohrleitung) in allen Betriebszuständen (Normalbetrieb, Störfall und Reinigung). Lagerung während der Beförderung eines Tanks (mit allen Beförderungsmitteln) in allen Betriebszuständen (Normalbetrieb, Störfall und Reinigung).
Stufe 5	disaggregiert	3	genaue Methode	Umschlag von und zu einem Behälter für alle einzelnen Margen (der jeweiligen Produkte) nach der Logistik Lagerung (einschließlich Beförderung) eines Tank (mit oder ohne dem jeweiligen Beförderungsmittel) für die disaggregierten Infrastruktur der Logistik und nach den jeweiligen Betriebszuständen (Normalbetrieb, Störfall und Reinigung) nach normative Vorgaben und auf Regeln bezogen
Stufe 6	disaggregiert	3	genaue Methode	Wie Stufe 5, zusätzlich nach Emissionsminderungstechnik und auf Armaturen bezogen

Die Strukturelemente in der Datenbank ZSE entsprechen zur Emissionsberichterstattung 2007 weitgehend der Stufe 3 und damit der Methode Tier 2 nach IPCC (1996a: Kapitel 1.6, Methane Emissions from Oil and Natural Gas Activities) und der einfacheren Methode nach dem Emission Inventory Guidebook (EMEP, 2005a: Group 5, Group 6, Group 9). Die dazu verwendeten Aktivitätsraten stammen aus Statistiken der Verbände, die in hoher Aufschlüsselung und Genauigkeit vorliegen. Die Emissionsfaktoren stammen aus Messungen und Modellierungen und wurden den Strukturelementen über abschließende Schätzungen durch Experten des Nationalen Systems oder durch die Ergebnisse von Forschungsprojekten zugeordnet.

Einige der veröffentlichten Default-Emissionsfaktoren der Guidelines oder der Guidebooks waren nach Validierung (ggf. mit Anpassungen) durch die nationalen Expertinnen und Experten verwertbar. Die Qualität der Emissionsdaten ist sehr heterogen und reicht von gemessenen bis zu geschätzten Werten.

Im NaSE wurden Expertinnen und Experten zu Emissionsdaten soweit es derzeit möglich war in die Ermittlung der Emissionen einbezogen oder kontaktiert (Gasverband, WEG und Gasstatistik, Jahresberichte der Gaswirtschaft, der Tanklagerbetreiber, des TÜV, Berichte einzelner Betreiber und Datenbanken (u.a. Störfalldatenbank).

Zur Unterstreichung von Maßnahmen der QK sowie zum Nachweis der Qualität der deutschen Emissionsberichterstattung wird in den Beiträgen zu den Quellgruppen die

Beachtung und Erfüllung der guten Inventarpraxis (engl.: "Good Practice") dargestellt. In der Tabelle 43 werden die Textstellen mit Hinweisen zur guten Inventarpraxis aufgeführt.

Tabelle 43: Textstellen mit Hinweisen zur guten Inventarpraxis zu CRF 1.B.2

Gute Inventarpraxis
S. 2.79: If a rigorous bottom-up approach is chosen, then it is good practice to involve technical representatives from the industry in the development of the inventory.
S. 2.79: Good practice is to disaggregate the industry into the applicable segments and subcategories indicated in Table 2.15, Major Categories and Subcategories in the Oil and Gas Industry, and then evaluate the emissions separately for each of these parts.
S. 2.84: It is good practice to use the Tier 3 approach which will produce the most accurate emissions estimate.
S. 2.84 (EF): Nonetheless, it is good practice to consider the impact of regional differences before adopting a specific set of factors.
2.91 (Completeness): Smaller individual sources, when aggregated nationally over the course of a year, may often be significant total contributors. Therefore, good practice is not to disregard them unless their collective contribution to total fugitive emissions is proven to be negligible.
2.92 It is good practice to document and archive all information required to produce the national emissions inventory estimates as outlined in Section 8.10.1 of Chapter 8, Quality Assurance and Quality Control.
2.93: (QA/QC): It is good practice to conduct quality control checks as outlined in Chapter 8, Quality Assurance and Quality Control, Table 8.1, Tier 1 General Inventory Level QC Procedures, and expert review of the emission estimates.

Quelle: IPCC GPG (2000)

Die Maßnahmen der QK zum Nachweis der Qualität der deutschen Emissionsberichterstattung werden die verschiedenen Aspekte der guten Inventarpraxis nach den Guidelines grundlegend erfüllt. Im Laufe der weiteren Verbesserungen werden alle Hinweise auf die gute Inventarpraxis aufgegriffen.

Im Jahr 2006 wurden zur Inventarerstellung der Ansatz Logistik in einer ersten Phase umgesetzt und die Berechnungsverfahren mit dem Bestand an Daten in der Datenbank ZSE übertragen und soweit möglich bereits neue Daten erfasst.

Die notwendigen Verbesserungen waren nicht im Inventarplan aufgeführt. Die durchgeführten Verbesserungen führten zur Umsetzung geplanter Verbesserungen nach dem Verbesserungsplan.

Der zuletzt seitens des Klimasekretariats durchgeführte Initial Check war ohne Mängel, wie auch Verbesserungen nach den vorgelegten Synthesis and Assessment, Teil 1 oder Teil 2 nicht nötig waren. Verbesserungen nach erfolgten individuellen Überprüfungen (Centralised Review, Desk Review, In Country Review) waren ebenfalls nicht erforderlich. Für diese Quellgruppe wurde bisher keine individuelle Überprüfung in Form eines Cross Country Review oder einer Überprüfung durch unabhängige Experten durchgeführt. Aus diesen Ergebnissen der Qualitätssicherung keinen Handlungsbedarf abzuleiten wäre falsch, da bisherige Darstellungen in den Nationalen Inventarberichten keine Prüfung zuließen, die die jetzt geplanten Verbesserungen zum Gegenstand haben.

3.2.2.2 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2)

Die Unsicherheiten in den Quellgruppen werden bei vielen Emissionsdaten mit 20 % angeben. Diese Angaben beruhen auf Schätzungen von Experten des WEG und der Mitglieder des NaSE und liegen in der angegebenen Spanne einiger Default-Emissionsfaktoren von + 25 % bis + 50 % (IPCC GPG, 2000: Kapitel 2.7.1.6, Energy -

Uncertainty Assessment, S. 2.92). Weitere Informationen zu Unsicherheiten wurden in der Inventarbeschreibung hinterlegt.

3.2.2.3 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.)

Quellenspezifische Qualitätskontrolle

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die Ergebnisse sind im Verbesserungsplan aufgeführt und werden im Inventarplan instrumentalisiert. Die Forderungen zu den Qualitätszielen (Transparenz, Konsistenz, Vergleichbarkeit, Vollständigkeit und Genauigkeit) werden nicht in zufrieden stellender Qualität erreicht.

Quellenspezifische Qualitätssicherung

Die Ergebnisse der Qualitätssicherung (siehe Centralised Review 2004 und 2005, In Country Review 2004) wurden bei der Ermittlung und Dokumentation der Emissionen berücksichtigt.

Verifikation

Die Beiträge zu den Quellgruppen konnten noch nicht mittels Vergleich, Gegenüberstellung oder Analyse der Inventare anderer Ländern verifiziert werden. Die Verifikation der jeweiligen Quellgruppe ist erschwert, da die hierzu benötigten Angaben in Inventaren anderer Länder nicht in den jeweiligen nationalen Inventarberichten zur Auswertung in geeigneter Art und Weise veröffentlicht werden. Eine Verifikation anhand der Inventare anderer Länder ist nur für Teilaspekte oder zusammenfassend quantitativ möglich, die Ergebnisse sind jedoch inhaltlich nicht für eine qualitative Betrachtung des deutschen Inventars verwertbar.

3.2.2.4 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Trotz grundlegender Modifikationen im Berechnungsverfahren wegen der Einführung des Ansatzes Logistik für die Quellgruppen sind Rückrechnungen nur im Bezug auf die übergeordneten Ebene 1.B.2 summatorisch-quantitativ sinnvoll. Aufgrund der zur Zeit umgesetzten Stufe der Berechnungsverfahren in den Quellgruppen liegen die aggregierbaren Unsicherheiten in der Höhe der Emissionen unterhalb von 25% der jeweiligen Unsicherheiten der Emissionsdaten, wonach eine Rückrechnung inhaltlich zu nicht verwertbaren Aussagen für eine qualitative Betrachtung führen würde. Daher wurde in dieser Phase der Umsetzung auf eine ausführliche Betrachtung der Zwischenergebnisse und auf Rückrechnungen verzichtet.

3.2.2.5 Geplante Verbesserungen (1.B.2)

Im Verbesserungsplan sind weitere Vorschläge zur Verbesserung aufgeführt. Zu den vorgeschlagenen Verbesserungen zählt die schrittweise Umstellung der Bestimmung der Emissionen gemäß der Stufe 5 des Ansatzes Logistik in den Berechnungsverfahren.

3.2.2.6 Öl (1.B.2.a)**3.2.2.6.1 Öl, Exploration (1.B.2.a.i)**

CRF 1.B.2.a.i										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission				2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend
		- / -								
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %	20	20				20				
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung	Mess	Mess				Mess				

Die Quellgruppe 1.B.2.a.i Öl, Erkundung (Engl. = Exploration) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.a Öl keine Hauptquellgruppe.

Der Status der Quellgruppe ergibt sich über die Einstufung der übergeordneten Gruppe 1.B.2.a, wonach die Bestimmung der Emissionen nach der Methode Tier 2 oder Tier 3 anzuwenden ist (siehe IPCC GPG, 2000: Figure 2.13, Decision Tree for Crude Oil Production and Transport, Seite 2.81, hier "Box 2" = tier 2, ggf. Box 3" = tier 3).

Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.a.i " Öl, Erkundung " werden derzeit nicht bestimmt (Notation: „NE“).

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und Lachgas zu berichten (siehe ebd.: Seite 2.79, hier 2.7.1. Methodological issues).

Nach den Berichtsvorgaben des Emission Inventory Guidebook ist die Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (VOC = CH₄ + NMVOC) zu berichten (Quelle: RYPDAL 1999 in EMEP 2005).

3.2.2.6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.i)

Die Emissionen der Quellgruppe setzen sich aus den Tätigkeiten der Bohrfirmen und der Beteiligten in der Branche der Exploration zusammen. In Deutschland wird nach Erdöl und Gas (Erdgas & Flözgas; Quellgruppe 1.b.2.b.i) gesucht. Dazu werden je nach Lagerstätte und zu erkundendem Rohstoff entsprechende Geräte, Anlagen und Maschinen eingesetzt. Sämtliche verbrennungsbedingten Emissionen der Geräte und Maschinen (Motoren, Antriebe) zur Prospektion werden in der Quellgruppe 1.A.5 berichtet.

3.2.2.6.1.2 Methodische Aspekte (1.B.2.a.i)

Zu dieser Quellgruppe liegen noch keine relevanten Zwischenergebnisse aus der diesjährigen Umstellung der Berechnungsverfahren vor (siehe 1.B.2).

Diese Emissionsfaktoren wurden rechnerisch ermittelt, indem die gemessenen Emissionen in Beziehung zur Fördermenge gesetzt wurden.

Der Jahresbericht des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung (WEG 2005): dokumentiert folgende Emissionsfaktoren (siehe Tabelle 44).

Tabelle 44: Emissionsfaktoren zur Erdölgewinnung

	CO ₂	SO ₂	NO _x	CH ₄
Erdöl [kg/t]	73	0,09	0,08	0,12

Zu 1.B.2.a.i Oil Exploration und 1.B.2.b.i Gas Exploration wurde der Default EF aus der IPCC GPG (2000: S. 2.86, Tabelle 2.16, Zeile 5) für diffuse Emissionen aus Tätigkeiten zu Öl und Gas auf der Grundlage von Daten aus Nordamerika aus der Kategorie „Wells“, Subkategorie „Servicing“, Emissions Typ „all“ und der Default-Emissionsfaktor für CO₂ von 0,000095 Gg per number of producing and capable well“ herangezogen und mit der AR aus dem Jahresbericht des Wirtschaftverbandes Erdöl und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) des Jahres 2004 (WEG 2004, S. 50, Tabelle Bohrerfolgsbilanz, hier Zeile Produktionsbohrungen, Gesamt, fündig in der Anzahl von 12 für das Jahr 2004) verwendet. Die Beibehaltung dieses Berechnungsverfahrens wird geprüft.

Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe Kapitel 3.2.2).

3.2.2.6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.i)

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.6.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.i)

Zur Erläuterung der quellspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.6.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.i)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.B.2.a.i)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.2 Öl, Vorbehandlung (1.B.2.a.ii)

CRF 1.B.2.a.ii										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission		2005 - Anteil an der Gesamtemission		Trend			
- / -										
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe 1.B.2.a.i " Öl, Förderung und Vorbehandlung" (Engl. = Production) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.a Öl keine Hauptquellgruppe.

Der Status der Quellgruppe ergibt sich über die Einstufung der übergeordneten Gruppe 1.B.2.a, wonach die Bestimmung der Emissionen nach der Methode Tier 2 oder Tier 3 anzuwenden ist (siehe IPCC GPG, 2000: Figure 2.13, Decision Tree for Crude Oil Production and Transport, Seite 2.81, hier "Box 2" = Tier 2). Eine Berechnung nach Tier 3 ist nicht

vorgeschrieben, da weniger als 20 % des Ölgases abgefackelt oder in die Atmosphäre abgelassen werden (ebd.: Seite 2.81, hier „estimation of total associated and solution gas volumes“). Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.a.ii " Öl, Förderung und Vorbehandlung " werden nach der Methode Tier 2 bestimmt.

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und Lachgas zu berichten (ebd.: Seite 2.79, hier 2.7.1. Methodological issues).

Nach den Berichtsvorgaben des Emission Inventory Guidebook ist die Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (VOC = CH₄ + NMVOC) zu berichten (EMEP 2005a: Gruppe 5, B521, Extraction, first treatment and loading of liquid & gaseous fossil fuels, S. 1).

3.2.2.6.2.1 *Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.ii)*

Die Emissionen der Quellgruppe setzen sich aus den Tätigkeiten der Branche der Förderung (Rohöl) und der Vorbehandlung von Rohstoffen (Erdöl) der Erdölindustrie zusammen.

Die deutsche Erdölförderung betrug im Jahr 2005 nach Angaben des MWV (2005) rund 3.572.873 Mio. t. Sie lag damit geringfügig über dem Vorjahreswert. Die Erdölförderung erfolgte aus 1097 produzierenden Erdölbohrungen auf den acht Erdölfördergebieten (ebd.). Unter den Bundesländern, in denen Erdöl gefördert wird, nahm Schleswig-Holstein mit einem Anteil von 63% die Spitzenstellung ein, gefolgt vom Bundesland Niedersachsen, in dem etwa ein Drittel des in Deutschland produzierten Erdöls gefördert wurde (ebd.).

Die Vorbehandlung des geförderten Erdöls (Rohöls) in Aufbereitungsanlagen dient der Entgasung, Entwässerung und Entsalzung von Rohöl. Die unmittelbar aus den Bohrlöchern gewonnenen Rohöle entsprechen in ihrer Zusammensetzung nicht den Erfordernissen zum sicheren und problemlosen Transport in Rohrleitungen, da sie Verunreinigungen, einen Gasanteil und vor allem Wasser enthalten. Es erfolgt keine Stoffumwandlung. Störende Beimengungen, insbesondere mit dem Erdöl gefördertes Begleitgas (Erdölgas), Salze und Wasser werden entfernt, um Rohöl geeigneter Qualität für die Beförderung in Rohrleitungen (Pipelines) zu erzeugen.

3.2.2.6.2.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.a.ii)*

Zu dieser Quellgruppe liegen noch keine relevanten Zwischenergebnisse aus der diesjährigen Umstellung der Berechnungsverfahren vor (siehe 1.B.2, Kapitel 3.2.2).

Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe 1.B.2).

3.2.2.6.2.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.ii)*

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.6.2.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.ii)*

Zur Erläuterung der quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.6.2.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.ii)*

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellenspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.ii)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.3 Öl, Transport (1.B.2.a.iii)

CRF 1.B.2.a.iii										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission				2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend
- / -										
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe 1.B.2.a.i " Öl, Weiterleitung " (Engl. = Transport) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.a Öl keine Hauptquellgruppe.

Der Status der Quellgruppe ergibt sich über die Einstufung der übergeordneten Gruppe 1.B.2.a, wonach die Bestimmung der Emissionen nach der Methode Tier 2 oder Tier 3 anzuwenden ist (siehe IPCC GPG, 2000: Figure 2.13, Decision Tree for Crude Oil Production and Transport, Seite 2.81, hier "Box 2" = Tier 3). Eine Berechnung nach Tier 3 ist nach Interpretation des Entscheidungsbaumes vorgeschrieben, obwohl weniger als 20 % des Ölgases abgefackelt oder in die Atmosphäre abgelassen werden, da genaue Daten zur Infrastruktur (Anlagen zum Umschlag, Behälter zur Beförderung und Speicher) verfügbar sind (ebd.: Figure 2.13, Decision Tree for Crude Oil Production and Transport, Seite 2.81, hier „estimation of total associated and solution gas volumes). Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.a.iii " Öl, Weiterleitung " werden nach der Methode Tier 2 bestimmt.

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und Lachgas zu berichten (ebd.: Seite 2.79, hier 2.7.1. Methodological issues).

Nach den Berichtsvorgaben des Emission Inventory Guidebook können in Anlehnung an das technische Dokument B521 (EMEP 2005a: Gruppe 5, B521, Extraction, first treatment and loading of liquid & gaseous fossil fuels, Kapitel 2, S. B521-1), die Emissionen nach B541 bestimmt werden. Danach treten auch in dieser Quellgruppe Emissionen der Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (VOC = CH₄ + NMVOC) auf).

3.2.2.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.iii)

Die Emissionen der Quellgruppe setzen sich aus den Tätigkeiten der Branche der Logistikunternehmen und Betreiber von Rohrleitungen und Rohrleitungsnetzen einschließlich der Anlagen zur Speicherung von Materialien, hier Rohöl und Mineralölzwischenprodukten, zusammen. Nach der Vorbehandlung wird Rohöl zu den Anlagen der Verarbeitung befördert.

Vor der Verarbeitung von Rohöl zu Mineralölprodukten kann das Rohöl noch weiteren Schritten der Vorbehandlung / Behandlung vor der Verarbeitung unterzogen werden (z.B. erste und zweite Entschwefelung) oder Mineralölzwischenprodukte werden in voneinander

getrennten Anlagen verarbeitet. Hierzu werden die Materialien in geeigneten Behältern, wie den bereit stehenden Rohrleitungen für Rohöl-/ Mineralölzwischenprodukte oder Produktenleitungen zwischen den Standorten der Verarbeitung befördert.

Der Transport von Rohöl erfolgt fast ausschließlich mittels Rohrfernleitungen (engl. = Pipelines). Die Rohrfernleitungen sind ortsfest und im Regelfall unterirdisch verlegt. Anders als beim übrigen Verkehr wird der Transport nicht durch Umschlagvorgänge unterbrochen.

Die erste deutsche Rohöl-Pipeline mit einer Länge von 32 km war die 1952 in Betrieb genommene RUHR OEL Leitung. Im Jahr 2003 betrug die Leitungslänge für Rohöl und Mineralölprodukte 6.247 km und wies einen Durchsatz von 154,4 Mio. t auf. Es kann davon ausgegangen werden, dass in diesem Bereich keine nennenswerten Veränderungen aufgetreten sind. Die Rohrfernleitungen für Importe nach Deutschland hatten im Jahr 2005 eine Länge von 1.864 km mit einem Durchsatz von 107,5 Mio t Rohöl (MWV, 2005: S. 38 ff). Rohr(fern-)leitungen für Mineralöl hatten im Jahr 2005 eine Länge von 4.232 km mit einem Durchsatz von 35,2 Mio. t.

In Deutschland existieren derzeit 11 Rohr(fern-)leitungen für den Transport von Mineralöl mit einem Durchmesser von 8 bis 24 Zoll und 17 Rohrfernleitungen für Rohöl mit einem Durchmesser von 12 bis 40 Zoll.

Lediglich etwa 0,1 % des beförderten Rohöls werden mit Binnentankschiffen transportiert (111.800 t im Jahr 2000, siehe DESTATIS Fachserie 8, Reihe 4, 1991-2004). Daher scheint dieser Teil der Logistik zu Rohöl vernachlässigbar.

3.2.2.6.3.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.a.iii)*

Nach dem umzusetzenden Berechnungsverfahren werden zunächst aufgrund fehlender landesspezifischer Emissionsfaktoren im Bereich des Transportes von Öl per Pipeline die Default Emissionsfaktoren aus der IPCC Good Practice Guidance (2000: S 2.87) für den Tier 1 Ansatz verwendet (EF CH₄ = 5,4E-06; EF CO₂ = 4,9E-07; EF N₂O = 0 [Gg/(10³m³ Öl. per Pipeline transportiert)]).

Genaue landesspezifische Aktivitätsraten sind in diesem Bereich mit den Durchsätzen von Rohöl (Öl) durch die Rohrleitungen seitens des MWV (2004) sowie aus MWV (2000) bekannt. Weitere Aspekte zur Vervollständigung des Inventars sind in den Inventarverbesserungsplan aufgenommen worden.

Zu dieser Quellgruppe liegen noch keine weiteren relevanten Zwischenergebnisse aus der diesjährigen Umstellung der Berechnungsverfahren vor (siehe 1.B.2, Kapitel 3.2.2).

Alle Emissionen der Anlagen zur Beförderung, zum Beispiel Fernrohrleitungen, werden in der Quellgruppe 1.A.3.e berichtet. Alle Emissionen der Fahrzeuge, die einen Tank transportieren fallen unter die Quellgruppen 1.A.3.b, 1.A.3.c oder 1.A.3.b oder anteilig auch in die Quellgruppe 1.A.5. Die Anlandung von Rohöl, Erdöl oder Mineralölzwischenprodukten und die damit in Verbindung stehenden Emissionen werden in 1.A.3.d berichtet.

Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe Kapitel 3.2.2).

3.2.2.6.3.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.iii)*

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.6.3.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.iii)

Zur Erläuterung der quellspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.6.3.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.iii)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.B.2.a.iii)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.4 Öl, Verarbeitung und Lagerung (1.B.2.a.iv)**CRF 1.B.2.a.iv**

Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
- / -				

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	-	CS	-	-	-	-	NO	NO	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe 1.B.2.a.iv " Öl, Verarbeitung, Raffinerie " (Engl. = Processing, Refinery) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.a Öl keine Hauptquellgruppe.

die Bestimmung der Emissionen erfolgte nach den Methoden der IPCC GPG (2000: Figure 2.14, Decision Tree for Crude Oil Refining and Upgrading, Seite 2.82, hier "Box 1" (Tier 1) und „Box 2" (Tier 3)).

Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.a.iv " Öl, Verarbeitung, Raffinerie" werden für Teile in der Datenbank ZSE nach der Tier 1 oder nach Tier 3 Methode bestimmt.

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und für die Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (CH₄ + NMVOC = VOC) zu berichten (ebd.: Seite 2.84, hier 2.7.1.2 choice of emission factors). Andererseits gibt das IPCC Reference Manual (1996b) an, dass zwar seitens des IPCC/OECD/IEA Programms bisher noch keine indirekten Treibhausgase (Einschließlich NMVOC) im Detail zur Berichterstattung adressiert wurden, jedoch hier der Bezug auf die EMEP/CORINAIR Methoden zur Bestimmung der Vorläufer von Ozon und Schwefeldioxid hergestellt werden sollte, da hier verwendbare Information zu NMVOC für die Inventarerstellung bereitgestellt werden (IPCC, 1996b: Kapitel 1.8, Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities, S. 1.114). Das Reference Manual gibt insofern nur Emissionsfaktoren und Vorschläge zu Methoden der Bestimmung von Methan an, und wiederholt an anderer Stelle die Bedeutung der Bestimmung von anderen Treibhausgasen, die in einem umfassenden (engl. = comprehensive) nationalen Inventar berichtet werden sollen (ebd.: Kapitel 1.8.8 Fugitive Emissions of Other GHGs, S. 1.131). In einem weiteren Kapitel werden dann abschließend die weiteren verpflichtend zu berichtenden Schadstoffe, hier NMVOC-Emissionen und ebenfalls erhebliche nicht verbrennungsbedingte Emissionen an SO₂, NO_x, and CO, aufgeführt (ebd.: Kapitel 1.8.9 Refineries, S. 1.132ff).

Nach den Berichtsvorgaben des EMEP Emission Inventory Guidebook sind die Schadstoffe SO₂, VOC, NO_x and CO zu berichten (2005a: Gruppe 4, B410, Processes in Petroleum Industries, S. 2). Im Dokument B410 (ebd.: S. 1) sind die Anleitungen zum Prozess der Verarbeitung von Rohöl in der Raffinerie in Bezug zum NFR Schlüssel 1.B.2.a.iv heranzuziehen. Diese Zusatzinformationen zur Inventarerstellung werden in einer Übersicht der Berichtspflichten aufgeführt (Siehe hierzu auch IPCC 1996a: Kapitel 1.6, Methane Emissions from Oil and Natural Gas Activities, S. 1.27 3 und Kapitel 1.7 Ozone Precursors and SO₂ Emissions from Oil Refining, S. 1.31; IPCC 1996b: Kapitel 1.8, Fugitive Emissions from Oil and Natural Gas Activities, S. 1.114ff). Eine Inventarerstellung gemäß den Anforderungen ist an dieser Stelle erschwert, da die „IPCC Guidelines“ (1996a) und das „Guidebook“ (EMEP 2005a: Gruppe4, B410, Processes in Petroleum Industries) nicht pragmatisch miteinander verknüpft sind.

Tabelle 45 Übersicht der Dokumente des EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 2005 zum NFR Schlüssel 1.B.2.a.iv zu Prozessen in der Mineralölindustrie (Verarbeitung von Rohöl in Raffinerie)

No.	Process	SNAP	Description
1.	Feed Stock handling and storage	050401	Marine Terminals
		050402	Other Handling and Storage
2.	Separation Processes	040101	Petroleum Products Processing
3.	Petroleum Conversion Processes	040101	Petroleum Products Processing
4.	Petroleum Treating Processes	040101	Petroleum Products Processing
		060310	Asphalt Blowing
5.	Product Blending	040101	Petroleum Products Processing
6.	Product Storage and Handling	040104	Storage and Handling of Products in Refinery
		050501	Refinery Dispatch Station
7.	Auxiliary Facilities	030104	Combustion
		030105	Combustion
		010306	Process Furnaces
		040103	Sulphur Recovery Plants
		0405	Organic Chemical Production
		091001	Waste Water Treatment in Industry
		091002	Waste Water Treatment In Residential /Commercial
		090202	Incineration of Industrial Wastes
		090203	Flaring in Oil Refinery
		090205	Incineration of Sludges From Water Treatment
		090400	Landfills
		k.A.	Cooling Towers
		k.A.	Vapour Recovery and Blowdown Systems

Danach sind zur Berichterstattung in der Quellgruppe 1.B.2.a.iv die SNAP Schlüssel 040101, 040103, 040104, 050401, 050402, 050501 und 060310 nach dem EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook (2005a) anzuwenden.

3.2.2.6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.iv)

Die Emissionen der Quellgruppe setzen sich aus den Tätigkeiten der Branche der Raffinerien und der Verarbeitungsbetriebe der Mineralölindustrie zusammen. In Deutschland werden Rohöl und Mineralölzwischenprodukte verarbeitet. Die Betriebe erhalten überwiegend Rohöl zur Verarbeitung. In einem bestimmten Umfang werden auch im Verbund

Mineralölzwischenprodukte außerhalb der Raffinerien weiter verarbeitet. Die Verarbeitung erfolgt in technisch modernen Anlagen. In Deutschland wurden im Jahr 2004 insgesamt 14 Rohölraffinerien und 7 Schmieröl- und Altölraffinerien betrieben. Der Rohölgesamteinsatz betrug 126,2 Mio. t für das Jahr 2005. (MWV, 2005: S. 47).

3.2.2.6.4.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.a.iv)*

Die Aktivitätsraten können aus der Bundesenergiebilanz der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen, aus den jährlichen Sonderveröffentlichungen des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V. „Mineralöl-Zahlen 2004“ (MWV, 2005) oder dem Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung „Jahresbericht Zahlen & Fakten 2004“ (2005) entnommen werden.

Die Emissionen an CH₄ wurden aus landesspezifischen Emissionsfaktoren und den Aktivitätsraten berechnet.

Der Emissionsfaktor für CH₄ von 1,1 kg/t Rohöl wird derzeit noch für die Quellgruppen 1.B.2.a.i, 1.B.2.a.ii und 1.B.2.a.iii von Erdöl und Rohöl (Berechnungsverfahren der Stufe 1, siehe Tabelle 42) verwendet und beinhaltet auch die hierbei entstehenden Emissionen aus Abfackelungen (1.B.2.c.i) sowie sonstige Verluste (1.B.2.a.vi) und stammt aus einem DGMK-Forschungsbericht (DGMK 1992: S. II-98). Die CH₄-Emissionsfaktoren für den Bereich Raffinerie (1.B.2.a.iv) und Lagerung (siehe auch 1.B.2.a.ii und (1.B.2.a.v) wurden aus einem VOC-Emissionsfaktor abgeleitet (Der Emissionsfaktor CH₄ entspricht 10 % des Emissionsfaktors für VOC) und kontinuierlich aufgrund der Fortentwicklung des Standes der Emissionsminderungstechnik fortgeschrieben. Der ursprüngliche Emissionsfaktor für VOC ist leider nicht hinreichend dokumentiert, da zum damaligen Zeitpunkt nicht die heutigen Fachverantwortlichen die Quellgruppe bearbeiteten.

Zu der Quellgruppe liegen derzeit keine weiteren relevanten Zwischenergebnisse aus der laufenden Inventarerstellung vor.

Zum Nachweis der Qualität der deutschen Emissionsberichterstattung nach der guten Inventarpraxis (engl.: "Good Practice") wurden die sieben Nennungen der Guidelines zu „Good Practice“ für die Quellgruppe untersucht und festgestellt, dass sofern die Berechnungsverfahren bestehen, diese Anforderungen erfüllt werden.

Alle Feuerungen in Raffinerien werden in der Quellgruppe 1.A.1.b berichtet. Alle Emissionen aus Transporten mittels Fahrzeugen(Motoremissionen) werden in der Quellgruppe 1.A.3.b.v berichtet.

Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe Kapitel 3.2.2).

3.2.2.6.4.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.iv)*

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.6.4.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.iv)*

Zur Erläuterung der quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle siehe 1.B.2.

Für die Quellgruppe 1.B.2.a.iv (hier mit 1.B.2.a.ii, iii und v) ergibt der Vergleich mit den IPCC Default-Werten (IPCC 1996b) eine gute Übereinstimmung. In Tabelle 1.62 (ebd.: S. 1.130)

werden Emissionsfaktoren für diesen Bereich in Summe von 110 bis 1660 kg/PJ angegeben. Wird der deutsche Emissionsfaktor für das Jahr 2004 von 0,02 kg/t Rohöl mit dem unteren Heizwert von Rohöl (42,7 MJ/kg) umgerechnet, ergibt sich ein Emissionsfaktor von 468,4 kg/PJ. Dieser Wert liegt innerhalb der Spannbreite des Default Emissionsfaktors in Reference Manual. Ebenso zeigt der von Österreich für das Jahr 2000 angegebene Emissionsfaktor von 0,033 kg/t Rohöl eine gute Übereinstimmung mit dem landesspezifisch für Deutschland ermittelten Emissionsfaktor. Weitere Ergebnisse zur Verifikation liegen noch nicht vor.

3.2.2.6.4.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.iv)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.4.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.B.2.a.iv)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.5 Öl, Verteilung von Ölprodukten (1.B.2.a.v)

CRF 1.B.2.a.v										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission			2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend	
	- / -									
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	-	CS	-	-	-	-	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe 1.B.2.a.v " Öl, Verteilung " (Engl. = Distribution of oil products) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.a Öl keine Hauptquellgruppe.

Zur Bestimmung der Emissionen aus der Verteilung steht kein Entscheidungsbaum zur Verfügung und ist keine Methode vorgegeben (IPCC GPG 2000: Kapitel 2 Energie). Hier kann lediglich in Analogie zur Quellgruppe 1.B.2.a.iii vorgegangen werden.

Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.a.v "Öl, Verteilung" werden in der Datenbank ZSE nach der Tier 2 oder nach Tier 3 Methode bestimmt (siehe Quellgruppe 1.B.2.a.iii, Kapitel 3.2.2.6.3).

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und für die Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (CH₄ + NMVOC = VOC) zu berichten (ebd.: Seite 2.84, hier 2.7.1.2 choice of emission factors).

Nach den Berichtsvorgaben des EMEP Emission Inventory Guidebook sind die Schadstoffe NMVOC zu berichten. Hierzu werden im Dokument B551 Angaben zur Bestimmung relevanter NMVOC Emissionen gemacht (EMEP 2005a: Group 5, B551, Gasoline Distribution). Die weitere Untergliederung dieses SNAP-Schlüssels ist nicht in allen Teilaspekten auf die Vorgaben zur Berichterstattung nach dem CRF Schlüssel übertragbar, da das IPCC diese Inventarerstellung im Kapitel zu Raffinerien beschreibt (IPCC 1996b: Kapitel 1.8.9 Refineries, S. 1.134, hier Storage and handling (SNAP 40104)). Im Dokument

B541 werden keine weiteren Angaben zur Bestimmung der Emissionen aufgrund von Geringfügigkeit gemacht (EMEP 2005a, Group 5, B541, Liquid Fuel Distribution (Exept Gasolines, S. 1)).

3.2.2.6.5.1 *Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.v)*

Mineralölprodukte werden mittels Schiff, Rohrleitungen für Produkte, Eisenbahnkesselwagen und Tanklastwagen transportiert und zwischen den jeweiligen Tanks umgeschlagen. Der gesamte deutsche Inlandsabsatz an Mineralölprodukten belief sich im Jahr 2005 auf 117.502.000 t (MWV, 2005). Der Inlandsverbrauch von Ottokraftstoff betrug im Jahr 2005 nach dem MWV (ebd.) 23.431.000 t. Die NMVOC-Emissionen bei der Verteilung von Ottokraftstoff insgesamt (1.B.2.a.v) stammen vor allem aus diffusen Emissionen beim Umschlag (Befüllen/Entladen) und Verlusten aus den Behältern (Tankatmung). Diese sind seit dem Jahr 1990 nur geringfügig um 13 % zurückgegangen.

Hingegen konnten die diffusen Emissionen (Emissionsfaktor) im Zeitraum der Jahre von 1990 bis 2005 um 85 % von 7,029 kg/t auf 1,050 kg/t gesenkt werden. Die Verringerung des Emissionsfaktors resultiert aus der Umsetzung der Technischen Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft 2002) und der 20. und der 21. BImSchV, in Form von Gaspendelung und Gasrückführungseinrichtungen, als auch aus dem leichten Rückgang des Verbrauchs an Ottokraftstoff.

Für den Transport mittels Eisenbahnkesselwagen ist Ottokraftstoff das einzige für NMVOC-Emissionen bedeutsame Mineralölprodukt. Diese Tatsache leitet sich aus dem niedrigen Dampfdruck und der hohen Transportmenge ab. Gegenwärtig werden etwa 13 Mio. m³ Ottokraftstoffe in Deutschland mit Kesselwagen per Bahn transportiert. Hierbei kommt es zu maximal 300.000 Vorgängen des Umschlags (Entladen und Beladen). Es sind ungefähr 5.000 bis 6.000 Eisenbahnkesselwagen für den Transport von Ottokraftstoff im Einsatz. Durch Umschlag (Befüllen/Entladen) und Verluste aus den Tanks werden jährlich lediglich 1,4 kt VOC emittiert (UBA, 2004b). Diese VOC Emissionen sind vergleichsweise gering in Relation zu den Emissionen aus der Verteilung von Ottokraftstoff insgesamt. Die Emissionssituation macht deutlich, dass der technische Ausrüstungsstand von Eisenbahnkesselwagen und Umschlagseinrichtungen bereits ein hohes Niveau erreicht hat.

Insgesamt wird mit einem stagnierenden bzw. sinkenden Ölverbrauch gerechnet. In diesem Zusammenhang kann von einer abnehmenden Zahl von Tanklagern ausgegangen werden. Aufgrund dieser Entwicklungen zeichnet sich langfristig eine Zunahme der mittleren Transportentfernung von derzeit 200 km (ebd.) für Mineralölprodukte ab.

Vor dem Hintergrund, dass der technische Ausrüstungsstand von Eisenbahnkesselwagen und der zugehörigen Einrichtungen zum Umschlag bereits vergleichsweise umfangreich zur Minimierung der Emissionen beitragen, können weitere Maßnahmen zur Vermeidung und Verminderung nur noch gering die Emissionen in dieser Quellgruppe beeinflussen, die sich vor allem auf die ordnungsgemäße Handhabung der Anlagen und Geräte beim Befüllen beschränken. Durch eine Kombination verschiedener technischer und organisatorischer Maßnahmen lassen sich die aktuellen Emissionen jedoch noch weiter reduzieren. Eine wesentliche Ursache für Emissionen während der Handhabung beim Umschlag sind vor allem die Restmengen, die beim Entleeren zurückbleiben und beim nächsten Befüllvorgang über das Mannloch emittieren können. In diesem Zusammenhang wird untersucht, inwieweit

die „best practice“ an allen Umschlagstationen konsequent umgesetzt werden und dies bei der Bestimmung der Emissionen berücksichtigt werden muss.

Die Quellgruppe 1.B.2.a.v „Verteilung von Mineralölprodukten“ ist nicht CH₄-emissionsrelevant. Durch Maßnahmen wie Gaspending und Gasrückführungseinrichtungen bei der Betankung von Kraftfahrzeugen an Tankstellen werden CH₄-Emissionen bei den Produkten Ottokraftstoff und Rohbenzin (Naphtha) nahezu vollständig vermieden.

Im IPCC Synthesis and Assessment Report Part I (IPCC, 2004) wurde angemerkt, dass der IEF der Quellgruppe Raffination/Lagerung im Vergleich zu anderen Annex I Staaten der niedrigste ist. Dieser niedrige IEF der Quellgruppe ist auf die Umsetzungen technischer Anforderungen aus nationalen Rechtsvorschriften an die Ausrüstung von Anlagen zum Lagern, Umfüllen und Transportieren von leichtflüchtigen Mineralölprodukten zurückzuführen. Die Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft, 2002) fordert den Einsatz technisch dichter Ventile, Flanschverbindungen, Pumpen und Kompressoren sowie die Lagerung von Mineralölprodukten in Festdachtanks mit Anschluss an eine Gassammelleitung.

3.2.2.6.5.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.a.v)*

Derzeit umfasst das Inventar lediglich Emissionen zur Verteilung eines Mineralölprodukts (Ottokraftstoff).

Das nach dem Ansatz Logistik erstellte Berechnungsverfahren wurde nach den Anforderungen an die Emissionsberichterstattung nach Klimarahmenkonvention, hier gemäß der Methode Tier 2, und Genfer Luftreinhaltekonvention, hier gemäß der einfacheren Methode, erstellt.

Die Berechnungsverfahren verwenden für NMVOC Emissionen landesspezifische Emissionsfaktoren und Aktivitätsraten.

Die Ergebnisse der Qualitätssicherung (siehe Centralised Review 2004 und 2005, In Country Review 2004) werden bei der Ermittlung und Dokumentation der Emissionen berücksichtigt.

Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis (engl.: "Good Practice") nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe Kapitel 3.2.2).

3.2.2.6.5.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.v)*

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.6.5.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.v)*

Zur Erläuterung der quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle siehe 1.B.2.

Die NMVOC-Emissionen aus der Befüllung von Transportmitteln für Straße, Schiene, Wasser innerhalb von Raffinerien (SNAP 050501) verursachen europaweit durchschnittlich 0,2 % der Emissionen an NMVOC. Die Emissionen aus den eigentlichen Transportvorgängen sowie der Lagerung von Kraftstoffen außerhalb von Raffinerien, jedoch ohne Tankstellen, betragen weitere 0,9 % (SNAP 050502). Die Emissionen aus der Lagerung von Kraftstoffen im Bereich der Tankstellen umfassen 2,3 %. Als Emissionsfaktoren werden 200-500 g/t umgeschlagener Ottokraftstoff für SNAP 050501, 600-3120 g/t für SNAP 050502 und 2000-4500 g/t für SNAP 050503 angegeben. Weitere Ergebnisse zur Verifikation liegen noch nicht vor.

3.2.2.6.5.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.v)*

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellenspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.5.6 *Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a.v)*

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.6 *Öl, Sonstige (1.B.2.a.vi)*

CRF 1.B.2.a.vi										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission				2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend
- / -										
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	-	CS	-	-	-	-	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe 1.B.2.a.vi " Öl, Sonstige " (Engl. = Oil, other) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.a Öl keine Hauptquellgruppe.

Zur Bestimmung der Emissionen aus der Verteilung stehen kein Entscheidungsbaum oder weitere Anleitungen zur Verfügung (siehe Quelle: IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, Kapitel 2 Energie).

Nach den Berichtsvorgaben des EMEP Emission Inventory Guidebook stehen zu sonstigen Emissionen keine Anleitungen zur Verfügung (EMEP 2005a: Group 5: Extraction & distribution of fossil fuels and geothermal energy).

3.2.2.6.6.1 *Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.a.vi)*

Bei der Reinigung von Behältern, einem Betriebszustand außerhalb des Normalbetriebs, können Emissionen entstehen. Derzeit wird im Inventar die Reinigung von Eisenbahnkesselwagen berücksichtigt. Die bei der Entleerung der Eisenbahnkesselwagen verbleibenden Restmengen, zwischen 0 und 30 Litern (in Ausnahmefällen bis zu mehreren 100 Litern), emittieren in der Regel nicht vollständig, sie sind eine Quelle für Emissionen bei der Tankinnenreinigung.

Jährlich erfolgen etwa 2.500 Reinigungsvorgänge bei Ottokraftstoffkesselwagen. Die bei der Tankinnenreinigung von Kesselwagen entstehenden Emissionen über die Abluft betragen maximal 0,04 kt/a VOC. Eine konsequentere Erfassung der Emissionen bei der Öffnung des Mannlochs im Kesselwagen sowie eine weitergehende Behandlung der Abluft aus der Tankinnenreinigung können VOC-Emissionen zusätzlich reduzieren. Zur Abluftreinigung wird eine einstufige Aktivkohleadsorption angenommen. Damit kann bei einer Ausgangsbeladung von 1 kg/m³ die Abluftkonzentration um 99,5 % auf unter 5 g/m³ gemindert werden. Somit verbleiben Restemissionen von lediglich 1,1 t. Dies entspricht einer Minderung gegenüber den ermittelten 36,5 t/a (ohne Adsorption) um ca. 97 % (UBA, 2004b).

3.2.2.6.6.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.a.vi)*

Derzeit umfasst das Inventar Emissionen aus der Reinigung von Eisenbahnkesselwagen.

Zur Berechnung der Emissionen wird in dem leeren Tank von einer gesättigten Atmosphäre mit einem VOC-Gehalt von etwa 1 kg/m³ ausgegangen. Beim Öffnen des Mannlochs entweichen ca. 14,6 m³ aus dem Tank. Die Emissionen bewegen sich bei 2.500 Reinigungsvorgängen bei 36,5 t/a. Ob die Reinigung im Kontext der Guidelines, hier als Instandhaltung (engl.= Maintenance) zu verstehen ist, ist Gegenstand weiterer Klärung.

Die Berechnungsverfahren verwenden landesspezifische Emissionsfaktoren und Aktivitätsraten.

Zu dieser Quellgruppe liegen noch keine weiteren relevanten Zwischenergebnisse aus der diesjährigen Umstellung der Berechnungsverfahren vor (siehe 1.B.2).

Die Ergebnisse der Qualitätssicherung (siehe Centralised Review 2004 und 2005, In Country Review 2004) wurden bei der Ermittlung und Dokumentation der Emissionen berücksichtigt.

Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis (engl.: "Good Practice") nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe Kapitel 3.2.2).

3.2.2.6.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a.vi)

Informationen zu Unsicherheiten werden zurzeit in der Inventarbeschreibung hinterlegt. Weitere Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.6.6.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a.vi)

Weitere Ergebnisse zur Verifikation liegen noch nicht vor.

3.2.2.6.6.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a.vi)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.6.6.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.B.2.a.vi)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7 Erdgas (1.B.2.b)

CRF 1.B.2.b					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
Natural Gas	- / -	CH ₄			

Die Quellgruppe Erdgas ist für CH₄-Emissionen aus Erdgas (engl. natural gas) eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Die Quellgruppen in der übergeordneten Gruppe der diffusen Emissionen aus Gas (gasförmige Brennstoffe) 1.B.2.b "Gas" umfasst alle Quellen von der Erkundung, der Vorbehandlung und Verarbeitung von Erdgas, Erdölgas und Flözgas, der Weiterleitung von Gasen und die Verteilung der Gasprodukte bis zum Gebrauch durch die Kunden. Im Unterschied zu den Quellgruppen in der anderen übergeordneten Gruppe der diffusen Emissionen bei 1.B.2.a "Öl", werden in den Quellgruppen 1.B.2.b "Gas" die Vorbehandlung und Verarbeitung nicht voneinander getrennt. Erkundung, Förderung, Vorbehandlung und Verarbeitung von Flözgas aus unverritztem Gestein wird gemäß den Anforderungen in den Quellgruppen dieser Gruppe der diffusen Emissionen berichtet.

Weiterhin sind in den relevanten Quellgruppen die diffusen Emissionen aus Industrieprozessen der veredelten festen Brennstoffen oder den gasförmigen Nebenprodukten (Stadtgas) aus Industrieprozessen mit berücksichtigt.

Die Unterscheidung von Weiterleitung, Verteilung und Lagerung spielt in den Quellgruppen eine besondere Rolle.

Die diffusen Emissionen aus 1.B.2.b "Gas" sind in der Datenbank ZSE mit Daten zu den jeweiligen Quellgruppen und Subquellgruppen abgebildet (s. Abbildung 37).

3.2.2.7.1 Gas, Erkundung von Gas (1.B.2.b.i)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	-	-	-	-	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %	20	20								
Unsicherheitenverteilung	N	N								
Methode EF-Ermittlung	CS	CS								

Die Quellgruppe Gas, Erkundung von Gas (Engl. = Exploration) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.b Gas eine Hauptquellgruppe.

Die Bestimmung der Emissionen erfolgte nach den Methoden der IPCC GPG (2000: Figure 2.12, Decision Tree for Natural Gas Systems, Seite 2.80, hier "Box 4", ggf. Box 3").

Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.b.i "Gas, Erkundung " (Engl. = Exploration) werden derzeit nach der Tier 2 Methode bestimmt.

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und für die Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (CH₄ + NMVOC = VOC) zu berichten (ebd.: Seite 2.84, hier 2.7.1.2 choice of emission factors).

Nach den Berichtsvorgaben des EMEP Emission Inventory Guidebook sind zu den genannten Schadstoffen außerdem NMVOC zu berichten (EMEP 2005a: Group 5, B561 gas distribution networks, S. 1). In dieser Anleitung werden in Table 8.31 (und 8.32) Gasprofile für diffuse Emissionen zu Förderstationen angegeben. Daraus ist abzuleiten, das je nach Gas ggf. auch die Bestandteile von N₂, CO₂, H₂S und weiteren NMVOC von Bedeutung sein können (ebd.: B521 Extraction, first treatment and loading of liquid & gaseous fossil fuels, S. 24).

3.2.2.7.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.i)

Zur Beschreibung der Quellgruppe siehe 1.B.2.a.i.

3.2.2.7.1.2 Methodische Aspekte (1.B.2.b.i)

Die Herangehensweise in den Berechnungsverfahren entspricht denen der Quellgruppe 1.B.2.a.i. Weitere Informationen siehe dort (Kapitel 3.2.2.6.1).

Sämtliche verbrennungsbedingten Emissionen der Geräte und Maschinen (Motoren, Antriebe) zur Prospektion werden in der Quellgruppe 1.A.5 berichtet.

3.2.2.7.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.i)

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz 1.B.2.

3.2.2.7.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.i)

Zur Erläuterung der quellspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.7.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.i)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.B.2.b.i)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.2 Gas, Herstellung und Verarbeitung (1.B.2.b.ii)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	-	-	-	-	NO	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	20	20								
Unsicherheitenverteilung	N	N								
Methode EF-Ermittlung	CS	CS								

Die Quellgruppe Gas, Vorbehandlung und Verarbeitung von Gas (Engl. = Production and Processing) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.b Gas eine Hauptquellgruppe.

Die Bestimmung der Emissionen erfolgte nach den Methoden der IPCC GPG (2000: Figure 2.12 Decision Tree for Natural Gas Systems, Seite 2.80, hier "Box 4", ggf. Box 3").

Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.b.ii "Gas, Vorbehandlung und Verarbeitung " (Engl. = Exploration) wird derzeit nach der Tier-2-Methode bestimmt.

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und für die Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (CH₄ + NMVOC = VOC) zu berichten (ebd.: Seite 2.84, hier 2.7.1.2 choice of emission factors).

Nach den Berichtsvorgaben des EMEP Emission Inventory Guidebook sind zu den o.g. Schadstoffen außerdem NMVOC zu berichten (EMEP 2005a: Group 5, B561, gas distribution networks, S. 1).

3.2.2.7.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.ii)

Die Emissionen der Quellgruppe setzen sich aus den Tätigkeiten der in der Vorbehandlung und Verarbeitung tätigen Firmen oder Gesellschaften der Erdgas- und Kohlegasbranche (Flözgas) der Förderung des Rohstoffs aus den Lagerstätten zusammen. In Deutschland findet Vorbehandlung (engl.: first treatment) in Anlagen statt. Emissionen vom Anfang einer Vorbehandlung bis zum Abschluss der Verarbeitung (engl. processing) können aus verschiedenen Anlagen stammen.

Anlagen zur Vorbehandlung

Aus der Tiefe kommendes Erdgas wird über Tage zunächst in Trocknungsanlagen behandelt. Diese scheiden mitgeführtes Lagerstättenwasser, flüssige Kohlenwasserstoffe und Feststoffe ab. Der noch verbliebene Wasserdampf wird dem Gas unter Verwendung von Glykol entzogen (WEG 2000, S. 16).

Sauergas

Das aus der geologischen Formation des Zechsteins in Deutschland geförderte schwefelwasserstoffhaltige Erdgas (so genanntes Sauergas) erfordert eine spezielle Aufbereitung. Dieses Gas wird durch gesonderte und wegen der Gefährlichkeit des Schwefelwasserstoffs zusätzlich gesicherte Rohrleitungen in zentrale Aufbereitungsanlagen transportiert, wo ihm in chemisch-physikalischen Waschprozessen der Schwefelwasserstoff entzogen wird. Das Erdgas verlässt die Aufbereitungsanlagen in verbrauchsfähiger Qualität. Der Schwefelwasserstoff wird in elementaren Schwefel umgewandelt und dient hauptsächlich der chemischen Industrie als Grundstoff. Die Schwefelproduktion aus der Erdgasgewinnung beträgt in Deutschland rund 1 Million Tonnen pro Jahr (WEG, 2000, S. 16).

3.2.2.7.2.2 Methodische Aspekte (1.B.2.b.ii)

Die Herangehensweise in den Berechnungsverfahren entspricht weitgehend der Quellgruppe 1.B.2.a.ii. Weitere Informationen siehe dort (Kapitel 3.2.2.6.2).

3.2.2.7.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.ii)

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.7.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.ii)

Zur Erläuterung der quellspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.7.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.ii)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.2.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.B.2.b.ii)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.3 Gas, Weiterleitung (1.B.2.b.iii)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	-	CS	-	-	-	-	NO	CS	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		20								
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung		CS								

Die Quellgruppe Gas, Weiterleitung von Gas (Engl. = Distribution) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.b Gas eine Hauptquellgruppe.

Die Bestimmung der Emissionen erfolgte nach den Methoden der IPCC GPG (2000: Figure 2.12 Decision Tree for Natural Gas Systems, Seite 2.80, hier "Box 4", ggf. Box 3").

Die Emissionen der Quellgruppe/Kategorie 1.B.2.b.iii "Gas, Weiterleitung von Gas" (Engl. = Transmission) werden derzeit nach der Tier-2-Methode bestimmt.

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan, Kohlendioxid (Nicht-Verbrennung) und für die Gruppe der leicht flüchtigen organischen

Kohlenwasserstoffe ($\text{CH}_4 + \text{NMVOC} = \text{VOC}$) zu berichten (ebd.: Seite 2.84, hier 2.7.1.2 choice of emission factors).

Nach den Berichtsvorgaben des EMEP Emission Inventory Guidebook sind zu den o.g. Schadstoffe außerdem NMVOC zu berichten (EMEP 2005a: Gruppe 5, B561, gas distribution networks, S. 1).

3.2.2.7.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.iii)

Die Emissionen der Quellgruppe setzen sich aus den Tätigkeiten der Branche der Gasproduzenten und Gasversorger zusammen. In Deutschland wird Gas (Ergas, und Erdölgas von Betrieben/Anlagen der Förderung und der Verarbeitung zu Unternehmen der Gasversorgung und Gasverarbeitung weitergeleitet. Stadtgas wurde in relevanten Mengen bis zum Jahr 1997 durch Rohrleitungen weitergeleitet. Diese Weiterleitung erfolgt mittels Logistik über Rohrleitungen (Fernhochdruckrohrleitungen) und in Behältern (Tanks).

Zur Weiterleitung von Gas werden Rohrleitungen der Druckstufe Hochdruck und der Materialarten Kunststoff und Stahl/Dyktulguss eingesetzt.

Ein Teil des Erdgases wird zur zeitlichen Unterbrechung der Weiterleitung in unterirdischen Speichern zwischengelagert.

Die mit Gas zur Weiterleitung befüllten Tanks werden auch per Binnentankschiff transportiert/befördert.

Rohrleitungen (Fernhochdruckrohrleitungen)

In Deutschland gefördertes Erdgas wurde von den Förderfeldern und den dortigen Förderstationen (Auf Land und vor der Küste) anteilig über Rohrleitungen weitergeleitet. Das Netz der Fernhochdruckrohrleitungen für Gas in Deutschland hat zurzeit eine Länge von 6.362 km. Die Betreibergesellschaften der bedeutenden Pipelines in Deutschland sind im Mineralölwirtschaftsverband (MWV) organisiert. Zu den in Deutschland verlaufenden Fernhochdruckrohrleitungen gehören die in der folgenden Abbildung genannten Leitungen.

Tabelle 46: In Deutschland verlaufenden Fernhochdruckrohrleitungen

Fernhochdruckrohrleitungen in Deutschland
BSL, Rostock - Böhlen (RRB)
DEA, Heide - Brunsbüttel
FBG, NATO - Netz (CEPS/NEPS)
MIDER, Spergau - Hartmannsdorf
OMV, Burghausen - Feldkirchen
OMV, Feldkirchen - München
PCK, Schwedt - Seefeld
Rhein-Main-Rohrleitung (RMR), Grenze (NL) - Ludwigshafen/Raunheim
Rhein-Main-Rohrleitung (RMR), Pernis - Grenze DS (RRP)
Rohrleitung Rostock-Böhlen (RRB)
RUHR OEL, Gelsenkirchen - Duisburg
Central European Line für Rohöl (CEL) Genua/I - Tiroler Alpen - Ingolstadt
DEA, Brunsbüttel - Heide
MERO, Vohburg (TAL) - Nelahozeves (CZ)
Mineralölverbundleitung (MVL), Grenze (PL) - Schwedt
Mineralölverbundleitung (MVL), Rostock - Schwedt
Mineralölverbundleitung (MVL), Schwedt - Rostock
Mineralölverbundleitung (MVL), Schwedt - Spergau
Norddeutsche Ölleitung (NDO)
Norddeutsche Ölleitung (NDO), Wilhelmshaven - Hamburg
Nord-West-Oelleitung (NWO), Wilhelmshaven - Köln
OMV, Steinhöring (TAL) - Burghausen
Rotterdam-Rijn-Pijpleiding (RRP), Venlo - Köln
Rotterdam-Rijn-Pijpleiding (RRP), Venlo - Wesel
Rotterdam-Rijn-Pijpleiding (RRP); Rotterdam - Venlo
RUHR OEL, Wesel - Gelsenkirchen
Société du Pipeline Sud-Européen (SPSE)
SPSE, Lavéra (F) - Karlsruhe

Behälter (Tanks) und deren Beförderung über Binnentankschiff, Straßentankwagen und Eisenbahnkesselwagen

Gas zur Weiterleitung an Zwischenlager sowie an Anlagen und Betriebe der Verarbeitung, bevor es an die Kunden über Rohrleitungen oder in Behältern verteilt wird (siehe hierzu Quellgruppe 1.B.2.b.iv) findet in Deutschland über Tanks und deren Beförderung mittels Binnentankschiffen statt. Es erfolgt keine Weiterleitung in Tanks über die Beförderung mit Straßentankwagen oder Eisenbahnkesselwagen, da diese Weiterleitung in anbeacht der Mengen nicht üblich ist (siehe hierzu Quellgruppe 1.B.2.b.iv, Kapitel 3.2.2.7.4).

Speicher

Für die sichere Einlagerung großer Erdgasmengen eignen sich natürliche und künstliche unterirdische Speicher. In Deutschland stehen rund 40 Untertagespeicher zur Verfügung. Ein großer Teil dieser Speicher befindet sich in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Bei ihnen wird der Porenraum von porösen Gesteinen für die Speicherung genutzt. Die Porenspeicher können je nach Größe der geologischen Struktur zwischen 100 Mio. m³ und mehreren Mrd. m³ Gas fassen. Davon steht rund die Hälfte der eingelagerten Gasmenge für Zwecke des Lastausgleichs, als so genanntes Arbeitsgas, zur Verfügung. Der Rest, das so genannte Kissengas, dient als Druckpuffer und zur Fernhaltung des Lagerstättenwassers von den Speicherbohrungen. Bei Kavernenspeichern wird der Speicherraum als Hohlraum durch einen Solprozess in unterirdischen Salzstöcken geschaffen. Bei einer mittleren Kaverne beträgt das Fassungsvermögen an nutzbarem Gas etwa 30 Mio. m³. Dazu kommt eine als Druckpuffer erforderliche Kissengasmenge von 10 Mio. m³ bis 30 Mio. m³. Zu Beginn

des Jahres 2000 verfügten die in Deutschland bestehenden Untertagegasspeicher über ein Arbeitsgasvolumen von über 16 Mrd. m³. Ein weiterer Ausbau ist im Gange (vgl. WEG, 2000: S. 18).

3.2.2.7.3.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.b.iii)*

Die Herangehensweise in den Berechnungsverfahren entspricht weitgehend der Quellgruppe 1.B.2.a.v. Weitere Informationen siehe dort (1.B.2.a.iv).

3.2.2.7.3.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.iii)*

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.7.3.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.iii)*

Zur Erläuterung der quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.7.3.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.iii)*

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellenspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.3.6 *Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.iii)*

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.4 *Gas, Verteilung (1.B.2.b.iv)*

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	-	CS	-	-	-	-	NO	CS	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		20								
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung		CS								

Die Quellgruppe Gas, Verteilung von Gas (Engl. = Transmission) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.b Gas eine Hauptquellgruppe.

Die Bestimmung der Emissionen ist wie in der Quellgruppe 1.B.2.a.v skizziert nach der dort beschriebenen Methode zu ermitteln.

Die Emissionen der Quellgruppe/Kategorie 1.B.2.b.iv "Gas, Verteilung von Gas" (Engl. = Transmission) werden nach der Tier 3 Methode bestimmt.

Nach den Vorgaben der Guidelines sind Emissionen für die Schadstoffe Methan und für die Gruppe der leicht flüchtigen organischen Kohlenwasserstoffe (CH₄ + NM VOC = VOC) zu berichten (siehe 1.B.2.a.v).

Nach den Berichtsvorgaben des Guidebook sind zu den in 1.B.2.a.v aufgeführten Schadstoffe Emissionen zu bestimmen.

3.2.2.7.4.1 *Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.iv)*

Die Emissionen der Quellgruppe setzen sich aus den Tätigkeiten der Branche der Gasversorgungsunternehmen bis zu den Kunden, die Gas verbrauchen, zusammen. In Deutschland wird Erdgas zur Gasversorgung überwiegend über Rohrleitungsnetze verteilt.

Diese Verteilung erfolgt mittels Logistik. Zur Verteilung von Gas werden Rohrleitungen der Druckstufe Mittel- und Niederdruck und der Leitungsmaterialien Kunststoff, Stahl/Dyktulguss und Grauguss eingesetzt.

Ein Teil des Erdgases wird zur zeitlichen Unterbrechung der Verteilung in oberirdischen (Kugel)Speichern zwischengelagert. Die mit Gas zur Verteilung (Beförderung) befüllten Tanks werden per Binnentankschiff, Eisenbahnkesselwagen und Straßentankwagen befördert.

Gas wird auch in Behältern (kleine Tanks, Flaschen) angeboten. Diese Behälter werden als Stückgut, zumeist in Gebinden, befördert.

Verteilung über Rohrleitungen

Weiterführende Informationen sind derzeit nur in der Datenbank ZSE verfügbar.

Verteilung über Behälter

Die Verteilung von Gas in Behälter (kleine Tanks, Flaschen) erfolgt über Anlagen zur Abfüllung von Gas. Die befüllten Tanks werden per Binnengüterschiff, Eisenbahnkesselwagen und Straßentankwagen befördert. Gas in Behältern (Flaschen) wird ebenfalls von den Kunden vor dem Gebrauch befördert (nicht als Stückgut). In geringem Umfang findet auch bei den Verbrauchern eine Zwischenlagerung statt, bevor das Gas verbraucht wird (siehe zum Verbrauch bei den jeweiligen Quellgruppen bei 1.A).

Speicher

Zur Einlagerung von mittleren Erdgasmengen eignen sich künstliche oberirdische Speicher, in Deutschland stehen hierzu Kugelspeicher zur Verfügung.

Zu dieser Quellgruppe liegen noch keine weiteren relevanten Zwischenergebnisse aus der diesjährigen Umstellung der Berechnungsverfahren vor (siehe 1.B.2).

Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe Kapitel 3.2.2).

3.2.2.7.4.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.b.iv)*

Die Herangehensweise in den Berechnungsverfahren entspricht weitgehend der Quellgruppe 1.B.2.a.v. Weitere Informationen siehe dort (Kapitel 3.2.2.6.5).

3.2.2.7.4.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.iv)*

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.7.4.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.iv)*

Zur Erläuterung der quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.7.4.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.iv)*

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellenspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.4.6 *Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.iv)*

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.5 Gas, Sonstige Leckagen (1.B.2.b.v)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	?	CS	-	-	-	-	NO	CS	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Gas, Sonstige (Engl. = Oil, other) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.b Gas eine Hauptquellgruppe.

Zur Bestimmung der Emissionen aus der Verteilung stehen kein Entscheidungsbaum oder weitere Anleitungen zur Verfügung (siehe IPCC GPG 2000: Kapitel 2 Energie).

Nach den Berichtsvorgaben des EMEP Emission Inventory Guidebook stehen zu sonstigen Emissionen keine Anleitungen zur Verfügung (EMEP 2005a: Group 5: Extraction & distribution of fossil fuels and geothermal energy).

Die Bestimmung von CO₂ erfolgt nicht, auch wenn die CRF-Reporter Software bzw. das CRF diesen Schadstoff ausweisen, da die Guidelines diesen Schadstoff nicht für diese Quellgruppe aufführen.

3.2.2.7.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.b.v)

Aufgrund der Umstellung auf einen neuen methodischen Ansatz sind noch Daten aus den vorherigen Berechnungsverfahren verblieben, deren Zuordnung noch nicht abschließend geklärt werden konnte. Ob es sich hierbei um Doppelzählungen oder fehlerhafte Zuordnungen zu der Quellgruppe 1.B.2.b handelt, konnte noch nicht abschließend geklärt werden.

3.2.2.7.5.2 Methodische Aspekte (1.B.2.b.v)

Die methodischen Aspekte können derzeit noch nicht erläutert werden.

3.2.2.7.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b.v)

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.7.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b.v)

Zur Erläuterung der quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung siehe 1.B.2.

3.2.2.7.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b.v)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterung der quellenspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b.v)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.6 Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c)

Die Quellgruppen in der übergeordneten Gruppe der Diffusen Emissionen aus 1.B.2.c "Abfackelung und Entlüftung" umfasst die direkt ausgeblasenen und über eine Verbrennung in die Atmosphäre emittierten Schadstoffe.

In der Quellgruppe ist zwischen Abfackelung und Entlüftung aufgrund der Schadstoffe zu unterscheiden. Die Anlagenteile von Anlagen, die in der Regel aus sicherheitsrelevanten Gründen der Entlüftung oder der Abfackelung im Störfall eines Produktionsprozesses der Öl- oder Gasbranche dienen, werden hier separat zu den beiden anderen übergeordneten Gruppen der diffusen Emissionen (1.B.2.a "Öl" und 1.B.2.b "Gas") berichtet. Bei Analysen von Teilen der Branche ist diese Aufgliederung zu berücksichtigen.

Die diffusen Emissionen aus 1.B.2.c "Abfackelung und Entlüftung" sind in der Datenbank ZSE mit Daten zu den jeweiligen Quellgruppen und Subquellgruppen abgebildet (siehe Tabelle Abbildung 38).

3.2.2.7.7 Abfackelung und Entlüftung von Öl (1.B.2.c.i)

CRF 1.B.2.c.i										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission		2005- Anteil an der Gesamtemission		Trend			
	- / -									
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS, IE	CS, IE	-	-	-	CS, IE	NO/NE	NO/NE	NE	NO
EF Unsicherheiten in %	20	20				20				
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung	Mess	Mess				Mess				

Die Quellgruppe Abfackelung und Entlüftung, Öl (Engl. = venting and flaring, Oil) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.c Abfackelung und Entlüftung keine Hauptquellgruppe.

Der Status der Quellgruppe ergibt sich über die Einstufung der übergeordneten Gruppe 1.B.2.c oder aus 1.B.2. Für die Bestimmung der Emissionen sind keine Methoden vorgegeben (siehe IPCC GPG, 2000) lediglich der Entscheidungsbaum für Raffinerie (siehe 1.B.2.c.iii) enthält Abfackelung und Entlüftung als Kriterium.

Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.c.i " Abfackelung und Entlüftung, Öl" werden derzeit nicht bestimmt oder werden anteilig an anderer Stelle in einer Quellgruppe von 1.B.2 berücksichtigt (Notation: „NE“ und „IE“).

3.2.2.7.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.c.i)

Nach den allgemeine Vorgaben aus der TA Luft (2002) sind Gase und Dämpfe sowie Wasserstoff und Schwefelwasserstoff, die aus Druckentlastungsarmaturen und Entleerungseinrichtungen austreten, in ein Gassammelsystem einzuleiten. Die erfassten Gase sind soweit wie möglich in Prozessfeuerungen zu verbrennen. Sofern dies nicht möglich ist, sind die Gase einer Fackel zuzuführen. Die Fackeln sollen mindestens die Anforderungen an Fackeln zur Verbrennung von Gasen aus Betriebsstörungen und Sicherheitsventilen erfüllen. Die Fackel ist für eine Raffinerie (1.B.2.c.iii) und für andere Anlagen in den Quellgruppen 1.B.2) eine unbedingt notwendige Sicherheitseinrichtung. Bei der Verarbeitung von Rohöl können aus unterschiedlichen Gründen gelegentlich zu hohe

Drücke in den Prozessanlagen entstehen. Damit in solchen Fällen der Druck nicht so hoch wird, dass Behälter und Rohrleitungen platzen, muss der Überdruck durch Sicherheitsventile abgebaut werden können. Sicherheitsventile lassen das Produkt in Leitungen ab, die zur Fackel führen. Dort können die Gase, die bei Überdruck ausströmen, kontrolliert verbrannt werden. Durch Einrichtungen zur Fackelgasrückgewinnung wird der größte Teil der anfallenden Gase verflüssigt und wieder in den Verarbeitungsprozess rückgeführt oder in der Raffinerie für Feuerungszwecke genutzt. Kohlenwasserstoffe werden dabei zu mehr als 99 % zu CO₂ und H₂O umgesetzt. Am Fackelkopf ist daher selten mehr als eine kleine Zündflamme zu sehen.

3.2.2.7.7.2 *Methodische Aspekte (1.B.2.c.i)*

Im Zusammenhang mit dem Ansatz Logistik wird geprüft, ob diese Herangehensweise zur Entwicklung von Berechnungsverfahren nach den Anforderungen zur Emissionsberichterstattung nach Klimarahmenkonvention (Methode Tier 2/3) und Genfer Luftreinhaltekonvention (gemäß der einfachen / genauen Methode) geeignet ist. Zu den Ergebnissen in dieser Quellgruppe liegen noch keine relevanten Zwischenergebnisse aus der laufenden Inventarerstellung vor.

Ob die zu berichtenden Schadstoffe aus den Angaben des CRF-Reporter oder der CRF Inventartabellen nur Emissionen zu den Schadstoffen CH₄, N₂O und CO₂ erforderlich machen, oder ob das Spektrum der verbrennungsbedingten Schadstoffe, wie CH₄, CO, CO₂, N₂O, NH₃, NMVOC, NO_x, und SO₂ bestimmt werden soll, ist Gegenstand weiterer Klärung.

Die Ergebnisse der Qualitätssicherung (siehe Centralised Review 2004 und 2005, In Country Review 2004) werden bei der Ermittlung und Dokumentation der Emissionen berücksichtigt. Die Angaben zur Erfüllung der guten Inventarpraxis nach den Guidelines werden übergreifend bei 1.B.2 erläutert (siehe Kapitel 3.2.2).

3.2.2.7.7.3 *Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.c.i)*

Zur Erläuterung der Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz siehe 1.B.2.

3.2.2.7.7.4 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.c.i)*

Erläuterungen zur quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung entfallen. Die Verifikation ist zurzeit nicht möglich (siehe 1.B.2).

3.2.2.7.7.5 *Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.c.i)*

Rückrechnungen sind nicht erforderlich. Zur Erläuterungen der quellenspezifischen Rückrechnungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.7.6 *Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.c.i)*

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

3.2.2.7.8 Abfackelung und Entlüftung von Gas (1.B.2.c.ii)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS, IE	CS, IE	-	-	-	CS, IE	NO/NE	NO/NE	NE	NE
EF Unsicherheiten in %	20	20				20				
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung	Mess	Mess				Mess				

Die Quellgruppe Abfackelung und Entlüftung, Gas (Engl. = venting and flaring, Gas) ist nach der Einordnung der aggregierten Quellgruppe 1.B.2.c Abfackelung und Entlüftung keine Hauptquellgruppe.

Der Status der Quellgruppe ergibt sich über die Einstufung der übergeordneten Gruppe 1.B.2.c oder aus 1.B.2. Für die Bestimmung der Emissionen sind keine Methoden vorgegeben (siehe IPCC GPG, 2000), lediglich der Entscheidungsbaum für Raffinerien (siehe 1.B.2.a.iii) enthält Abfackelung und Entlüftung als Kriterium.

Die Emissionen der Quellgruppe 1.B.2.c.ii "Abfackelung und Entlüftung, Gas" werden derzeit nicht bestimmt oder werden anteilig an andere Stelle in einer Quellgruppe von 1.B.2 berücksichtigt (Notation: „NE“ und „IE“).

3.2.2.7.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.2.c.ii)

Zur Beschreibung der Quellgruppe siehe 1.B.2.c.i.

3.2.2.7.8.2 Methodische Aspekte (1.B.2.c.ii)

Zur Beschreibung der Quellgruppe siehe 1.B.2.c.i.

3.2.2.7.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.c.ii)

Erläuterungen zu Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz entfallen.

3.2.2.7.8.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.c.ii)

Erläuterungen zu Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung entfallen (Siehe „Geplante Verbesserungen“). Die Verifikation ist zurzeit nicht möglich (siehe 1.B.2).

3.2.2.7.8.5 Quellspezifische Rückrechnungen (1.B.2.c.ii)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.2.2.7.8.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (1.B.2.c.ii)

Zu geplanten Verbesserungen siehe 1.B.2.

4 INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2)

4.1 Mineralische Produkte (2.A)

Die Quellgruppe 2.A Mineralische Produkte ist unterteilt in die Unterpunkte 2.A.1 bis 2.A.7. Dazu gehören im ZSE:

- die Zementproduktion (2.A.1),
- das Kalkbrennen (2.A.2),
- die Verwendung von Kalkstein und Dolomit (2.A.3),
- die Sodaproduktion (2.A.4),
- die Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung (2.A.5),
- die Straßenasphaltierung (2.A.6) und
- in Andere (2.A.7) die Glasherstellung und die Keramikproduktion.

Nicht alle aufgeführten Strukturelemente des ZSE dienen der Treibhausgasberichterstattung, was in den jeweiligen Unterkapiteln konkretisiert ist.



Abbildung 39: Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte

4.1.1 Mineralische Produkte: Zement (2.A.1)

4.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1)

CRF 2.A.1										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission				2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend
Zement Produktion		I / -	CO ₂				1,23 %			steigend
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	± 10	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	N	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	CS	--	--	--	--	--				

Die Quellgruppe Zement ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe.

Im Jahr 2005 waren deutschlandweit 61 Öfen zum Brennen von Zementklinker mit einer Gesamtkapazität von 11.3820 t/d in Betrieb. Den größten Anteil haben dabei die Öfen mit Zyklonvorwärmer (42), gefolgt von Öfen mit Rostvorwärmer (11) und Schachtofen (8) (BDZ, 2006a). 22 Unternehmen mit 58 Zementwerken in Deutschland (davon 38 mit eigener Klinkererzeugung) sind dabei Mitglieder des *Bundesverbands der Deutschen Zementindustrie* (BDZ, 2006b, S. 48).

Im ZSE werden für den Bereich Zement zwei zu unterscheidende Strukturelemente geführt. Dabei sind die AR-Zeitreihen der Zementproduktion für die Berücksichtigung der Staubemissionen angelegt, weil die Klinkervermahlung als Staubquelle unabhängig von der in Deutschland gebrannten Klinkermenge zu betrachten ist. Gleichwohl ist zu erwähnen, dass erhebliche Mengen an Hüttensand (5,11 Mio. t in 2004) als Nebenprodukt der Stahlerzeugung in der Zementherstellung an Stelle von Zementklinker eingesetzt werden. Da in diesem Fall statt 1 t Zementklinker 1 t Hüttensand verwendet wird, werden entsprechend CO₂-Emissionen eingespart. Somit wurde durch den Einsatz von feingranuliertem Hüttensand zur Zementherstellung von 2000 bis 2003 eine CO₂-Minderung von insgesamt 1,512 Mio. t erreicht (VDEh, 2005, S. 31-32). Für das Treibhausgasinventar ist dieser Aspekt nur indirekt über die veränderte Menge an gebranntem Klinker relevant, weshalb sich die weiteren Ausführungen nur auf die Zeitreihen des Strukturelements Zementklinkerproduktion beziehen.

Beim Klinkerbrennprozess werden klimarelevante Gase emittiert. Zum weit überwiegenden Teil ist dies CO₂. Laut Verein Deutscher Zementwerke (VDZ, 2006) betrug die Klinkerproduktion im Jahr 2005 24.378¹⁸ kt. Die rohstoffbedingten CO₂-Emissionen werden mit einem vom *Verein Deutscher Zementwerke* (VDZ) aus anlagenspezifischen Daten ermittelten, länderspezifischen Emissionsfaktor von 0,53 t CO₂/t Zementklinker berechnet. Aus der Klinkerproduktion resultiert eine rohstoffbedingte CO₂-Emission von 12.920 kt CO₂ im Jahr 2005.

4.1.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1)

Die Erhebung der Aktivitätsraten erfolgte bis zum Jahr 1994 auf Basis von Daten des BDZ. Nach einer Optimierung der Datenerhebung innerhalb des Verbandes wurden die

¹⁸ Vorläufiger Wert.

Aktivitätsraten ab 1995 vom VDZ bzw. dessen Forschungsinstitut der Zementindustrie in Düsseldorf durch Umfragen bei den deutschen Zementwerken und aus Angaben des BDZ zusammengestellt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um die im Rahmen des CO₂-Monitorings veröffentlichten Daten (VDZ, 2006), ergänzt um die Werke, die nicht Mitglieder im BDZ sind (teilweise Schätzung des VDZ).

In Tabelle 47 sind die Aktivitätsraten und die aus der Klinkerproduktion ermittelten rohstoffbedingten CO₂-Emissionen für die Jahre 1990 bis 2005 zusammengefasst.

Tabelle 47: Aktivitätsraten und daraus resultierende CO₂-Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1990-2005

Jahr	Klinkerproduktion	Rohstoffbedingte CO₂-Emissionen
	[kt/a]	[kt/a]
1990	28.577	15.146
1991	25.670	13.605
1992	26.983	14.301
1993	27.146	14.387
1994	28.658	15.189
1995	29.072	15.408
1996	27.669	14.664
1997	28.535	15.124
1998	29.039	15.391
1999	29.462	15.615
2000	28.494	15.102
2001	25.227	13.370
2002	23.954	12.696
2003	25.233	13.373
2004	26.281	13.929
2005	24.379	12.921

Quelle: VDZ, 2006

Der für die Emissionsberechnung verwendete Emissionsfaktor von 0,53 t CO₂ / t Zementklinker beruht auf einem quellgruppenspezifischem "bottom-up"-Ansatz, d.h. der Emissionsfaktor wurde vom VDZ durch Aggregation anlagenspezifischer Daten zu den Anteilen von CaO und anderen - als Rohstoff carbonathaltigen - Metalloxiden (MgO) im Klinker bestimmt. Da in der deutschen Zementindustrie der aus dem Abgas abgeschiedene Staub wieder in den Brennprozess zurückgeführt wird, kann die Carbonatfreisetzung aus den Klinkerrohstoffen direkt aus dem Metalloxidgehalt des Klinkers bestimmt werden, ohne relevante Verluste über den Abgaspfad berücksichtigen zu müssen.

Die (geringe) Abweichung des deutschen Emissionsfaktors gegenüber dem vorgegebenen Default-Wert von 0,5071 t CO₂ / t Klinker ergibt sich aus dem zum Teil höheren Kalkgehalt des deutschen Klinkers (64 % bis 67 % CaO) sowie einem im Default-Wert nicht berücksichtigten MgO-Gehalt von durchschnittlich 1,5%. Das Verfahren entspricht der Tier 2-Methode der IPCC-GPG (IPCC, 2000). Der genannte Emissionsfaktor von 0,53 t CO₂ / t Zementklinker wird auch in den CO₂-Monitoring-Berichten der deutschen Industrie sowie bei Berechnungen im Rahmen des Treibhausgas-Emissionshandels verwendet.

Die rohstoffbedingten CO₂-Emissionen in der Zementindustrie, die durch die Entsäuerung des Kalksteins freigesetzt werden, wurden entsprechend der *IPCC-GPG* nach der folgenden Gleichung ermittelt, wobei der Emissionsfaktor selbst den landesspezifischen Bedingungen angepasst wurde:

$$\text{CO}_2\text{-Emissionen} = \text{Emissionsfaktor (EF}_{\text{Klinker}}) \times \text{Klinkerproduktion}$$

Tabelle 47 enthält bereits die nach der oben beschriebenen Methode berechneten, rohstoffbedingten CO₂-Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1990 bis 2005. Der Emissionsfaktor von 0,53 t CO₂ / t Zementklinker wurde für die gesamte Zeitreihe in Ansatz gebracht.

4.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.1)

Mit der Umstellung auf Aktivitätsdaten aus „bottom-up“-Erhebungen im Rahmen des CO₂-Monitorings der deutschen Industrie sind seit dem NIR 2004 realitätsnahe Berechnungen im ZSE und konsistente Beschreibungen im NIR möglich. Es bestehen allerdings weiterhin Unsicherheiten bei der Erfassung der Aktivitätsraten, da ein Teil der Daten nur anhand vorliegender Anlagendaten vom VDZ geschätzt werden kann.

Hinsichtlich der Zeitreihenkonsistenz siehe auch Kapitel 4.1.1.6.

Die Ermittlung der angegebenen Unsicherheiten erfolgte durch eine Expertenschätzung gemäß Tier 1 der IPCC-GPG-Vorgaben (2000: Kapitel 6.3, S. 6.12).

Die Unsicherheit der verwendeten Aktivitätsraten wurde auf +/- 7 % geschätzt. In diese Expertenschätzung gingen folgende Fehlerquellen ein:

- die Unsicherheit bei der Erfassung und Übertragung von Daten,
- Unsicherheiten bei der Erfassung der Aktivitätsraten, da ein Teil der Daten nur anhand vorliegender Anlagendaten vom VDZ geschätzt werden kann.

Die Unsicherheit der verwendeten Emissionsfaktoren wurde auf +/- 10 % geschätzt. In diese Expertenschätzung gingen folgende Fehlerquellen ein:

- die Unsicherheit hinsichtlich der durchschnittlichen Anteile von Kalkstein und anderen Carbonaten in den Klinkerrohstoffen.

4.1.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.1)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Zur Qualitätssicherung wurden alle verwendeten Daten des BDZ, des VDZ sowie aus der Literatur auf Plausibilität geprüft. Der ermittelte Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO₂-Emissionen wurde mit denen anderer Länder verglichen. Gute Übereinstimmungen konnten festgestellt werden mit Australien, Kanada, Dänemark, Frankreich, Irland, Spanien, Großbritannien und den USA. Die geringe Abweichung (< 5 %) vom IPCC-Tier 1-Default-Faktor des IPCC-Reference Manuals (IPCC 1996b: Kapitel 2.3.2, S. 2.6) ergibt sich aus dem im Durchschnitt etwas höheren Karbonatgehalt der Klinker-Rohstoffe in Deutschland (s.o.).

4.1.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.A.1)

Es waren keine quellspezifischen Rückrechnungen für Treibhausgase im Bereich der Zementklinkerproduktion notwendig. Durch die Ergänzung von Emissionsfaktoren für die rohstoffbedingten Emissionen an NO_x, SO₂ und NMVOC in das ZSE werden diese Emissionen nun zusätzlich berichtet.

4.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.A.1)

Der für die gesamte Zeitreihe verwendete Emissionsfaktor von 0,53 t CO₂ / t Klinker soll auf der Basis anlagenspezifischer Daten zum Carbonatgehalt der Klinkerrohstoffe bzw. dem Metalloxidgehalt des erzeugten Klinkers verifiziert werden.

4.1.2 Mineralische Produkte: Kalk (2.A.2)**4.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2)**

CRF 2.A.2										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission				2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend
Kalk Produktion		CO ₂	0,48 %				0,52 %			steigend
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	D	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	+5/-32	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	L	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	D	--	--	--	--	--				

Die Quellgruppe Kalk ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe.

Kalk entsteht durch Brennen von Kalkstein. Hauptbestandteil des Kalksteins ist Kalziumkarbonat. Beim Brennen von Dolomit entsteht Dolomitmalk. Dolomit ist aus chemischer Sicht ein Gemisch aus Kalzium- und Magnesium-Karbonat. Anlagen zum Brennen von reinem Magnesium-Karbonat (Magnesit; engl. *dead-burned magnesia*) werden in Deutschland nicht betrieben.

Kalk und seine Folgeprodukte (z.B. Kalkhydrat) und Dolomitmalk werden in vielen Bereichen eingesetzt, u.a. in der Stahlindustrie, der Chemischen Industrie, im Umweltschutz (z.B. Rauchgasentschwefelung in Kraftwerken oder Abwasserreinigung) und in der Landwirtschaft.

Die Aussagen zur Quellgruppe 2.A.2 beziehen sich ausschließlich auf die in deutschen Kalkwerken produzierten Branntkalk- und Dolomitmalkmengen. Informationen zu anderen kalkproduzierenden und kalksteinverwendenden Branchen sind Gegenstand des Kapitels 4.1.3 (CRF 2.A.3), um die internationale Vergleichbarkeit des Kapitels 4.1.2 (CRF 2.A.2) zu erhalten.

Mit der aktuellen Berichterstattung liegen erstmals getrennte Angaben für die Produktion von Kalk bzw. Dolomitmalk und jeweils ein stöchiometrischer CO₂-Emissionsfaktor im ZSE vor. Aus den Teilemissionen der zwei Bereiche werden durch Addition die Gesamtemissionen für die Quellgruppe 2.A.2 ermittelt. Dieses Vorgehen liefert im Ergebnis keine anderen Emissionswerte als in den zurückliegenden Berichterstattungen, ist aber transparenter und mit weniger vorgelagerten Berechnungsschritten verbunden. Im ZSE werden somit für den

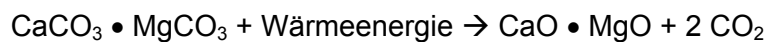
Bereich Kalk zwei zu unterscheidende Strukturelemente geführt. Dabei wird zwischen den AR und EF für Kalk und Dolomit unterschieden.

Die Kalkproduktion beruht im Wesentlichen auf den Prozessschritten Aufbereitung (Zerkleinerung, Klassierung, Waschen) und Kalzinierung (Brennen). Ein Teil des stückigen Kalkes wird anschließend gemahlen (Feinkalk) oder mit Wasser zu Kalkhydrat abgelöscht. Kohlendioxid wird während des Brennprozesses bei hohen Temperaturen aus dem Kalkstein oder Dolomit freigesetzt. Das gasförmige Kohlendioxid wird in die Atmosphäre abgegeben.

Herstellung von Kalk:



Herstellung von Dolomitkalk:



Die Kalkproduktion unterliegt aufgrund der Anwendungsbreite der Produkte traditionell weniger konjunkturellen Schwankungen als die Herstellung anderer mineralischer Produkte wie z.B. Zement. Bezogen auf das Basisjahr 1990 ist die Kalkproduktion in den folgenden Jahren jedoch gesunken. Die ist auf die Neustrukturierung der Branche nach der deutschen Wiedervereinigung, die Konjunktur und die Entwicklung von Konkurrenz- bzw. Ersatzprodukten zurückzuführen. Nach einem kurzen Anstieg der Produktion Mitte der 90er Jahre ist sie in den Jahren danach wieder gesunken. Die Schwankungen in den Jahren 2000 -2005 waren vergleichsweise gering (Bandbreite 6,4 – 6,8 Mio. t).

Beim Vergleich der Jahre 1990 (Basisjahr) und 2004 ist die Produktion um etwa 9 % gesunken.

Die Dolomitkalkproduktion weist bei deutlich kleinerer Produktionsmenge im Wesentlichen ähnliche Schwankungen auf. Allerdings war die Produktion in den Jahren 2003 bis 2005 wesentlich geringer als noch 2002 und den Jahren davor (Rückgang in 2003 um etwa 15 %). Beim Vergleich der Jahre 1990 (Basisjahr) und 2004 ist die Produktion um etwa 22 % gesunken.

Da die CO₂-Emissionen und die Kalk- bzw. die Dolomitkalkproduktion bei konstantem Emissionsfaktor linear voneinander abhängen, gelten die vorhergehenden Aussagen für die CO₂-Emissionen entsprechend.

4.1.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2)

Beim Brennen von Kalkstein oder Dolomit wird CO₂ freigesetzt, das mit dem Abgas an die Atmosphäre abgegeben wird. Die Höhe der Emissionen ergibt sich aus dem Produkt der Produktmenge (Kalk oder Dolomitkalk) und dem entsprechenden Emissionsfaktor:

$$\text{CO}_2\text{-Emission} = \text{Emissionsfaktor (EF)} \times \text{Produktmenge Kalk oder Dolomitkalk}$$

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen werden die jeweiligen stöchiometrischen Faktoren verwendet:

$$\begin{array}{ll} \text{EF}_{\text{Kalk}} & : 0,785 \text{ t CO}_2/\text{t Kalk} \\ \text{EF}_{\text{Dolomitkalk}} & : 0,913 \text{ t CO}_2/\text{t Dolomitkalk} \end{array}$$

Dabei wird angenommen, dass der Kalk zu 100 % aus CaO bzw. der Dolomitkalk zu 100 % aus CaO • MgO besteht. Dies entspricht einer stöchiometrischen Freisetzung von CO₂. Diese Herangehensweise kann zu einer Überschätzung der Emissionen führen, da Rohstoffverunreinigungen einerseits und unvollständige Entsäuerungen andererseits nicht

berücksichtigt werden. Dies entspricht im Grundsatz den Vorgaben den IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (IPCC 2000, Kapitel 3.1.2).

Tabelle 48: Produktion und CO₂-Emissionen der deutschen Kalkindustrie

Jahr	Kalk		Dolomitkalk	
	Produktion	CO ₂ -Emissionen	Produktion	CO ₂ -Emissionen
	[t]	[Mio. t]	[t]	[Mio. t]
1990	7.129.000	5,596	590.103	0,539
1991	6.303.335	4,948	591.824	0,540
1992	6.396.407	5,021	574.502	0,525
1993	6.668.149	5,234	515.167	0,470
1994	7.312.766	5,741	504.719	0,461
1995	7.411.000	5,818	543.651	0,496
1996	6.832.000	5,363	544.199	0,497
1997	6.926.000	5,437	529.928	0,484
1998	6.619.100	5,196	556.965	0,509
1999	6.629.306	5,204	479.909	0,438
2000	6.803.540	5,341	524.196	0,479
2001	6.482.592	5,089	511.234	0,467
2002	6.412.235	5,034	514.969	0,470
2003	6.549.476	5,141	435.785	0,398
2004	6.360.756	5,111	458.520	0,419
2005 ¹⁹	6.359.666	4,992	463.174	0,423

Quelle: BV KALK, 2006

Die Produktionszahlen für Kalk und Dolomitkalk werden vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V. (BV Kalk) anlagenscharf erhoben und jährlich in aggregierter Form bereitgestellt. Für die Jahre bis 1994 liegen zur Produktion von Dolomitkalk keine getrennten Angaben für alte und neue Bundesländer vor; sie wurden aus dem Anteil des Dolomitkalks an der gesamten Kalkproduktion sowie der bekannten Gesamtaktivitäten von alten und neuen Bundesländern abgeschätzt. Auf die zu berechnenden CO₂-Emissionen hat diese künstliche Auftrennung keine Auswirkungen, weil für alte und neue Bundesländer die gleichen (aus der Stöchiometrie abgeleiteten) Emissionsfaktoren zum Einsatz kommen.

Angaben zu den Verunreinigungen der Rohstoffe und den Entsäuerungsgraden liegen nicht vor. Um die Vergleichbarkeit mit anderen Berichtspflichten, bei denen von den gleichen Annahmen ausgegangen wird, zu erhalten, wird von einem CaO- bzw. CaO • MgO-Gehalt von 100 % ausgegangen (= keine Verunreinigungen, vollständige Entsäuerung).

Die Emissionen aus der Herstellung von hydraulischem Kalk spielen in Deutschland eine untergeordnete Rolle und werden nicht abgeschätzt.

4.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.2)

Die Produktionszahlen werden über die gesamte Zeitreihe vom BV Kalk e.V., dem deutschen Industrieverband der Kalkindustrie, erhoben und für die Berichterstattung zur Verfügung gestellt. Die Erfassung der Produktionsmengen erfolgt auf mehreren möglichen Wegen und ist daher ausreichend qualitätsgesichert. Die Daten zweier kleinerer Werke (je ein Produzent von Kalk und von Dolomitkalk) können über die gesamte Zeitreihe nicht berücksichtigt werden. Ihr Anteil wird aber als vergleichsweise gering eingeschätzt. Diese Tatsache wurde in der Unsicherheitsschätzung berücksichtigt.

¹⁹ Werte für 2005 vorläufig.

Für die gesamte Zeitreihe werden für die Ermittlung der CO₂-Emissionen die stöchiometrischen Emissionsfaktoren verwendet.

Die Unsicherheiten für die verwendeten Aktivitätsraten wurden mit -5 % bzw. +5 % abgeschätzt. Dies gilt für Branntkalk und Dolomitkalk gleichermaßen. Folgende Faktoren sind in diese Expertenschätzung eingeflossen:

1. Die Produktionszahlen jeweils eines kleineren Herstellers sind über die gesamte Zeitreihe nicht verfügbar. Dies führt zu einer Unterschätzung der Aktivitätsrate.
2. Die Erfassung der Produktionsmengen durch den BV Kalk e.V. ist nur geringfügig fehlerbehaftet, da Vergleichserfassungen (auf unterschiedlichen Wegen) durchgeführt werden.
3. Eingeflossen in die Unsicherheitsschätzung sind auch übliche Mess- und Dokumentationsfehler.
4. Die Emissionen aus der Herstellung von hydraulischem Kalk sind wegen ihrer untergeordneten Bedeutung nicht berücksichtigt worden.

Die Unsicherheiten für die verwendeten Emissionsfaktoren für Branntkalk wurden mit -11 % bzw. +5 % abgeschätzt. Die Unsicherheiten für die verwendeten Emissionsfaktoren für Dolomitkalk wurden mit -30 % bzw. +2 % abgeschätzt. Folgende Faktoren sind in diese Expertenschätzungen eingeflossen:

1. Da bei der Schätzung der CO₂-Emissionen von einer stöchiometrischen Freisetzung von CO₂ aus dem Kalkstein bzw. Dolomit ausgegangen wird, werden die Emissionen überschätzt; unvollständige Entsäuerungen werden nicht berücksichtigt.
2. Bei der Verwendung der stöchiometrischen Faktoren werden Rohstoffverunreinigungen bzw. unterschiedliche Carbonatgehalte nicht berücksichtigt. Dies kann zu einer Über- oder Unterschätzung der Emissionen führen.
3. Für die CO₂-Emissionsfaktoren der gesamten Quellgruppe ergibt sich in „Summe“ eine Unsicherheit von -32 % bzw. +5 %

4.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.2)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die geschätzten Emissionen und erhobenen Produktionsmengen wurden mit Erkenntnissen aus dem Emissionshandel und mit den Daten aus der nationalen Statistik verglichen. Die verwendeten Emissionsfaktoren wurden mit den IPPC-Default-Faktoren verglichen. Beide Prüfungen haben die verwendete Methode und die landesspezifischen Emissionsfaktoren bestätigt.

4.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2)

Mit der aktuellen Berichterstattung liegen erstmals getrennte Angaben für die Produktion von Kalk bzw. Dolomitkalk im ZSE vor, aus denen durch Addition die Gesamtemissionen für die Quellgruppe 2.A.2 ermittelt wurden. Dieses Vorgehen liefert im Ergebnis keine anderen Emissionswerte für die Treibhausgase, weshalb keine Rückrechnung notwendig ist. Durch die Ergänzung von Emissionsfaktoren für die rohstoffbedingten Emissionen an NO_x, SO₂ und NMVOC in das ZSE werden diese Emissionen nun zusätzlich berichtet.

4.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.2)

Derzeit sind keine konkreten Verbesserungen geplant. Die gesamte Quellgruppe unterliegt jedoch einer kontinuierlichen Verifizierung.

4.1.3 Mineralische Produkte: Verwendung von Kalkstein und Dolomit (2.A.3)**4.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.3)**

CRF 2.A.3										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission			2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend	
	- / -		CO ₂			IE			-	
Schadstoff	CO₂	CH₄	HFC	PFC	SF₆	N₂O	NO_x	CO	NMVOC	SO₂
Emissionsfaktor (EF)	IE	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	--	--	--	--	--	--				

Emissionen dieser Quellgruppe werden zurzeit nicht gesondert berichtet, sondern werden in den Kalkstein und Dolomit verwendenden Quellgruppen berichtet. Wenn in Quellgruppen Branntkalk oder Dolomitmalk eingesetzt wird, ist das beim Brennen freigesetzte CO₂ bereits in den Emissionen der Quellgruppe 2.A.2 enthalten. Weitere Emissionen außer CO₂ werden in 2.A.3 nicht betrachtet. Zur Vereinfachung wird bis auf erläuterungsbedürftige Ausnahmen von Kalkstein gesprochen, auch wenn die Summe von Kalkstein und Dolomit betroffen ist.

Im Rahmen eines Forschungsprojekts „Kalksteinbilanz“ wurden systematisch die gesamte Verwendung von Kalkstein und Dolomit bilanziert (s. Tabelle 49), geeignete, jährlich verfügbare Datenquellen für die Berichterstattung ausgewählt und die Berechnungen in das nationale Berichterstattungssystem eingebaut. In dieser Quellgruppe werden die gesamte Produktion und Verwendung von Kalkstein und Dolomit bilanziell betrachtet und Abgleiche mit den Quellgruppen des Inventars vorgenommen. Bei der Gliederung der Quellgruppe wird auf die IPCC 2006 Guidelines (Volume IPPU) abgezielt, die die Berechnung der CO₂-Emissionen in die verursachenden Quellgruppen delegiert.

Die „Kalksteinbilanz“ stellt inhaltlich eine Stoffstromanalyse in Form von Mengenbilanzen dar, die sich zu Zeitreihen ohne methodische Brüche zusammen fügen lassen. Diese methodische Erarbeitung erfolgte in einem Forschungsprojekt unter Einbeziehung der gesamten UBA-Expertise (UBA 2006, FKZ 20541217/02).

Tabelle 49: Kalksteinbilanz aus UBA 2006

Kalksteinbilanz aus UBA 2006, FKZ 20541217/02	[Mio. t]		
	1990	1995	2004
Aufkommen			
Gewinnung im Inland (Statistikwechsel 1994/ 1995)	110,50	76,79	74,10
Einfuhr	0,13	2,28	2,71
Ausfuhr	0,02	0,40	0,86
Summe Aufkommen	110,61	78,66	75,96
Verwendung			
Kalkindustrie	13,73	14,14	12,39
Zementindustrie	34,20	35,13	31,83
Sodaherstellung	2,27	1,83	1,70
Glas	0,70	0,89	0,90
Stahl und Eisen	5,44	5,35	5,06
Zucker	0,69	0,78	0,85
REA Kraftwerke	1,54	1,75	3,17
Land- u. Forstwirtschaft	2,44	3,23	3,15
Wasser- u. Schlammbehandlung	0,05	0,06	0,04
Übrige Bereiche (wie Baugewerbe, übrige Baustoffindustrie und Chemie usw.)	49,54	15,49	16,88
Summe Verwendung	110,61	78,66	75,96

Quelle: UBA 2006, FKZ 20541217/02

Im Rahmen des Forschungsprojektes wurde darüber hinaus eine Fehlstelle über die so genannte „Nebenbilanz“ identifiziert: Hier wurde der bisher nicht berücksichtigte natürliche Kalksteinanteil in den Rohstoffen bei der Ziegelherstellung abgeschätzt, der nicht im Kalksteinaufkommen enthalten ist und deshalb auch nicht in der Kalksteinbilanz berücksichtigt wird.

Tabelle 50: 2.A.3: Nebenbilanz Kalksteineinsatz in Rohstoffen bei der Ziegelherstellung

Kalksteineinsatz im Rohmehl [in Mio t]	1990	1995	2004
2.A.7 Herstellung von Ziegeln (Mauer- und Dachziegel)	1,11	1,52	1,08

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02), siehe Kapitel 4.1.8.

4.1.3.2 Methodische Aspekte (2.A.3)

Im Forschungsprojekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02) wurden für alle relevanten kalksteinverwendenden Quellgruppen Einsatzmengen modelliert. D.h. die originären Daten zum Einsatz von Kalkstein liegen nicht in geeigneten Statistiken vor. Die Daten konnten aber zumeist mit Produktionsdaten errechnet werden und so in die Kalksteinbilanz eingehen. Über eine Nebenbilanz wurde darüber hinaus der natürliche Kalksteinanteil in den Rohstoffen bei der Herstellung von Ziegeln ermittelt.

Die erarbeitete Bilanz zeigte deutlich, welche Fehlstellen im Emissionsinventar vorlagen. Davon ausgehend wurden die nachfolgenden Bilanzposten bereits in 2006 in das Emissionsinventar aufgenommen:

- 1.A.1.a Kalksteineinsatz in der Rauchgasentschwefelung von Kraftwerken
- 2.A.7 Keramik – Ziegelproduktion (Kalksteinanteil im Rohmehl)
- 2.C.1 Eisen- und Stahlherstellung (Kalksteineinsatz für Roheisen und Sinter)

Die Inventarergänzungen wurden mit überarbeiteten Daten aktualisiert, wobei die methodischen Aspekte in den jeweiligen Quellgruppenkapiteln erläutert werden (siehe Kapitel 3.1.1, 4.1.8, 4.3.1).

4.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.3)

Angaben zu den Unsicherheiten der Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren werden in den jeweiligen Quellgruppenkapiteln gemacht.

4.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.3)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die Aktivitätsdaten der Kalksteinbilanz und die Emissionsfaktoren werden in den jeweiligen Quellgruppen verifiziert.

Die Datenerhebungen aus dem Forschungsprojekt Kalksteinbilanz lassen keine weiteren Inventarlücken vermuten und werden deshalb als ausreichend betrachtet.

4.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.3)

Die Rekalkulationen erfolgen in den jeweiligen Quellgruppen.

4.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.3)

Die gesamte Quellgruppe unterliegt einer kontinuierlichen Verifizierung, z.B. durch Daten aus dem europäischen Emissionshandel.

4.1.4 Mineralische Produkte: Sodaherstellung und -nutzung (2.A.4)

4.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.4)

CRF 2.A.4					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend	
- / -					

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %	0									
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	D									

Die Quellgruppe Soda ist keine Hauptquellgruppe.

Soda wird in Deutschland nur auf chemischem Weg hergestellt. Es gibt 3 Produktionsanlagen, die alle den Solvay-Prozess einsetzen. Bezüglich des eingesetzten Kalziumkarbonats ist dieser Prozess CO₂-neutral, da das Kohlendioxid aus dem Kalkstein im Produkt Soda (Na₂CO₃) eingebunden wird und erst in der Anwendung gegebenenfalls freigesetzt wird.

Im Kalzinierungsschritt wird allerdings zusätzlich Koks eingesetzt, so dass weitere Kohlendioxidemissionen entstehen. Es wird von einer Menge von rund 100 kg Koks pro t Soda ausgegangen, die in einem Forschungsvorhaben im Rahmen der BVT-

Merkblätterstellung ermittelt wurde (UBA, 2001). Das entspricht einer Menge von rund 380 kg CO₂ / t Soda, die allerdings nicht an dieser Stelle sondern unter den energiebedingten Emissionen berichtet wird.

Das Produkt Soda wird in der Industrie für die verschiedensten Anwendungen eingesetzt. Die wichtigsten Einsatzfelder sind die Glasindustrie, die Metallurgie, die Herstellung von Wasch- und Reinigungsmitteln, die chemische Industrie sowie die Abgas- und Abwasserreinigung. Häufig ist dabei von einer nicht klimarelevanten Freisetzung in Form von Hydrogencarbonat im Abwasser auszugehen. Ferner wird ein signifikanter Anteil (8 - 25 %) der Produktion exportiert.

Die Emissionen aus der Sodaanwendung werden quellspezifisch berücksichtigt und sind, soweit relevant, in den Emissionsfaktoren der entsprechenden Industrien (Glasindustrie) enthalten. Genauere Informationen über die Verbrauchergruppen und eine mögliche Freisetzung als CO₂ in die Luft liegen nicht vor.

4.1.4.2 Methodische Aspekte (2.A.4)

Die Gesamtsumme an in Deutschland produziertem Soda wird vom Statistischen Bundesamt (DESTATIS) erhoben. Dabei wird die Summe seit 1995 aus den Kategorien leichtes Soda und schweres Soda gebildet (Produktionsnummern 2413 33 103 Dinatriumcarbonat in Pulverform mit einer Schüttdichte von weniger als 700 g/l und 2413 33 109 Anderes Dinatriumcarbonat). Von diesen Positionen wird nicht die gesamte Produktionsmenge, sondern nur der „zum Absatz bestimmte“ Teil berücksichtigt. Auf diese Weise wird eine Doppelzählung vermieden, da schweres Soda aus leichtem Soda hergestellt wird (Absprache von DESTATIS mit den Herstellern). Für die Produktion in den neuen Bundesländern bis 1994 liegen lediglich Schätzwerte vor.

Da die Produktion nach dem Solvay-Verfahren bezüglich CO₂ neutral ist, wird für die Produktion ein Emissionsfaktor von 0 angesetzt.

Die beim Brennen des Kalks zu CO₂ umgewandelte Menge an Koks ist bezüglich ihrer CO₂-Emissionen bereits in der Energiebilanz berücksichtigt.

Für die Anwendung von Soda wird kein Emissionsfaktor angegeben (IE: included elsewhere).

4.1.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.4)

Aktivitätsdaten

Unsicherheiten bestehen bezüglich der von DESTATIS angegebenen Produktionsmengen, da z. B. die Relation von leichtem und schwerem Soda insbesondere in den ersten Jahren der getrennten Angaben stark schwankt.

Wegen der dargelegten Abschätzungen der Produktionsmengen in den neuen Bundesländern ist die Konsistenz nicht vollständig gegeben. Außerdem kommt es zu einem Bruch in der Zeitreihe, da die abgesetzte Produktion zunächst fast der insgesamt produzierten Menge entsprach, während sie mit der Änderung in der Produktionsstatistik 1995 auf zunächst etwa 2/3 sank und mittlerweile nur noch gut 50 % ausmacht.

Die Gesamtunsicherheit wird auf 20 % geschätzt.

Emissionsfaktor

Da der Emissionsfaktor begründet Null ist, besteht keine Unsicherheit.

4.1.4.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.4)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.1.4.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.A.4)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.1.4.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.A.4)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

4.1.5 Mineralische Produkte: Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung (2.A.5)

CRF 2.A.5				
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
- / -				

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung ist keine Hauptquellgruppe.

4.1.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.5)

Die Verwendung von Bitumen umfasst die Herstellung und Verlegung von Dach- und Dichtungsbahnen.

Im Jahr 2005 wurden in Deutschland ca. 700.000 t Bitumen für die Herstellung von ca. 233 Mio. m² Dach- und Dichtungsbahnen eingesetzt. Dabei wird flüssiges Bitumen bei Temperaturen von 150°C bis 220°C als Tränk- oder Deckmasse verarbeitet. Der Prozess ist mit relevanten Emissionen an organischen Stoffen verbunden (hier als NMVOC zusammen gefasst). Durch weitgehende Kapselung und Erfassung der Abgase können die Emissionen minimiert werden.

Die Verlegung von Dach- und Dichtungsbahnen erfolgt in Heiß- und Kaltverfahren unter Verwendung von lösemittelhaltigen Voranstrichen. Beim Heißverfahren treten relevante Emissionen an organischen Stoffen auf.

Andere Schadstoffe haben nur eine untergeordnete Emissionsrelevanz.

4.1.5.2 Methodische Aspekte (2.A.5)

Die Ermittlung der Produktionsmenge (Aktivitätsrate) an Dach- und Dichtungsbahnen erfolgt aus der eingesetzten Bitumenmenge. Der Verbrauch an Bitumen zur Herstellung von Dach- und Dichtungsbahnen in Deutschland ist seit 1990 relativ konstant mit leicht rückläufiger

Tendenz. Er betrug 1990 800.000 t, 2000 730.000 t und 2005 ca. 700.000 t (FhG ISI, 2004). Je nach Art und Herstellungsweise der Dach- und Dichtungsbahn werden zwischen 1,3 bis 4 kg Bitumen/m² verbraucht. Im Mittel wird ein Verbrauch von 3 kg/m² geschätzt, woraus sich in 2005 eine Produktionsmenge von ca. 233,33 Mio m² ergibt.

Der Emissionsfaktor, der für die Herstellung der Dach- und Dichtungsbahnen angesetzt wird, ist der Studie „Ganzheitliche Bilanzierung von Dachbahnen aus Bitumen“ der Universität Stuttgart aus dem Jahr 1996 entnommen (IKP, 1996).

Der Emissionsfaktor für die Verlegung der Dach- und Dichtungsbahnen ist dem Bericht „Anthropogene VOC-Emissionen Schweiz 1998 und 2001“ des Bundesamtes für Umwelt, Wald und Landwirtschaft aus dem Jahr 2003 entnommen (BUWAL, 2003: A2-11-12). Er schließt die Methanemissionen mit ein.

Die Berechnung der NMVOC bzw. VOC-Emissionen entspricht einer Tier-1-Methode, da keine detaillierten Daten vorliegen.

Tabelle 51: Herstellung und Verlegung von Dach- und Dichtungsbahnen mit Bitumen und dazugehörige AR und EF

	Produzierte oder verarbeitete Fläche in 2003 [m ²]	EF [kg/t]
Herstellung von Dach- und Dichtungsbahnen mit Bitumen	233.330.000	NMVOC 0,018
Verlegung von Dach- und Dichtungsbahnen mit Bitumen	233.330.000	VOC 0,043

4.1.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.5)

Die Konsistenz der Zeitreihe des Bitumenverbrauchs ist sehr hoch. Allerdings ist die Umrechnung in produzierte Fläche mit einer großen Unsicherheit behaftet, da je nach Art der Dach- und Dichtungsbahn der Bitumenverbrauch zwischen 1,3 und 4 kg liegt und derzeit keine genauen Angaben über die Produktionsanteile der Produktarten vorliegen. Aus diesem Grund wird die Unsicherheit auf 30 % geschätzt. Der Emissionsfaktor zur Herstellung liegt in der gleichen Größenordnung wie eine Schätzung des Berichts „Anthropogene VOC-Emissionen“ (BUWAL, 2003). Dort wurde die Unsicherheit auf 10 % geschätzt. Somit ergibt sich für die Gesamtunsicherheit der Herstellung und der Verlegung ein Wert von 32 %.

4.1.5.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.5)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.1.5.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.A.5)

Im Jahr 2006 wurden erstmalig NMVOC-Emissionen in dieser Quellgruppe ermittelt, eine Rückrechnung bis 1990 unterbleibt aber, da es sich nicht um ein THG handelt.

4.1.5.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.A.5)

Geplant ist die Ermittlung der Anteile der unterschiedlichen Arten an Dach- und Dichtungsbahnen. Dadurch kann der Fehler bei der Umrechnung von Bitumenverbrauch in Fläche verkleinert werden. Weiterhin ist die Überprüfung der Emissionsfaktoren, besonders der Verlegung geplant. Dazu ist die Ermittlung der Anteile der „kalt“ verlegten Dach- und Dichtungsbahnen notwendig.

4.1.6 Mineralische Produkte: Straßenasphaltierung (2.A.6)

CRF 2.A.6					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend	
- / -					

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NE	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Straßenasphaltierung weist nach derzeitigem Kenntnisstand keine Emissionen an Treibhausgasen auf und ist somit keine Hauptquellgruppe.

4.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.6)

Aktuell werden in den Berichtstabellen Produktionsmengen von Asphaltmischgut und die Emissionen an NMVOC, NO_x und SO₂ berichtet.

Im Jahr 2005 wurden in Deutschland ca. 57 Mio. t Asphalt (DAV, 2006) in ca. 750 Asphaltmischanlagen produziert. Das Produkt wird vornehmlich im Straßenbau eingesetzt und steht in direkter Konkurrenz zu Beton. Nach einem deutlichen Anstieg der Produktion im

Jahr 1991 nahm die produzierte Menge seit 2000 wieder ab, wobei die sinkende Tendenz momentan als gestoppt betrachtet wird (DAV, 2006).

Die Produktionsmengen werden vom Deutschen Asphaltverband (DAV) erhoben. Als Energieträger, die den wesentlichen Anteil der Emissionen verursachen, werden in 60 % der Anlagen Heizöl EL, in ca. 25 % Erdgas und in ca. 15 % Braunkohlenstaub eingesetzt. An klimarelevanten Schadstoffen wird insbesondere CO₂ beim Brennstoffeinsatz emittiert. Daneben werden CO, NMVOC, NO_x und SO₂ in bedeutend geringeren Mengen freigesetzt.

4.1.6.2 Methodische Aspekte (2.A.6)

Für den Brennstoffeinsatz existiert in der Quellgruppe 1.A.2 kein gesondertes Berechnungsverfahren. Die eingesetzten Brennstoffe sind aber über die Auswertung der Energiebilanz berücksichtigt und mit entsprechenden Emissionsfaktoren gekoppelt.

Die Ermittlung der Emissionsfaktoren erfolgte länderspezifisch nach Tier 2. Zur Bestimmung der Emissionsfaktoren anderer Schadstoffe als CO₂ wurde auf Emissionsmessdaten von über 400 Asphaltmischanlagen im Messzeitraum 1989 bis 2000 zurückgegriffen. Der größte Teil der Emissionen entsteht beim Trocknen der Mineralstoffe. NMVOC-Emissionen stammen nahezu vollständig aus den organischen Rohstoffen und werden v.a. beim Paralleltrommelbetrieb und sowie aus dem Mischer und dem Verladebereich freigesetzt. NO_x und SO₂ stammen durchschnittlich zu etwa 50 % aus den mineralischen Einsatzstoffen (anteilige Prozessemission). CO entsteht überwiegend bei unvollständigen Verbrennungsvorgängen. Die Emissionen an CO werden ausschließlich beim Brennstoffeinsatz berechnet.

Es werden nur die Emissionen bei der Herstellung von Asphalt berichtet. Angaben über die Emissionen beim Einbau des Asphalts sind noch nicht ausreichend geprüft.

4.1.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.6)

Wie die umfangreichen Messdaten zeigen liegen die Emissionen in einem vergleichsweise engen Bereich. Aufgrund der Anzahl der Messdaten lassen sich sehr verlässliche Mittelwerte bilden. Lediglich die Aufteilung der Emissionsmengen in brennstoff- und prozessbedingte Emissionen ist mit größeren Unsicherheiten behaftet.

Die Ermittlung der Produktionsmengen kann als sehr genau betrachtet werden, da es sich um ein verkaufsfertiges Produkt handelt und die Mengen von den Betreibern an den DAV übermittelt werden.

4.1.6.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.6)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Der länderspezifische Emissionsfaktor für NMVOC wurde einer fachlichen Kontrolle unterzogen, weil der IPCC-Default-Wert wesentlich höher ist. Zwar werden beim Einbau von Asphalt organische Zusatzstoffe zur besseren Verbindung der einzelnen Straßenschichten eingesetzt. Dennoch ist der Default Faktor von 320 kg/t Asphalt in den IPCC-Guidelines deutlich zu hoch. Der Asphalt enthält nur 5 % Bindemittel (Bitumen). Nur dieses kann zu den NMVOC-Emissionen beitragen. Hierzu sind weitere Untersuchungen nötig.

4.1.6.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.A.6)

Es waren keine quellspezifischen Rückrechnungen für Treibhausgase notwendig. Durch die Ergänzung von Emissionsfaktoren für die rohstoffbedingten Emissionen an NO_x und SO₂ in das ZSE werden diese Emissionen nun zusätzlich berichtet.

4.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.A.6)

Es soll eine Prüfung erfolgen, ob CO₂-Emissionen aus anderen Quellen als den Brennstoffen auftreten und ob die Treibhausgasemissionen relevant sind.

Weiterhin soll überprüft werden, inwieweit eine Unsicherheitschätzung vorgenommen werden kann.

Zusätzlich werden zukünftig die Emissionen durch den Einsatz von Voranstrichen und Klebern bei Straßenasphaltierungsarbeiten überprüft und berichtet.

4.1.7 Mineralische Produkte: Glas (2.A.7 Glas)

CRF 2.A.7 Glas										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission					2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend
- / -										
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	10									
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	CS									

Die Quellgruppe Mineralische Produkte: Glas ist keine Hauptquellgruppe.

Die zurzeit gültige IPPC Good Practice Guidance enthält keine Vorschläge oder Hinweise zur Berechnung der prozessbedingten CO₂-Emissionen für die Glasindustrie. In Anlehnung an die allgemeinen Hinweise der IPPC Good Practice Guidance musste daher eine eigene Methodik entwickelt werden. Die folgenden Ausführungen stellen den aktuellen Stand dieser Methodendiskussion dar.

4.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7 Glas)

Die Glasindustrie in Deutschland stellt eine große Vielfalt an Gläsern her, die durch voneinander abweichende chemische Zusammensetzungen charakterisiert sind. In Deutschland finden sich folgende Sektoren innerhalb der Glasbranche: Behälterglas, Flachglas, Kristall- und Wirtschaftsglas, Spezialglas sowie Mineralfasern (Glas- und Steinwolle). Die prozentual höchste Produktion wird in den Sektoren Behälterglas (ca. 59,5 % der Gesamtglasproduktion 2005) und Flachglas (ca. 23,8 % der Gesamtglasproduktion 2005) erreicht, die zusammen 83,3 % der Gesamtglasproduktion ausmachen.

Es kommen zahlreiche Primär- und Sekundärrohstoffe zum Einsatz. Es wird dabei zwischen natürlichen und synthetischen Rohstoffen sowie den in kleinen Mengen verwendeten Zuschlagstoffen (Läutermittel, Färbe- und Entfärbemittel) unterschieden. Die wichtigsten natürlichen Rohstoffe sind Sand, Kalkstein, Dolomit, Feldspat und Eruptivgesteine. Der für die Herstellung von Massengläsern wie Flach- und Hohlglas wichtigste synthetische Rohstoff

ist Soda. Glasscherben (Fremd- und Eigenscherben) stellen einen wichtigen Sekundärrohstoff dar. Der Anteil der eingesetzten Scherben, bezogen auf die insgesamt erschmolzene Glasmenge, wird durch die Technologie der Glasschmelze, die herzustellende Glasqualität sowie die Verfügbarkeit von für den Prozess geeigneten Scherben, die den vorgegebenen Qualitätsanforderungen entsprechen, beeinflusst.

Das aus Primär- und Sekundärrohstoffen homogen gemischte Glasgemenge wird in besondere, der Glasart entsprechende Schmelzöfen eingelegt. Je nach Glasart, Ofenkonstruktion und Schmelzleistung wird das Gemenge bei Temperaturen zwischen 1450°C und 1650°C geschmolzen. Die hier betrachteten prozessbedingten CO₂ Emissionen entweichen während des Schmelzvorganges im Ofen aus den Karbonaten der Rohstoffe. Bei der Neutralisation von HF, HCL und SO₂ in den Abgasen mit Hilfe von Kalkstein oder anderen Karbonaten fallen ebenfalls CO₂-Emissionen an, jedoch in geringem Umfang. Diese werden hier aus diesem Grund nicht betrachtet.

4.1.7.2 Methodische Aspekte (2.A.7 Glas)

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen (wesentlicher Schadstoff) kommt eine Tier 2-Methode zur Anwendung, weil die Aktivitätsraten mit spezifischen Emissionsfaktoren gekoppelt werden (entsprechend Karbonatgehalten). Es werden die folgenden Karbonate als hauptsächliche Quelle für die CO₂-Bildung während des Schmelzvorgangs betrachtet: Kalziumkarbonat (CaCO₃), Soda/Natriumkarbonat (Na₂CO₃), Magnesiumkarbonat (MgCO₃) und Bariumkarbonat (BaCO₃).

Für die Ermittlung der durch die Glasindustrie in Deutschland emittierten Mengen an CO₂ können keine Messergebnisse von Untersuchungen der Abgasströme herangezogen werden. Ein Grund dafür ist, dass die während des Schmelzvorgangs entstehenden Abgase sowie die verbrennungsbedingten Abgase als gesammelter Abgasvolumenstrom abgeführt werden. Alternativ zur Auswertung von Messergebnissen wird daher ein Berechnungsverfahren angewandt. Dafür sind Daten über die in Deutschland hergestellten Glas Mengen, die Gewichtsanteile der Glasoxide CaO, MgO, Na₂O und BaO im Glasprodukt sowie den Einsatz von Scherben als Sekundärrohstoff notwendig. Die Verwendung von Scherben als Sekundärrohstoff hat direkten Einfluss auf die Höhe der prozessbedingten CO₂-Emissionen. Mit zunehmendem Einsatz von Scherben als Gemengebestandteil verringern sich die prozessbedingten CO₂-Emissionen. Zum Einsatz von Scherben im Branchensektor Behälterglas stehen Daten der Gesellschaft für Glasrecycling und Abfallvermeidung zur Verfügung. Für den Scherbeneinsatz in der Flachglasindustrie kommt eine Berechnungsmethode zum Einsatz. Diese beruht auf Angaben über die durchschnittliche Rückführung von externen Flachglasscherben, Angaben zur Löschung von KFZ und deren Verwertung in Deutschland, sowie statistischen Angaben zum Gebäudeabgang. Angaben zum Scherbeneinsatz anderer Teilbranchen gibt es nicht, wobei insbesondere beim Spezial- und Kristallglas keine Scherben (teilweise auch nicht Eigenscherben) eingesetzt werden können. Daher wird bei allen Glassorten, außer bei Behälterglas, mit einem Scherbenanteil von 0% gerechnet. Die Angaben zur chemischen Zusammensetzung der verschiedenen in Deutschland produzierten Glassorten stammen aus der VDI-Richtlinie 2578 (VDI, 1999) sowie dem ATV- DVWK- Merkblatt 374 (ATV, 2004). Anhand dieser Zahlen wurden für folgende Teilbranchen der Glasindustrie Emissionsfaktoren berechnet:

- Behälterglas

- Flachglas
- Wirtschaftsglas (bestehend aus Kristall- und Bleikristallglas)
- Spezialglas (bestehend aus Beleuchtungsglas, Bildröhrenglas, Apparateglas und optischem Glas)
- Glasfasern
- Steinwolle

Die Produktionszahlen (Aktivitätsraten) werden den regelmäßig erscheinenden Jahresberichten des Bundesverbandes Glasindustrie entnommen (BV Glas, 2006). Die Produktion bezieht sich auf die Masse an produziertem Glas, die der Masse an geschmolzenem Glas und somit auch der Masse an eingesetzten Rohstoffen gleich gesetzt wird. Die Weiterverarbeitung und Veredlung des Glases bzw. der Glasgegenstände werden nicht betrachtet.

Bei der Ermittlung der Emissionsfaktoren für die einzelnen Glasoxide $EF_{x,i}$ wurde wie folgt vorgegangen:

$$EF_{x,i} = [M_{CO_2}] / [M_x]$$

mit:

- X Glasoxid
- i Branchensektor, Glassorte
- $EF_{x,i}$ Emissionsfaktor für Glasoxid X [$t\ CO_2/t_{Glasoxid\ X}$]
- M_x Molekulargewicht von X [g/mol]
- M_{CO_2} Molekulargewicht von CO_2 (= 44 g/mol)

Der Anteil des jeweiligen Glasoxids am Gesamtglasoxidgehalt des Glases wurde ermittelt. Diese Gewichtung wurde bei der Ermittlung des Emissionsfaktor $EF_{x,i}$ für die jeweilige Glassorte berücksichtigt. Dieser Emissionsfaktor bezieht sich dann zunächst auf die Menge an CO_2 , die bei der Bildung aller im Glas enthaltenen Glasoxide entsteht (angegeben als [$t\ CO_2/t_{Glasoxide\ im\ Glas\ i}$]). Ausgehend vom prozentualen Anteil [Gew. %] der Glasoxide an der Gesamtglaszusammensetzung des Glassorte i wurde abschließend der Emissionsfaktor $EF_{x,i}$ auf eine Tonne geschmolzenes Glas i (angegeben in [$kg\ CO_2/t_{geschmolzenes\ Glas\ i}$]) bezogen. Bei den Berechnungen wurde ein Umsetzungsfaktor = 1 angenommen. Über einen Splitfaktor wird dieser Emissionsfaktor für CO_2 prozentual um den Scherbenanteil vermindert.

Die Menge an freigesetztem CO_2 bei der Herstellung der Glassorte i (E_i) lässt sich dann wie folgt ermitteln:

$$E_i = AR_i * EF_{x,i} * (1-SF_i)$$

mit:

- E_i CO_2 – Emissionen bei der Herstellung von Glassorte i
- AR_i Aktivitätsrate/ Produktionsrate für Glassorte i
- $EF_{x,i}$ Emissionsfaktor $EF_{x,i}$ für Glassorte i
- SF_i Splitfaktor für den Anteil an Scherben in der Schmelze

Für die Branchensektoren wurden folgende Emissionsfaktoren errechnet, die bei wechselndem Scherbeneinsatz jährlich schwanken (Spannenangabe):

Tabelle 52: Emissionsfaktoren für verschiedene Glassorten (berechnet im Vergleich mit Angaben des CORINAIR-Handbuchs)

Glassorte i	EF _{i,M} berechnet [kg CO ₂ / t _{geschmolzenes Glas i}] - stöchiometrisch/ Variation-	EF _{i,M} [kg CO ₂ / t _{geschmolzenes Glas i}] - laut CORINAIR -
Behälterglas	193 / 17 - 86	171 - 229
Flachglas	208 / 173 - 190	210
Wirtschaftsglas	120 / -	-
Spezialglas	113 / -	27 - 178
Glasfasern	198 / -	0 - 470
Steinwolle	299 / -	238 - 527

Für das Jahr 2005 wurden folgende Aktivitätsraten ermittelt:

Tabelle 53: Glas: Aktivitätsraten der einzelnen Branchensektoren

Branchensektor	Aktivitätsrate 2005 [1.000 t]
Behälterglas	3.910,0
Flachglas	1.565,0
Spezialglas	158,0
Wirtschaftsglas	330,0
Glasfasern und -wolle	119,4
Steinwolle	493,5

Quelle: BV Glas, 2006

4.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7 Glas)

Die Produktionsdaten stammen aus der verbandsinternen Statistik des BV Glas. Dieser vertritt nahezu alle Behälter- und Flachglashersteller Deutschlands, damit sind die Daten dieser Branchensektoren sehr genau und es wurde eine Unsicherheit von 5 % angesetzt. Alle anderen Glassektoren vertritt der Verband nicht vollständig und kann daher keine Vollständigkeit garantieren. Daher wird von einer Unsicherheit von 10 % ausgegangen. Die Jahresberichte erscheinen regelmäßig jährlich. Bis ca. 2002 hat der BV Glas ebenfalls die Daten mit den Daten des Statistischen Bundesamtes abgeglichen. Danach wurde die amtliche Statistik derart umstrukturiert, dass keine Zeitreihenkonsistenz mehr gegeben war. Aus diesem Grunde stammen die Daten ab 2002 nur noch aus internen Erhebungen.

Bei allen Glassorten, außer bei Behälter- und Flachglas, wird mit einem Scherbenanteil von 0 % gerechnet. Deshalb ist es möglich, dass die Emissionen überschätzt werden. Bei Behälter- und Flachglas konnte bisher der Scherbenanteil nur für die alten Bundesländer ab 1990 und für Deutschland ab 1995 berücksichtigt werden. Für die neuen Bundesländer liegen für die Zeit zwischen 1990 und 1995 keine Daten vor, daher wurde anhand der durchschnittlichen Anteile der verschiedenen Glassektoren an der Gesamtproduktion ein durchschnittlicher Scherbeneinsatz angenommen.

Die Unsicherheit bei den Scherbenangaben für Behälterglas ab 1995 und für die alten Bundesländer ab 1990 ist 0 %, da die Scherbenverteilung an die deutsche Behälterglasindustrie von der Gesellschaft für Glasrecycling und Abfallvermeidung mbH gemeldet wird. Dort werden alle Mengen genau erfasst. Für die neuen Bundesländer wurde eine Unsicherheit von 20 % angenommen.

Die Angaben zum Scherbeneinsatz bei Flachglas hingegen sind deutlich ungenauer, da dort nur Schätzungen vorliegen. Es wurde daher eine Unsicherheit von 20 % angesetzt.

Für die CO₂-Emissionsfaktoren wurde für alle Branchensektoren eine Unsicherheit von 10 % angegeben.

4.1.7.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7 Glas)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die errechneten Emissionsfaktoren wurden mit mehreren Quellen verglichen, u.a. mit dem CORINAIR-Handbuch sowie dem Emissionsfaktoren-Handbuch „Emissionserklärung 2004 Baden-Württemberg“ (UMEG 2004). Die errechneten Emissionsfaktoren können danach als zutreffend eingeschätzt werden.

Die Angaben zur chemischen Zusammensetzung der einzelnen Glassorten werden als richtig und geprüft angesehen, da sie in der VDI 2578 verankert sind sowie im BVT-Merkblatt über die besten verfügbaren Techniken in der Glasindustrie wiederzufinden sind.

4.1.7.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.A.7 Glas)

Durch die Vervollständigung und Überarbeitung der Scherbeneinsätze bei Behälter- und Flachglas ergeben sich Rückrechnungen. Es ergibt sich für CO₂ ein ausgeglichenerer Emissionsverlauf über die Zeit und verringerte Emissionen im Zeitraum 1990 bis 1994 gegenüber der Berichterstattung 2006.

Durch die Ergänzung von Emissionsfaktoren für die rohstoffbedingten Emissionen an NO_x und SO₂ in das ZSE werden diese Emissionen nun zusätzlich berichtet.

4.1.7.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.A.7 Glas)

Die Ermittlung des Scherbeneinsatzes in der Flachglasherstellung soll optimiert werden. Des Weiteren sollen, wenn möglich, durchschnittliche Scherbeneinsätze für die anderen Teilbranchen ermittelt werden.

4.1.8 Mineralische Produkte: Keramik (2.A.7 Keramik)

CRF 2.A.7 Keramik										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission			2005 - Anteil an der Gesamtemission			Trend	
	- / -									
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	D	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	+/-30									
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	CS									

Die Quellgruppe Mineralische Produkte: Keramik ist keine Hauptquellgruppe.

4.1.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7 Keramik)

Die zurzeit gültige IPPC Good Practice Guidance enthält keine Vorschläge oder Hinweise zur Berechnung der prozessbedingten CO₂-Emissionen für die Keramikindustrie.

Die prozessbedingten Emissionen aus der Keramikindustrie werden über folgende drei Aktivitätsraten im Inventar ermittelt:

1. Strukturelement „Grobkeramik: Mauerziegel, Dachziegel, geformte feuerfeste Erzeugnisse“: Mit der Neuberechnung dieser Zeitreihe in der laufenden Berichtsrunde (Jahr 2007) gibt diese die Produktionsmenge der gesamten keramischen Industrie in Deutschland an (die Bezeichnung des Strukturelements ist dem noch anzupassen). Etwa 91 % der Gesamtproduktion macht die bisher im Namen des Strukturelements genannte „Grobkeramik“ aus. Über diese Aktivitätsreihe werden die Emissionen der gesamten keramischen Industrie an NEC-Schadstoffen und Staub berechnet. Prozessbedingte CO₂-Emissionen werden dagegen nur für die Teilmengen „Dachziegel“ und „Mauerziegel“ berechnet (s.u.).
2. Strukturelement „Herstellung von Ziegeln“, Produkt „Dachziegel“: Die Produktionsmenge an Dachziegeln ist eine Teilmenge der o.g. Aktivitätsrate der gesamten keramischen Industrie („Grobkeramik“). Sie wird nur für die Berechnung prozessbedingter CO₂-Emissionen verwendet. Die für die Herstellung von Dachziegeln verwendeten, lokal vorhandenen Rohstoffe (Lehm und Tone) enthalten unterschiedliche Anteile an Kalkstein und organischen Verunreinigungen, die beim Brennen der Dachziegel CO₂ freisetzen.
3. Strukturelement „Herstellung von Ziegeln“, Produkt „Mauerziegel“: Die Produktionsmenge an Mauerziegeln ist ebenfalls eine Teilmenge der o.g. Aktivitätsrate der gesamten keramischen Industrie („Grobkeramik“). Auch sie wird nur für die Berechnung prozessbedingter CO₂-Emissionen verwendet. Neben Kalksteinanteilen und organischen Verunreinigungen in den Rohstoffen (siehe „Dachziegel“) setzen hier auch die zur Herstellung poröser Hintermauerziegel eingesetzten Porosierungsmittel beim Brennen der Ziegel CO₂ frei.

4.1.8.2 Methodische Aspekte (2.A.7 Keramik)

Für die Berechnung der CO₂-Emissionen kommt eine Tier 1-Methode zur Anwendung, weil keine detaillierten Daten vorliegen und diese Quellgruppe keine Hauptquellgruppe ist.

Die tatsächliche Produktionsentwicklung der Ziegelindustrie als Massenangabe ist mit der amtlichen Statistik nur eingeschränkt ermittelbar, da diese die Herstellung von Mauerziegeln und Blähtonprodukten in Kubikmetern, Fliesen in Quadratmetern und von Dachziegeln in Stückzahlen bemisst. Eine Ermittlung der produzierten Massen ist nur über eine grobe Abschätzung von Umrechnungsfaktoren möglich. Als Umrechnungsfaktoren für Mauer- und Dachziegel wurden Erfahrungswerten des Bundesverbandes der Ziegelindustrie verwendet.

Tabelle 54 zeigt exemplarisch für das Stichjahr 1999, dass die gesamte Produktionsmenge zu über 90 % durch die Teilbereiche Mauerziegel, Dachziegel und Feuerfestkeramik bestimmt wird. Die Anteile der übrigen keramischen Bereiche sind so gering, dass sie durch die Unsicherheit der für Mauerziegel und für Dachziegel angenommenen Umrechnungsfaktoren überdeckt wird. Die Teilbereiche Fliesen, Blähton, glasierte keramische Rohre, Sanitärkeramik, Haushaltskeramik, Technische Keramik und keramisch

gebundene Schleifmittel werden im Inventar für die gesamte Zeitreihe durch eine pauschale Hochrechnung der Aktivitätsrate (+10%) berücksichtigt.

Tabelle 54: Mengenrelevanz der Teilbereiche der keramischen Industrie in Deutschland (exemplarische Berechnung für das Stichjahr 1999)

	Statistisch erfasste Produktionsmenge 1999		Umrechnungsfaktor		Keramische Produkte in Deutschland 1999 (Massenanteile)		
Mauerziegel	12762000	m ³	1,3	t/m ³	16.590.600	t	71,8%
Dachziegel	981181000	Stk.	0,0035	t/Stk	3.434.134	t	14,9%
Feuerfestkeramik	918048	t	1		918.048	t	4,0%
Fliesen	63033000	m ²	0,014	t/m ²	882.462	t	3,8%
Blähton	800000	m ³	0,8	t/m ³	640.000	t	2,8%
Keramische Rohre	401688	t	1		401.688	t	1,7%
Sanitärkeramik	3973000	Stk.	0,03	t/Stk	119.190	t	0,5%
Haushaltskeramik	72102	t	1		72.102	t	0,3%
Technische Keramik	42735	t	1		42.735	t	0,2%
Keram. Schleifmittel	(keramischer Anteil gering, daher keine Schätzung)						
Gesamt					23.100.959	t	100,0%

Quelle: DFIU 2001, eigene Berechnungen

Rohstoff für die Herstellung von Dach- und Mauerziegeln sind i.d.R. lokal vorhandene Lehme und Tone, die unterschiedliche Anteile an CaCO₃ (Kalkstein) sowie z.T. organische Verunreinigungen enthalten. Unter Verwendung von Hinweisen des Bundesverbandes der Ziegelindustrie wird für prozessbedingte CO₂-Emissionen aus CaCO₃ und organischen Verunreinigungen im Rohmaterial ein Emissionsfaktor von 28,6 kg/t_{Produkt} angenommen; dass entspricht einem mittleren CaCO₃-Anteil von 65 kg/t im Rohmehl.

Etwa die Hälfte der Mauerziegelproduktion in Deutschland machen poröse Hintermauerziegel aus. Zu deren Herstellung werden dem Rohmaterial organische Porosierungsmittel beigemischt, die beim Brennen der Ziegel verbrennen und so gezielt Hohlräume hinterlassen. Als Porosierungsmittel kommen vorwiegend erneuerbare Ressourcen (z.B. Schlämme aus der Papierindustrie, Ablaugen aus der Zellstoffgewinnung), in geringen Mengen aber auch nicht erneuerbare Stoffe (vor allem Polystyrol) zum Einsatz. Die resultierenden CO₂-Emissionen sind gegenüber denen aus dem Kalksteinanteil minimal, werden aber über einen geringfügig höheren CO₂-Emissionsfaktor für Mauerziegel (29,1 kg CO₂/t Mauerziegel gegenüber 28,6 kg CO₂/t Dachziegel) im Inventar berücksichtigt.

Tabelle 55: Aktivitätsraten und prozessbedingte CO₂-Emissionen der keramischen Industrie (CRF 2.A.7.b)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
	[kT]										
Keramische Erzeugnisse	21595	20772	22769	24534	30458	24730	22663	22939	22798	22395	21199
davon:											
Mauerziegel	16524	15691	17302	18827	23925	18827	16965	17298	17048	16591	15383
Dachziegel	1758	1946	2216	2349	2611	2466	2598	2521	2658	2849	2924
Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen											
Mauerziegel	481	457	503	548	696	548	494	503	496	483	448
Dachziegel	50	56	63	67	75	71	74	72	76	81	84
Gesamt	531	512	567	615	771	618	568	575	572	564	531

	2000	2001	2002	2003	2004	2005					
	[kT]										
Keramische Erzeugnisse	21199	18003	16500	16443	16796	14643					
davon											
Mauerziegel	15383	12771	11686	11631	11697	9881					
Dachziegel	2924	2642	2381	2383	2601	2485					
Prozessbedingte CO ₂ -Emissionen											
Mauerziegel	448	372	340	338	340	288					
Dachziegel	84	76	68	68	74	71					
Gesamt	531	447	408	407	415	359					

Die ermittelten Aktivitätsraten sowie die resultierenden CO₂-Emissionen sind Tabelle 55: zu entnehmen. Die prozessbedingten CO₂-Emissionen dieser Subquellgruppe sind mit deutlich unter einer Million Tonnen Kohlendioxid nicht besonders hervorzuheben.

4.1.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7 Keramik)

Die Unsicherheit der drei Aktivitätsraten wird wegen der erforderlichen Umrechnung von Flächen- und Volumenangaben auf produzierte Massen auf +/- 20 % geschätzt; andere Unsicherheitsfaktoren fallen dagegen nicht ins Gewicht.

Die Unsicherheiten der verwendeten CO₂-Emissionsfaktoren für die Mauer- und Dachziegelproduktion werden maßgeblich durch die Unsicherheit in Bezug auf den CaCO₃-Gehalt der Rohstoffe bestimmt (+/- 30 %).

Zeitreihenkonsistenz ist für die Aktivitätsraten zur Dachziegel- und zur Mauerziegelproduktion und für die damit verknüpften CO₂-Emissionsfaktoren gegeben. Es gab über die Zeitreihe vereinzelt Änderungen hinsichtlich der Verfügbarkeit statistischer Angaben zu einzelnen Meldenummern, die aber nur etwa 1 % der produzierten Ziegelmenge und weniger als 0,5 % der gesamten keramischen Produktion ausmachten. Unter dieser Maßgabe wird es als hinreichend konsistent angesehen, bei der Bestimmung der Aktivitätsraten jeweils alle verfügbaren Angaben zur entsprechenden Gruppe von Meldenummern (5 bzw. 6 gleiche Anfangsziffern) zu berücksichtigen.

Die Aktivitätsrate mit der historischen Bezeichnung „Grobkeramik“ enthält einen Methodenbruch aufgrund einer wesentlichen Änderung der verfügbaren statistischen Daten. So waren für Mauer- und Dachziegel bis 1994 Angaben in 1000 t verfügbar, ab 1995 nur in 1000 m³ oder 1000 Stück. In der vorliegenden Berichtsrunde (Jahr 2007) wurde daher nur für die Jahre ab 1995 eine Neuberechnung wegen neuer Erkenntnisse zu den Volumen- bzw. Flächengewichten vorgenommen. In der Folge erhöht sich die AR für "Grobkeramik" zwischen 1990 und 1994 mit der Hochrechnung auf die gesamte Quellgruppe um 10 %, in den Jahren nach 1995 wird diese Erhöhung durch die Anwendung der niedrigeren Umrechnungsfaktoren für die Volumen- bzw. Flächengewichte teilweise kompensiert. Für die CO₂-Emissionen ist dieser Methodenbruch irrelevant, weil prozessbedingte CO₂-Emissionen nur über die Aktivitätsraten für die Dach- und Mauerziegelproduktion berechnet werden, für die konsistente Daten vorliegen (s.o).

4.1.8.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7 Keramik)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.1.8.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.A.7 Keramik)

Die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Keramikindustrie wurden erstmals in der vorangegangenen Berichtsrunde (Jahr 2006) bestimmt. Dabei wurde ein theoretischer „Kalksteineinsatz“ mit dem stöchiometrischen Emissionsfaktor für die Kalksteinentsäuerung verknüpft.

Zur Verbesserung der Transparenz wurde im vorliegenden Inventar (Jahr 2007) die Modellierung dahingehend geändert, dass jetzt echte Aktivitätsraten für die produzierte Menge an Dach- und Mauerziegeln sowie echte prozessspezifische CO₂-Emissionsfaktoren Verwendung finden. Hinsichtlich der durch CaCO₃-Anteile im Rohmaterial bedingten CO₂-Emissionen der Ziegelindustrie hat diese Berechnungsumstellung keine Auswirkung auf die berechnete Emissionsmenge. Bei der Mauerziegelproduktion ergibt sich eine minimale Zunahme der CO₂-Emissionen über die gesamte Zeitreihe durch die zusätzliche Berücksichtigung des Einsatzes nicht-erneuerbarer Porosierungsmittel bei der Herstellung porosierter Hintermauerziegel. Der um 1,7 % höhere CO₂-Emissionsfaktor führt hier zu Mehremissionen von etwa 6.000 t (2004, Tendenz abnehmend).

Durch die Ergänzung von Emissionsfaktoren für die rohstoffbedingten Emissionen an NO_x und SO₂ in das ZSE werden diese Emissionen nun zusätzlich berichtet.

4.1.8.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.A.7 Keramik)

Das „historische“ Strukturelement „Grobkeramik: Mauerziegel, Dachziegel, geformte feuerfeste Erzeugnisse“ soll in „Herstellung keramischer Erzeugnisse (einschließlich Dach- und Mauerziegel)“ umbenannt werden, um die erfolgte Hochrechnung auf die gesamte Quellgruppe widerzuspiegeln. Der Klammerzusatz soll deutlich machen, dass die für die CO₂-Berechnung getrennt geführten Aktivitätsraten für Dach- und Mauerziegel Teilmengen der erstgenannten Aktivitätsrate sind und nicht aufzusummieren sind.

4.2 Chemische Industrie (2.B)

Die Quellgruppe 2.B ist unterteilt in die Unterpunkte 2.B.1 bis 2.B.5. Hierzu gehören die Ammoniakproduktion (2.B.1), die Salpetersäureproduktion (2.B.2), die Adipinsäureproduktion (2.B.3) und die Carbidproduktion (2.B.4).

Darüber hinaus werden dem Unterpunkt Andere (2.B.5) im ZSE die Düngemittel- und Lachgasproduktion, die organischen Produkte, die Ruß- und Titandioxidproduktion, die Schwefelsäureproduktion und die Hydroxylaminproduktion zugeordnet.

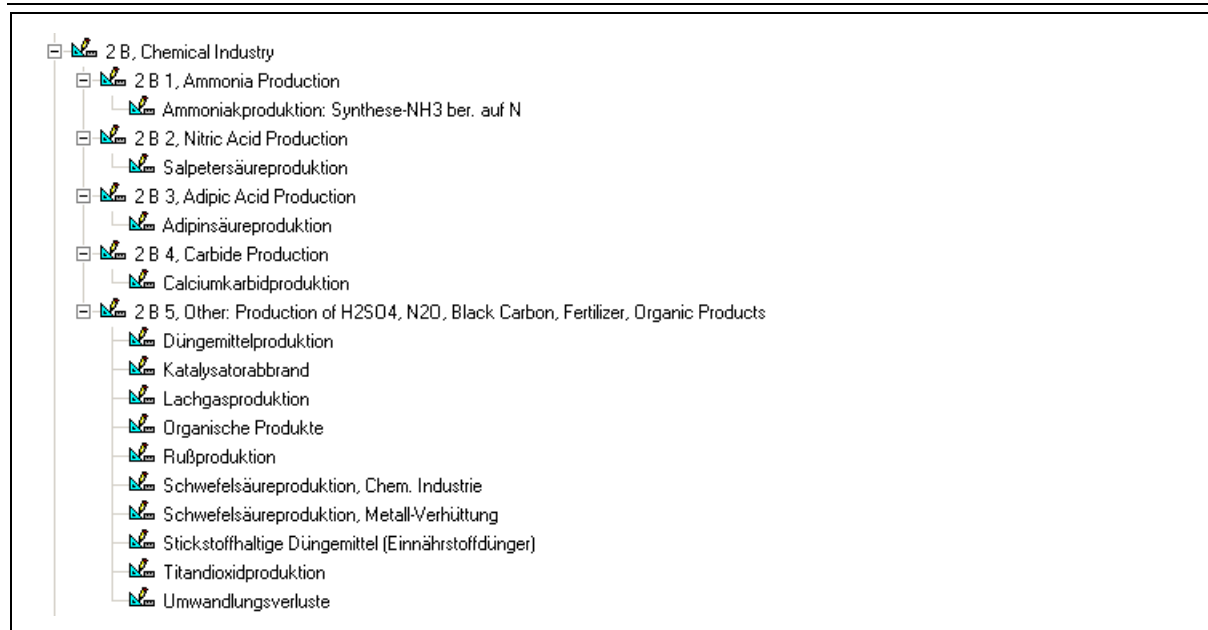


Abbildung 40: Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie

4.2.1 Chemische Industrie: Ammoniak Produktion (2.B.1)

4.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.1)

CRF 2.B.1					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend
Ammonia Production	l / t	CO ₂	0,36 %	0,50 %	steigend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	1,5	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %	50									
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	D									

Die Quellgruppe Chemische Industrie: Ammoniak Produktion ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Die Herstellung von Ammoniak erfolgt auf Basis von Wasserstoff und Stickstoff nach dem Haber-Bosch-Verfahren. Wasserstoff wird aus Synthesegas gewonnen. Er wird in einem hochintegrierten Verfahren in einem *Steam-Reforming*-Prozess meist auf der Basis von Erdgas erzeugt. Stickstoff wird durch Luftzerlegung bereitgestellt.

Die verschiedenen Anlagenarten zur Herstellung von Ammoniak können aufgrund des hochintegrierten Charakters des Verfahrens nicht in einzelne Aggregate unterteilt und als Verfahrensteile getrennt voneinander verglichen werden. Beim *Steam Reforming* werden folgende Verfahren unterschieden:

- ACP - *Advanced Conventional Process* (weiterentwickeltes konventionelles Verfahren) mit einem befeuerten Primär-Reformer und sekundärer Reformierung mit Luftüberschuss (stöchiometrisches H/N-Verhältnis)
- RPR - *Reduced Primary Reformer Process* (Reduzierte primäre Reformierung) unter milden Bedingungen in einem befeuerten Primär-Reformer und sekundärer Spaltung mit Luftüberschuss (unterstöchiometrisches H/N-Verhältnis)

- HPR - *Heat Exchange Primary Reformer Process* (Primäre Reformierung mit Wärmeaustausch) autothermische Spaltung mit Wärmeaustausch unter Einsatz eines mit Prozessgas beheizten Dampfreformers (Wärmeaustausch-Reformer) und eines separaten Sekundärreformers oder eines kombinierten autothermischen Reformers und Verwendung von Überschussluft oder angereicherter Luft (unterstöchiometrisches oder stöchiometrisches H/N-Verhältnis).

Weiterhin ist folgendes Verfahren im Einsatz:

- Partielle Oxidation - Vergasung von Fraktionen schweren Mineralöls oder Vakuumreststoffen bei der Herstellung von Synthesegas.

Die meisten Anlagen arbeiten nach dem Prinzip des *Steam Reformings* mit Naphtha oder Erdgas. Nur 3 % der europäischen Anlagen werden nach dem Verfahren der Partiellen Oxidation betrieben.

Der Produktionsrückgang um mehr als 15 % (entspricht einer Menge von ca. 400 kt) im ersten Jahr nach der Wiedervereinigung beruhte auf einer Marktbereinigung, die zu über 2/3 zu Lasten der neuen Bundesländer ging. In den Folgejahren bis 1994 blieb das Produktionsniveau nahezu konstant. Der Grund für den Wiederzuwachs ab 1995 auf das Niveau von 1990 konnte nicht geklärt werden, er könnte aber auf die Methodenänderung in der statistischen Erhebung zurückzuführen sein. Nach 1990 unterliegt das Produktionsniveau nur kleineren Schwankungen, 2003 ist gegenüber dem Vorjahr ein merklicher Zuwachs von 9 % zu verzeichnen. 2003 sind zwei Salpetersäure-Hersteller hinzugekommen, da Ammoniak ein Ausgangsstoff von Salpetersäure ist, ist der Zuwachs vermutlich darauf zurückzuführen.

4.2.1.2 Methodische Aspekte (2.B.1)

Die Kohlendioxidemissionen sind abhängig von Menge und Zusammensetzung der Einsatzstoffe. Es kann davon ausgegangen werden, dass der gesamte Kohlenstoff in Kohlendioxid umgewandelt und früher oder später in die Luft emittiert wird.

An drei Produktionsstandorten wird Kohlendioxid zu Harnstoff weiterverarbeitet. An einem Standort wird ein Teil des Kohlendioxids zum Verkauf in Flaschen abgefüllt. In allen Fällen muss jedoch mit einer späteren Emission von Kohlendioxid in die Luft gerechnet werden.

In Deutschland arbeiten derzeit zwei von fünf Produktionsanlagen für Ammoniak nach dem Verfahren der Partiellen Oxidation.

Die Emissionsmenge wird wie folgt berechnet:

$$\text{Emission (kt)} = \text{Ammoniak-Produktionsmenge (kt)} \times \text{Emissionsfaktor (kt/kt)}$$

Mangels anlagespezifischer Daten wird der als Default vorgeschlagene Emissionsfaktor von 1500 kg CO₂ / t NH₃ verwendet.

Die Produktionsmenge an Ammoniak in Deutschland wird vom Statistischen Bundesamt ermittelt (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004). Die Angaben sind auf den Stickstoffgehalt normiert, so dass noch ein stöchiometrischer Faktor von (17/14) mit dem oben genannten Emissionsfaktor verrechnet werden muss.

Im ZSE wird daher mit einem Emissionsfaktor von 1815 kg CO₂ / t N gerechnet.

Die Gesamtproduktion setzt sich zusammen aus der bei weitem überwiegender Menge an „Ammoniak wasserfrei“ (Melde Nr. 4142 00 bis 1994 und ab 1995 2415 10 750) und „Ammoniak in wässriger Lösung“ (Melde Nr. 4144 00 bis 1994 und ab 1995 2415 10 770).

Es ist noch zu Prüfen, welche Menge des sowohl als Brennstoff als auch als Rohstoff eingesetzten Erdgases in der Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland als Nichtenergetischer Verbrauch enthalten ist.

Der Emissionsfaktor für NO_x hängt von der Produktionsart ab. UBA-interne Abschätzungen lauten für die Partielle Oxidation $1,1 \text{ kg NO}_x / \text{t NH}_3$ und für das *Steam Reforming* je nach Verfahrensvariante $0,32$ bis $0,175 \text{ kg NO}_x / \text{t NH}_3$. Im Zeitablauf wird für die Emissionsberechnung von einem sinkenden Durchschnitt für alle Produktionsarten von $0,45 \text{ kg NO}_x / \text{t N}$ im Jahre 1990 auf nur noch $0,3 \text{ kg NO}_x / \text{t N}$ im Jahre 2010 ausgegangen. Die für die Emissionsberechnung verwendeten Werte für die Zwischenjahre wurden interpoliert.

4.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1)

Der CO_2 -Emissionsfaktor ist nur ein Durchschnittswert, der in Anbetracht der unterschiedlichen Produktionsbedingungen die genaue Situation nicht wiedergeben kann.

Der NO_x -Emissionsfaktor ist ebenfalls nur ein Durchschnittswert, der in Anbetracht der unterschiedlichen Produktionsbedingungen die Situation nicht genau wiedergeben kann. Dies gilt umso mehr für die interpolierten Werte der Zwischenjahre.

Der geringe Produktionsanteil „Ammoniak in wässriger Lösung“ ist für einige Jahre geheim. Für 1999 wurde er abgeschätzt in Relation der Verhältnisse der benachbarten Jahre unter Berücksichtigung der Produktionsmenge von „Ammoniak wasserfrei“. Für die Jahre 1990 bis 1994 ist diese Angabe nur für 1993 nicht geheim und wurde für die 4 verbleibenden Jahre nicht berücksichtigt.

Es könnte sein, dass die Methodenänderung in der statistischen Erhebung von 1994 auf 1995 eine scheinbare Produktionsanhebung um ca. 400 kt verursacht hat.

4.2.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.1)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.2.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.B.1)

Rückrechnungen sind nicht durchgeführt worden.

4.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.B.1)

In dem derzeit laufenden Forschungsvorhaben der Universität Utrecht unter Anwendung des NEAT-Modells (Non-energy Emission Accounting Tables; WEISS, PATEL, o.J.) wird untersucht, inwieweit CO_2 -Emissionen beim Nichtenergetischen Verbrauch während des Produkteinsatzes und innerhalb der industriellen Prozesse auftreten. Ein erwartetes Ergebnis sind Erkenntnisse über die in der Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland als Nichtenergetischer Verbrauch enthaltenen Erdgasmengen für die Ammoniakproduktion.

Da es in Deutschland nur fünf Ammoniakhersteller gibt, wird auch die direkte Mitteilung ihrer Kohlendioxid- und NO_x -Emissionen angestrebt.

4.2.2 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2)

4.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.2)

CRF 2.B.2					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
Nitric Acid Production	l / t	N ₂ O	0,37 %	1,06 %	steigend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	5,5	CS	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %						50				
Unsicherheitenverteilung						N				
Methode EF-Ermittlung						CS				

Die Quellgruppe Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion ist für N₂O-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Bei der Produktion von Salpetersäure entsteht in einer Nebenreaktion Distickstoffoxid. In Deutschland gibt es derzeit insgesamt sechs Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure.

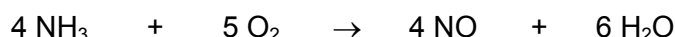
Die Herstellung von HNO₃ erfolgt in zwei Verfahrensschritten:

- a) **Oxidation** von NH₃ zu NO und
- b) **Umwandlung** von NO in NO₂ und **Absorption** in H₂O

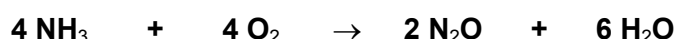
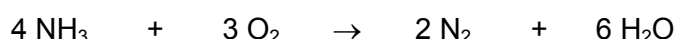
Einzelheiten des Verfahrens werden nachstehend beschrieben:

Katalytische Oxidation von Ammoniak

Ein Ammoniak-Luft-Gemisch im Verhältnis von 1:9 wird in Gegenwart eines mit Rhodium und/oder Palladium legierten Platin-Katalysators bei einer Temperatur zwischen 800 und 950 °C oxidiert. Die entsprechende Reaktion nach dem Ostwald-Verfahren ist wie folgt:



Gleichzeit werden durch folgende unerwünschte Nebenreaktionen Stickstoff, Distickstoffoxid und Wasser gebildet:



Alle drei Oxidationsreaktionen sind exotherm. Die Wärme kann zurückgewonnen werden und zur Erzeugung von Dampf für den Prozess bzw. zur Abgabe an andere Betriebe und/oder zur Vorwärmung der Restgase genutzt werden. Das Reaktionswasser wird während der Abkühlung der Reaktionsgase in einem Kühlkondensator kondensiert und in die Absorptionssäule überführt.

4.2.2.2 Methodische Aspekte (2.B.2)

Die **Aktivitätsdaten** werden vom Statistischen Bundesamt übernommen (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004: Produzierendes Gewerbe, Produktion im Produzierenden Gewerbe). Generell liegen dort die Produktionsangaben für die Salpetersäure auf N normiert vor und wurden vom UBA von N auf HNO₃ stöchiometrisch (*63/14) umgerechnet., Über den Zeitverlauf gibt es keine konsistenten Zeitreihen, so dass einige Anpassungen vorgenommen werden mussten:

Für 1990-1992 liegen für die alten Bundesländer und für 1991-1992 auch für die neuen Bundesländer Produktionsangaben (Melde-Nr. 4123 10) vor. Für die neuen Bundesländer wurde für 1990 wegen fehlender Angabe die Produktion geschätzt.

Ab 1993 werden die Produktionsangaben nicht mehr nach alten und neuen Bundesländern getrennt ausgewiesen, weshalb diese Angaben für die Teilgebiete für 1993 und 1994 gemäß ihrem Anteil an der Gesamtproduktion von 1992 ermittelt wurden.

Mit der Umstellung der Bundesstatistik werden für die Jahre 1995-2001 die weiterhin auf N berechneten Produktionsangaben der Melde-Nr. 2415 10 503 Salpetersäure verwendet. Seit 2002 wird diese Position vom Statistischen Bundesamt nicht mehr einzeln sondern unter der Melde-Nr. 2415 10 500 (Salpetersäure, Nitriersäuren) nur noch als Summe ausgewiesen. Um daraus den Anteil der Salpetersäure zu schätzen, wird dieser Summenwert mit dem Anteil der Salpetersäure an diesem Gesamtposten des Jahres 2001 (0,693) multipliziert.

Aufgrund von Produktionsschwankungen ist der Trend der Aktivitätsdaten instabil und fluktuiert. Der außerordentlich große Produktionsanstieg im Jahre 2003 von nahezu 2/3 gegenüber 2002 wurde auf Nachfrage beim Statistischen Bundesamt damit begründet, dass zwei zusätzliche Hersteller hinzugekommen sind. Auf diesem hohen Niveau erfolgte 2004 nochmals ein signifikanter Zuwachs von 14 %. Bezogen auf das Jahr 2004 stiegen die Produktionsraten im Jahr 2005 nochmals um 47 %. Das statistische Landesamt bestätigte auf Nachfrage den Anstieg der Salpetersäureproduktion und begründete dies mit der Art der Datenerfassung bzw. der Software-Umstellung eines großen Salpetersäureproduzenten.

Die Produktion von Salpetersäure ist damit im Zeitraum von 1990 bis 2005 um 136 % angestiegen.

Die vorhandenen Daten zu N_2O beruhen auf Messungen. Die **Emissionen** sind abhängig von den technischen Gegebenheiten und den Betriebsbedingungen und variieren stark sowohl von Anlage zu Anlage als auch anlagenintern. Eine detailliertere Betrachtung der Anforderungen des IPCC an die Emissionsberechnung erfolgt im Anhang (Kapitel 14.2.2.1.1).

Der verwendete N_2O -Emissionsfaktor wird seit 1990 konstant mit 5,5 kg $N_2O/t HNO_3$ angesetzt. Dabei wird in dem zugrunde gelegten Forschungsvorhaben (SCHÖN, WALTZ et al, 1993) aus dem Jahr 1993 davon ausgegangen, dass für die Produktion von Salpetersäure 283 kg $NH_3/t HNO_3$ eingesetzt und von diesem Ammoniak ca. 1,5 % in N_2O umgesetzt werden. In einer Kontrollrechnung nach Industrieangaben (3120 m³ Abgas/t HNO_3 und 500 bis 1000 ppm N_2O) wurde der obige Emissionsfaktor größenordnungsmäßig mit 3,1 - 6,2 kg $N_2O/t HNO_3$ bestätigt.

Die NO_x -Emissionen basieren für den gesamten Zeitraum auf UBA-spezifischen Emissionsfaktoren, die im Zeitablauf stark zurückgegangen sind. In diesem Trend wird eine Prognose für 2010 zugrunde gelegt, nach der bis dahin die durchschnittlichen spezifischen Emissionen in der Größenordnung von modernen Anlagen von 1997 liegen (0,75 kg/t).

Emissionsfaktoren aus Anlagendaten stehen zurzeit nicht zur Verfügung.

Ab 2010 dürfen Altanlagen den geltenden Emissionswert von 800 mg N_2O/m^3 der TA Luft 2002 nicht mehr überschreiten. Mit dieser angekündigten Emissionsbegrenzung für N_2O wird zukünftig der EF für Lachgas sinken.

Tabelle 56: N₂O- und NO_x-Emissionsfaktoren aus der Salpetersäureproduktion

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
N ₂ O [kg/Mg]	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
NO _x [kg/Mg]	7,9	6,6	5,0	3,7	3,0	2,5	2,1	1,8	1,6	1,5	1,4	1,35	1,29
Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
N ₂ O [kg/Mg]	5,5	5,5	5,5										
NO _x [kg/Mg]	1,24	1,19	1,13					0,75					

Tabelle 57: N₂O- und NO_x-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
N ₂ O [Gg]	15,1	12,0	11,0	11,0	11,1	12,7	12,1	12,1	12,0	12,5	13,4	11,8	12,9
NO _x [Gg]	21,7	14,3	10,1	7,3	6,1	5,8	4,6	4,0	3,5	3,4	3,4	2,9	3,0
Jahr	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
N ₂ O [Gg]	21,3	24,3	35,7										
NO _x [Gg]	4,8	5,2	7,3										

4.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2)

Für die Emissionsermittlung wird i.d.R. nicht nur die Produktionsmenge benötigt, die abgesetzt wird, sondern die gesamte, evtl. im Betrieb auch direkt weiterverwendete Menge. Aufbauend auf der Vermutung, dass ein wesentlicher Teil nicht vermarktet wird, ist zu prüfen, ob die nicht marktgehandelten Produktionsmengen in der Produktionsstatistik erfasst werden. Ferner ist zu verifizieren, ob alle Anlagen vom Statistischen Bundesamt berücksichtigt werden. Die zusammen gefasste Ausweisung von Salpetersäure und Nitriersäure ab 2002 durch das Statistische Bundesamt ist zu überprüfen.

4.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.2)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.2)

Quellenspezifische Rückrechnungen waren nicht erforderlich.

4.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2)

Sofern keine Emissionsmessungen für die einzelnen Anlagentypen vorliegen, sollen bei vorhandenen Aktivitätsraten für die Emissionsfaktoren adäquate länderspezifische Werte auf der Grundlage der Default-Werte aus den IPCC-Richtlinien abgeleitet werden. Für die Ableitung der Emissionsfaktoren ist relevant, inwieweit die Aktivitätsraten in der gleichen Differenzierung wie die Emissionsfaktoren vorliegen. Aggregationen sollen nur durchgeführt werden, wenn für die einzelnen Typen detaillierte Aktivitätsraten fehlen.

Im Jahre 2010 müssen in Deutschland alle Altanlagen die Anforderungen der TA Luft (2002) erfüllen. Der Grenzwert von 800 mg/m³ für N₂O-Emissionen kann durch die Installation einer Anlage zur katalytischen Reduktion eingehalten werden. Vor diesem Hintergrund wird es möglich sein, genauere Emissionsfaktoren zu ermitteln.

4.2.3 Chemische Industrie: Adipinsäureproduktion (2.B.3)

4.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.3)

CRF 2.B.3					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
Adipic Acid Production	l / t	N ₂ O	1,47 %	0,31 %	fallend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	D, PS	NE	NE	NE	NO
EF Unsicherheiten in %						+/- 10%				
Unsicherheitenverteilung						N				
Methode EF-Ermittlung						CS				

Die Quellgruppe Chemische Industrie: Adipinsäureproduktion ist für N₂O-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Für die Berechnung der N₂O-Emissionen aus der Adipinsäureproduktion existieren seitens IPCC keine Vorgaben zur Berechnungsmethode. Wie aus der Beschreibung im folgenden Text hervorgeht, entspricht die erfolgte EF-Ermittlung für N₂O dem Tier 3 Ansatz.

Im technischen Maßstab wird Adipinsäure durch Oxidation eines Gemisches von Cyclohexanol und Cyclohexanon (Verhältnis: 93/7) hergestellt. Laut IPCC-GPG (2000: Tab. 3.7, Anm. a) wird vermutlich nur bei einer Anlage in Japan reines Cyclohexanol (EF dort 264 kg/t) eingesetzt, ansonsten wird Adipinsäure aus Cyclohexanol und mit mehr oder weniger Keton und Salpetersäure hergestellt. Bei dieser Reaktion werden erhebliche Mengen an Lachgas (N₂O) gebildet. Dies wurde bis Ende 1993 von den beiden alleinigen deutschen Herstellern vollständig in die Atmosphäre emittiert. Ein Hersteller hat eine Anlage zur thermischen Zersetzung von Lachgas in Stickstoff und Sauerstoff patentiert und seitdem in Betrieb. Die Zersetzung erfolgt nahezu vollständig. Ende 1997 nahm der andere Hersteller eine katalytische Reaktoranlage in Betrieb, die bei Dauerbetrieb eine N₂O-Zersetzungsrate von 96-98% erreicht. Im März 2002 wurde eine Anlage eines weiteren Herstellers in Betrieb genommen, die ebenfalls mit einer thermischen N₂O-Zersetzung betrieben wird. Nach anfänglichen technischen Problemen läuft die Anlage seit 2003 im Dauerbetrieb. Die insgesamt schwankenden Abbauraten und somit auch die Restemissionen sind wartungsbedingt.

Die Produktion hat sich in dem Zeitraum von 1990 bis 2005 verdoppelt.

4.2.3.2 Methodische Aspekte (2.B.3)

Bis etwa zur Mitte der 90er Jahre wurden nur die Produktionsmengen von den Herstellern zur Verfügung gestellt. Für die Berechnung der Lachgasemissionen wurden für diesen Zeitraum die IPCC Default-Emissionsfaktoren verwendet. Für den anschließenden Zeitraum wurden von den Herstellern neben den Produktionsangaben auch die N₂O-Emissionen mit notwendigen Hintergrundinformationen vertraulich mitgeteilt. Dies ist für die Genauigkeit der berichteten Daten von großer Relevanz, da bei fehlenden Angaben zum technisch unvermeidbaren N₂O-Anfall und vor allem der jeweiligen Laufzeit der Zersetzungsanlage die Minderung des Lachgasanfalls nur so ungenau hätte geschätzt werden können, dass die weitere Verwendung des Default-EF notwendig gewesen wäre.

Die Schwankungen der Emissionsangaben ergeben sich aus Störungen der Minderungsanlagen (Revisionsarbeiten, Brandschaden, sonstiger Ausfall von Anlagenteilen).

Bei IPCC werden ferner Default-EF für NO_x, NMVOC und CO angegeben. Sie wurden von einem Produzenten als nicht nachvollziehbar bezeichnet und können nicht quantifiziert werden, da der Gasstrom mit demjenigen der HNO₃-Produktion zusammengeführt wird. Da hierzu noch weitere Informationen gesammelt werden sollen, wird z. Z. auch noch auf eine Verwendung der Default-EF verzichtet, zumal auch die IPCC Guidelines überarbeitet werden.

4.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.3)

Die Unsicherheiten in der Zeitreihenkonsistenz sind behoben, da alle Hersteller die entsprechenden Daten zur Verfügung stellen. Aus der Bandbreite in Höhe von +/- 10 % des IPCC-Emissionsfaktors für N₂O, welcher für die Emissionsberechnung von 1990 bis teilweise 1996 verwendet wurde, resultieren entsprechende Unsicherheiten. Nach Angaben eines Herstellers liegen die Unsicherheiten bei max. +/- 5%.

4.2.3.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.3)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die Angaben der Hersteller unterliegen einem hohen Vertrauensschutz. Aus diesem Grund können in den CRF-Tabellen lediglich die Emissionsangaben ausgewiesen werden. Verifizierende Berechnungen konnten nicht durchgeführt werden. Es kann aber darauf hingewiesen werden, dass die verwendeten Angaben auch den Genehmigungsbehörden zur Verfügung gestellt werden.

4.2.3.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.B.3)

Rückrechnungen sind nicht durchgeführt worden.

4.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.B.3)

Bezüglich der Emissionsberechnung von NO_x, NMVOC und CO liegen teilweiseverwertbare Informationen von der Herstellerseite vor. Es sind aber noch weitere Informationen notwendig.

4.2.4 Chemische Industrie: Carbidproduktion (2.B.4)

4.2.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.4)

CRF 2.B.4					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend	
- / -					

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor CaC ₂	PS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Emissionsfaktor SiC	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %	50									
Unsicherheitenverteilung	N									
Methode EF-Ermittlung	PS									

Die Quellgruppe Chemische Industrie: Carbidproduktion ist keine Hauptquellgruppe.

Die Calciumcarbidproduktion fand zu Zeiten der Wiedervereinigung überwiegend in den neuen Bundesländern statt. Nachdem dort die Produktion kurze Zeit später eingestellt worden ist, verblieb nur in den alten Bundesländern ein Hersteller von Calciumcarbid. Dieser hat seine Produktion im Betrachtungszeitraum bis 2003 in etwa halbiert.

Nach Auskunft des zuständigen Fachverbands im VCI wird in Deutschland seit 1993 kein Siliziumcarbid mehr hergestellt. Emissionen aus diesem Bereich treten daher nicht mehr auf.

4.2.4.2 Methodische Aspekte (2.B.4)

Der stöchiometrische Emissionsfaktor für CO₂ ist 688 kg pro t Calciumcarbid (44 g mol⁻¹ / 64 g mol⁻¹). Dieser Emissionsfaktor wurde bis 1992 für die Produktion in den neuen Bundesländern verwendet.

Beim Hersteller wird das im Prozess entstehende Kohlenmonoxid in gedeckelten Öfen vollständig gefasst und einer anschließenden Nutzung zugeführt. Nach dieser energetischen Nutzung, d. h. der Verbrennung zu Kohlendioxid, dient es als Hilfsstoff bei der Produktion von Kalkstickstoff und Folgeprodukten. Das Kohlendioxid fällt bei diesen Prozessen nach der Reaktion mineralisch in Form von Schwarzkalk an. In dieser Form wird es einer landwirtschaftlichen Verwertung zugeführt.

Auf diese Weise wird für die Produktion in den alten Bundesländern bis heute ein wesentlich geringerer Emissionsfaktor für Kohlendioxid aus der Calciumcarbidherstellung erreicht.

Der Minderungsgrad und damit der Emissionsfaktor sowie die Produktionsmenge werden vom Hersteller auf Anfrage dem Umweltbundesamt zur Verfügung gestellt. Die Gesamtemissionen ergeben sich als Produkt von Aktivitätsrate und Emissionsfaktor.

Da es nur einen Hersteller in Deutschland gibt müssen diese Daten vertraulich behandelt werden. Lediglich die Produktionsmengen in der ehemaligen DDR wurden vom damaligen Statistischen Zentralamt bis 1989 veröffentlicht. Diese Angabe wurde für die Interpolation der Produktion in den neuen Bundesländern 1990 verwendet, die durch vorhandene Schätzungen für die beiden Folgejahre ermöglicht wurde.

4.2.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.4)

Wegen der dargelegten Abschätzungen der Produktionsmengen in den neuen Bundesländern ist die Konsistenz nicht vollständig gegeben.

Die Unsicherheiten bezüglich der vom Betreiber zur Verfügung gestellten Daten werden als insgesamt gering eingeschätzt. Allerdings ist die zu Grunde gelegte Minderungsrate von rund 80% eher als ein Durchschnittswert für den Zeitablauf anzusehen und vom Betreiber wurde bereits signalisiert, dass in den letzten Jahren noch höhere Minderungsraten erreicht werden konnten. Vor einer etwaigen Verwendung dieser niedrigeren EF für eine Rückrechnung wird allerdings vom UBA eine Prüfung der Angaben erfolgen.

4.2.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.4)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Angaben von Herstellern unterliegen einem hohen Vertrauensschutz. Aus diesem Grund können in den CRF-Tabellen lediglich die Emissionsangaben ausgewiesen werden. Verifizierende Berechnungen konnten nicht durchgeführt werden. Es kann aber darauf hingewiesen werden, dass die Angaben teilweise auch den Genehmigungsbehörden zur Verfügung gestellt worden sind und somit für vertrauenswürdig erachtet werden.

4.2.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.4)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind bisher nicht erfolgt. Es wird nicht damit gerechnet, dass die Betreiberangaben revidiert werden. Auch eine Neubewertung der für die drei Bezugsjahre geschätzten Produktionsmengen in den neuen Bundesländern wird nicht erwartet.

4.2.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.4)

Zurzeit sind keine Verbesserungen geplant.

4.2.5 Chemische Industrie - Sonstige: Emissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5)

4.2.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5)

CRF 2.B.5					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend	
Other	l / t	CO ₂	0,53 %	0,92 %	steigend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF) Ruß	CS	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	CS
Emissionsfaktor (EF) Ethylen, Styrol	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO
Emissionsfaktor (EF) Methanol, 1,2-Dichlorethan	CS	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Emissionsfaktor (EF) Umwandlungsprozesse, Katalysatorabbrand in Raffinerien	CS	NO	NO	NO	NO	NO				
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Chemische Industrie: Sonstige Emissionen aus sonstigen Produktionsprozessen ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Verschiedene chemische Produktionsprozesse sind potentielle Emissionsquellen von CO₂, CH₄ und NMVOC, dazu zählen die Herstellung von Ruß, Ethylen (Ethen), Ethylendichlorid (1,2-Dichlorethan), Styrol oder Methanol, sowie Umwandlungsprozesse und der Abbrand von Katalysatoren in Raffinerien.

CO₂ wird bei der Verbrennung freigesetzt. Katalysatorabbrand erfolgt im Raffineriebetrieb zum einen in katalytischen Spaltanlagen, wo entschwefelte Vakuum- und andere Gasöldestillate bei ca. 550°C unter Wasserdampfatosphäre in Raffineriegas, Flüssiggase, Benzinfraktionen und Mitteldestillat gespalten werden. Zum anderen entstehen CO₂-Emissionen bei der Katalysatorregeneration im Reformingprozess, der das Ziel hat, die Oktanzahl des Rohbenzins zu erhöhen und aromatische Kohlenwasserstoffe durch Isomerisierung und Ringbildung zu erzeugen. Das katalytische Spalten hat sich als Fließbett-Verfahren (FCC = Fluid Catalytic Cracking) durchgesetzt. Während der Spaltreaktion im FCC-Reaktor lagert sich auf dem Katalysator Koks ab, der im Regenerator durch Luftzufuhr abgebrannt wird. Im Reformingprozess wird als Katalysator Platin in Kombination mit Rhenium und Zinn auf saurem Aluminiumoxid angewendet. Durch prozessbedingte Ablagerungen von Koks auf aktiven Zentren der Katalysatoren verliert der Katalysator seine Wirksamkeit. In der Katalysatorregeneration wird durch Koksabbrand die katalytische Aktivität wieder aufgebaut.

CH₄ kann als Nebenprodukt von Industrieprozessen entstehen und in die Atmosphäre ausgestoßen werden. Bisher wurden diese Quellen im deutschen Treibhausgasinventar noch nicht alle berücksichtigt.

Des Weiteren werden N₂O-Emissionen aus der Hydroxylaminproduktion in Kapitel 4.2.6 berichtet.

4.2.5.2 Methodische Aspekte (2.B.5)

CO₂ – Emissionen

Die Freisetzung von CO₂ in die Atmosphäre wurde für die Quellen Rußproduktion, Methanolproduktion, Umwandlungsprozesse und Katalysatorabbrand in Raffinerien im Berichtsjahr 2006 - 2004 aufgenommen. Die Daten sind kurzfristig erhoben worden, um alle relevanten Emissionsquellen zu berücksichtigen, da im Berichtszeitraum 2006 - 2004 die Basisjahremissionen festgelegt wurden. Die weiteren Emissionsquellen aus Raffinerien (Schwerölvergasung, Kalzinierung und Wasserstoffherstellung) werden nach bisheriger Prüfung bereits im Eigenverbrauch der Raffinerien erfasst (siehe Kapitel 3.1.2).

CH₄ - Emissionsfaktoren

In den internationalen Richtlinien wird nur sehr knapp auf diese Quellgruppe eingegangen. In den IPCC Guidelines werden als potentielle Emissionsquellen und ohne Anspruch auf Vollständigkeit die Produktion von Ruß, Ethylen, Dichlorethylen (1,2-Dichlorethan) , Styrol und Methanol aufgeführt. Darin werden Emissionsfaktoren für die Prozesse aufgelistet, die in Studien aus den Jahren 1987 und 1988 ermittelt wurden: Diese IPCC-Default EF sind in der folgenden Tabelle 58 aufgeführt.

Tabelle 58: IPCC Default Emissionsfaktoren für CH₄ aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie

Ruß	Styrol	Ethylen	1,2-Dichlorethan ²⁰	Methanol
[kg CH ₄ /t]				
11	4	1	0,4	2

Die IPCC Good Practice Guidance geht nicht weiter auf das Thema ein.

In deutschen Anlagen muss in den der TA Luft unterliegenden Anlagen gemäß Punkt 5.2.5 ein Grenzwert für die Massenkonzentration organischer Stoffe insgesamt (NMVOC und CH₄, ausgenommen staubförmige organische Stoffe) von 50 mg/m³ (Gesamtkohlenstoff) eingehalten werden. Die thermische Nachverbrennung von flüchtigen organischen Stoffen aus Anlagen zur Herstellung organischer Grundchemikalien ist Stand der Technik.

Von den drei deutschen Herstellern von Industrieruß wird auf Grund dieses Sachverhalts ein Emissionsfaktor von 0,027 kg Methan pro t Industrieruß gemeldet. Da diese Technik bereits seit den siebziger Jahren im Einsatz ist, wird dieser EF gerundet zu 0,03 kg/t und auf die gesamte Zeitreihe angewandt.

Für die anderen vier Produkte wurde von dem größten deutschen Hersteller gemeldet, dass in diesen Bereichen auf Grund der thermischen Nachverbrennung keine Methanemissionen mehr auftreten. Auch diese Technik ist bereits seit den achtziger Jahren im Einsatz, daher können diese Emissionsfaktoren auf die gesamte Zeitreihe angewandt werden.

Für das Jahr 2004 liegt von einer Anlage ein CH₄-Emissionsfaktor von 0,0003 kg/t Methanol vor.

²⁰ Anmerkung: In dieser Tabelle aus IPCC (Workbook S. 2.22, Tab. 2-9 und Reference Manual S. 2.23, Tab. 2-10) wurde Dichlorethylen durch Ethylendichlorid (1,2-Dichlorethan) ersetzt. Dies erscheint sachgerecht, da zum einen in den jeweiligen Folgetabellen (2-10 bzw. 2-11) nur „1,2, dichloroethane“ aufgeführt wird und zum anderen in der im IPCC Reference Manual auf S. 2.67 angegebenen Quelle von Stockton et al., S. 49, ebenfalls der Stoff „Ethylene Dichloride“ erwähnt wird.

Tabelle 59: nationale Emissionsfaktoren für CH₄ aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie

Ruß	Styrol	Ethylen	1,2-Dichlorethan ²¹	Methanol
[kg CH ₄ /t]				
0,03	0	0	0	0

NMVOC, CO und SO₂ – Emissionsfaktoren

In Deutschland wurden für sonstige Schadstoffe neben dem oben betrachteten Methan die in der Tabelle 60 aufgeführten Emissionsfaktoren verwendet.

Tabelle 60: In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige Schadstoffe

	Ruß [kg CO/t]	Ruß [kg SO ₂ /t] ²²	Ethylen [kg NMVOC/t]	1,2-Dichlorethan [kg NMVOC/t]	Polystyrol [kg NMVOC/t]	Styrol [kg NMVOC/t]
1990	4,8 / 5	19,5 / ⁽²³⁾	5	2,5	1	0,02
1991	4,6 / 5	19 / 20	5	2,5	1	0,02
1992	4,4 / 5	18,5 / 20	5	2,5	1	0,02
1993	4,2	18	5	2,5	1	0,02
1994	4	17,5	5	2,5	1	0,02
1995	3,75	17	0,4	0,03	0,6	0,02
1996	3,5	16	0,3	0,022	0,4	0,02
1997	3,25	15	0,3	0,022	0,4	0,02
1998	3	14	0,25	0,018	0,32	0,02
1999	2,9	13,4	0,25	0,018	0,32	0,02
2000	2,8	12,8	0,2	0,015	0,27	0,02
2001	2,7	12,54	0,2	0,015	0,27	0,02
2002	2,65	12,28	0,2	0,015	0,27	0,02
2003	2,6	12,0	0,2	0,015	0,27	0,02
2004	2,55	11,7	0,2	0,015	0,27	0,02
2005	2,5	11,5	0,2	0,015	0,27	0,02

Die Angaben der EF für NMVOC wurden für Polystyrol der European Commission (2005, BREF Polymere 2. Draft) entnommen, für die übrigen Produkte wurden die Angaben deutscher Hersteller verwendet, deren Angaben als vertrauliche Daten vorliegen. Bis 1994 wurden die Default Faktoren verwendet. Die Angaben der EF für CO und SO₂ bei der Herstellung von Ruß basieren auf Annahmen des zuständigen Experten im Umweltbundesamt.

Aktivitätsraten

In der Produktionsstatistik des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) werden die folgenden Produkte berücksichtigt (Tabelle 61).

²¹ Anmerkung: In dieser Tabelle aus IPCC (Workbook S. 2.22, Tab. 2-9 und Reference Manual S. 2.23, Tab. 2-10) wurde Dichlorethylen durch Ethylendichlorid (1,2-Dichlorethan) ersetzt. Dies erscheint sachgerecht, da zum einen in den jeweiligen Folgetabellen (2-10 bzw. 2-11) nur „1,2, dichloroethane“ aufgeführt wird und zum anderen in der im IPCC Reference Manual auf S. 2.67 angegebenen Quelle von Stockton et al., S. 49, ebenfalls der Stoff „Ethylene Dichloride“ erwähnt wird.

²² Bei zwei angegeben EF bezieht sich der zweite Wert auf die neuen Bundesländer.

²³ Für die neuen Bundesländer wird kein EF ausgewiesen, da diese SO₂-Emissionen nur pauschal in einer Summe berücksichtigt werden konnten.

Tabelle 61: Meldenummern der Produktionsstatistik

Zeile	Polystyrol	Methanol	1,2 - Dichlorethan	Ruß	Ethylen	Styrol
bis 1994	4414 42	4232 11	4228 22	4113 70	4221 11	4224 60
ab 1995	2416 20 350 und ...390	2414 22 100	2414 13 530	2413 11 300	2414 11 300	2414 12 500

Die meisten der folgenden Aktivitätsraten wurden der Produktstatistik entnommen.

Tabelle 62: Aktivitätsraten von Methanol, 1,2-Dichlorethan, Ruß, Ethylen und Styrol [t]

Produktion		Methanol	1,2-Dichlorethan (Ethylendichlorid)	Ruß	Ethylen	Styrol
Jahr	Gebiet					
1990	D	1266239	1504577	401365	3071829	1289781
	ABL	751083	1504577	394365	3071829	1289781
	NBL	515156		7000		
1991	D	1231541	1306091	381561	3059474	1208046
	ABL	716385	1306091	379561	3059474	1208046
	NBL	515156		2000		
1992	D	1290994	1512774	377384	3335942	1130836
	ABL	768831	1512774	376384	3335942	1130836
	NBL	522163		1000		
1993	D	1202189	1654694	334620	3904814	1041505
1994	D	1438327	1881032	299000	4182722	1150723
1995	D	1425795	1796930	330799	4163377	1080531
1996	D	1546958	1887791	315587	3814680	1151244
1997	D	1409850	2278858	337579	4186421	1099974
1998	D	1596258	2528542	343319	4269586	1182697
1999	D	1533113	2806415	338542	4894764	1096934
2000	D	1886429	2902378	345976	5119316	1089573
2001	D	1921680	2597093	348371	5005029	957750
2002	D	1843285	3188715	338592	4944099	960561
2003	D	2008075	3184280	348318	5258006	1226236
2004	D	1822267	3276355	339765	5290938	1668951
2005	D	1960901	3323226	332505	5417942	1048420

D: Deutschland; ABL: Alte Bundesländer; NBL: Neue Bundesländer (ABL/NBL nur 1990-1992)

Die Angabe für die Rußproduktion in den NBL 1990 entstammt dem Statistischen Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland (DESTATIS, 1992: S. 234), für 1991 und 1992 wurden sie wegen Geheimhaltung geschätzt. Die übrigen Daten für die Rußproduktion und die Ethen-, Styrol-, Methanol- und 1,2 Dichlorethanproduktion ab 1990 entstammen dem Statistischen Bundesamt (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1, 1991-2005 Produzierendes Gewerbe, Produktion im Produzierenden Gewerbe).

Die Gründe für die Produktionsschwankungen im Zeitablauf sind unbekannt.

4.2.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5)

Die Emissionsfaktoren für Ethylen, Methanol, 1,2-Dichlorethan und Styrol beruhen auf einer Auswertung deutscher Hersteller. Aufgrund der in den achtziger Jahren flächendeckend eingeführten thermischen Nachverbrennung sind die Emissionen an organischen Stoffen aus deutschen Anlagen vernachlässigbar gering. Unsicherheiten können nicht abgeschätzt werden. Die neuen Emissionsfaktoren sind für die gesamte Zeitreihe gültig. Bei den Aktivitätsraten sind im Zeitablauf Schwankungen erkennbar, Gründe hierfür sind unbekannt. Da aber die Produktionsmengen bis auf unbedeutende Schätzwerte einer vertrauenswürdigen Quelle entnommen werden konnten, sind die Unsicherheiten als gering anzusehen. Innerhalb eines Zeitraumes von drei Jahren sind allerdings Korrekturen an den

Betreiberangaben möglich. Trotz der innerhalb des Betrachtungszeitraums liegenden Umstellung in der Erhebung wird auch von konsistenten Daten ausgegangen.

4.2.5.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Aus folgenden Angaben der Inventarberichte anderer Länder können sich möglicherweise Hinweise auf für Deutschland zu verwendende EF ergeben:

- Japan:
Aus repräsentativen Abgasmessungen wurden EF gebildet, die teilweise mehr als 30- bis 80-mal kleiner als die IPCC-Defaults sind. Dies liegt an Minderungsmaßnahmen (Methanwiedergewinnung, Abfackelung), die vermutlich in den IPCC-Defaults noch nicht berücksichtigt wurden.
- Portugal:
Der 25 % unter dem IPCC-Default liegende EF aus der Rußproduktion wurde aus Messungen 1990-94 bei dem einzigen Produzenten bestimmt.

4.2.5.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.B.5)

Da die Default-Werte für die Methan- und NMVOC-Emissionen aus der Ethylen-, Methanol-, 1,2-Dichlorethan-, Styrol- und Rußproduktion durch einen länderspezifischen EF ersetzt wurden, ist eine Rekalkulation für diese Quellgruppen durchgeführt worden.

4.2.5.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.B.5)

Für die CO₂ Emissionen aus Raffinerien müssen noch weitere Überprüfungen durchgeführt werden, ob die Emissionen aus der Schwerölvergasung, Kalzinierung und Wasserstoffherstellung im Eigenverbrauch enthalten sind.

Die Emissionen von SO₂ aus der Schwefelsäureproduktion in der Chemischen Industrie und der Metallverhüttung von 1990 bis 2004 müssen überprüft werden, evtl. ist eine Rückrechnung erforderlich.

4.2.6 Chemische Industrie - Sonstige: N₂O-Emissionen aus der Caprolactamproduktion (2.B.5)

4.2.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5)

CRF 2.B.5				
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005- Anteil an der Gesamtemission	Trend
- / -				

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF) Caprolactam						CS				
EF Unsicherheiten in %						±50%				
Unsicherheitenverteilung						N				
Methode EF-Ermittlung						CS				

Die Quellgruppe Chemische Industrie: Caprolactam ist keine Hauptquellgruppe. Die Emissionen wurden nach der Tier 2 Methode ermittelt.

Bei der Herstellung von Caprolactam wird als Nebenprodukt N₂O freigesetzt (ULLMANN'S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY, 2005, Hydroxylamin, Kapitel 4). Caprolactam wird hergestellt durch die Umwandlung von Ammoniak über Stickstoffoxid, Hydroxylamin und Oxim zu Caprolactam.

Zur Herstellung von Hydroxylamin werden folgende Prozesse angewendet:

- die Katalytische Hydrierung von Nitraten,
- der Raschig-Prozess,
- die Saure Spaltung von Nitroalkanen,
- die Produktion von kristallinem Salz und
- die katalytische Hydrierung von Stickstoffoxid.

Von den oben genannten Prozessen stellen der Raschig-Prozess sowie die katalytische Hydrierung von Stickstoffoxid die wichtigsten Prozesse dar (ULLMANN'S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY, 2005, Hydroxylamin, Kapitel 4). Die Produktion von kristallinem Salz sowie die Saure Spaltung von Nitroalkanen spielen eine untergeordnete Rolle.

Die katalytische Hydrierung von Stickstoffoxid wird von den Großherstellern in Deutschland angewandt, weshalb die im Rahmen dieser Untersuchung angestellten Betrachtungen von diesem Verfahren ausgehen. Bei der katalytischen Hydrierung von Stickstoffoxid entstehen als Nebenprodukte N₂O und andere Gase (s. Gleichung 1 und Gleichung 2). Durch thermische Behandlung kann ein Entweichen der Abgase, einschließlich des N₂O, verhindert werden (ULLMANN'S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY, 2005, Hydroxylamin, Kapitel 4). Ob derartige Reduktionsverfahren in Deutschland zur Anwendung kommen ist nicht bekannt. Daher wird ein "Worst-Case-Szenario" angenommen und aus der Stöchiometrie und den Ergebnissen eines Forschungsvorhabens (Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung 2003 – Teilaufgabe: N₂O-Anwendungen Lösemittel und andere Produktverwendung – N₂O-Anwendung CRF 3.D) die resultierenden N₂O-Emissionen berechnet.

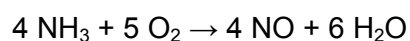
4.2.6.2 Methodische Aspekte (2.B.5)

Im Folgenden wird anhand entsprechender chemischer Reaktionsgleichungen die Menge an N₂O-Emissionen für die Caprolactam-Herstellung abgeschätzt. 98 % des weltweit hergestellten Hydroxylamins wird für die Herstellung von Caprolactam verwendet (FALBE & REGITZ, 2005, Seite 1904). Um die Produktionsmenge von Hydroxylamin abzuleiten wird davon ausgegangen, dass dieser Anteil (98 %) auch für Deutschland zutrifft.

Die Herstellung von Caprolactam ist komplex und besteht aus mehreren Prozessschritten, bei denen in unerwünschten Nebenreaktionen N₂O freigesetzt wird. Um die N₂O Emissionsmengen bei der Herstellung von Hydroxylamin zu bestimmen, wird an dieser Stelle die Annahme getroffen, dass die Herstellung von Caprolactam ausschließlich über Cyclohexanonoxim durchgeführt wird, für dessen Herstellung Hydroxylamin eingesetzt wird.

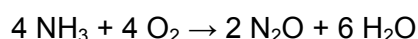
1. Prozessschritt

Die Herstellung von Hydroxylamin beginnt mit der Oxidation von Ammoniak mit Sauerstoff zu Stickstoffoxid und Wasser.



Gleichung 1: Katalytische Hydrierung von Stickstoffoxid

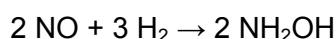
Es wird angenommen, dass 1,5 % des Ammoniaks in einer Nebenreaktion zu N₂O und Wasser reagieren (siehe Methodische Aspekte (2.B.2)).



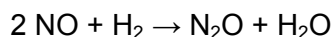
Gleichung 2: Katalytische Nebenreaktion – Bildung von N₂O

2. Prozessschritt

Im nächsten Schritt wird Stickstoffoxid reduziert mit Wasserstoff, schwefliger Säure oder elektrischem Strom. Die Ausbeute liegt bei ca. 90 % (WIKIPEDIA, 2005).



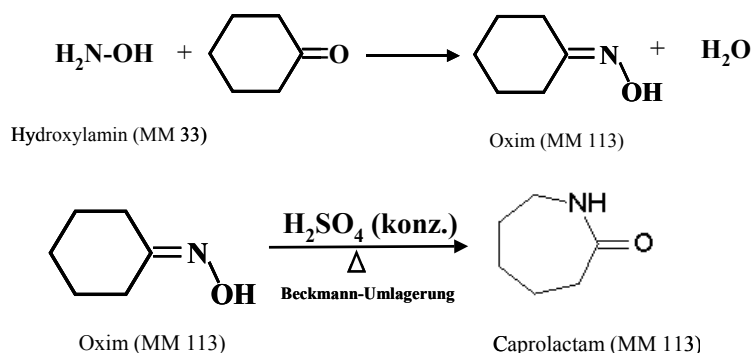
Die nicht zu Hydroxylamin (NH₂OH) reagierenden Eingangsstoffe, d. h. die restlichen 10 %, können zu N₂O und Wasser reagieren. Da diese Stoffe aber als Wertstoff wieder zur Herstellung von Hydroxylamin eingesetzt werden, wird an dieser Stelle die Annahme getroffen, dass eine Reaktion der Eingangsstoffe zu N₂O weitgehend durch technische Optimierung vermieden werden kann. Die Menge an NO, die zu N₂O weiterreagiert, wird daher auf 2 % der oben genannten 10 % geschätzt, also 0,2 % des eingesetzten Edukts NO. Ein größerer Wert ist aus Expertensicht unwahrscheinlich.



Gleichung 3: Nebenreaktion bei der Hydroxylaminproduktion

3. Prozessschritt

Aus Hydroxylamin werden mit Carbonylverbindungen Cyclohexanonoxime hergestellt, die mit H₂SO₄ unter Beckmann-Umlagerung zu Caprolactam reagieren (WEISSERMEL & ARPE, 1998, Seite 276) (s. Abbildung 41).



MM = Molmasse

Abbildung 41: Herstellung von Caprolactam aus Hydroxylamin mittels Beckmann-Umlagerung

Der aus den Prozessschritten ermittelte Emissionsfaktor beträgt 3,63 kgN₂O/tCaprolactam. Der Wert wird über die Zeit als konstant angenommen.

Mit der Annahme, dass die Effizienz der Beckmann-Umlagerung bei der Produktion von Caprolactam bereits technisch fortgeschritten und optimiert ist, kann aufgrund der Molmassenverhältnisse zwischen Cyclohexanonoxim und Caprolactam eine Einsatzmenge von 254.000 t/a Cyclohexanonoxim (im Jahr 2000) zugrunde gelegt werden (s. Tabelle 63:). An dieser Stelle wird davon ausgegangen, dass das in der BRD eingesetzte Hydroxylamin in der BRD hergestellt und zu 98 % in der Produktion von Caprolactam eingesetzt wird. Deshalb kann aus der Produktionsmenge für Caprolactam die Produktionsmenge für Hydroxylamin ausreichend gut abgeschätzt werden. Die Produktionsmenge von Caprolactam in der BRD ist in Tabelle 63: abgebildet. In AKTRIN TEXTILE INFORMATION CENTER (2005) sind die jährlichen Produktionsmengen für die Jahre 1995, 1998, 2000, 2001 und 2002 dargestellt. Für die Werte, die in dieser Quelle nicht vorhanden waren, wurden Abschätzungen mittels einer logarithmischen Interpolation zwischen 1995 und 2002, bzw. einer Extrapolation mittels der gleichen Trendlinie getroffen. Für die Werte für das Jahr 2003 und 2004 wird aus Expertenschätzung ein konstanter Verlauf angenommen. Die so berechneten bzw. abgeschätzten Werte sind in Tabelle 63: *kursiv* dargestellt.

Für die Jahre vor 1990 und letztmalig für das Jahr 1988 liegen dem Umweltbundesamt Produktionszahlen für die Caprolactamherstellung in der ehemaligen DDR vor (Statistisches Jahrbuch 1989 der DDR), die von 1985 bis 1988 einen deutlich ansteigenden Trend aufzeigen. Im Ergebnis kann man für das Jahr 1990 von einer Produktion ausgehen, die sicherlich in derselben Größenordnung gelegen hat, wie im Jahr 1988 (79.025 t). Aus dem Umstand, dass die Produktionszahlen der DDR aber nicht in die Ermittlung der Emissionen des Basisjahres (1990) eingeflossen sind (Tabelle 63:), lässt sich schließen, dass der angegebene Wert die realen Emissionen deutlich unterschätzt und in sofern im Rahmen der Ermittlung der Basisjahr-Emissionen als sehr konservativ einzuschätzen ist.

Tabelle 63: Zeitreihenentwicklung für die Produktionsmenge von Caprolactam

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Caprolactam [1000 t/a]	205	209	213	217	222	200	230	234	260	242	254	264	264	264	264	264

Kursive Zahlen: Inter- und extrapolierte Werte

Quelle: AKTRIN TEXTILE INFORMATION CENTER, 2005

Aus den oben beschriebenen Reaktionen und den Annahmen ergibt sich folgende Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen:

Tabelle 64: Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen bei der _Caprolactam-Herstellung

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
N ₂ O [t]	745	759	774	788	806	726	835	850	944	879	923	959	959	959	959	959

4.2.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5)

Für die Ermittlung der Produktionsmenge von Caprolactam wurden mehrere Annahmen getroffen.

Darunter hat die Annahme des Emissionsanteils (2%) einen signifikanten Einfluss auf die N₂O-Menge. Daher wird zur Bestimmung der Unsicherheit diese Annahme genauer betrachtet und deren Einfluss auf die N₂O-Emissionen berechnet. Im Rahmen einer Expertenschätzung wird davon ausgegangen, dass der Emissionsanteil sich in der gleichen Größenordnung wie die oben angenommenen 2 % bewegt. Da ein Emissionsanteil von über 3 % aus Expertensicht unrealistisch ist, wird für die Bestimmung der Unsicherheit als maximaler Emissionsanteil 3 % gewählt. Ein vollständiger Lachgasabfang ist aus Expertensicht technisch schwer umsetzbar, weshalb als minimaler Emissionsanteil 1 % angenommen wird. Im Ergebnis können sich die resultierenden Emissionen um 1 % ändern. Dies führt über den gesamten Zeitraum (1990-2004) zu einer Unsicherheit von je ±50 % (d.h. U_{min}= -50 %, U_{max}= +50 %).

4.2.6.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt. Die Daten für diese Quellgruppe wurden im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätskontrolle erfolgte durch den externen Experten. Eine Verifizierung erfolgte derzeit noch nicht.

4.2.6.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.B.5)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.2.6.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.B.5)

Die jährlich in Deutschland hergestellte Menge an Caprolactam ist im Vergleich zu anderen Industrieprozessen wie Adipin- und Salpetersäure sehr gering. Entsprechend ist die Menge an auftretenden Lachgasemissionen so gering, dass dieser Prozess als Quelle für Lachgasemissionen für Deutschland vernachlässigbar ist. Folglich sind bezüglich Lachgasemissionen keine Verbesserungen geplant.

4.3 Metallproduktion (2.C)

Die Quellgruppe 2.C ist unterteilt in die Unterpunkte 2.C.1 bis 2.C.5. Dem Unterpunkt Eisen und Stahl Produktion (2.C.1) sind im ZSE die Eisen-, Stahl- und Tempergussproduktion, die Roheisenproduktion, die Sinterproduktion und die Stahlerzeugung zugeordnet. Die Produktion von Ferrolegierungen (2.C.2) ist im ZSE direkt aufgeführt. Die Aluminiumproduktion (2.C.3) untergliedert sich in Hüttenaluminium und Umschmelzaluminium. Für die Anwendung von SF₆ in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4) gibt es keine weiteren Untergliederungen. Der Unterpunkt Andere (2.C.5) umfasst im ZSE die Bleiproduktion, Feuerverzinkung, Kupferproduktion und Zinkproduktion.

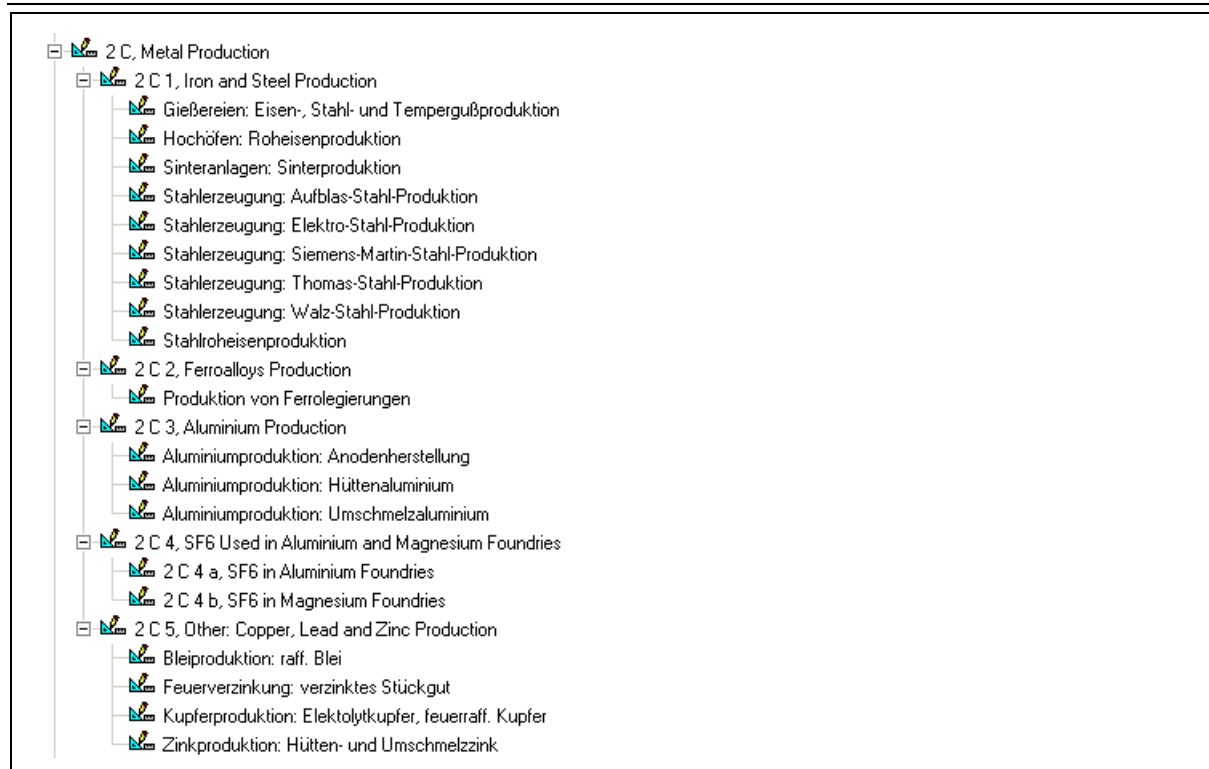


Abbildung 42: Strukturzuordnung 2.C Metall Produktion

4.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1)

Die prozessbedingten Emissionen der Eisen- und Stahlindustrie werden seit 2006 unter 2.C.1 entsprechend den Anforderungen der IPCC Guidelines (Reference Manual, 1996b: S. 2.26 ff) und der IPCC Good Practice Guidance (2000: S. 3.25 ff) berichtet. Daraus folgt, dass parallel dazu ein Abgleich zwischen den Sektoren 1.A.2.a und 2.C.1 erfolgt, d.h. dass die dann als prozessbedingte Emissionen in 2.C.1 berichteten CO₂-Emissionen aus 1.A.2.a herausgerechnet werden, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Die CH₄-Emissionen beruhen auf älteren UBA-Schätzungen und müssen in den kommenden Berichtszyklen verifiziert werden.

4.3.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1)

CRF 2.C.1										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission		2005 - Anteil an der Gesamtemission		Trend			
Steel (integrated production)	l / t	CO ₂	3,79 %		4,07 %		steigend			
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	-	-	-	-	-	-				
Unsicherheitenverteilung	-	-	-	-	-	-				
Methode EF-Ermittlung	T2	-	-	-	-	-				

Die Quellgruppe Eisen- und Stahlproduktion ist für CO₂-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

In Deutschland wurden im Jahr 2005 30,9 Mio t Rohstahl auf Erzbasis in sechs integrierten Hüttenwerken erzeugt. Die Elektrostahlproduktion betrug in 2005 13,7 Mio t.

4.3.1.2 Methodische Aspekte (2.C.1)

Dieser Sektor umfasst die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus Oxygenstahlwerken (Aufblas-Stahl) und Elektrostahlwerken.

Die energiebedingten Emissionen werden unter 1.A.2 berichtet. Die Methode zur Ermittlung der energie- und prozessbedingten Methode ist im Anhangkapitel 14.2.3.1 beschrieben.

Im Emissionsfaktor für Aufblasstahl für das prozessbedingte CO₂ aus Reduktionsmitteln sind die prozessbedingten Emissionen aus Hochöfen mit berücksichtigt. Weiterhin werden die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz bei der Roheisenherstellung separat ermittelt und bei den Emissionen aus Oxygenstahlwerken (Aufblas-Stahl) berichtet.

Die weiteren dargestellten Strukturelemente (Gießereien: Eisen-, Stahl- und Tempergussproduktion; Stahlerzeugung: Siemens-Martin-Stahl-Produktion; Stahlerzeugung: Thomas-Stahl-Produktion; Stahlerzeugung: Walz-Stahl-Produktion; Stahlröhrherstellung;) dienen der Berechnung anderer Schadstoffemissionen.

Die CO₂-Emissionen aus Reduktionsmitteln werden nach Tier 2 der IPCC Guidelines bestimmt.

Da der im Roheisen gelöste Kohlenstoff im Oxygenstahlwerk durch das Aufblasen ausgetrieben wird, ist es nicht notwendig, die während des Aufblasens frei werdenden Emissionen getrennt zu berichten, da der gesamte Kohlenstoffgehalt der Reduktionsmittel während der Stahlherstellung an die Atmosphäre abgegeben wird. Die CO₂-Emissionen aus der Elektrostahlherstellung werden zu den prozessbedingten Emissionen gerechnet und ergeben sich aus dem Standardemissionsfaktor für den Elektrodenabbrand multipliziert mit der Menge des Elektrodenabbrands.

4.3.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1)

Die Zeitreihenkonsistenz ist gegeben, da die Daten anlagenspezifisch erhoben wurden und für alle Jahre nach derselben Methode zusammengestellt wurden. Die Unsicherheiten liegen bei $\pm 5\%$, da sie sich nur aus Mess- und Analyseungenauigkeiten ergeben.

4.3.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.3.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.C.1)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.C.1)

Die Ermittlung der exakten Mengen des Elektrodenabbrands wird noch erfolgen.

4.3.2 Metallproduktion: Produktion von Ferrolegierungen (2.C.2)

In Deutschland werden zurzeit bei einem Hersteller Ferrolegierungen produziert (Ferrochrom). Aufgrund der Geheimhaltung liegen zu den Aktivitätsraten nur ungefähre Angaben vor. Seit 1995 werden in Deutschland jährlich 25 000 t Ferrolegierungen

ausschließlich mit dem Elektro-Verfahren hergestellt. Bis 1995 wird davon ausgegangen, dass teilweise das Hochofenverfahren zum Einsatz kam. Die Emissionsfaktoren zu den Verfahren wurden in dem Forschungsvorhaben „Neu-CO₂“ (FKZ 203 41 253/02) ermittelt.

4.3.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.2)

Ferroalloys sind Zuschlagsstoffe, mit denen Stahl legiert wird. In Deutschland gibt es noch einen Hersteller, der Ferrochrom herstellt, welches als Legierungsmittel in der Edelstahlherstellung verwendet wird. Nach Angaben des Herstellers werden jährlich 25.000 t Ferrochrom mit Hilfe eines Elektrolichtbogenofens produziert.

4.3.2.2 Methodische Aspekte (2.C.2)

Seit 1995 gibt es nur noch diesen einen Hersteller, der seit dem konstant jährlich 25.000 t Ferrochrom produziert.

4.3.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.2)

Für die Berichterstattung wurde eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.3.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.2)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

4.3.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.C.2)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.3.2.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.C.2)

Derzeit sind keine Verbesserungsmaßnahmen geplant.

4.3.3 Metallproduktion: Primäraluminiumproduktion (2.C.3)

4.3.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.3)

CRF 2.C.3										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission		2005 - Anteil an der Gesamtemission		Trend			
Aluminium Produktion	- / t		PFC		0,20 %		0,03 %			
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	CS	NE	NO	CS	NO	NO	NE	CS	NO	CS
EF Unsicherheiten in %	15			15						
Unsicherheitenverteilung	N			N						
Methode EF-Ermittlung	T3			T3						

Die Quellgruppe Primäraluminiumproduktion ist für FKW-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend.

In Deutschland wird in fünf Hütten Aluminium in Elektrolyseöfen mit vorgebrannten Anoden erzeugt. Wesentliche Emissionsquellen sind die Abgase der Elektrolyseöfen und diffuse

Emissionen über Hallendächern. An klimarelevanten Schadstoffen werden insbesondere CO, CO₂, SO₂, CF₄ und C₂F₆ emittiert.

Die größte Quelle für FKW-Emissionen ist in Deutschland trotz erheblicher Reduktionen seit 1990 weiterhin die Produktion von Primäraluminium. FKW entstehen hier im Produktionsprozess als Nebeneffekt der elektrolytischen Reduktion von Aluminiumoxid (aus Tonerde) zu Aluminium. Durch umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen in deutschen Aluminiumhütten und der Stilllegung von Produktionskapazitäten sanken die absoluten Emissionen aus diesem Sektor zwischen 1995 und 2005 um 77 %. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der FKW-Emissionen ist eine Stagnation auf niedrigem Niveau zu erwarten.

4.3.3.2 Methodische Aspekte (2.C.3)

Die Produktionsmenge für das Jahr 2005 ist dem Monitoring-Bericht der Aluminiumindustrie für das Jahr 2004 entnommen. Der durchschnittliche Anodenverbrauch liegt bei 430 kg Petrolkoks je Tonne Aluminium. In der Tabelle 65 sind die prozessbedingten Emissionsfaktoren dargestellt.

Die bei der Erzeugung von Primäraluminium anfallende Gesamtabgasmenge je Tonne Aluminium wurde mit einem mittleren Konzentrationswert, der aus mehreren Einzelwerten verschiedener Anlagen mit entsprechender Gewichtung gebildet wurde, multipliziert. Die Emissionsfaktoren berücksichtigen auch diffuse Emissionsquellen, wie Hallendachemissionen. Die verwendeten Emissionswerte für CO sind Ergebnisse aus Emissionsmessungen im Rahmen von Investitionsvorhaben.

Die SO₂- und CO₂-Emissionsfaktoren wurden aus dem spezifischen Anodenverbrauch errechnet. Die Anoden bestehen aus Petrolkoks; diese weisen spezifische Schwefelgehalte von ca. 1,2 % auf, woraus ein SO₂-Emissionsfaktor von 10,4 kg/t Al berechnet werden kann. Grundlage der Berechnung des CO₂-Emissionsfaktors ist der spezifische Kohlenstoffgehalt von Petrolkoks von 857 kg pro t. (vgl. Kapitel 13.7.2). Durch Multiplikation des durchschnittlichen Anodenverbrauchs mit dem mittleren Kohlenstoffgehalt und der stöchiometrischen Umsetzung zu CO₂ ergibt sich ein CO₂-Emissionsfaktor von 1367 kg/t Aluminium. Der CO₂-Emissionsfaktor vermindert sich theoretisch um den Anteil, der sich aus einem CO-Anteil von 180 kg/t Al ergibt, da sich auch CO lediglich aus dem Verbrauch der Anoden bilden kann. Dies ist in dem unten genannten CO₂- Faktor nicht berücksichtigt.

Die in Tabelle 65 genannten Emissionsfaktoren wurden mit den Emissionsangaben in BAT-Merkblättern²⁴ und anderen Quellen (z.B. der VDI Richtlinie 2286 Blatt 1) abgeglichen.

Tabelle 65: AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2005

	Produktion [t]	Emissionsfaktoren						
		CO ₂ [kg/t]	CF ₄ [kg/t]	C ₂ F ₆ [kg/t]	NO _x [kg/t]	SO ₂ [kg/t]	C gesamt [kg/t]	CO [kg/t]
Primäraluminium	645815	1367	0,07	0,007	k.A.	10,4	k.A.	180

Für die FKW-Emissionen aus Primäraluminiumhütten liegen aufgrund einer Selbstverpflichtung der Aluminiumindustrie Emissionsangaben vor. Seit 1997 berichtet die

²⁴ siehe <http://www.bvt.umweltbundesamt.de/kurzue.htm>

Aluminiumindustrie jährlich über die Entwicklung der FKW-Emissionen aus diesem Sektor. Die Messdaten werden nicht veröffentlicht, liegen dem Umweltbundesamt aber vor.

Basis für Berechnungen der CF₄ Emissionen sind die in den Jahren 1996 und 2001 in allen deutschen Hütten durchgeführten Messungen. Hierbei wurden je nach Technologie spezifische CF₄- Emissionswerte pro Anodeneffekt²⁵ ermittelt. Die Zahl der Anodeneffekte wird in den Hütten erfasst und dokumentiert. Die CF₄-Gesamtemission 2005 wurde durch Multiplikation der gesamten Anodeneffekte in 2005 mit der in 2001 ermittelten spezifischen CF₄-Emission pro Anodeneffekt errechnet. Der Gesamtemissionsfaktor für CF₄ ergibt sich durch Addition der CF₄-Emissionen der fünf Hütten dividiert durch die Gesamtaluminiumproduktion der Hütten. C₂F₆ und CF₄ entstehen im festen Verhältnis von etwa 1:10. Die oben genannte Methode wurde auf die gesamte Zeitreihe angewendet, durch Rückrechnungen wurden die Emissionen für die Jahre 1990 bis 1996 ergänzt.

4.3.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3)

Die Emissionsangaben zu FKW, CO, CO₂ und SO₂ genügen dem Tier 3b Ansatz und werden entsprechend als sehr genau bewertet. Für CO, CO₂ und SO₂ besteht eine Zeitreihenkonsistenz.

Allerdings wurde die anlagenspezifische Anzahl der Anodeneffekte in den Jahren 1991, 1992, 1993 und 1995 im Rahmen der freiwilligen Selbstverpflichtung nicht erhoben und für diese Jahre keine Berechnung durchgeführt (siehe 4.3.3.6).

Außerdem waren die Jahre 1991 bis 1994 wegen des Verfalls der Weltmarktpreise für Primäraluminium tiefe Krisenjahre für die deutsche Aluminiumindustrie. Aus diesem Grund wurden einige Anlagen stillgelegt. Der Abbau betraf alle Ofentypen, aber am stärksten betroffen waren die kurz zuvor modernisierten Öfen mit Punktdosierungstechnik. Deren Kapazität sank um 43%, gemessen am Bestand 1990. Dies erklärt auch den kurzfristigen Anstieg bzw. die Stagnation des implizierten Emissionsfaktors für CF₄ in diesen Jahren.

4.3.3.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.3)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Aktivitätsangaben werden von der Industrie jährlich erhoben und u.a. dem Statistischen Bundesamt und dem Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gemeldet. Die Zeitreihe erscheint plausibel und weist keine Inkonsistenzen auf. Es wird davon ausgegangen, dass diese Angaben qualitätsgesichert erhoben werden.

Die Ermittlung der spezifischen FKW-Emissionen während der Anodeneffekte erfolgte durch Messungen der Industrie in den Jahren 1996 und 2001 an allen Primäraluminium produzierenden Anlagen in Deutschland. Die Menge der entstehenden FKW hängt vor allem von der Dauer und Häufigkeit der Anodeneffekte ab. Durch computerbasierte Prozesssteuerung konnten die Dauer und die Häufigkeit der Anodeneffekte in den letzten Jahren deutlich reduziert werden. Der deutsche Emissionsfaktor für CF₄, aufgrund von

²⁵ „...Zu organischen Fluoriden kommt es jedoch nur unter besonderen Bedingungen, wenngleich diese in Intervallen von Stunden bis zu mehreren Tagen am Ofen immer wieder eintreten. Diese Bedingungen werden als Anodeneffekt bezeichnet. ... Das Gas an der Anode ändert seine Zusammensetzung von CO₂ zu CO und zu 5 bis 20 % CF₄...“ (ÖKO-RECHERCHE 1996)

Anodeneffekten, lag 2005 bei 0,070 kg/t Aluminium. Er liegt somit knapp unter dem vom International Aluminium Institute (IAI) bekannt gegebenen internationalen Durchschnittsfaktor von 0,11 kg/t für Point Feeder-Anlagen. Der Emissionsfaktor ist somit verifiziert.

4.3.3.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.C.3)

Für die Jahre 1990, 1994 und 1996 erfolgte die Ermittlung der FKW-Emissionen aus der Primäraluminiumindustrie nach der beschriebenen Methode (Tier 3b). Dabei wurde für diese Jahre eine Rückrechnung auf Basis der 1996 gemessenen spezifischen CF₄-Emissionsfaktoren pro Anodeneffekt und der jeweils anlagenspezifisch erhobenen Anzahl der Anodeneffekte durchgeführt. Im Jahr 2000 erfolgte die Ermittlung durch Rückrechnung auf Basis der in 2001 durchgeführten Messungen. Eine Rückrechnung für die Jahre 1991, 1992, 1993 erfolgte auf der Grundlage der spezifischen CF₄ Emissionen in 1990 und für 1995 auf der Grundlage der spezifischen CF₄ Emissionen in 1994, ohne dass die anlagenspezifische Anzahl der Anodeneffekte in diesen Jahren bei den Betreibern erhoben wurde. Allerdings wurde die spezifische Situation der Aluminiumindustrie zwischen 1991 und 1994 so wie in Kap. 4.3.3.3 beschrieben bei der Ermittlung der implizierten Emissionsfaktoren berücksichtigt. Die Werte wurden entsprechend angepasst.

Wie in Kapitel 4.3.3.2 beschrieben liegen dem UBA für 1997, 1998 und 1999 Messdaten der Aluminiumindustrie vor.

4.3.3.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.C.3)

Die Schließung der Lücken in den Zeitreihen wurde wie unter 4.3.3.5 beschrieben durchgeführt. Die Ermittlung von Unsicherheiten soll unter Einbeziehung des Industrieverbandes weitergeführt werden.

4.3.4 Metallproduktion: SF₆ in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4)

4.3.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.4)

CRF 2.C.4										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1995- Anteil an der Gesamtemission		2005 - Anteil an der Gesamtemission		Trend			
SF ₆ used in Aluminium and Magnesium Foundries	- / t	SF ₆	0,01 %		0,19 %		steigend			
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	D	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %			-		-					
Unsicherheitenverteilung			-		-					
Methode EF-Ermittlung			D		D					

Die Quellgruppe SF₆ in der Aluminium- und Magnesiumproduktion ist für SF₆-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend. Auf die Aluminium- und Magnesiumproduktion entfallen 42,7 % der SF₆-Emissionen.

Aluminiumproduktion: Zum Spülen von Sekundäraluminium-Schmelzen genügen in der Regel Inertgase ohne Additive. In einigen wenigen, meist kleineren Aluminium-Gießereien sowie in Labors kam in der Vergangenheit aber ein Reinigungssystem aus Inertgasen zum Einsatz, dem SF₆ in Konzentrationen von 1 oder 2,5 % zugesetzt war. Solche

Reinigungssysteme wurden letztmalig im Jahr 1999 eingesetzt (seit dem Jahr 2000 findet kein Verkauf in Deutschland mehr statt). Vereinzelt wird seit dem Jahr 1999 aber reines SF₆ als Reinigungsgas eingesetzt.

Magnesiumproduktion: Beim Gießen von Magnesium wird SF₆ seit Mitte der 70er Jahre als Schutzgas über der Schmelze eingesetzt, um ihre Oxidation und Entzündung zu verhindern. Die eingesetzte Menge an SF₆ pro Tonne Magnesium (spezifischer SF₆-Koeffizient) hat sich seit 1995 stark reduziert. Schutzgas wird in Deutschland nur bei der Verarbeitung von Magnesium verwendet, das in Barren importiert wird.

4.3.4.2 Methodische Aspekte (2.C.4)

Der Einsatz von SF₆ als Reinigungs- und Schutzgas ist eine offene Anwendung, d.h. die eingesetzte SF₆-Menge emittiert vollständig beim Gebrauch in die Atmosphäre. Die Gleichsetzung von Verbrauch (AR) und Emission entspricht der Methode in den IPCC-Guidelines (IPCC, 1996a: Seite 2.34).

Emissionsfaktoren

Ab dem Berichtsjahr 2003 gilt für die Aluminium- und Magnesiumproduktion $EF_{\text{Anwendung}} = 1$.

Aktivitätsdaten

Aluminiumproduktion: Der SF₆-Verbrauch wurde durch direkte Befragung der wenigen Anbieter der SF₆-haltigen Gasemischung nach ihrem Verkauf ermittelt, wobei die Abfrage für das Berichtsjahr 2000 ergeben hat, dass die Gasemischung seit dem Jahr 2000 nicht mehr vermarktet wird.

Für das Berichtsjahr 2002 erfolgten erstmals eine Erhebung der SF₆-Verkaufszahlen des Gasehandels und eine Gegenüberstellung mit den ebenfalls erstmalig erhobenen Angaben zu Verbrauchsmengen in der Industrie. Dadurch gelang die Identifizierung von SF₆-Anwendern im Bereich Aluminiumguss, die reines SF₆ verwenden. Seit dem Jahr 2002 werden die Verkaufszahlen für die Anwendung „Aluminiumguss“ jährlich vom zuliefernden Gasehandel erfragt.

Magnesiumproduktion: Die eingesetzte Menge SF₆ wird durch direkte Befragung der Gießereien nach ihrem jährlichen Verbrauch ermittelt. Dies ist möglich, da die Anzahl der Gießereien überschaubar ist. Seit 2003 werden so auch die Daten für HFKW-134a erhoben. Die ermittelten Einsatzdaten werden mit den ebenfalls erfragten Verkaufsmengen der Gasehändler in diesem Sektor abgeglichen. Die beschriebene Prozedur wurde für alle Berichtsjahre angewandt; außer 1996 und 1999, wo die fehlenden Jahresdaten durch Interpolation gewonnen wurden.

Ab dem Berichtsjahr 2003 wird als Aktivitätsrate anstelle der Mg-Produktionsmenge („Mg-production“) die „verwendete Menge an SF₆“ angegeben.

4.3.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.4)

Wie Untersuchungen belegen wird ein Teil des SF₆ (HFKW-134a wahrscheinlich auch) bei der Nutzung zersetzt. Daher werden die Emissionen durch die Annahme einer 100 %-igen Emission der verwendeten Menge überzeichnet. Solange keine genaueren Messungen vorliegen, welche die Angabe eines durchschnittlichen Zersetzungsgrads im Prozess

ermöglichen, ist eine Quantifizierung der Unsicherheiten für die Emissionsfaktoren nicht möglich.

Die in den Mg-Gießereien ermittelten Verwendungsmengen werden als ausreichend gut bewertet, da sie durch direkte Abfrage der Einkäufe gewonnen wurden. Die über zwei Wege (Gießerei, Gasehandel, s.o.) ermittelten Verwendungsmengen zeigen eine gute Übereinstimmung. Dennoch ist auch hier eine Quantifizierung der Unsicherheiten nicht möglich.

4.3.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.4)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die Qualitätssicherung/-kontrolle erfolgte für die Verbrauchsmengen in den Mg-Gießereien durch einen einmaligen Abgleich der Abfrageergebnisse aus den Gießereien mit den Hersteller-Verkaufszahlen für SF₆ insgesamt und mit den Angaben des Gasehandels.

Für die Verbrauchsmengen in den Al-Gießereien erfolgte erstmalig für das Berichtsjahr 2002 ein Abgleich der Verkaufszahlen mit den Verwendungsmengen in der Industrie, der eine Lücke aufzeigte. Dies führte zur Identifikation der neuen Quelle Aluminiumguss. Die für das Berichtsjahr 2004 verglichenen Verkaufszahlen und Verwendungsmengen in der Industrie zeigten sehr gute Übereinstimmung.

Die Daten für das Berichtsjahr wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben, der auch die Qualitätssicherung im Wesentlichen übernimmt. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachverantwortlichen des UBA bei Abnahme geprüft.

4.3.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.3.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4)

Für die nächsten Jahre ist eine regelmäßige Überprüfung der Marktentwicklung für SF₆ in der Aluminiumproduktion geplant. In diese Überprüfung werden der Gasehandel und die Anwender von SF₆ einbezogen. Es ist geplant, mit den Anwendern eine regelmäßige Datenübergabe zu vereinbaren. Dies konnte bisher nicht realisiert werden.

Ab dem Jahr 2007 soll die Abfrage der SF₆-Verkaufsmengen über das UStatG erfolgen.

4.3.5 Metallproduktion: Sonstige (2.C.5)

Es werden aus dieser Quellgruppe nur Emissionen aus der Verwendung von HFKW-134a in Magnesiumgießereien berichtet.

4.3.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.5)

Seit dem Jahr 2003 wird vereinzelt HFKW-134a anstelle von SF₆ als Schutzgas über der Schmelze eingesetzt, wobei die verwendeten Mengen noch sehr gering sind.

4.3.5.1.2 Methodische Aspekte (2.C.5)

Beim Einsatz von HFKW-134a sind die Berechnungsmethode, der verwendete Emissionsfaktor und die Angaben über die Aktivitätsdaten in der Magnesiumproduktion identisch mit der Verwendung von SF₆ in der Magnesiumproduktion (2.C.4) und werden daher in Kapitel 4.3.4.2 beschrieben.

Die für den Einsatz von SF₆ in der Magnesiumproduktion (2.C.4) gemachten Angaben über Unsicherheiten, Qualitätssicherung und Verbesserungen gelten auch bei der Verwendung von HFKW-134a und sind darum in den entsprechenden Abschnitten für 2.C.4 zu finden.

4.4 Andere Produktionen (2.D.)

Unter 2.D.1 Pulp and Paper sind im ZSE prozessbedingte Emissionen aus der Produktion von Spanplatten sowie aus der Aufbereitung von Zellstoff aufgeführt.

Unter 2.D.2 Food and Drink sind prozessbedingte Emissionen aus der Produktion alkoholischer Getränke sowie Brot und anderer Nahrungsmittel zu finden.

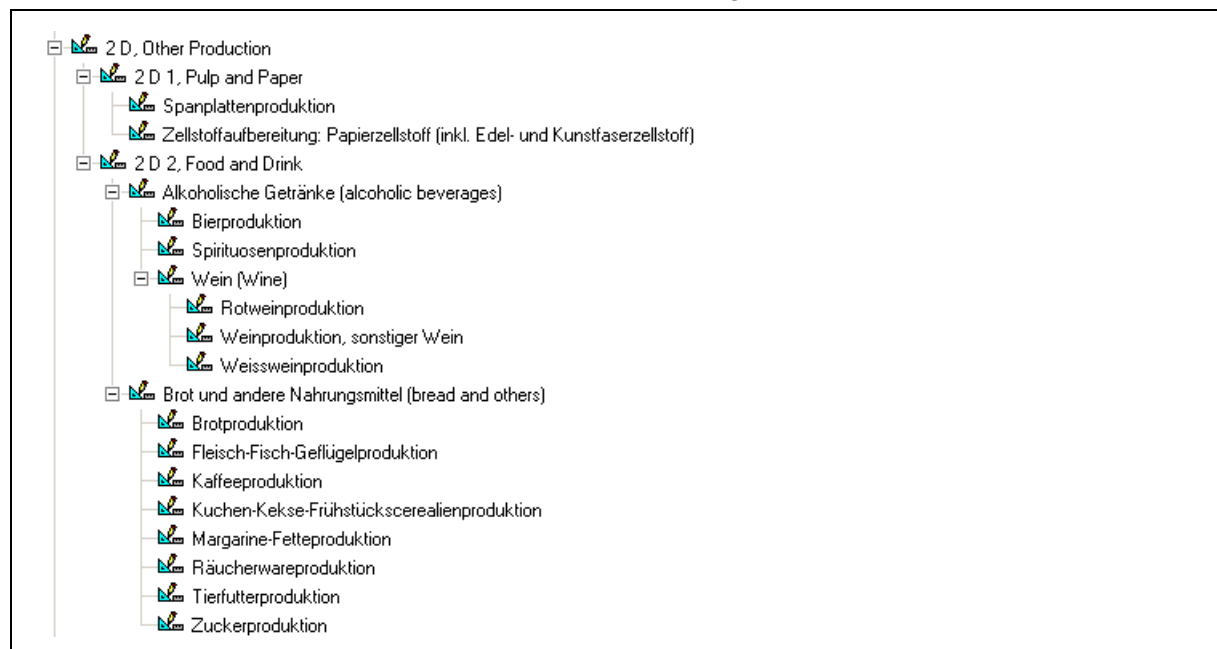


Abbildung 43: Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion

4.4.1 Andere Produktionen: Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1)

4.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.1)

CRF 2.D.1				
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
- / -				

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	D	D	D	D
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Andere Produktionen (2.D.1) ist in Bezug auf die Herstellung von Zellstoff und Papier (Zellstoff- und Papierindustrie) keine Hauptquellgruppe.

Alle Emissionen an klimarelevanten Gasen aus der Zellstoff- und Papierindustrie in Deutschland resultieren aus der Verbrennung von Energieträgern und werden daher in Kapitel 3.1 als energiebedingte Emissionen berichtet. Prozessbedingte Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidelines* (2000) gibt es bei der Zellstoff- und Papiererzeugung nicht.

Die Herstellung von Zellstoff nach dem Sulfatverfahren erfolgt in zwei der sechs Zellstoffanlagen in Deutschland mittels Kaustifizierung, wonach die brennstoffbedingten CO₂-Emissionen des Kalkofens bereits über die Brennstoffangaben als energiebedingte Emissionen berücksichtigt sind. Die restlichen vier Anlagen arbeiten nach dem Sulfatverfahren.

Sowohl die Sulfat- als auch die Sulfatzellstoffproduktion ist eine potentielle SO₂-Emissionsquelle. In der Sulfatzellstoffproduktion treten aus den Kalköfen auch Emissionen von NO_x, CO und NMVOC auf.

Die Herstellung von Holzstoff erfolgt in neun Anlagen.

Eine ausführliche Beschreibung der angewendeten Verfahren, hier der Fasergewinnung (einschließlich der Herstellung von Holzstoff) sowie der Papier- und Kartonherstellung einschließlich ergänzender Informationen zu Hilfskesseln, ist dem Anhang 2, Kapitel 14.2.4.1 zu entnehmen.

4.4.1.2 Methodische Aspekte (2.D.1)

In der Zellstoff- und Papierindustrie treten keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) auf. Für sonstige Schadstoffe wurden die in Tabelle 66 aufgeführten Emissionsfaktoren aus den IPCC-Guidelines verwendet.

Tabelle 66: IPCC Default Emissionsfaktoren für SO₂, NO_x, CO, NMVOC aus der Produktion von Zellstoff

	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
	[kg / t ADt*]			
Sulfatzellstoff	1,5	5,6	3,7	7
Sulfitzellstoff				30

* ADt = Air Dried tonne, luftgetrocknet

Im Jahre 2004 wurden in 124 Anlagen folgende Mengen produziert (Verband Deutscher Papierfabriken, Leistungsbericht 2005):

Erzeugung von Papier, Pappe und Karton (PPK): 20,392 Mio. t

Rohstoffproduktion:

Papierzellstoff	1.098.216	t
davon Sulfitzellstoff	616.639	t
davon Sulfatzellstoff	481.577	t
Holzstoff	1.395.514	t
Altpapierstoff (aus 13.219.000 t Altpapier)	11.545.000	t

Diese Zahlen können bis zum Basisjahr 1990 zurückverfolgt werden.

4.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.1)

Für die Berechnung der Emissionen wurden die IPCC Default-Werte (IPCC, 1996b) verwendet. Diese Werte wurden nach Rücksprache von den deutschen Anlagenbetreibern bestätigt.

4.4.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt.

4.4.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.D.1)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.D.1)

Da die Anlagenbetreiber die Emissionsfaktoren aus den internationalen Richtlinien bestätigt haben, sind derzeit keine weiteren Inventarverbesserungen für diese Quellgruppe geplant.

Das FE-Projekt Kalksteinbilanz (FKZ 205 41 217) befasst sich nicht mit der Kaustifizierung in der Sulfatzellstoffproduktion, weil diese weder für die Kalksteinbilanz relevant sind noch zu CO₂-Emissionen aus der Kalksteinnutzung führen.

Die CO₂-Emissionen aus der Kaustifizierung in der Sulfatzellstoffproduktion sind biogenen Ursprungs und müssen demnach bisher nicht berichtet werden. Zukünftig ist es denkbar zur Erhöhung der Transparenz auch CO₂ biogenen Ursprungs zu berichten.

4.4.2 Andere Produktionen: Nahrungsmittel und Getränke (2.D.2)

4.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.2)

CRF 2.D.2					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend	
- / -					

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	IE	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS / IPCC	NO
EF Unsicherheiten in %									10 - 20	
Unsicherheitenverteilung									N	
Methode EF-Ermittlung									CS	

Die Quellgruppe Andere Produktionen (2.D.2), Nahrungsmittel und Getränke ist keine Hauptquellgruppe.

Emissionen der direkten Klimagase aus der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie in Deutschland resultieren aus der Verbrennung von Energieträgern und werden daher in CRF 1.A.2 berichtet. Als prozessbedingte Emissionen der Nahrungsmittel- und Getränkeherstellung sind Kohlenwasserstoffe ohne Methan (NMVOC) von Bedeutung (IPPC 1996c: S. 2.41). Die Kohlendioxidemissionen aus den eingesetzten Nahrungsmitteln, die während bestimmter Prozesse bei der Produktion anfallen, werden nicht in CRF 2.D.2. berichtet, da sie aus der Verwendung von biologischem Kohlenstoff stammen und nicht zur Netto-CO₂-Emission beitragen (IPPC, 1996a: S. 2.41). Das bei der Zuckerherstellung eingesetzte, aus der Verbrennung von Kalkstein gewonnene CO₂ wird während des Produktionsprozesses gebunden. Daher ist dieser Prozess nicht emissionsrelevant (s. UFOPLAN Forschungsprojekt FKZ 205 41 217/02). Emissionen an Stickoxiden (NO_x), Kohlenmonoxid (CO) und Schwefeldioxid (SO₂) treten nicht auf.

Die Emissionen der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie werden im Inventar in der „Table2(l)s2“ des sektoralen Reports für Industrielle Prozesse zusammengefasst berichtet. Es wird der IEF in der Tabelle Hintergrunddaten des sektoralen Reports für Industrielle Prozesse „Table2(l).A-G“ als NE angegeben, da die CO₂-Emissionen unter CRF 1.A.2 berichtet werden.

Die Ernährungsindustrie gehörte mit einem Umsatz von rund 133,6 Mrd. Euro im Jahr 2005 zu den bedeutenden Wirtschaftszweigen in Deutschland. Bundesweit waren circa. 517.000 Personen in 5.900 Unternehmen beschäftigt (BVE 2006). Nach der Klassifikation der Wirtschaftszweige von 1993 (WZ 93) wird die Nahrungsmittelindustrie in neun Gruppen und insgesamt 33 Klassen unterteilt. Staatliche statistische Auswertungen orientieren sich an dieser Klassifikation. Die deutsche Lebensmittelindustrie ist stark durch kleine und mittelständische Unternehmen geprägt, knapp 80 Prozent der Betriebe haben weniger als 100 Mitarbeiter und nur etwa 3 Prozent haben mehr als 500 Mitarbeiter (BpB 2002, S.51).

In der Quellgruppe der Nahrungsmittel und Getränke werden nach IPCC folgende Produkte für die Emissionsberichterstattung betrachtet.:

Alkoholische Getränke (alcoholic beverages)

- Wein (wine)
- Bier (beer)

- Spirituosen (spirits)

Brot und andere Nahrungsmittel (bread and others)

- Fleisch, Fisch und Geflügel (meat, fish and poultry)
- Zucker (sugar)
- Margarine und harte und gehärtete Fette (pflanzlich u. tierisch)(Margarine and solid cooking fats)
- Kuchen, Kekse und Frühstückscerealien (Cake, biscuits and breakfast cereals)
- Brot (bread)
- Tierfutter (Animal Feed)
- Kaffeeröstung (Coffee roasting)

Für diese Produkte werden Emissionsfaktoren für die NMVOC-Emissionen angegeben (IPPC, 1996c: S. 2.41f):

4.4.2.2 Methodische Aspekte (2.D.2)

Zu den indirekten Treibhausgasen werden Daten erfasst und Berechnungen durchgeführt. Für die Berechnung von Emissionen wurden die von IPCC bzw. CORINAIR empfohlenen Emissionsfaktoren verwendet, sofern kein nationaler Emissionsfaktor vorlag.

Im Zentralen System Emissionen (ZSE) sind Aktivitätsraten (Produktionsmengen) und Emissionsfaktoren für die NMVOC-Emissionen für die betreffenden Branchen angegeben. Die Aktivitätsraten für die jeweiligen Produkte / Produktgruppen stammen aus DESTATIS mit Ausnahme von Futtermittel. Die Aktivitätsrate für Futtermittel stammt aus BMELV.

Im Jahr 2005 betrugen die Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren für

Wein:

Aktivitätsrate:

5.360.000 hl Weißwein und –most und
3.744.000 hl Rotwein und –most (DESTATIS 2005a),
Weißwein und Rotwein insgesamt: 9.104.000 hl.

Die Aktivitätsrate anderer Weine (Schaumwein, Apfelwein, andere Fruchtweine etc.) betrug 4.532.200 hl.

Emissionsfaktoren:

Folgende Emissionsfaktoren (EF) wurden bei der Berechnung der Emissionen verwendet:

EF (Weißwein) = 0,035 kg/hl,
EF (Rotwein)= 0,081 kg/hl,
EF (andere Weine) = 0,035 kg/hl.

Bier:

Aktivitätsrate:

94.860.000 hl (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1, Nr. 1596 10 000).

Emissionsfaktor:

0,02 kg/hl.

Spirituosen:

Aktivitätsrate:

4.049.495 hl (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1).

Als Spirituosen wurden Branntwein, Whisky, Rum und Taffia, Gin und Genever, Vodka, Obstbranntwein, Liköre berücksichtigt.

Emissionsfaktoren:

Bei der Berechnung der Emissionen wurden EMEP/CORINAIR 2000 die Emissionsfaktoren EF (Whisky)=15 kg/hl, EF (Brandy)= 3,5 kg/hl, EF (andere Spirituosen)= 0,4 kg/hl verwendet.

Zucker:*Aktivitätsrate:*

3.997.803 t (DESTATIS Fachserie 4, Reihe 3.1).

Emissionsfaktor:

1 kg/t.

Brot:*Aktivitätsrate:*

4.178.609 t. (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1).

Emissionsfaktor:

3,0 kg/t.

Für die Ermittlung der Aktivitätsrate wurden folgende DESTATIS-Daten (Fachserie 4, Reihe 3.1) genutzt:

Nr. 1581 11 000: Frisches Brot, Brötchen u.ä. ohne Zusatz von Honig; Eiern, Käse und Früchten, 1582 11 300: Knäckebrot und 1582 11 500: Zwieback, geröstetes Brot u.ä. geröstete Waren.

Kuchen, Kekse und Frühstückscerealien*Aktivitätsrate:*

1.554.028 t (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1).

Für die Berechnung der Aktivitätsrate wurden diverse DESTATIS-Daten; Dauerbackwaren, feine Backwaren, Cerealien, andere bearbeitete Getreidekörner und Getreidekeime sowie Lebensmittelzubereitungen aus Getreide und Getreideerzeugnissen herangezogen.

Emissionsfaktor:

3,0 kg/t.

Fleisch, Geflügel und Fisch*Aktivitätsrate:*

2.720.473 t verarbeitetes Fleisch und Geflügel, 22.847 t Fisch (davon 20.834 t geräuchert).

Die Daten stammen aus DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1

Emissionsfaktor:

Der Emissionsfaktor für die Fleisch- und Fischverarbeitung liegt bei 0,3 kg/t, für die Räucherung 1,1 kg/t.

Margarine und harte und gehärtete Fette*Aktivitätsrate:*

555.413 t, die Gesamtmenge setzt sich aus 433.027 t pflanzlichen und 122.386 t tierischen Fetten zusammen (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1).

Emissionsfaktor:

1,0 kg/t.

Kaffeeröstung*Aktivitätsrate:*

betrug 508.725 t, davon 80.969 t entkoffeiniert (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1).

Emissionsfaktor:

0,55 kg/t.

Tierfutter*Aktivitätsrate:*

340.000 t (BMELV, 2006).

Berücksichtigt wurden die Produktion von Trockengrünfutter und Fischmehl. Tierische Fette, Tier- und Fleischknochenmehl wurden nicht berücksichtigt, da diese Produkte seit 2001 nicht mehr verfüttert werden. Futtermittel aus Verarbeitung wie z.B. Melasse (aus Zuckerproduktion), Nebenprodukte der Brauereien und Brennereien wurden hier nicht berücksichtigt, um Doppelzählungen zu vermeiden. Die produktionsspezifischen Emissionen wurden an anderer Stelle bei den jeweiligen Produkten berechnet.

Emissionsfaktor:

1 kg/t.

Die Emissionen werden entsprechend IPCC Workbook (1996a: S. 2.81) berechnet, indem Aktivitätsrate und Emissionsfaktor multipliziert werden.

Für die Quellgruppe 2.D.2 ergeben sich insgesamt 29,9 Gg NMVOC-Emissionen (gegenüber 28,2 Gg NMVOC des Jahres 2004).

4.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.2)

Die Unsicherheiten der Aktivitätsraten betragen schätzungsweise 10-20%. Im Wesentlichen wurden Emissionsfaktoren aus dem IPCC Workbook (1996a, 2.41f) und dem IPCC Guidebook (1996c, B 465, B 466) verwendet, die nicht immer den deutschen Verhältnissen entsprechen. Um den Datenbestand zu verbessern und eine möglichst realitätsnahe Schätzung von Emissionen aus dem Bereich Nahrungsmittelindustrie zu ermöglichen, wird im Rahmen des UFOPLAN 2006 ein Forschungsprojekt durchgeführt, dessen Ergebnisse zukünftig bei der Berechnung von Emissionen herangezogen werden. (s.a. Abschnitt „Geplante Verbesserungen“).

4.4.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.2)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

In Berichten anderer Staaten sind kaum Ausführungen zu 2.D.2 enthalten, so dass ein Vergleich zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht möglich ist.

4.4.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.D.2)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.D.2)

Zur Verbesserung der Ermittlung der prozessbedingten Emissionen aus der Nahrungsmittelindustrie wird im Rahmen des UFOPLAN 2006 ein Forschungsvorhaben „Emissionen aus der Nahrungsmittelindustrie“ durchgeführt.

4.5 Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆ (2.E)

CRF 2.E					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1995- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
Production of Halocarbons and SF ₆ : fugitive emissions	- / t	HFC	0,34 %	0,05 %	fallend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	PS	NO	PS	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %			-		-					
Unsicherheitenverteilung			-		-					
Methode EF-Ermittlung			-		-					

Die Quellgruppe Produktion halogenierter Kohlenwasserstoffe (hier nur HFKW) und SF₆ ist für HFKW-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend. Es entfielen 5,5 % der HFKW- und 5 % der SF₆-Emissionen auf diese Quellgruppe. Sie ist unterteilt in Emissionen durch Nebenprodukte (2.E.1 By-product Emissions) und in herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2 Fugitive Emissions).



Abbildung 44: Strukturzuordnung 2.E: Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆ (2.E)

4.5.1 By-Product Emissionen (2.E.1)

4.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.1)

Bei der Herstellung von HFCKW-22 fällt prozessbedingt bis zu 3 % HFKW-23 als Nebenprodukt an. Selbst bei Weiterverarbeitung (z.B. zu Kältemitteln) oder beim Auffangen zur stofflichen Zersetzung ist es technisch bedingt unvermeidlich, dass ein Teil des HFKW-23 in die Atmosphäre entweicht.

In Deutschland gibt es zwei Produktionsanlagen für HFCKW-22, die von zwei Unternehmen betrieben werden, eine in Frankfurt und eine in Bad Wimpfen. Seit Inbetriebnahme der FCKW-Spaltanlage in Frankfurt im Jahr 1995 wird der bei der HFCKW-22 Produktion entstehende überschüssige HFKW-23 dort direkt der Hochtemperaturspaltung mit Rückgewinnung von Flusssäure zugeführt, d.h. es entstehen keine nennenswerten Emissionen. An der zweiten deutschen Produktionsanlage entstehender HFKW-23 wird quantitativ an der Produktionsanlage aufgefangen und entweder als Kältemittel oder - nach weitergehender destillativer Reinigung - als Ätzwasser für die Halbleiterindustrie vermarktet. Der nicht verkäufliche Überschuss wird seit 1999 nach Frankfurt an die Spaltanlage geliefert. Durch diese Maßnahme konnten die Emissionen maßgeblich gesenkt werden. Die vom Betreiber für 2002 geschätzte Emission von 0,5% der FCKW-Produktion konnte durch verbesserte Auffangtechnik weiter stark reduziert werden.

4.5.1.2 Methodische Aspekte (2.E.1)

Seit 1995 werden die Emissionen anhand der HFCKW-22 Produktionsmenge, einer jährlichen Messung der HFKW-23-Konzentration im Abgas, der HFKW-23 Verkaufsmenge und der Menge an HFKW-23, welche der Spaltanlage zugeführt wurde, vom Hersteller über

eine Massenbilanz berechnet. Dabei wurden für das Berichtsjahr 1995 bei der ersten Produktionsanlage seit Jahresmitte Maßnahmen (Spaltanlage) zur Vermeidung von Emissionen zu Grunde gelegt.

Emissionsfaktoren

Da die HFCKW-Produktionsmenge nicht mitgeteilt wird, kann kein Emissionsfaktor bestimmt und mit dem IPCC Standard-Emissionsfaktor verglichen werden.

Aktivitätsdaten

Vom Hersteller werden nur die Emissionen des HFKW-23 mitgeteilt. Diese werden aggregiert berichtet mit den Emissionen aus der CRF-Unterquellgruppe 2.E.2, da sie vertraulich sind.

4.5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.1)

Die für die Berechnung der Emissionen zu Grunde gelegten Produktionszahlen können als sehr genau angenommen werden, da es sich um interne Aufzeichnungen der Hersteller handelt.

4.5.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.1)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.5.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (2.E.1)

Rekalkulationen fanden bisher nicht statt.

4.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.E.1)

Es sind derzeit keine Verbesserungen geplant.

4.5.2 Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2)

4.5.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.2)

In Deutschland gibt es ein einziges Unternehmen, das an zwei Standorten HFKW (134a und 227ea) und SF₆ produziert. Die Emissionsentwicklung geht mit der Entwicklung der Produktionsmengen einher. Während SF₆ und der HFKW-134a in Deutschland produziert werden, findet für den HFKW-227ea keine vollständige Synthese statt. Vielmehr wird ein Teil des im spanischen Tarragona produzierten HFKW-227ea einer abschließenden Destillation unterzogen, um pharmazeutische Reinheit zu erzielen (Einsatz in Dosieraerosolen). Dabei entstehen noch einmal Emissionen aufgrund geringfügiger Gasverluste.

4.5.2.2 Methodische Aspekte (2.E.2)

Emissionsfaktoren

Aus den gemeldeten Emissions- und Produktionsmengen kann ein Emissionsfaktor errechnet werden. Dieser wird aber auch aufgrund der Vertraulichkeit der Daten nicht veröffentlicht.

Aktivitätsdaten

Als einziger Hersteller von HFKW in Deutschland genießt das Unternehmen Vertrauensschutz. Die Emissions- und Produktionsmengen werden dem Umweltbundesamt gemeldet, aber nur aggregiert mit den Emissionen aus der CRF-Unterquellgruppe 2.E.1 berichtet.

4.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.2)

Die für die Berechnung der Emissionen zu Grunde gelegten Produktionszahlen können als sehr genau angenommen werden, da es sich um interne Aufzeichnungen der Hersteller handelt.

4.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

4.5.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.2)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

4.5.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.2)

Es sind keine Verbesserungen geplant.

4.5.3 Sonstige (2.E.3)

Es sind keine weiteren Emissionsquellen für Treibhausgase bekannt.

4.6 Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆ (2.F)

CRF 2.F					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1995- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
Consumption of Halocarbons and SF ₆	l / t	SF ₆	0,35 %	0,24 %	sinkend
Consumption of Halocarbons and SF ₆	l / t	HFC	0,00 %	0,84 %	steigend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)			s. Text	s. Text	s. Text					
EF Unsicherheiten in %			-	-	-					
Unsicherheitenverteilung			-	-	-					
Methode EF-Ermittlung			s. Text	s. Text	s. Text					

Die Quellgruppe Verbrauch halogenerter Kohlenwasserstoffe und SF₆ ist für HFKW- und SF₆-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend, wobei der Anteil von SF₆ an der Gesamtemission sinkt und der von HFKW steigt.

Zu der Quellgruppe 2.F gehören Kälte- und Klimaanlage (2.F.1), die Schaumherstellung (2.F.2), Feuerlöschmittel (2.F.3), Aerosole (2.F.4), Lösemittel (2.F.5), die Halbleiterproduktion (2.F.6), Elektrische Betriebsmittel (2.F.7) und andere Anwendungen (2.F.8). Zwecks genauerer Datenerhebung erfolgt eine weitere Unterteilung dieser Unterquellgruppen, siehe

Tabelle 67. In der Tabelle sind auch die CRF-Gliederungen, wie sie in der nationalen Datenbank ZSE abgebildet sind (vgl. Abbildung 45), angegeben.



Abbildung 45: Strukturzuordnung 2.F Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆

Abbildung 46 zeigt, welche prozentualen Anteile die einzelnen Unterquellgruppen an den gesamten Emissionen von HFKW, FKW und SF₆ haben.

Die Verwendung als Kältemittel in der stationären und mobilen Kühlung ist mit über 80 % die größte Quelle der HFKW-Emissionen. Der Anteil, den mobile Klimaanlage an den gesamten HFKW-Emissionen haben, betrug im Berichtsjahr 32,2 %. Die Verwendung von HFKW als Treibmittel in der Schaumherstellung war mit 7,7 % eine weitere Hauptquelle der HFKW-Emissionen.

Die Teilgruppe „Feuerlöschmittel“ trug mit 0,1 % zu den HFKW-Emissionen bei. Knapp 6,6% der HFKW-Emissionen stammten von „Asthma-Dosieraerosolen“ und von einer Palette unterschiedlicher Aerosole, z.B. Kältesprays und Luftschlangensprays, letzteres gehört zur Gruppe der Novelty-Aerosole. Auf die Halbleiterproduktion (inkl. Leiterplatten, wegen geringer Relevanz nicht separat betrachtet) entfielen im Berichtsjahr, bezogen auf die jeweiligen Gesamtemissionsmengen, 4,6 % aller FKW, 0,01 % aller HFKW und 3,6 % aller SF₆-Emissionen. Auf die Teilgruppe „Elektrische Betriebsmittel“ entfielen 19,4 % aller SF₆-Emissionen. Anwendungen in Autoreifen und als Spurengas, sowie in Sportschuhen der AWACS-Wartung machten 1,9 % der SF₆-Emissionen aus.

Der Einsatz in Isolierglasfenstern trug mit 34,1 % stark zu den SF₆-Emissionen bei.

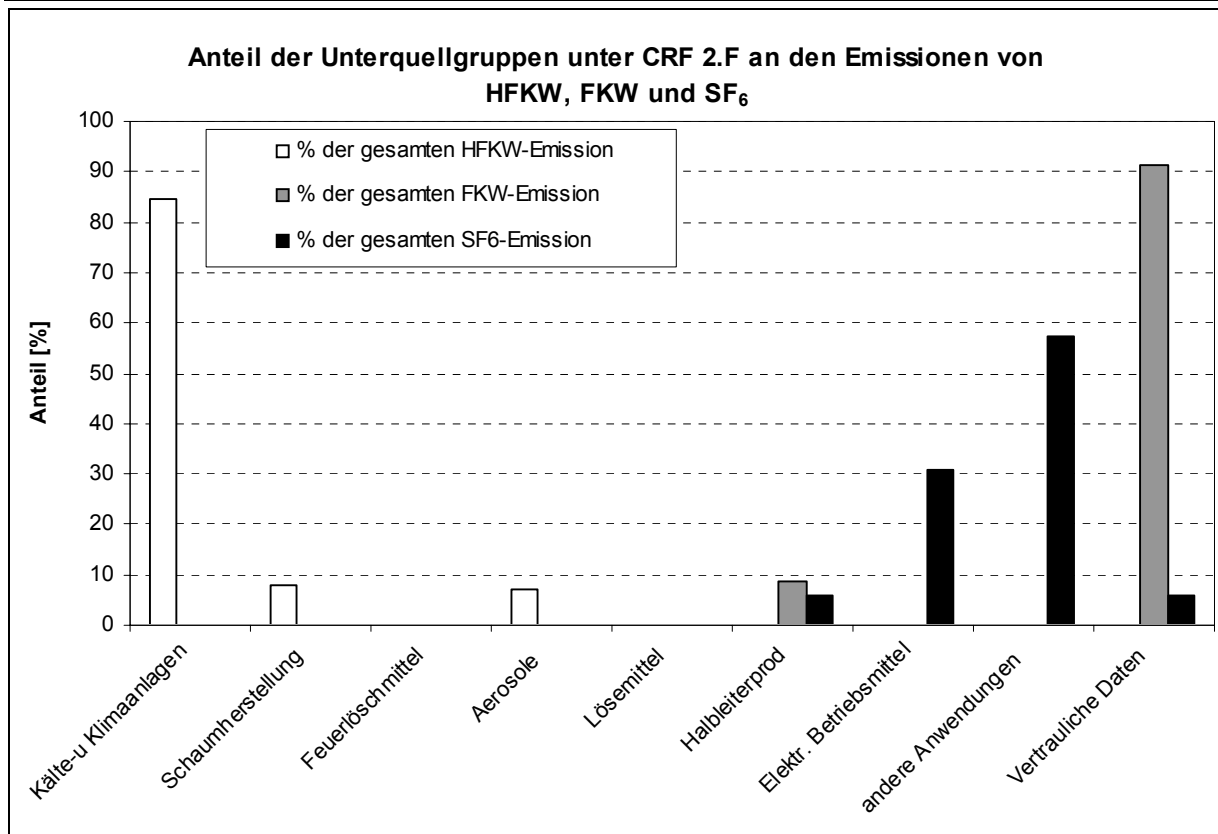


Abbildung 46: Anteil der Unterquellgruppen unter CRF 2.F an den Emissionen von HFKW, FKW und SF₆

Tabelle 67: Überblick über Methoden und verwendete Emissionsfaktoren für das aktuelle Berichtsjahr in der Quellgruppe 2.F (Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆).

		Methoden	Schadstoff			Emissionsfaktor (dimensionslos)			
			HFKW	FKW	SF ₆	Herstellung (CS)	Anwendung	Entsorgung	
1. Kälte- und Klimaanlageanlagen	2.F.1								
Haushaltskälte	2.F.1a	Tier 2a	HFKW			NO	0,003	NE	
Gewerbekälte	2.F.1b			FKW		0,002	0,015 - 0,15	0,3-0,5	
Transportkälte (Fahrzeuge und Container)	2.F.1c					0,005	0,15 - 0,25	1	
Industriekälte	2.F.1d					0,0015	0,07	NO	
Stationäre Klimaanlageanlagen	2.F.1e					20 g/Anlage	0,06	NE	
Raumklimageräte						NE	0,025		
Mobile Klimaanlageanlagen	2.F.1f								0,3
- Lkw						0,002	0,10 - 0,15		
- Pkw						2 g/Anlage	0,1		
- Busse						5 g/Anlage	0,15		
- Schiffe						0,01	0,05		
- Schienenfahrzeuge						0,002	0,15 - 0,25		
- Landmaschinen						5 g/Anlage	0,15 - 0,25		
2. Schaumherstellung	2.F.2								
Hartschaum mit 134a	2.F.2a	Tier 2a	HFKW			0,1	0,005	NO	
Hartschaum mit 365mfc/245fa						0,15	0,01		
Integralschaum						1	NO		
Montageschaum (134a)						1,5 g/Dose	1		
Montageschaum (152a)						1,5 g/Dose	1		
XPS-Schaum (134a)						0,27	0,0066		
XPS-Schaum (152a)						1	NO		
Weichschaum	2.F.2b								
3. Feuerlöschmittel	2.F.3	CS	HFKW			0,001	0,014	NO	
4. Aerosole	2.F.4								
Dosieraerosole	2.F.4a	CS	HFKW			0,15 g/Dose (10mL)	1	NO	
Sonstige Aerosole/Novelties	2.F.4b/c	Equ. 3.35				0,015	1		
5. Lösemittel	2.F.5	Equ. 3.36				NE	1		
6. Halbleiterproduktion	2.F.6	Tier 2a		FKW	SF ₆	NO	CS		
7 Elektrische Betriebsmittel	2.F.7								
Schaltanlagen	2.F.7a	Tier 3a			SF ₆	0,02	0,001 – 0,01	0,02	
Sonstige	2.F.7b	CS				0,15 - 1	NO	NO	
8 Sonstige	2.F.8								
Isolierglassscheiben	2.F.8a	Equ. 3.23			SF ₆	0,33	0,01	1	
Spurengas	2.F.8b					1	NO	NO	
Autoreifen	2.F.8c	Equ. 3.24ff				NE	NE	1	
Sportschuhe	2.F.8d	CS							

Equ. = Equation; Gleichung aus den IPCC GPG (2000)

Halogenierte Kohlenwasserstoffe und SF₆ werden in verschiedenen Anwendungen eingesetzt. Während die eingesetzten Stoffe in einigen, so genannten offenen Anwendungen vollständig und noch im selben Jahr emittieren, kommt es in anderen Anwendungen zu großen Speichermengen (stocks). Aus diesen „stocks“ emittieren sie ganz oder teilweise über die gesamte Nutzungsphase und bei der Entsorgung. Die Angabe eines gemittelten Emissionsfaktors ist daher nicht möglich oder sinnvoll. Die meisten der verwendeten EF sind länderspezifisch (CS), einige auch IPCC default (D) oder modelliert (M).

Die in einem Berichtsjahr langsam aus dem „stock“ entweichenden, sowie bei der Herstellung und Entsorgung emittierenden Mengen an HFKW, FKW und SF₆ stellen die „aktuellen Emissionen (A)“ dar, wie sie in Table 2(II)s2 der Inventartabellen angegeben sind. Demgegenüber entspricht der „stock“ den in 2(II)s2 angegebenen potentiellen Emissionen (P), wobei die durchschnittlich im Berichtsjahr vorhandene Menge (average annual stocks) zu Grunde gelegt ist. Nicht im „stock“ einbezogen sind Mengen aus der reinen Lagerhaltung. Diese Mengen unterliegen starken Schwankungen, so dass eine Erfassung weder möglich ist, noch die Angabe eines Durchschnittswertes sinnvoll wäre. Für die Teilquellgruppen Lösemittel und Halbleitertechnik können die potentiellen Emissionen aus Gründen der Vertraulichkeit nicht angegeben werden. Bei offenen Anwendungen (Aerosole / Dosieraerosole) werden die jährlichen Emissionen den innerhalb von 12 Monaten in den Verkehr gebrachten Mengen gleichgesetzt (100 % Emission im Verkaufsjahr). Damit gibt es dort keinen sich jährlich erhöhenden „stock“. Die potentiellen Emissionen entsprechen somit hier in etwa den aktuellen Emissionen in einem Berichtsjahr. Im Einzelfall kann es bei offenen Anwendungen bedingt durch die Berechnungsmethode und den unterschiedlichen Bezugszeitraum zu der Situation kommen, dass $A > P$ und damit das Verhältnis $P/A < 1$ ist.

Die für die einzelnen Produktgruppen erhobenen Emissionsdaten setzen sich im Allgemeinen aus Herstellungs-, Anwendungs- und Entsorgungsemissionen zusammen. Sofern nicht bei den jeweiligen Methoden etwas anderes angegeben ist, werden sie folgendermaßen berechnet:

1. Herstellungsemissionen werden über den Inlands-Neuverbrauch als Aktivitätsrate bestimmt:

$$EM_{\text{Herstellung}} = EF_{\text{Herstellung}} * \text{Inlands-Neuverbrauch}$$

Gleichung 4

2. Anwendungsemissionen basieren auf dem mittleren Jahresbestand an Schadstoff als Aktivitätsrate und werden mit nach folgender Formel berechnet:

$$EM_{\text{Anwendung}} = EF_{\text{Anwendung}} * \text{Bestand}$$

Gleichung 5

Dieser Bestand ist die Hälfte der Summe des Endbestands des Vorjahres (n-1) und des aktuellen Jahres (n), wobei die Summation vom erstmaligen Anwendungsjahr an durchgeführt wird. So ergibt sich ein akkumulierter Schadstoffbestand, der im Mittel des Jahres n besteht.

Der Endbestand des aktuellen Jahres wird durch Summation der jährlichen Neuzugänge vom ersten bis zum aktuellen Berichtsjahr errechnet. Der Neuzugang eines Jahres ist der Inlands-Neuverbrauch, von dem Herstellungsemissionen und durch Abgänge verursachte Verluste subtrahiert werden. Hier muss auch noch der Außenhandel mit berücksichtigt werden.

3. Entsorgungsemissionen beziehen sich auf den Neuzugang des Jahres, das X Jahre (entsprechend der Produktlebensdauer) vor dem aktuellen Berichtsjahr n liegt:

$$EM_{\text{Entsorgung}} = EF_{\text{Entsorgung}} * \text{Neuzugang}(n-X)$$

Gleichung 6

In diesem Kapitel werden die Abschnitte „Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz“, „Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung“, „Quellenspezifische

Rückrechnungen“ und „Geplante Verbesserungen“ zum Teil auf die gesamte Quellgruppe, die Unterquellgruppe oder auch nur auf eine Teilgruppe bezogen. Der Bezug ist aus der Angabe der CRF-Nummer in der Abschnittsüberschrift ersichtlich.

4.6.1 Kälte und Klimaanlage (2.F.1)

4.6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1)

Dieser Bereich wird in die Teilgruppen Haushaltskälte, Gewerbekälte, Transportkälte, Industriekälte, stationäre Klimaanlage und Raumklimageräte und in mobile Klimaanlage (siehe Tabelle 67) gegliedert.

Die mit Abstand wichtigsten reinen HFKW-Kältemittel sind in Deutschland der HFKW-134a und die Gemische 404A und 507A. Ihr Anteil an den jährlichen Neuverbräuchen beträgt zusammen über 90%.

Für die Berechnung der HFKW-Emissionen aus den Untergruppen der Kälte- und stationären Klimaanlage werden je nach Gruppe Einzeldaten erhoben oder Kältemittel-Modelle genutzt und bei der jeweiligen Methode beschrieben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Expertenbefragungen. Die Emissionsfaktoren für die Entsorgung entsprechen den Standard-Werten der IPCC Guidelines von 1996.

Entsorgungsemissionen traten bei einigen Unterquellgruppen erstmals im Jahr 2003 auf.

4.6.1.2 Methodische Aspekte (2.F.1)

4.6.1.2.1 Haushaltskälte (2.F.1.a)

1994 stellten inländische Produzenten von Haushalts-, Kühl- und Gefriergeräten von FCKW-12 auf HFKW-134a um und kurze Zeit später auf Isobutan. Ein geringer Anteil Geräte mit HFKW-134a wird importiert.

Mit Gleichung 5 werden die jährlichen HFKW-Emissionen auf Basis des mittleren Bestands berechnet. Dazu ermittelt und aggregiert man den jährlichen HFKW-Neuzugang seit 1994.

Herstellungsverluste und der Neuverbrauch fürs Inland brauchen nicht bestimmt zu werden, da Befüllungen nur im Ausland erfolgen.

Entsorgungsemissionen werden im nächsten Berichtsjahr in der Emissionsdatenbank implementiert. Dann wird auch eine Rekalkulation durchgeführt.

Emissionsfaktoren

Die laufenden HFKW-Emissionen aus Haushalts-Kühl- und Gefriergeräten werden auf 0,3 % geschätzt und liegen damit im Bereich des von IPCC-GPG (2000) in Tabelle 3.22 angegebenen Wertebereichs.

Aktivitätsdaten

Der jährliche Neuzugang von 1 % der Neugeräte ist eine Schätzung führender Kühlgerätehersteller.

4.6.1.2.2 Gewerbekälte (2.F.1.b)

Die Gewerbekälte ist die größte und zugleich heterogenste Anwendung von HFKW. Es erfolgt eine grobe Unterteilung in allgemeinen Lebensmittelhandel und sonstige Gewerbekälte. Die Vielfalt der Kälteanlagen in Bezug auf Bauart, Größe, Kältemitteltyp und Emissionsdichtheit resultiert aus der überwiegenden Konzeption individuell angepasster Lösungen. Beim allgemeinen Lebensmittelhandel ist dies weniger ausgeprägt. Aufgrund der außerordentlich großen Zahl an Kältefachbetrieben ist eine detaillierte statistische Erfassung der Kältemittel-Bestände nicht praktikabel, so dass eine andere Berechnungsmethode angewendet wird.

Der wichtigste HFKW für stationäre Kälteanlagen ist die Mischung R-404A, noch vor HFKW-134a. Auch die Mischungen R-407C und R-508A/B spielen eine Rolle.

Dieses Kältemodell gilt in den Grundzügen auch für die Industriekälte, wobei Unterschiede hier beschrieben werden.

1. Der Außenhandel mit vor Ort errichteten Kälteanlagen ist vernachlässigbar, so dass der jährliche HFKW-Verbrauch für Neuanlagen gleich dem HFKW-Zugang in Neuanlagen ist. Zuerst wird der Kältemittel-Bestand für den Zielzustand abgeschätzt, wenn sämtliche bestehende Kälteanlagen nur noch HFKW (keine HFCKW) enthalten.
2. Dazu wird die gesamte Teilgruppe Gewerbekälte in eine Vielzahl von Anlagenkategorien eingeteilt; und zwar nach Anwendungsbereich/Ladenform (z.B. kleiner Supermarkt) und Anlagenart (z.B. Zentralanlage). Außerdem wird wegen der großen Unterschiedlichkeit zwischen einem Zielbestand „Lebensmittelhandel“ und einem Zielbestand „sonstige Gewerbekälte“ unterschieden.
3. Die gesamte Untergruppe Industriekälte wird in eine Vielzahl von Anwendungen eingeteilt. Die Einteilung erfolgt hier nach Industriebereich und jeweiligem Kältebereich (Normalkühlung, Tiefkühlung und Gefrieren); im Bereich Nahrungsmittelindustrie wird noch nach den einzelnen Produktgruppen aufgeschlüsselt.
4. Für jede Anlagenkategorie oder Anwendung werden die Kältemittelart und die Anlagenzahl ermittelt. Außerdem werden die installierte Kälteleistung in kW pro Anlage sowie die spezifische Kältemittelmenge in "kg pro installiertes kW" festgelegt und als konstant angenommen. Aus dem Produkt „Anlagenanzahl * installierte Kälteleistung * spezifische Kältemittelmenge“ ergibt sich die Kältemittelmenge.
5. Bei der Gewerbekälte wird für den allgemeinen Lebensmittelhandel die Kältemittelmenge zuerst für Normal- und Tiefkühlung getrennt berechnet und daraus die Summe gebildet. Diese Summe wird nach einem Schlüssel von 80 zu 20 auf 404A und 134a aufgeteilt. Dann werden die Daten zusammengefasst in Zentralanlagen (hohe Emissionen) und Verflüssigungssätze (geringe Emissionen).
6. In der sonstigen Gewerbekälte werden die Daten zusammengefasst in steckerfertige Einzelgeräte und ortsmontierte Anlagen.
7. Aus den Zielbeständen lässt sich über die mittlere Anlagen-Lebensdauer (10 Jahre) für die Industrie- und Gewerbekälte berechnen, wie viel Kältemittel jährlich in Neuanlagen gefüllt werden muss (Neuzugang), um den Bestand aufgrund ausscheidender Altanlagen zu erhalten (1/10 des Bestands). Ebenfalls lässt sich für beide Bereiche der „mittlere Jahresbestand“ bestimmen.
8. Da HFKW chlorhaltige Kältemittel nicht zu einem bestimmten Zeitpunkt bei neuen Anlagen abgelöst haben, muss der errechnete Neuanlagen-Zugang noch mit dem

HFKW-Anteil gewichtet werden, um den jährlichen Verbrauch von HFKW-Kältemitteln zu bekommen.

9. In der Gewerbekälte wird der Austausch von FCKW in Altanlagen gesondert berücksichtigt, ohne Unterscheidung von Lebensmittelhandel und sonstiger Gewerbekälte.
10. Herstellungsemissionen und Bestandsemissionen werden durch Gleichung 4 und Gleichung 5 errechnet. Die Herstellung erfolgt i.d.R. vor Ort.
11. Entsorgungsemissionen traten in der Gewerbekälte erstmalig im Jahr 2003 auf.

Emissionsfaktoren

Die Befüllungsemissionen sind bei kältetechnischen Anlagen im Allgemeinen gering. Die verwendeten Emissionsfaktoren sind außer für den $EF_{\text{Entsorgung}}$ das Ergebnis von Expertenbefragungen und Literaturlauswertungen.

IPCC-GPG gibt für „initial emission“ 0,5 bis 3 Prozent der Erstbefüllung an, so dass der länderspezifische $EF_{\text{Herstellung}}$ weit darunter liegt.

Die laufenden (H)FKW-Emissionen aus stationären Kälteanlagen der Gewerbekälte differieren stark voneinander nach der Anlagenbauart. So reicht der Kältemittelverlust von 1,5 % für Einzelgeräte (außer Lebensmittelhandel) bis 15 % für Altanlagen. Diese Werte liegen verglichen mit den von IPCC-GPG (2000) angegebenen Werten im unteren Bereich.

Aktivitätsdaten

Die Zahl der Anlagenbetreiber ist durch amtliche Statistiken fundiert. Die typische kältetechnische Ausstattung ist durch Experten geschätzt worden, die auch direkte Befragungen von Anlagenlieferanten und Anwendern durchführten. Die Kennzahl „durchschnittliche Kältemittelfüllung in kg pro kW Kälteleistung“ ist von Experten mit Hilfe von Fachliteratur semiempirisch bestimmt worden.

4.6.1.2.3 Transportkälte (Kühlfahrzeuge und –container) (2.F.1.c)

Als Kältemittel in Kühlfahrzeugen werden überwiegend R404A, R134A und R410A eingesetzt. Dem Ladevolumen der Kühlfahrzeuge entsprechend variieren Größe und Kältemittelfüllung der Kälteaggregate.

Kühlcontainer werden vor allem für den Transport verderblicher Waren auf Seeschiffen eingesetzt. Da die Emissionen vorzugsweise in internationalen Gewässern erfolgen, werden die Kältemittlemissionen entsprechend dem Anteil eines Landes am Welthandel aufgeteilt. Deutschland werden 10% der weltweiten Emissionen aus dem Bestand von Kühlcontainern zugerechnet. Bevorzugtes Kältemittel ist HFKW-134a, es wird aber auch zum Teil R404A eingesetzt.

Es wird folgendes Kältemodell angewendet:

1. Die gesamte Untergruppe Transportkälte wird in vier Kühlfahrzeug-Größenklassen eingeteilt: 2-5 t, 5-9 t, 9-22 t und > 22 t zulässiges Gesamtgewicht.
2. Den Größenklassen werden feste Kältemittel (Typ) und spezifische Kältemittel-Füllmengen zugeordnet und jedem Kältemittel ein fester prozentualer Anteil an der Größenklasse zugeteilt. Gegebenenfalls muss die Kältemittelaufteilung modifiziert werden.

3. Die Anzahl der neu zugelassenen Kühlfahrzeuge und der im Inland befüllten Kühlfahrzeuge (nach Kältemittel) wird für jedes Jahr ermittelt. Aus der Anzahl neu zugelassener Kühlfahrzeuge und den o.g. Annahmen ergibt sich der jährliche Neuzugang an Kältemitteln.
4. Durch Kenntnis des Endbestands des Vorjahres können der mittlere Jahresbestand und der Jahresendbestand errechnet werden.
5. Gemäß FCKW-Halon-Verbotsordnung wurden in einer gewissen Zahl von Altanlagen FCKW-12 durch HFKW ausgetauscht. Diese Mengen sind dem jährlichen Neuzugang zuzuschlagen.
6. Herstellungsemissionen werden mit Gleichung 4 berechnet, da auf den Neuverbrauch bezogen wird. Die Möglichkeit über die Anzahl Neubefüllter Fahrzeugkälteanlagen und dem Befüllungsverlust pro Anlage Emissionen zu berechnen wird nicht angewendet. Bestandsemissionen werden mit Gleichung 5 berechnet.
7. Es wird eine Lebensdauer von 10 Jahren zugrunde gelegt. Entsorgungsemissionen traten erstmalig im Jahr 2003 auf.

Der HFKW-Neuzugang (Erstbefüllungen) für Kühlcontainer wird mit Hilfe der jährlichen Stückzahlen aus der Weltproduktion in Kombination mit den Füllmengen und den Kältemittelanteilen ermittelt.

Im IPCC-GPG (2000) wird ein bottom-up Ansatz formuliert, der sich aber nur auf Kühlfahrzeuge auf der Straße bezieht.

Emissionsfaktoren

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden EF sind in Tabelle 67 wiedergegeben. Die verwendeten Emissionsfaktoren sind außer für den $EF_{\text{Entsorgung}}$ das Ergebnis von Expertenbefragungen.

Die laufenden HFKW-Emissionen aus Kälteaggregaten von Kühlfahrzeugen werden für Neuanlagen auf 15 % und für Altanlagen auf 25 % geschätzt. Unter Altanlagen werden umgerüstete R12-Anlagen verstanden. Die Emissionen liegen damit an der unteren Grenze des im IPCC-GPG (2000) angegebenen Standardwertes wohingegen die Lebensdauer höher als die vorgeschlagene ist.

Gegenüber den laufenden Bestandsemissionen sind Befüllverluste gering. Die Kältemittelverluste beim Befüllen werden auf 5 Gramm pro Anlage geschätzt, unabhängig von deren Größe. Dies ist ein Standardwert für Schlauchverluste bei Vor-Ort-Befüllungen. Werden die Befüllemmissionen rechnerisch auf den Neuverbrauch bezogen, so ergibt sich eine Relation von 0,2 % bei HFKW-134a und 0,05 % bei R410A. Diese liegen weit unter der von IPCC-GPG angegebenen Größenordnung von 0,2 bis 1 Prozent.

Die laufenden HFKW-Emissionen aus Kälteaggregaten von Kühlcontainern werden auf 10 % geschätzt. Emissionen aus der Befüllung fallen in Deutschland nicht an.

Aktivitätsdaten

Die Zulassungszahlen nach Gewichtsklassen stammen aus den statistischen Mitteilungen des Kraftfahrt-Bundesamtes. Füllmengen der Kälteaggregate, verwendete Kältemittel und Details zum R12-Ersatz stammen von Experten der wichtigsten Anbieter von Fahrzeug-Kälteanlagen.

Der Kältemittel-Neuzugang bei Kühlcontainern wird extern ermittelt anhand eines Kältemittelmodells, ausgehend von dem weltweiten Neuzugang an Kühlcontainern. Ein Anteil von 10 % wird Deutschland zugerechnet.

4.6.1.2.4 *Industriekälte (2.F.1.d)*

Die in diesem Sektor zusammengefasste Kälte im Industriebetrieb dient der Erzeugung von Produkten, in der Regel von Nahrungsmitteln, die gekühlt oder gefroren werden.

Wie in der Gewerbekälte ist die kältetechnische Ausstattung in der Regel nicht serienmäßig, sondern individuell angepasst, so dass das Kältemodell dem der Gewerbekälte ähnelt. Dafür sind aber fluorhaltige Kältemittel in der Industrie noch kein allgemeiner Standard und natürliche Kältemittel werden viel häufiger eingesetzt, besonders in der Lebensmittelindustrie.

Neben den HFKW, die auch in der Gewerbekälte eingesetzt werden, spielt noch HFKW-227ea bei höheren Temperaturen eine Rolle.

Das verwendete Kältemodell ist dem der Gewerbekälte ähnlich und wird darum bei der Gewerbekälte beschrieben.

4.6.1.2.5 *Stationäre Klimaanlage (2.F.1.e)*

Stationäre Klimaanlage werden zur Klimatisierung ganzer Gebäude oder großer Säle verwendet. Das wichtigste Kältemittel ist R407C; in Turboanlagen kam bis 2004 ausschließlich HFKW-134a zum Einsatz. 2005 wurde HFKW-134a durch das Gemisch R410A komplett ersetzt.

Es wird folgendes Kältemodell angewendet:

1. Stationäre Klimaanlage werden in drei Kategorien eingeteilt, deren Anzahl an Neuanlagen jedes Jahr durch Expertenbefragung ermittelt werden: Turboverdichteranlagen im oberen Leistungsbereich, Schraubenkompressoren für mittelgroße Leistungen sowie Scroll- und Kolbenverdichteranlagen im unteren Leistungsbereich bis 20 kW. Wird weniger Leistung benötigt, so werden in der Regel Raumklimageräte verwendet. Es braucht kein Außenhandel mit HFKW-haltigen Anlagen berücksichtigt werden, weil das Kältemittel grundsätzlich beim Anlagenaufbau vor Ort eingefüllt wird.
2. Für jede Kategorie wird eine bestimmte Füllmenge und Kältemittelzusammensetzung angenommen.
3. Aus der Anzahl der Neuanlagen und den o.g. Annahmen ergibt sich der jährliche Verbrauch an Kältemitteln. Hier muss auch noch der Verbrauch zum FCKW-Ersatz in Altanlagen berücksichtigt werden. Subtrahiert man die bei Kälteanlagen im Allgemeinen geringen Fertigungsemissionen, so ergibt sich der HFKW-Zugang zum inländischen Bestand.
4. Durch Kenntnis des Altbestands können der mittlere Jahresbestand und der Jahresendbestand errechnet werden.
5. Herstellungsemissionen werden durch Multiplikation der „Anzahl Neuanlagen“ mit dem $EF_{\text{Herstellung}}$ errechnet.
6. Bestandsemissionen werden gemäß Gleichung 5 errechnet.
7. Entsorgungsemissionen treten bisher nicht auf.

Die Lebensdauer von Flüssigkeitskühlern wird bei IPCC-GPG (2000) mit 10 bis 30 Jahre angegeben. Die verwendeten Werte liegen in diesem Rahmen: 12 Jahre für Anlagen mit Kolben- und Scrollverdichtern, 20 Jahre für Anlagen mit Schraubverdichtern und 25 Jahre für Turboverdichteranlagen.

Der Befüllungsverlust liegt weit unter dem Wertebereich, der im IPCC-GPG (2000) angegebenen wird. Außerdem bezieht er sich nicht auf die Füllmenge, sondern wird als fester Verlust pro Anlage angegeben.

Emissionsfaktoren

Der verwendete Emissionsfaktor ist das Ergebnis von Expertenbefragungen.

Die laufenden HFKW-Emissionen werden für alle Kälteleistungsklassen bzw. Verdichterbauarten, Altersstufen und Kältemittel-Typen gleich auf 6 % geschätzt und liegen damit im unteren Bereich des Vorschlags von IPCC-GPG (2000).

Aktivitätsdaten

Mangels öffentlich zugänglicher Statistiken über den jährlichen HFKW-Verbrauch für stationäre Klimaanlage verschiedener Bauart sind alle Daten zu dieser Anwendung auf Expertenauskünfte angewiesen, vom weltweiten Marktführer bis zum regional tätigen Klimafachbetrieb.

4.6.1.2.6 Raumklimageräte (2.F.1.e)

Raumklimageräte dienen der Temperierung der Innenraumluft einzelner Räume oder ganzer Stockwerke und liegen von der Leistung her unter den stationären Klimaanlage.

Eine inländische Produktion von Raumklimageräten gibt es nicht. Sämtliche Raumklimageräte werden befüllt importiert. 1998 kamen die ersten Geräte mit R407C auf den Markt, 2000 die mit R410A, vorher gab es nur Geräte mit FCKW-22.

Folgendes Kältemodell wird angewendet:

1. Die Raumklimageräte werden in drei Kategorien eingeteilt, deren jeweilige Absatzmenge jedes Jahr durch Anbieterbefragung ermittelt wird: mobile Geräte, Splitgeräte, Multi-Split-Geräte.
2. Für jede Kategorie werden Füllmenge und Kältemittelzusammensetzung festgelegt.
3. Aus der Absatzmenge und den o.g. Annahmen ergibt sich der jährliche Neuverbrauch, der identisch ist mit dem Neuzugang an Kältemitteln. Durch Kenntnis des Altbestands können der mittlere Jahresbestand und der Jahresendbestand errechnet werden.
4. Herstellungsemissionen treten nicht auf. Verluste bei der Installation der ortsfesten Split- und Multi-Split-Geräte werden aufgrund ihrer geringen Menge im Modell nicht berücksichtigt.
5. Bestandsemissionen werden nach Gleichung 5 berechnet.
6. Entsorgungsemissionen treten bisher nicht auf.

Der länderspezifische Emissionsfaktor liegt im mittleren Bereich des im IPCC-GPG (2000) vorgeschlagenen Wertebereichs; die geschätzte Lebensdauer von 10 Jahren an der unteren Grenze.

Emissionsfaktoren

Die laufenden HFKW-Emissionen aus Raumklimageräten werden für alle Ausführungen (Mobil, Split, Multi-Split), Größen und Kältemittel-Typen auf 2,5 % geschätzt.

4.6.1.2.7 Mobile Klimaanlage (2.F.1.f)

Mobile Klimaanlage sind Fahrzeugklimaanlagen in Personenkraftwagen (Pkw), Lastkraftwagen bzw. Nutzfahrzeugen (Nfz), Bussen, Landmaschinen, Schienenfahrzeugen und auf Schiffen. Teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) werden seit 1993 in mobilen Klimaanlage eingesetzt. Heute wird fast ausschließlich HFKW-134a als HFKW-Kältemittel verwendet. Seit dem Berichtsjahr 2002 sind auch weniger relevante Quellen (z. B. Landmaschinen) aufgenommen.

Die Zeitreihen zeigen einen signifikanten Anstieg der Emissionen seit 1995, was in direktem Zusammenhang mit dem vermehrten Einsatz von Klimaanlage in Fahrzeugen steht, trotz rückläufiger Füllmengen.

Es wird ein eigenes Kältemodell angewendet:

1. Ermittlung der Anzahl der jährlichen Fahrzeug-Neuzulassungen, jeweils für Pkw, Lkw, Bus und Landmaschinen.
2. Ermittlung der durchschnittlichen Ausrüstungsquoten mit Klimaanlage für Pkw, Lkw, Busse und Landmaschinen. Die Durchschnittsquote beruht für Pkw aus den Angaben für jeden Fahrzeugtyp, ansonsten auf Angaben von Branchenexperten.
3. Ermittlung der durchschnittlichen Füllmenge (Kältemittel) aus den Angaben für jeden Fahrzeugtyp (Pkw) und den Angaben der Branchenexperten.
4. Ermittlung der jährlichen Neuinstallationen von Klimaanlage in Schiffen (auf Basis von Schiffsneubauten für die deutsche Flotte) und Schienenfahrzeugen (auf Basis von Neubeschaffungen der deutschen Bahn) und deren Füllmenge.
5. Ermittlung des jährlichen Neuzugangs an 134a für jeden Bereich aus den Angaben zuvor, sowie des Endbestands und des mittleren Bestands für jeden Bereich.
6. Bestandsemissionen werden durch Multiplikation des „mittleren Jahresbestands“ für jeden Bereich mit dem jeweiligen $EF_{\text{Anwendung}}$ errechnet. Ermittlung des inländischen Verbrauchs an 134a zur Herstellung von mobilen Klimaanlage.
7. Herstellungsemissionen werden in Gleichung 4 errechnet.
8. Entsorgungsemissionen traten erstmalig im Jahr 2003 auf.

Emissionsfaktoren

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Literaturlauswertungen (z.B. CLODIC & YAHIA, 1997; FISCHER, 1997; ÖKO-RECHERCHE, 2001; ÖKO-RECHERCHE / ECOFYS 2003; PREISEGGER, 1999; SIEGL et al., 2002), Messungen (Pkw), Auswertungen von Werkstattokumentationen und umfangreichen Expertenbefragungen. Zu den regulären Emissionen während des Betriebs kommen hier noch Emissionen durch Unfälle und andere äußere Einflüsse hinzu.

Der EF für die Befüllung ist halb so groß wie der in IPCC-GPG (2000: S. 7.52) angegebene.

Der Emissionsfaktor für die Entsorgung wurde rückwirkend von 0,25 auf 0,3 erhöht und entspricht damit dem Standardwert der IPCC-Guidelines (IPCC 1996b: S. 2.57).

Aktivitätsdaten

Bei den PKW-Klimaanlagen werden Füllmengen durch Direktbefragung von Automobilunternehmen ermittelt, ansonsten durch eine Kombination aus amtlicher Statistik, gezielter Herstellerbefragung und Expertenschätzung.

4.6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1 alle)

Die Emissionsfaktoren sind mit größeren Unsicherheiten behaftet. Die in der Literatur (s. nachfolgende Kältemodelle) zu findende breite Streuung von Emissionsfaktoren für identische Anwendungen ist nur teilweise Folge technischer Veränderung, der Anlagendichtheit oder Ausdruck nationaler Unterschiede. In großem Maße resultiert sie aus realer Unsicherheit, da es noch zu wenig solide empirische Erforschungen ihrer Größen gibt.

Aufgrund der genannten Unsicherheit bei den Emissionsfaktoren, aber auch aufgrund der Vielzahl von Einzelanwendungen (Anlagen) wird für die Emissionsdaten noch Präziserungsbedarf gesehen. Zur Verbesserung der Angabensicherheit wurden die Daten mit den Verkaufsdaten (stoffbezogen) der Hersteller abgeglichen.

Bis zum Berichtsjahr 2001 hatte Deutschland nur aggregierte Emissionen über alle Untergruppen gemeldet. Im Rahmen der Emissionserhebung für die Jahre 1999 bis 2001 und die Emissionserhebung für das Berichtsjahr 2002 wurden auch die Emissionen der Berichtsjahre 1995 bis 1998 überprüft und aufgrund neuer Erkenntnisse zu Einsatzmengen und Emissionsfaktoren aktualisiert. Alle Daten unterliegen weiterhin einer kontinuierlichen Verbesserung.

Die Datenqualität der Emissionen aus mobilen Klimaanlagen ist recht gut und besser als in der Kälte- und stationären Klimatechnik. Denn es können die Jahresverbräuche von HFKW über die Neuzulassungen, die Produktion und den Im- und Export von Pkw, die den Großteil dieses Sektors ausmachen, sowie der jährlichen Ermittlung der modellspezifischen Ausstattungsquoten mit Klimaanlagen und der zugehörigen Füllmengen statistisch recht genau ermittelt werden. Lediglich bei den Nutzfahrzeugen sind die Angaben mit größeren Unsicherheiten behaftet.

Auf der Grundlage der Ergebnisse des Gutachtens des Umweltbundesamtes (ÖKO-RECHERCHE, 2001) und einer EU-Studie über Leckageraten mobiler Klimaanlagen (ÖKO-RECHERCHE / ECOFYS, 2003) wurden die bis dahin angenommenen Emissionsfaktoren bestätigt. Insgesamt werden die EF als genau bewertet.

Eine systematische Quantifizierung der Unsicherheiten für die gesamte Unterquellgruppe Kälte- und Klimaanlagen ist für das Berichtsjahr 2005 begonnen worden und wird für das Berichtsjahr 2006 vervollständigt.

4.6.1.4 Quellspezifische Rückrechnungen (2.F.1 alle)

Wegen der Komplexität innerhalb der stationären Kühlung und des hohen Anlagenbestands erfolgt eine kontinuierliche Verbesserung der Datengrundlage (Aufteilung der Kälteanlagenarten, der Kältemittelarten, der Anlagenzahl etc.). Die mit der jährlichen Datenermittlung gewonnenen neuen Erkenntnisse fließen kontinuierlich in die Berechnung der Emissionen ein. Damit kommt es auch zu geringfügigen Änderungen der Emissionsangaben vorangegangener Berichtsjahre.

Für die beiden Jahre 2003 und 2004 wurde eine Überprüfung der Entsorgungsberechnungen durchgeführt. Dies war notwendig, weil Berechnungen in der nationalen Datenbank zur Entsorgung völlig fehlten bzw. falsch berücksichtigt waren. Dies wirkt sich vor allem auf die Bestandsemissionen aus. Betroffen sind fast alle HFKW. Bei den Bestandsemissionen von Kühlcontainern ergaben sich für das Kältemittel 404A in den Jahren 2001 bis 2003 Änderungen, verursacht durch einen Kommafehler. Für den HFKW 23 wurde in der Tieftemperaturkühlung für das Jahr 1998 darüber hinaus ein falscher Wert eingegeben. Hier erfolgte eine Korrektur.

4.6.1.5 Geplante Verbesserungen (2.F.1 alle)

Es wird zukünftig versucht, die Daten für den Bereich der stationären Kühlung durch zeitnahe Abfragen zu den Verbräuchen (Reparatur, Nachfüllmengen etc.) zu verbessern. Diese Angaben können dann mit den Modelldaten abgeglichen werden. Aufgrund der großen Anlagenzahl (mehrere Millionen), werden die Emissionsangaben aber voraussichtlich mit größeren Unsicherheiten behaftet bleiben. Weitere Möglichkeiten der Datengewinnung und -verbesserung werden derzeit evaluiert. Hierzu zählt u. a. eine Anpassung der Erhebungen nach §10 UStatG (2005) an die Erfordernisse der Berichterstattung und die Bewertung von IT-gestützten Kälteanlagen-Erfassungsprogrammen. Die Programmierung der Entsorgung in der nationalen Datenbank soll im nächsten Berichtsjahr abgeschlossen werden. Dies gilt besonders für die stationären Klimaanlageanlagen. Hier ist eine umfassende Rekalkulation für den NIR 2008 geplant.

Die Aktivitätsrate von HFC 134a für 2.F.1.c Transportkälte und 2.F.1.f mobile Klimaanlageanlagen wird ab 2007 vom Statistischen Bundesamt gemeinsam veröffentlicht. Der Emissionsfaktor ist aufgrund ähnlicher Emissionspfade identisch. Aus diesen Gründen werden die Emissionen ab der Berichterstattung 2008 (1990-2006) nicht mehr getrennt berichtet.

4.6.2 Schaumherstellung (2.F.2)

Auch bei der Schaumherstellung werden teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) als Ersatz für die Ozonschicht schädigenden und klimaschädlichen FCKW und HFCKW seit 1993 eingesetzt.

In der nationalen Datenbank ZSE erfolgt eine Einteilung in Hart- und Weichschäume; Integralschäume werden bei Hartschäumen miterfasst. Für Weichschäume werden keine HFKW als Treibmittel benötigt, so dass sie bei der Berichterstattung nicht berücksichtigt werden.

Die Zusammenfassung von Hartschäumen beinhaltet PU-Schaumprodukte, PU-Montageschaum und XPS-Hartschaum.

4.6.2.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2)

4.6.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)

Zu den PU-Schaumprodukten gehören Weichschaum-, Integralschaum- und Hartschaumprodukte. Da Weichschäume keine HFKW als Treibmittel haben, werden sie nicht berücksichtigt. Hartschaumprodukte kommen in vielen verschiedenen Anwendungen vor, z.B. Hausgeräte, Dämmplatten, Sandwichelementen, Kleinserienisolierschäumen. Integralschäume werden z.B. bei Sport- und Freizeitschuhen sowie Automobilteilen

eingesetzt. Im Zeitraum zwischen 1995 und 1997 wurden HFKW nur bei Integralschäumen eingesetzt und seit 1998 auch als Treibmittel in Hartschäumen. Die Verwendung von HFKW geht zugunsten von Kohlenwasserstoffen wie Pentan zurück.

Die Zeitreihe beginnt erst nach 1995 und zeigt einen zunächst geringen Anstieg der Emissionen. Beides steht in Einklang mit der historischen Entwicklung des HFKW-Einsatzes in dieser Anwendung, der in Folge des langen HFCKW-Einsatzes erst langsam beginnt.

Neben den HFKW-134a und 152a werden seit 2002 als Treibmittel HFKW-365mfc (mit einem geringen Zusatz an HFKW-227ea) und seit 2004 HFKW-245fa eingesetzt. HFKW-245ca wird in Deutschland nicht angewendet.

In den Jahren 2002 bis 2004 wurde auch noch HFKW-227ea für Hart- und Integralschäume eingesetzt. Die Verwendung von HFKW-134a in Hartschäumen ist ab 2004 eingestellt.

4.6.2.1.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Es werden zur Emissionsbestimmung Gleichung 4 und Gleichung 5 angewandt. Die Fertigungsemission umfasst die HFKW-Menge, die spätestens innerhalb eines Jahres nach Fertigungszeitpunkt emittiert ist (Erstjahresverlust).

Emissionsfaktoren

Die verwendeten Emissionsfaktoren entsprechen weitgehend den in den IPCC-GPG (2000) angegebenen Standardwerten. Sie wurden jedoch mit den nationalen Experten abgestimmt und zum Teil angepasst. So wurde der Emissionsfaktor für die Herstellung von PU-Hartschaum unter Verwendung von 365mfc/245fa von 10 % auf 15 % erhöht, da ab 2004 dieses HFKW-Gemisch verstärkt in offenen Anwendungen vor Ort, vor allem Spritzschaum, eingesetzt wird.

Der Emissionsfaktor aus dem Bestand für HFKW-365mfc stammt noch aus einer Abschätzung aus den Versuchsprodukten.

Bei Integralschäumen entweicht das Treibmittel bis auf wenige Reste während des Schäumungsvorgangs. Da die Reste laut konsultierten inländischen Experten maximal innerhalb 2 Jahren ausgasen, wird in Deutschland ein Emissionsfaktor von 100 % bei der Herstellung als angemessen betrachtet im Unterschied zur IPCC-GPG (2000).

Aktivitätsraten

Die Inlands-Neuverbräuche für jedes Treibmittel und jede Produktgruppe basieren auf den in Deutschland produzierten Mengen an Schaumprodukten. Die Bestände basieren auf den in Deutschland eingesetzten Mengen an Schaumprodukten (Verkauf in Deutschland) seit Einführung der HFKW. Abgänge, die den Bestand mindern, spielen bei einer Lebensdauer von mindestens 20 Jahren bis auf weiteres noch keine Rolle.

Inlands-Neuverbräuche und Inlands-Absatz an Schaumprodukten werden jährlich durch Herstellerbefragung, Anwenderbefragung, Treibmittellieferanten und Verbandsinformationen (IVPU) erhoben.

4.6.2.2 PU-Montageschaum (2.F.2)**4.6.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)**

Unter dem Begriff „Montageschaum“ wird Polyurethanschaum verstanden, der aus Druckbehältern (Dosen) vor Ort ausgetragen wird. Als Treibmittel werden seit dem HFCKW-Verbot Gemische aus HFKW und Propan, Butan oder Dimethylether (DME) eingesetzt, wobei der HFKW-Anteil in den Dosen seit 1996 immer mehr reduziert worden ist. Als Ersatz von HFKW-134a stieg der Einsatz von HFKW-152a.

4.6.2.2.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Gemäß IPCC-Guidelines (1996b: S. 2.58) wird bei dieser offenen Anwendung die Emission gleich der in den Dosen verkauften Menge HFKW gesetzt. Im Unterschied zur IPCC Methode wird aber angenommen, dass sämtliche Emissionen im Verkaufsjahr entstehen, da eine zügige Anwendung und Entsorgung erfolgt. Zwar sind verbrauchte Dosen bei der Entsorgung nicht vollständig leer, sondern enthalten noch etwa 8 % der ursprünglichen Schaummenge einschließlich Treibgas. Dieses Treibgas gelangt jedoch verzögert zum größten Teil ebenfalls in die Atmosphäre.

Die Befüllungsemissionen werden aus der Zahl der jährlich in Deutschland abgefüllten Dosen und dem Treibmittelverlust pro Dose berechnet.

Anwendungsemissionen werden mit Gleichung 5 berechnet.

Emissionsfaktoren

Der $EF_{\text{Herstellung}}$ wurde durch Experten- und Herstellerbefragung ermittelt.

Aktivitätsdaten

Für die Ermittlung des inländischen HFKW-Neuverbrauchs zur Abfüllung und die dabei entstehenden Befüllungsverluste (Fertigungsemissionen) werden folgende Daten benötigt:

1. Zahl der jährlich in Deutschland abgefüllten Dosen
2. HFKW-Gehalt je Dose in Gramm
3. Anteil der HFKW-Typen in Prozent
4. spezifischer Befüllungsverlust

Diese Daten werden durch Expertenbefragung erhoben.

Für die Ermittlung der Anwendungsemissionen pro Jahr werden folgende Angaben benötigt:

1. Inländischer Absatz an Dosen (standardisiert auf 750 ml; da Dosengrößen von 300-750 ml reichen)
2. HFKW-Gehalt pro Dose in Gramm
3. Anteile der beiden Treibmittel 134a und 152a in Prozent

Diese Daten stammen von den Herstellern selber.

4.6.2.3 XPS-Hartschaum (2.F.2)**4.6.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)**

Verbräuche und Emissionen von HFKW zur Herstellung von XPS-Dämmplatten gibt es erst seit 2001, da vorher HFCKW oder alternativ CO₂/Ethanol eingesetzt wurde. Zum Einsatz kommen HFKW-152a und 134a, entweder allein oder als Gemisch.

4.6.2.3.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Die Gesamtemissionen aus diesem Bereich werden nach Gleichung 4 und Gleichung 5 berechnet. Der HFKW-Inlands-Neuverbrauchs wird aus den mit den beiden HFKW (134a und 152a) jährlich produzierten Gesamtvolumina an XPS-Dämmstoff (in m³) und der zur Herstellung eines Kubikmeters XPS-Schaums benötigten Masse an HFKW berechnet. Im Falle von HFKW-134a werden 3,2 kg benötigt, bei 152a sind es 3,0 kg.

Auffangen und Rückgewinnung wurden erprobt, bislang aber aus technischen und ökonomischen Gründen nicht umgesetzt.

Anwendungsemissionen errechnen sich aus dem mittleren inländischen HFKW-Bestand in XPS-Dämmstoffen. Dieser erhöht sich jährlich nur durch Neuzugänge von 134a-haltigen Dämmplatten. Abgänge vom Bestand spielen bei einer Lebensdauer von 50 Jahren noch keine Rolle. Der HFKW-Neuzugang entspricht nicht dem jährlichen Neuverbrauch abzgl. der Herstellungsemissionen. Denn durch den Außenhandel, besonders dem Export von 134a-haltigem XPS, bilden nur 25 % (Kehrwert der Exportquote) des in den Produkten enthaltenen HFKW-134a einen Neuzugang zum inländischen HFKW-Bestand.

Entsorgungsemissionen sind bisher nicht relevant.

Emissionsfaktoren

Die Herstellungsemissionen (HFKW-Erstjahresverlust) für HFKW-152a betragen praktisch 100 %, da es bei der Produktion nur als Treibmittel benutzt wird. Beim HFKW-134a emittiert bei der Schäumung nur eine Teilmenge des Verbrauchs, der Hauptteil geht ins Produkt ein. Sein EF_{Herstellung} wird empirisch bestimmt und betrug in den Jahren 2001 und 2004 27 % (=0,27).

Die beiden EF_{Herstellung} wurden vom Fachverband Polystyrol-Extruderschäumstoff e.V. (FPX) und der European Extruded Polystyrene Insulation Board Association (EXIBA) mitgeteilt. Der Sprecher des Fachverbands FPX schätzte die jährlichen Ausgasungen von eingeschlossenem HFKW-134a-Zellgas im Jahr 2002 auf unter 1 %. Dem zugrunde liegt u.a. eine interne Studie der BASF über die Halbwertszeit verschiedener Zellgase, u.a. auch HFKW-134a und HFKW-152a (WEILBACHER 1987). Der EF_{Anwendung} aus dieser Laborstudie wird benutzt. Die Diffusion aus den Platten ist dickeabhängig und kann nur als Durchschnitt bzw. als Wert für bestimmte Plattenstärken angegeben werden. Somit ist der angegebene Wert auf eine mittlere Plattenstärke bezogen.

Aktivitätsdaten

Alle für die Emissionsberechnung erforderlichen Daten, wie produzierte Gesamtvolumina an XPS-Dämmstoffen (in m³), Verlustrate bei der Produktion, Außenhandelssaldo für HFKW-134a-haltige Dämmplatten stammen vom deutschen und europäischen Fachverband (FPX und EXIBA).

4.6.2.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)

Eine systematische Quantifizierung der Unsicherheiten für 2.F.2 ist für das Berichtsjahr 2005 begonnen worden und wird für das Berichtsjahr 2006 vervollständigt.

Bei PU-Schaumprodukten werden die Emissionsangaben für die zurück liegenden Jahre als gut bewertet, da die eingesetzten HFKW-Mengen derzeit noch eher klein sind. Allerdings wird in Zukunft aufgrund der erwarteten Produktvielfalt ein guter Marktüberblick schwieriger.

Der XPS-Markt ist in Deutschland wegen weniger Hersteller überschaubar. Da die EF und AR in Zusammenarbeit mit den Herstellern erarbeitet wurden, werden sie als hinreichend genau bewertet; eine Quantifizierung ist noch nicht erfolgt.

Die Produktionsmengen von XPS (AR) und Einsatzmengen der beiden HFKW-152a und 134a (AR) seit 2001 wurden vom Fachverband recherchiert. Da es nur drei Hersteller gibt, die HFKW für die XPS-Schäumung einsetzen, ist an der Datensicherheit der Aktivitätsdaten wenig zu zweifeln. Dies gilt auch für die Exportquote und die ermittelten HFKW-Herstellungsemissionen beim Einsatz von HFKW-134a.

Die Fertigungsemissionen bei der Anwendung des HFKW-152a von 100 % stimmen nicht mit den bisherigen IPCC-Schätzungen überein, wurden jedoch vom Fachverband als realistisch präsentiert.

Die durch eine Laborstudie erhaltene Emissionsrate aus dem laufenden Bestand wird angewendet, solange es keine zuverlässigen Messungen an wirklich genutzten Dämmplatten gibt, die in der Aussagekraft noch höher zu bewerten wären als Laborwerte.

4.6.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Im Berichtsjahr 2001 wurden für PU-Montageschäume aufgrund von Gesprächen mit dem „Arbeitskreis Polyurethanschäume“ Rekalkulationen vorgenommen, die den Anteil von HFKW in der einzelnen Dose und die HFKW-Zusammensetzung zwischen 152a und 134a betrafen.

Rückrechnungen sind nicht durchgeführt worden.

4.6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)

Neue Möglichkeiten der Datengewinnung werden derzeit evaluiert. Eine erste Bewertung dieser Möglichkeiten hat gezeigt, dass die AR „Inlands-Neuverbrauch“ ggf. über das UStatG erhoben werden kann. Derzeit ist noch unklar, ob die über diesen Weg erhobenen Daten rechtzeitig für die Berichterstattung zur Verfügung stehen und ob eine Erfassung aller Anwender von HFKW zur PU-Schaumstoffproduktion möglich ist. Ferner hat sich ergeben, dass eine Erfassung des Im- und Exports von Schaumstoffen und damit des inländischen Absatzes nicht über bestehende Statistiken möglich ist, da diese nicht zwischen den Treibmitteln unterscheiden. Hier wird nach anderen Lösungen gesucht.

Bei PU-Montageschäumen besteht noch bezüglich der durchschnittlichen HFKW-Menge Verifizierungsbedarf. Eine Zusammenarbeit mit den Herstellern war bisher nicht möglich.

In Zusammenarbeit mit den Herstellern und Verbänden wird die Möglichkeit eines Monitoring-Systems bei XPS-Hartschaumprodukten mit formalisierter Datenübermittlung diskutiert. Der Prozess steht noch am Anfang. Eine Erfassung des Im- und Exports von

Schaumstoffen und damit des inländischen Absatzes ist hingegen nicht über bestehende Statistiken möglich, da diese nicht zwischen den Treibmitteln unterscheiden.

4.6.3 Feuerlöschmittel (2.F.3)

4.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.3)

Die bis 1991 als Feuerlöschmittel erlaubten Halone sind weitgehend durch ökologisch unbedenkliche Stoffe ersetzt worden; vor allem Inertgase wie Stickstoff und Argon in Anlagen zur Beflutung von zu löschenden Innenräumen und Pulver, CO₂ oder Schaum in Handlöscher.

Als Halonersatz wurde in Deutschland 1998 der HFKW-227ea zugelassen. Danach folgte 2001 der HFKW 236fa, der aber nur im militärischen Bereich eingesetzt wird. Seit 2002 ist auch HFKW-23 zugelassen, wird aber erst seit 2005 eingesetzt. Die HFKW-Feuerlöschmittel werden importiert und in Deutschland in Anlagen abgefüllt. Außenhandel bereits befüllter Anlagen kommt praktisch nicht vor. Die Zeitreihen beginnen erst nach 1995.

4.6.3.2 Methodische Aspekte (2.F.3)

Der jährliche HFKW-Neuzugang in inländischen Anlagen ist identisch mit der im Inland in Neuanlagen gefüllten Menge (HFKW-Neuverbrauch).

Laut IPCC-GPG (2000, Kapitel 3.7.6) wird für Feuerlöschmittel ein „sales-based top-down“-Ansatz vorgeschlagen, um die Emissionen zu ermitteln. Ein bottom-up Tier 2 Ansatz wird als nicht geeignet eingestuft, weil die benötigten Aktivitätsdaten für viele Länder nicht verfügbar sind. Da in Deutschland die Aktivitätsdaten vorliegen, wird ein bottom-up Ansatz gewählt. Im Gegensatz zum top-down Ansatz der IPCC-GPG werden Befüllungsemissionen berücksichtigt.

Die durchschnittliche Lebensdauer von Feuerlöschanlagen beträgt bis zu 35 Jahre.

Emissionsfaktoren

Die EF_{Herstellung} basieren auf Expertenschätzungen.

Ein EF_{Anwendung} wird nur für HFKW-236fa verwendet. Dieser basiert auf Expertenschätzungen und steigt von 1 % auf 5 % bis zum Jahr 2007, um die größere Wahrscheinlichkeit von Undichtigkeiten älterer Anlagen zu berücksichtigen.

Aktivitätsdaten

Die Emissionsangaben zum HFKW-227ea basieren auf statistischen Erhebungen eines Unternehmens zu Einsatzmengen, Nachfüllmengen, Fehlauslösungen, Auslösungen im Brandfall und Probeflutungen in Deutschland (in Anlehnung an Tier 2). Damit wird nicht der gesamte Markt erfasst, da es noch einen weiteren Anbieter gibt. Dieser hat jedoch nur einen sehr geringen Marktanteil und wird durch einen Aufschlag auf die Emissionsangaben des Marktführers mitberücksichtigt.

Die Angaben zum HFKW-236fa basieren auf einer in der Zulassung festgelegten Berichtspflicht gegenüber der Zulassungsstelle.

4.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.3)

Eine systematische Quantifizierung der Unsicherheiten für die Unterquellgruppe Feuerlöschmittel ist für das Berichtsjahr 2005 begonnen worden und wird für das Berichtsjahr 2006 vervollständigt.

4.6.4 Aerosole (2.F.4)

In diesen Bereich fallen die Dosieraerosole (MDI), die im medizinischen Bereich angewendet werden, sowie die allgemeinen Aerosole und die sogenannten Novelty-Aerosole.

4.6.4.1 Dosieraerosole (2.F.4.a)

4.6.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4.a)

Dosieraerosole werden im medizinischen Bereich überwiegend zur Behandlung von Asthma eingesetzt. In Deutschland kam das erste HFKW-getriebene Dosieraerosol 1996 mit dem Treibmittel HFKW-134a auf den Markt. Seitdem ist die Anzahl der Präparate kontinuierlich gestiegen. Eine inländische Abfüllung gibt es aber erst seit 2001. Zum Einsatz kommt außer dem HFKW-134a auch der HFKW-227ea.

Die Zeitreihe zeigt einen Anstieg der Emissionen, der in Einklang mit der zunehmenden Verwendung der HFKW als FCKW-Ersatzstoffe steht. Ein großer Sprung ist 2001 zu verzeichnen. Ab diesem Jahr wurden FCKW für die größte Wirkstoffgruppe, die kurzwirksamen Beta-Mimetika, verboten.

4.6.4.1.2 Methodische Aspekte (2.F.4.a)

In Bezug auf die Aktivitätsdaten entspricht die Methode einem bottom-up Ansatz. Da 98% des Doseninhalts Treibgas sind, wird der Doseninhalt als reiner HFKW aufgefasst.

Apothekenverkäufe stellen die große Mehrheit dar. Auf weitere 10 Prozent wird der Bedarf in Krankenhäusern geschätzt und 3 Prozent sind „unverkäufliche Muster“ für Ärzte und Pharmareferenten. Diese werden durch einen Zuschlagsfaktor von 13 % auf die Apothekenverkäufe berücksichtigt.

Die Zeitspanne zwischen Apothekenverkauf und Anwendung ist kurz. Bezugsgröße für die Emissionen ist – entgegen IPCC-GPG (2000, Gleichung 3.35) - daher nicht die Summe der halben Käufe (Verkäufe) des vorherigen Jahres und des aktuellen Jahres, sondern die gesamten Käufe/Verkäufe des aktuellen Jahres. Der IPCC-GPG-Ansatz böte sich an, wenn nicht verkaufte, sondern produzierte Dosen als Daten vorlägen, weil zwischen Produktion und Anwendung tatsächlich viel Zeit für Transport- und Lagerung vergeht.

Zu den Anwendungsemissionen werden Herstellungsemissionen addiert. Die Emissionen wären höher, wenn nicht ein Teil mithilfe einer Kältefalle aufgefangen und der Verbrennung zugeführt würde.

Emissionsfaktoren

Der den Herstellungsemissionen zu Grunde liegende $EF_{\text{Herstellung}}$ basiert auf im Betrieb sehr exakt ermittelten Befüllemmissionen. Diese betragen etwa 1 %, bezogen auf den Neuverbrauch zur Befüllung. Das entspricht etwa 0,15 g pro 10 ml-Dose.

Es wird in Übereinstimmung mit den IPCC Vorgaben (1996b, Seite 2.61) von einer 100 %-igen Emission ausgegangen ($EF_{\text{Anwendung}} = 1$). Inhalierte HFKW setzen sich in den Atemwegen nicht um, sondern gelangen beim Ausatmen unverändert in die Atmosphäre. Es wird aber eine nur einjährige Lebensdauer der Aerosoldose zugrunde gelegt. Der Emissionsfaktor ist daher als „country-specific“ eingestuft.

Aktivitätsdaten

Die Emissionsdaten basieren auf Verkaufszahlen (Apothekenverkäufe) von Dosieraerosolen in Deutschland, die über Befragungen der Produzenten erhoben wurden. Dabei werden die gesamte Stückzahl, die durchschnittliche Füllmenge in ml und das eingesetzte Treibgas zur Aufbereitung herangezogen.

4.6.4.2 Sonstige Aerosole (2.F.4.b)

4.6.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4.b)

In Deutschland werden sechs Arten allgemeiner Aerosole (ohne medizinische Sprays und Novelties) mit HFKW verkauft:

- Druckluftsprays,
- Kältesprays,
- Abflussreiniger-Sprays,
- Schmiermittelsprays,
- Insektizide und
- Abwehrsprays.

Gemessen an den 80er Jahren des letzten Jahrhunderts sind die Anwendungsmengen fluorierter Treibgase in Aerosolen um über 99 % reduziert wurden. Die inländische HFKW-Abfüllmenge ist seit 1995 konstant. Hinzu kommen so genannte Novelty-Aerosole (künstlicher Schnee, Luftschlangensprays u.a.), die etwa 100 t HFKW/Jahr emittieren. Sie werden aber in Deutschland nicht hergestellt.

4.6.4.2.2 Methodische Aspekte (2.F.4.b)

Importe und Exporte halten sich die Waage, so dass der Inlandsmarkt mit dem Verbrauch für die inländische Abfüllung gleichgesetzt werden kann. Der inländische Verbrauch richtet sich nach im Inland abgefüllten Dosen, unabhängig davon, wo diese angewendet werden.

Emissionsfaktoren

Es wird analog den IPCC Vorgaben (IPCC-GL 1996b, 2.61) sachgerecht von einer 100 %-igen Emission ausgegangen ($EF_{\text{Anwendung}} = 1$). Von der in Deutschland abgesetzten Zahl von Dosen wird angenommen, dass eine Hälfte noch im gleichen und die andere Hälfte im folgenden Jahr verbraucht wird wie in IPCC-GPG (2000).

$EF_{\text{Herstellung}}$ basiert auf Expertenschätzungen.

Aktivitätsdaten

Entsprechend einem bottom-up-Ansatz stammen sämtliche Mengendaten direkt von Produzenten, Abfüllern und Betreibern, bzw. Branchenvereinigung. Für allgemeine Aerosole kommen noch Befüllungsemissionen (= Herstellungsemissionen) hinzu. Grundlage für eine Schätzung ist EU-weites Datenmaterial.

4.6.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4 alle)

Der Zuschlagsfaktor für Krankenhäuser und Ärztemuster kann von den 13% um 2% nach oben oder unten abweichen.

Eine systematische Quantifizierung der Unsicherheiten ist für das Berichtsjahr 2005 begonnen worden und wird für das Berichtsjahr 2006 vervollständigt.

Gegenüber den Emissionsangaben zu Dosieraerosolen werden die Angaben für die sonstigen Aerosole als nicht sehr gut bewertet, da aufgrund der Vielzahl von Produkten der Marktüberblick begrenzt ist. Auch sind hohe Importmengen, vor allem bei den „Novelties“ problematisch. Derzeit können die Unsicherheiten nicht quantifiziert werden.

Da der Umstieg von FCKW auf chlorfreie Treibgase bereits Anfang der 90er Jahre vollendet war, ist die Zeitreihe seit 1995 weitgehend unverändert.

4.6.4.2.4 Quellspezifische Rückrechnungen (2.F.4 alle)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.4.2.5 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (2.F.4 alle)

Verbesserungen sind gemeinsam mit dem Industrie-Verband in die Wege geleitet. Des Weiteren wird die Möglichkeit der Nutzung weiterer Datenquellen geprüft. Eine erste Bewertung dieser Datenquellen hat gezeigt, dass die AR „Neuverbrauch“ ggf. über das UStatG erhoben werden kann. Eine Erfassung des Im- und Exports und damit des inländischen Absatzes ist hingegen nicht über bestehende Statistiken möglich, da diese nicht zwischen den Treibgasen unterscheiden.

4.6.5 Lösemittel (2.F.5)**4.6.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.5)**

Der Einsatz von HFKW als Lösemittel war in Deutschland bis zum Jahr 2001 verboten (2. BImSchV) und ist auch heute noch stark eingeschränkt. Jede Anwendung muss einzeln beantragt werden, wobei eine Bewilligung nur im Sonderfall erteilt wird.

4.6.5.2 Methodische Aspekte (2.F.5)

Die Emissionsberechnung erfolgt nach IPCC-GPG (2000, Gleichung 3.36).

Emissionsfaktoren

Ein Emissionsfaktor für die Herstellung ist nicht definierbar. Bei der Verwendung geht man von einer vollständigen Emission innerhalb von 2 Jahren aus.

Aktivitätsdaten

Die Emissionsangaben basieren auf Verkaufsdaten des autorisierten Händlers und betreffen ausschließlich HFKW-4310mee. Da die Daten vertraulich sind, werden sie bei den sonstigen Aerosolen mit HFKW-134a aufsummiert.

4.6.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.5)

Eine systematische Quantifizierung der Unsicherheiten für die Unterquellgruppe Lösemittel ist für das Berichtsjahr 2005 begonnen worden und wird für das Berichtsjahr 2006 vervollständigt.

4.6.6 Halbleiterproduktion (2.F.6)

4.6.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

In der Halbleiterindustrie emittieren gegenwärtig FKW (CF_4 , C_2F_6 , C_3F_8 , $\text{c-C}_4\text{F}_8$), HFKW (CHF_3), Stickstoff-Trifluorid (NF_3) und SF_6 aus dem Fertigungsprozess. Diese Gase werden zum Strukturätzen dünner Schichten und zum Reinigen der Reaktionskammern nach dem CVD-Prozess (Chemical Vapour Deposition) eingesetzt. Einige der in die Plasmakammern eingebrachten FKW werden im Produktionsprozess teilweise zu CF_4 umgewandelt.

Die Zeitreihe der FKW zeigt einen kontinuierlichen Anstieg der Emissionen bis zum Jahr 2000, da die Zahl der berichtenden Unternehmen zugenommen hat. Darunter sind nicht nur neugebaute Fabriken, sondern auch solche, die schon 1995 produzierten, aber noch nicht am Monitoring teilnahmen (Hochrechnungen wurden nicht durchgeführt). Darum sind die Emissionen vor 1999 systematisch zu niedrig. Danach ist der Anstieg im Wesentlichen auf eine gesteigerte Produktion zurückzuführen.

4.6.6.2 Methodische Aspekte (2.F.6)

Die Emissionen können nicht allein anhand der eingesetzten Mengen (Verkäufe des Gasehandels) ermittelt werden, weil die Differenz zwischen Verbrauch und Emission von verschiedenen Faktoren abhängig ist, nämlich der nur partiellen chemischen Umsetzung im Plasmareaktor und der Wirkung nachgeschalteter Abgasreinigungsanlagen. Außerdem muss ein Rückstand von ca. 10 % pro Gasflasche als Nicht-Verbrauch beachtet werden.

Emissionsfaktoren

Während des Ätzprozesses setzen sich nur etwa 15 % des zugeführten CF_4 chemisch um. Der Emissionsfaktor als inverse Umsetzungsrate beträgt also 85 % des CF_4 -Verbrauchs.

Aktivitätsdaten

Bis zum Berichtsjahr 2000 basierten die Emissionsangaben auf Befragungen durch EECA-ESIA (European Electronic Component Manufacturers Association – European Semiconductor Industry Association). Die nationalen Hersteller wurden zu Produktionskapazitäten, eingesetzten Stoffmengen und Abgasbehandlungstechniken befragt.

Seit dem Jahr 2001 liegen aufgrund einer freiwilligen Zusage der Halbleiterindustrie gute Emissionsangaben für diese Teilgruppe für alle Einzelstoffe vor. Die Emissionsdaten werden nach einer einheitlichen Berechnungsformel (Tier 2c-Ansatz) aus dem jährlichen Verbrauch für jede Produktionsstätte berechnet, aggregiert und vom Zentralverband Elektrotechnik- und Elektroindustrie e.V. (ZVEI, Bauelemente) an das Umweltbundesamt gemeldet. Die Basisdaten für die Berechnung sind ebenso wie die Emissionsdaten nicht öffentlich, können aber zum Zweck einer Überprüfung eingesehen werden. Da nur die Emissionen, nicht aber der zu Grunde liegende Verbrauch gemeldet werden, können keine IEF errechnet werden.

4.6.7 Elektrische Betriebsmittel (2.F.7)

4.6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.7)

SF₆ findet als Lösch- und auch als Isoliermittel anstelle von Luft vor allem in Schaltanlagen und Schaltgeräten der Hochspannung (52-380 kV) und zunehmend in der Mittelspannung (10-52 kV) Verwendung. Außerdem wird es noch bei der Herstellung von Bauelementen eingesetzt, die entweder in Schaltanlagen eingebaut werden (Wandler, Durchführungen) oder direkt zu Betreibern gelangen (HS-Freiluftwandler).

Durch die im Berichtsjahr 2002 erstmalige Erfassung weiterer SF₆-Anwendungen, z.B. in Teilchenbeschleunigern, kam es in der Zeitreihe im Jahr 2002 zu einem sprunghaften Anstieg der Emissionen. Im Berichtsjahr 2005 wurden neue Unternehmen in die Berichterstattung aufgenommen, insbesondere in der neuen Kategorie „Andere elektrische Betriebsmittel“. Konjunkturrell bedingt wurden in 2005 mehr Anlagen verkauft. Dennoch fallen insgesamt die absoluten Emissionen aufgrund deutlicher Reduzierungen im Bereich der „anderen“ Betriebsmittel und durch erneut geringere Emissionsraten bei den Schaltanlagen.

4.6.7.2 Methodische Aspekte (2.F.7)

Die Emissionsangaben basieren im Wesentlichen auf einer Massenbilanz und nicht auf der Berechnung aus EF und AR. Anwendungs- und Entsorgungsemissionen müssen noch detaillierter erklärt werden.

Anwendungsemissionen:

Laufende Bestandsemissionen beziehen sich auf den seit 1970 durch jährliche Zugänge in Schaltanlagen akkumulierten SF₆-Bestand, der im Mittel des Jahres n besteht.

Der SF₆-Endbestand in der Gesamtheit der elektrischen Betriebsmittel eines bestimmten Jahres n verändert sich jährlich um den Saldo aus Zugang und Abgang. Vereinzelte Abgänge (Hochspannung) werden seit 1997 registriert; ein systematisches Ausscheiden ganzer Jahrgänge ist bei einer auf 40 Jahre geschätzten Lebensdauer erst ab 2010 zu erwarten.

Drei Besonderheiten sind bei der Berichterstattung zu Schaltanlagen zu beachten:

1. Die Berechnung des Endbestandes für jedes Jahr n basiert zwar jeweils auf dem Endbestand des Vorjahres (n-1), jedoch nicht bis zum allerersten Einsatzjahr. Dieses sonst übliche Verfahren entfällt bei Schaltanlagen, weil die Betreiber/Hersteller den SF₆-Bestand für 1995 abgeschätzt haben, und zwar getrennt für Hoch- und Mittelspannung (770 t bzw. 157,6 t).
2. Bestands- und Emissionsermittlung erfolgen in der Hochspannung durch regelmäßige Direkterhebungen bei den ca. 100 Betreibern. Diese werden unmittelbar nach ihrem aktuellen Bestand an SF₆ in Betriebsmitteln (GIS, Leistungsschalter, Freiluftwandler) befragt sowie nach den jährlichen (betriebsmittelbezogenen) Nachfüllungen zum Emissionsausgleich.
3. Mittelspannungs-Schaltanlagen haben sehr zahlreiche und zugleich sehr heterogene Betreiber. Direktbefragungen scheiden daher aus. Die Hersteller der Mittelspannungsanlagen haben es selbst übernommen, auf Basis ihrer Verkaufsdaten den inländischen Bestand fortzuschreiben. Die Emissionsermittlung ist dadurch möglich, dass die Anlagen praktisch wartungsfrei sind und nur minimale Emissionen (meist nur infolge äußerer Einwirkungen) aufweisen, die durch einen pauschalen

Emissionsfaktor (Expertenbefragung) abgedeckt werden können: Die Emissionsrate wird seit 1998 mit konstanten 0,1 % angesetzt, da seit Mitte der 90er Jahre praktisch nur noch Anlagen zum inländischen Bestand gelangen, die nicht nur als "closed for life", sondern als "sealed for life" gelten. Ältere Anlagen mit Emissionsraten höher als 0,1 % verlieren dadurch an Gewicht.

Entsorgungsemissionen:

Wegen der langen Lebensdauer von Schaltanlagen (40 Jahre) und dem Ersteinsatz von SF₆ Ende der 60er Jahre kommt es heute erst in geringem Umfang zu Entsorgungsemissionen. Aus Altanlagen (Hoch- und Mittelspannung) zur Entsorgung anstehende SF₆-Mengen (AR) wurden daher bislang nur grob geschätzt (auf konstante 3 t/a). Ab dem Berichtsjahr 2005 werden die Entsorgungsmengen von den Verbänden aus dem Anlagenrückbau erstmals präzise ermittelt. Dies gilt auch für die Emissionen aus der Entsorgung, die vor 2005 mit 0,06 t abgeschätzt wurden.

Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren bei der Herstellung von Bauelementen sind deutlich größer als bei der Herstellung von Schaltanlagen und -geräten.

Aktivitätsdaten

Es werden die installierte Menge am Ende eines Jahres und die Emissionen an den einzelnen Quellen (Werksverluste der Hersteller, Montageverluste der Hersteller, Leckagen bei Betreibern - einschließlich Wartung und Entsorgung) vom Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e.V. (ZVEI), vom Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) und seit 2004 vom Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) im Rahmen einer Selbstverpflichtung dem Umweltbundesamt übermittelt. Diese Selbstverpflichtung wurde 2005 erneuert und in dem Sinne erweitert, dass sie neben Schaltanlagen und -geräte auch formell Bauelemente wie Durchführungen und Wandler umfasst. Eine Einteilung erfolgt in drei Kategorien:

1. Hochspannungsschalter und -anlagen
2. Mittelspannungsschalter und -anlagen
3. Andere Betriebsmittel (In diese Kategorie fallen Messwandler, Gasisolierte Leitungen (GIS), Hochspannungsdurchführungen, Kondensatoren und Transformatoren)

4.6.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.7)

Da es nur ca. zehn verschiedene Hersteller der HS-Betriebsmittel (einschließlich Durchführungen und Wandler) gibt, sind die Verbrauchsdaten sehr sicher, zumal es sich im Prinzip um Einkaufsmengen handelt, über die intern ohnehin Buch geführt wird. Bei den Emissionen ist die Erfassung schwieriger, da in den Betrieben mehrere Emissionsquellen vorhanden sind, die für sich genommen mitunter recht klein sind. Gasverluste entstehen beim Befüllen von Geräten zum Test, beim Entleeren nach dem Test, beim Öffnen von Ausschuss, in der Entwicklungsabteilung usw. Allerdings gehen mittlerweile alle inländischen Werke nach einem einheitlichen Fragebogen vor, der sämtliche möglichen Emissionsquellen nennt und im Rahmen der Erhebung auf seine Richtigkeit geprüft wird. Aus diesem Grund und der geringen Anzahl an Herstellern (s.o.) hängt die Exaktheit der Erhebung letztlich von der Messgenauigkeit ab. Diese bewegt sich im Bereich von ±10 % der Abschätzungen.

Die Emissionen in der Hochspannung werden über die jährlichen Nachfüllungen ermittelt, die von eigenem Personal oder vom Herstellerservice durchgeführt wurden. (Nachfüllungen erfolgen bei Unterschreitung von 90 % des Soll-Füllstandes, was in der Regel vom Gerät selbst angezeigt wird). Diese Methode ist als sehr sicher zu bewerten, d.h. die Abweichungen vom wahren Wert betragen etwa ± 10 %. Alle bisherigen Erhebungen führten zu nahe beieinander liegenden Größenordnungen für die Emissionen, die zwischen 0,82 und 0,88 % betrugen.

Beim HS-Bestand und damit auch bei den Emissionen, die sich beide seit 1995 grundsätzlich erhöhen, gibt es im Jahr 2000 eine ungewöhnliche Entwicklung, nämlich einen Rückgang gegenüber dem Vorjahr um über 25 t beim Bestand (und 0,85 t bei den Emissionen). Dieser Rückgang, der auf HS-GIS (600 zu 567 t) zurückgeht, ist nicht durch Abgänge durch Außerbetriebnahme zu erklären, da diese noch keine nennenswerte Rolle spielen. Dem VDN zufolge, der die Erhebungen durchführt, steckt dahinter sowohl ein statistisches als auch organisatorisches Problem. Ende der 90er Jahre fanden im Zuge der Liberalisierung des Strommarktes bei den Betreibern tiefgehende Umgruppierungen (durch Fusionen und Eigentumswechsel von Unternehmensteilen) statt, so dass die personellen Zuständigkeiten für den Betriebsmittelbestand immer wieder wechselten. So sind Doppelzählungen im Jahr 1999 nicht auszuschließen, ebenso wie nicht erfasste Betriebsmittel im Jahr 2000.

In der Mittelspannung sind die Verbrauchsdaten als sehr sicher einzuschätzen, da sie auf Verkaufsdaten beruhen. Jedes Unternehmen führt Listen über die jährlich im Inland abgesetzte Stückzahl von Schaltanlagen mit ihren jeweiligen SF₆-Normfüllmengen.

Die Emissionsrate 0,1 % in der Mittelspannung ist für den Bestand der letzten Jahre als akzeptabel zu bewerten. Da der VDN in seinen Erhebungen bisher auch immer nach den Nachfüllungen bei Mittelspannungsanlagen fragte, sind Gegenproben möglich: Aus den VDN-Unterlagen ergaben sich für MS-Schaltanlagen (Lasttrennschaltanlagen) SF₆-Verluste von nur 0,06 % in den Jahren 1998/1999.

4.6.7.4 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.7)

Die Produktions- und Anwendungsemissionen wurden für das Jahr 2004 vom Verband ZVEI rekalkuliert. Alle anderen Daten unterliegen ebenfalls einer kontinuierlichen Rekalkulation, da häufig neue Firmen berichten oder weitere kleinere Anwendungsgebiete berücksichtigt werden. Die Angaben der Verbände wurden durch einen externen Fachexperten geprüft und anschließend in die Datenbank ZSE eingegeben.

4.6.8 Sonstige (2.F.8)

Diese Quellgruppe umfasst die Anwendungen in Isolierglasfenstern (2.F.8 Isolierglasfenster), Autoreifen (2.F.8 Autoreifen), Sportschuhen (2.F.8 Sportschuhe), als Spurengase (2.F.8 Spurengase) und in Radaranlagen (2.F.8 Radaranlagen)

4.6.8.1 Isolierglasfenster (2.F.8.a)

4.6.8.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.a)

SF₆ wird seit 1975 zur Erhöhung der Schalldämmung bei Mehrscheiben-Isolierglas in den Scheibenzwischenraum gefüllt. Nachteilig bei der Anwendung sind die schlechtere

Wärmedämmleistung und das hohe Treibhauspotenzial von SF_6 . Die Verschiebung der Priorität in Richtung Wärmeschutz, z. B. durch die Wärmeschutzverordnung und ein Bedeutungszuwachs SF_6 -freier Scheibentechnologien haben dazu geführt, dass der Einsatz von SF_6 in dieser Anwendung seit Mitte der 90er Jahre zurück geht.

Schallschutzscheiben werden in Deutschland in fast 400 Betrieben hergestellt und gegebenenfalls mit Gas befüllt. Der Export fertiger Scheiben spielt keine nennenswerte Rolle.

4.6.8.1.2 Methodische Aspekte (2.F.8.a)

Emissionen treten bei der Befüllung der Scheibenzwischenräume durch Überfüllung, (Herstellungsemissionen), während des Gebrauchs (Anwendungsemissionen) und bei der Entsorgung (Entsorgungsemissionen) auf. Die Emissionen werden analog den Gleichungen 3.24 – 3.26 der IPCC-GPG (2000) mittels des Inlandsneuverbrauchs, des mittleren Jahresbestands und des Restbestands vor 25 Jahren berechnet.

Emissionsfaktoren

Vom SF_6 -Verbrauch entweicht laut Expertenangaben von Scheiben- und Gasfüllgeräteherstellern und eines wissenschaftlichen Instituts bei der Befüllung des Scheibenzwischenraums ein Drittel. $\text{EF}_{\text{Herstellung}}$ ist daher 33 % bezogen auf den Jahres-Neuverbrauch.

Dieser Emissionsfaktor kommt folgendermaßen zustande: Sowohl bei Handgeräten als auch bei automatischen Gasfüllpressen sind Verwirbelungen im Innenraum unvermeidlich, so dass nicht nur Restluft, sondern auch ein Luft- SF_6 -Gemisch austritt, und zwar umso mehr davon, je weiter fortgeschritten der Befüllungsvorgang ist. Der Gasverlust, die sog. Überfüllung, reicht von 20 bis 60 % der Einfüllmenge. Relativ ist er umso größer, je kleiner die Scheibe ist. Im Durchschnitt, d.h. über das gesamte Spektrum der befüllten Scheibenformate, beträgt die Überfüllung 50 % auf die tatsächlich im Scheibenzwischenraum verbleibende Menge. Das ist ein Drittel (33 %) der jeweiligen Verbrauchsmenge. Der Emissionsfaktor wird unverändert weiterbenutzt, da sich die Befüllungstechnik oder auch das geometrische Spektrum der Scheiben nicht verändert hat.

Eine DIN-Norm (DIN EN 1279-3, DIN 2003) schreibt 10 Promille jährlichen Verlust der Gasfüllung durch die Randabdichtung der Scheibe als Obergrenze vor. Dieser Wert bezieht auch Gasverlust infolge von Glasbruch bei Transport, Einbau und Nutzung sowie der mit dem Alter zunehmenden Undichtheit des Randverbunds mit ein. Daraus resultiert ein Emissionsfaktor $\text{E}_{\text{Anwendung}}$ von 1 % bezogen auf den seit 1975 akkumulierten SF_6 -Bestand, der im Durchschnitt des Jahres n besteht.

Entsorgungsverluste fallen am Ende der Nutzungsphase der Scheiben an, durchschnittlich 25 Jahre nach der Befüllung. Darum sind erst ab dem Jahr 2000 noch Abgänge durch Entsorgung bei den Emissionen zu berücksichtigen.

Da mit jedem Jahr die Scheibe 1 % Gas vom Vorjahreswert verliert, wird bei der Entsorgung nur ein Teil der ursprünglichen Füllung emittiert. Da aber keine Rückgewinnung stattfindet, erfolgt eine 100% Emission ($\text{EF}_{\text{Entsorgung}} = 1$).

Aktivitätsraten

Der Jahres-Neuverbrauch wird mittels top-down-Erhebung gewonnen (Inlandsabsatz des Gasehandels). Eine Gegenprobe mittels bottom-up Erhebung (Einkaufsdaten der Hersteller) entfällt aus praktischen Gründen, da die Anzahl der Hersteller mit fast 400 zu groß ist.

4.6.8.2 Spurengas (2.F.8.b)

4.6.8.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.b)

Als stabiles und auch in extrem geringer Konzentration gut nachweisbares Spurengas wird SF₆ von Forschungseinrichtungen für die Untersuchung bodennaher und atmosphärischer Luftströmungen und Gasausbreitungen eingesetzt.

4.6.8.2.2 Methodische Aspekte (2.F.8.b)

Im Unterschied zur Gleichung 3.22 in den IPCC GPG (2000) werden die verwendeten Mengen anhand von Expertenschätzungen ermittelt und nicht über Verkaufsmengen des Gasehandels. Der Neuverbrauch für diese offene Anwendung wird in der CRF-Tabelle 2(II).Fs2 unter „amount of fluid filled in new manufactured products“ eingetragen, weil dies sich begrifflich mit der technischen Einsatzweise deckt.

Emissionsfaktoren

Es wird von einer offenen Anwendung ausgegangen, d.h. der jährliche Neueinsatz emittiert vollständig im selben Jahr und wird als Verbrauch zur Fertigung ($EF_{\text{Herstellung}} = 1$) betrachtet. Eine Rückgewinnung erfolgt nicht.

Aktivitätsraten

Die Einschätzung des inländischen Gesamteinsatzes erfolgte 1996 durch die Experten aller Forschungseinrichtungen und dann jeweils im Abstand von 3 Jahren durch einen Experten. Die Einschätzungen zeigten nur geringe Variationen der Einsatzmengen.

4.6.8.3 Autoreifen (2.F.8.c)

4.6.8.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.c)

Autoreifen wurden aus Imagegründen (die verbesserte Druckkonstanz ist nicht praxisrelevant) mit SF₆ befüllt. Der größte Verbrauch lag im Jahr 1995. Hier bestand bei über 500 der rund 3500 Verkaufsstellen des deutschen Reifenfachhandels die Möglichkeit, die Reifen mit SF₆-Gas zu befüllen. Wegen des großen Treibhauspotenzials von SF₆ stiegen viele Reifenhändler auf Stickstoff als Befüllungsalternative um, was zu einem deutlichen Rückgang geführt hat. Heutige Emissionen stammen zum überwiegenden Teil aus alten Reifenbefüllungen.

4.6.8.3.2 Methodische Aspekte (2.F.8.c)

Gasemissionen während der Reifenlaufzeit werden zur Vereinfachung nicht berücksichtigt, so dass nur Emissionen bei der Reifendemontage auftreten. Bei einer kalkulierten Laufzeit von ca. 3 Jahren folgen die Emissionen dem inländischen Verbrauch zur Befüllung, da es keinen Außenhandel mit befüllten Reifen gibt, dreijährig Zeit versetzt (ÖKO-RECHERCHE,

1996). Zur Berechnung der Emissionen wird die Gleichung 3.23 des IPCC-GPG (2000) angewendet.

Emissionsfaktoren

Die sehr geringen Verluste bei der Reifenbefüllung werden nicht berücksichtigt. Da SF_6 bei der Reifendemontage vollständig entweicht, gilt $\text{EF}_{\text{Entsorgung}}=1$.

Aktivitätsraten

Die jährlichen Verbrauchsmengen werden durch Abfragen der Inlandsabsätze der Gaslieferanten an Reifenhändler und Kfz-Werkstätten festgestellt.

4.6.8.4 Sportschuhe (2.F.8.c)

4.6.8.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.c)

Der Einsatz von SF_6 erfolgte in den Sohlen von Sportschuhen zur Verbesserung der Dämpfung; das letzte Mal europaweit im Jahr 2003. Seitdem wird FKW-218 eingesetzt, aber mit abnehmender Tendenz. Heute wird größtenteils Stickstoff verwendet. Eine Herstellung von Sportschuhen mit SF_6 in der Sohle gibt es in Deutschland nicht.

Die Berechnung der Emissionen erfolgt über Gleichung 3.23 der IPCC-GPG (2000).

Fertigungsemissionen fallen nur im Ausland an, laufende Emissionen werden nicht ermittelt.

Wegen der Vertraulichkeitszusage werden die Daten zu Sportschuhsohlen zusammen mit denen zu Flugzeugradar zusammengefasst.

Emissionsfaktoren

Emissionen bei der Produktion werden von den Herstellern nicht berichtet.

Während der Anwendung wird keine Emission angenommen.

Bei der Entsorgung können die Emissionen den eingesetzten Mengen gleichgesetzt werden ($\text{EF}_{\text{Entsorgung}} = 1$), wobei analog zur IPCC-Methode bei Autoreifen eine Zeitverzögerung von drei Jahren angenommen wird.

Aktivitätsdaten

Die Füllmengen beruhen auf europaweiten Verkaufszahlen der Hersteller. Diese Angaben wurden auf Deutschland über die Bevölkerungszahl als Kriterium heruntergerechnet. Die Daten liegen dem Umweltbundesamt seit dem Berichtsjahr 2001 vor, werden aber aus Gründen der Vertraulichkeit nur in aggregierter Form veröffentlicht.

4.6.8.5 AWACS Wartung (2.F.8.d)

4.6.8.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8.d)

SF_6 wird in den großen militärischen Aufklärungsflugzeugen vom Typ Boing E-3A (ehemals AWACS) als Isolationsmedium für das Radar eingesetzt. Es soll elektrische Überschlüsse in den Hohlleitern zur Antenne verhindern, in denen hohe Spannungen von über 135 kV herrschen. Die laufenden Emissionen sind sehr hoch, da bei Aufstieg des Flugzeugs SF_6 zum Druckausgleich abgelassen wird.

Aktivitätsdaten

Die Emissionsangaben basieren auf Angaben zu Einkaufsmengen zur Befüllung und Nachfüllung der NAEWF-Flotte der NATO, die mit Angaben des Gasehandels abgeglichen wurden. Die Emissionsangaben für die Berichtsjahre bis 2001 basierten auf Schätzungen, die als Grundlage eine Erhebung im Jahr 1996 haben. Daher sind die Emissionsdaten der Jahre 1997 bis 2001 ungenau. Für das Berichtsjahr 2002 wurden die Verbrauchsmengen neu erhoben, was zu einer signifikanten Erhöhung gegenüber dem Berichtsjahr 2001 führte.

Der SF₆-Jahresbedarf der NAEWF wird von Experten als konstant angesehen.

Inländischer Neuverbrauch, Bestand und Emissionen werden in Tabelle 2(II).Fs2 zusammen mit der Anwendung in Sportschuhsolen eingetragen, da beide der Vertraulichkeit unterliegen.

4.6.8.6 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.8 alle)

Für Isolierglasfenster ist der Jahres-Neuverbrauch auf Basis von kommerziellen Verkaufsdaten als ausreichend verlässlich und vollständig zu bewerten. Der EF_{Herstellung} kann angesichts der Vielfalt der Einflussfaktoren nicht verbindlich gemessen werden. Die Schätzung der 1996 und 1999 befragten zehn Branchenexperten (aus Kreisen der Scheibenhersteller, Füllgeräteelieferanten und eines wissenschaftlichen Instituts) lässt kaum einen anderen Schluss zu, als dass sich der mittlere Befüllungsverlust zwischen 30 % und 40 % bewegt. 1 % laufende Gasverluste werden als realistisch angesehen.

Bei Sportschuhen ist trotz der guten Datenqualität für die EU die Verteilung der Füllmengen auf die Mitgliedstaaten mit erheblichen Unsicherheiten verbunden.

4.6.9 *Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F alle)*

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die Daten für das aktuelle Berichtsjahr wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Rahmen eines Forschungsvorhabens im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben.

Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Die erhobenen Angaben zum Umfang der quellgruppenspezifischen HFKW-Bestände, zur Zusammensetzung dieser Bestände nach verschiedenen HFKW-Kältemitteln, den EF etc. unterliegen einer ständigen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung, die jedoch bisher nicht standardisiert ist. Es werden regelmäßig verschiedene Quellen (Umweltstatistiken²⁶, Produktions- und Verkaufszahlen²⁷ etc.) herangezogen und diese durch Rücksprache mit Experten (Anwendern, Kältemittelherstellern, Lieferanten etc.) auf ihre Belastbarkeit geprüft.

Die Daten für die elektrischen Betriebsmittel und die Halbleiterproduktion haben einen verbandsinternen Prozess der Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung durchlaufen.

²⁶ Erhebungen nach § 11 des UstatG.

²⁷ Erhebungen nach Außenhandelsstatistikgesetz (AHStatGes) und Produktionsstatistiken.

Für die Emissionen aus der Anwendung in Schallschutzscheiben erfolgte 2001 eine Plausibilitätskontrolle mit Hilfe des Berechnungsmodells. Hier konnte eine sehr gute Übereinstimmung des ermittelten und berechneten SF₆-Verbrauchs festgestellt werden.

4.7 Andere Bereiche (2.G.)

Es sind keine weiteren Emissionsquellen für Treibhausgase bekannt.

5 LÖSEMittel UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3)

In dieser Quellgruppe werden die Emissionen aus der Anwendung chemischer Produkte zusammengefasst. Gegenwärtig sind Angaben zur Freisetzung von Lösemitteln aus deren Anwendung in Industrie, Gewerbe und Haushalten enthalten, sowie detaillierte Angaben zur stofflichen Freisetzung von N_2O bei dessen Anwendung. Bislang unberücksichtigt sind die Emissionen aus der direkten Anwendung von CO_2 in Produkten. Atmosphärenchemische Umwandlungsprozesse freigesetzter Kohlenstoffmengen (z.B. als NMVOC) zu CO_2 werden in den Inventaren nicht berücksichtigt.

Die Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung untergliedert sich in die in Abbildung 47 genannten Kategorien. Dabei umfasst "Other" (3.D) im ZSE Lachgas-Emissionen (s. Kapitel 5.2), Emissionen aus SCR Anlagen sowie die oben aufgeschlüsselte übrige Lösemittelverwendung, die nicht unter die Quellgruppen 3A bis 3C einzuordnen ist.

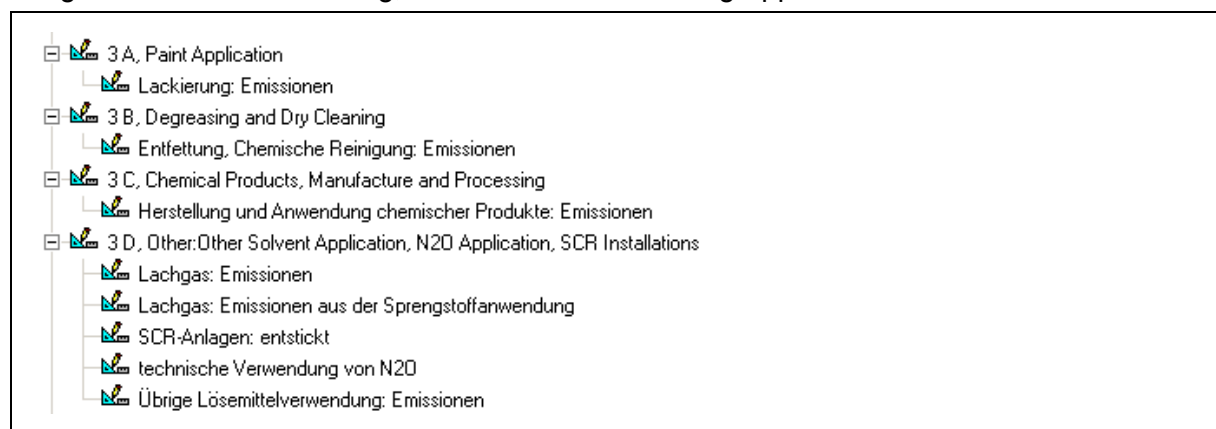


Abbildung 47: Strukturzuordnung Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung

Die N_2O -Emissionen aus der Quellgruppe 3.D Other werden getrennt von den anderen Teilen in Kapitel 5.2 berichtet, da die Emissionen aus der stofflichen Freisetzung von N_2O bei den verschiedenen möglichen Anwendungen in einem Forschungsvorhaben untersucht wurden und jetzt detaillierter berichtet werden. In diesem Forschungsvorhaben wurden die verschiedenen in der IPCC Good Practice Guidance (2000) aufgeführten potentiellen Emissionsquellen (u.a. auch Sprengstoffherstellung) geprüft, methodische Festlegungen getroffen, Dokumentationen vorgenommen und die relevanten Neuberechnungen als Rekalkulation bzw. auch als Ergänzung des Inventars durchgeführt. Die NMVOC-Emissionen aus der Quellgruppe 3.D Other waren nicht Gegenstand des genannten Forschungsvorhabens.

5.1 Lösemittel - NMVOC (3.A-3.C & 3.D)

5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (3.A-3.C & 3.D)

CRF 3A - 3C, 3D (NMVOC)					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend	
- / -					

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NE	NO	NO	NO	NO	CS	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe NMVOC-Emissionen aus dem Bereich Lösemittel und andere Produktverwendung (CRF 3.A-3.C und 3D) ist keine Hauptquellgruppe.

Die aus dem Gebrauch von Lösemitteln oder aus der Anwendung lösemittelhaltiger Produkte freigesetzten NMVOC-Emissionen entstammen allen Subgruppierungen dieser Quellgruppe.

Um der sehr heterogenen Struktur der vier Berichtskategorien bei der Datenermittlung besser gerecht zu werden, werden für die Berechnung der Inventardaten die UNECE/EMEP Substrukturen verwendet, die auf der CORINAIR97 (CORINAIR: **CO**ordination d' **IN**formation **E**nvironnementale; Teilprojekt **AIR**) SNAP-Systematik²⁸ basieren.

In die Kategorie 3D „other“ werden folgende Anwendungen bzw. Aktivitäten einbezogen:

- Behandlung von Glas- und Mineralwolle
- Druckindustrie (Druckanwendungen)
- Extraktion von Ölen und Fetten
- Anwendung von Klebstoffen und Haftmaterialien
- Anwendung von Holzschutzmitteln
- Anwendung von Unterbodenschutz und Fahrzeugkonservierung
- Häusliche Verwendung von Lösemitteln (ohne Farben und Lacke)
- Entwachsen von Fahrzeugen
- Herstellung von pharmazeutischen Produkten
- Häusliche Verwendung von pharmazeutischen Produkten
- sonstige

Für die Definition von „NMVOC“ wird auf die VOC-Definition der EG-Lösemittelrichtlinie zurückgegriffen²⁹. Zur Konkretisierung des Begriffes „Lösemittelanwendung“ (solvent use) wird für die Lösemitteldefinition ebenfalls auf die EG-Lösemittelrichtlinie zurückgegriffen³⁰.

Dabei ist jedoch zu beachten, dass einige dieser flüchtigen organischen Verbindungen sowohl als Lösemittel als auch als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden, z. B. Toluol - als Lösemittel in Lacken und Klebstoffen und als Reaktionskomponente bei der

²⁸ hier in der Detaillierung des sogenannten SNAP Level 3

²⁹ Demnach sind flüchtige organische Verbindungen (VOC) alle organischen Verbindungen, die bei 293,15 K einen Dampfdruck von mindestens 0,01 kPa oder unter den entsprechenden Gebrauchsbedingungen eine entsprechende Flüchtigkeit haben.

³⁰ Demnach ist ein organisches Lösemittel eine flüchtige organische Verbindung, die, ohne sich chemisch zu verändern, alleine oder in Kombination mit anderen Stoffen Rohstoffe, Produkte oder Abfallstoffe auflöst oder als Reinigungsmittel zur Auflösung von Verschmutzungen, als Lösungsmittel, als Dispersionsmittel oder als Mittel zur Einstellung der Viskosität oder der Oberflächenspannung oder als Weichmacher oder Konservierungsmittel verwendet wird.

Herstellung von Toluoldiisocyanat (TDI) - oder Methylethylketon (Butanon) - als Lösemittel in Druckfarben und als Ausgangsmaterial bei der Synthese von Methylethylketonperoxid. VOC (genauer Stoffe oder Mengenanteile von Stoffen oder Produkten), die als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden, werden dementsprechend in dieser Quellgruppe nicht betrachtet.

Durch die skizzierte Abgrenzung der Quellgruppe wird ein sehr heterogenes Feld von emissionsverursachenden Vorgängen einbezogen. Dies gilt für:

- den Anteil und die Flüchtigkeit der eingesetzten VOC.
Die Spannbreite reicht von der Verwendung von leichtflüchtigen Einzelstoffen als Lösemittel z.B. bei Reinigungsvorgängen über den Einsatz von Produkten mit Lösemittelgemischen z.B. in Farben & Lacken bis zu Anwendungen, in denen nur kleine Teile der Zubereitung (auch) Lösemittleigenschaft haben, wie dies z.B. bei der Polystyrolschaumherstellung der Fall ist.
- die sehr unterschiedlichen Emissionsbedingungen.
 - Lösemiteileinsätze können umweltoffen (wie bei der Verwendung von Kosmetika) bis weitgehend geschlossen (wie bei der Extraktion von nativen Ölen oder in Anlagen zur chemischen Reinigung) sein.

5.1.2 Methodische Aspekte (3.A-3.C & 3.D)

Die Berechnung der NMVOC-Emissionen erfolgt auf der Basis eines produktverbrauchsorientierten Ansatzes. Dabei werden die NMVOC-Einsatzmengen, die über Lösemittel oder lösemittelhaltige Produkte zu diesen Quellkategorien zugeordnet werden, ermittelt und daraus über (für jede Quellkategorie) spezifische Emissionsfaktoren die NMVOC-Emissionen berechnet. Diese Methodik ist unter der Bezeichnung „consumption-based emissions estimating“ explizit als eine von zwei für die Emissionsberechnung dieser Quellgruppe anzuwendenden Methoden aufgeführt.

Die Methodik erfordert - differenziert nach den Quellkategorien - belastbare Informationen über die folgenden Eingangsgrößen:

- die im Berichtsjahr eingesetzten Mengen an VOC-haltigen (Vor-) Produkten und Hilfsmitteln,
- den VOC-Gehalt dieser Produkte (Stoffe und Zubereitungen),
- die jeweiligen Anwendungs- und Emissionsbedingungen (bzw. den daraus resultierenden spezifischen Emissionsfaktor).

Um der sehr heterogenen Struktur innerhalb der Subkategorien 3A – 3D gerecht zu werden, werden diese Eingangsgrößen auf der Ebene von 37 differenzierten Verursacherprozessen (analog zu CORINAIR SNAP Level 3) bestimmt und die errechneten NMVOC-Emissionen anschließend aggregiert. Die eingesetzten Produkt-/Stoffmengen werden auf der Ebene von Produktgruppen unter Verwendung der Produktions- und der Außenhandelsstatistik ermittelt. Wo möglich, werden die so ermittelten Inlandsverbrauchsmengen durch den Abgleich mit Branchenstatistiken weiter verifiziert.

Für die durchschnittlichen VOC-Gehalte der Einsatzstoffe sowie die Emissionsfaktoren werden Werte angesetzt, die auf Expertenschätzungen (Fachgutachten und Branchendialoge) für die einzelnen Quellgruppen oder Quellgruppenbereiche basieren. Damit ergeben sich die in Tabelle 68 dargestellten NMVOC-Emissionen aus der Lösemittelverwendung.

Tabelle 68: NMVOC Emissionen aus der Lösemittelverwendung 2005

Quellgruppen der Treibhausgase	NMVOC [Gg]
Summe Lösemittel und andere Produktverwendung	742.624
A. Lackierung	345.868
B. Entfettung und chemische Reinigung	43.098
C. Herstellung und Anwendung chemischer Produkte	46.975
D. Sonstige	306.683

Für die Berechnung der NMVOC-Emissionen 2005 liegen die benötigten statistischen Basisangaben noch nicht abschließend vor, so dass für die aktuelle Berichterstattung zunächst die für 2004 ermittelten Daten übernommen wurden. Darauf aufbauend konnte eine Prognose der NMVOC-Emissionen aus der Lösemittelverwendung für das Jahr 2005 auf der Grundlage der spezifischen Aktivitätsentwicklungen errechnet werden. Sobald die statistischen Basisdaten in der endgültigen Fassung vorliegen, werden die Inventardaten der NMVOC-Emissionen aus der Lösemittelverwendung für das Jahr 2005 neu berechnet.

Seit 1990 sind damit die NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und lösemittelhaltigen Produkten insgesamt um etwa 36 % zurückgegangen. Der Schwerpunkt der Emissionsminderung lag in den Jahren seit 1999. Zu diesem Minderungserfolg trugen insbesondere ordnungsrechtliche Regelungen wie die 31. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz (*Verordnung zur Begrenzung der Emissionen flüchtiger organischer Verbindungen bei der Verwendung organischer Lösemittel in bestimmten Anlagen – 31. BImSchV*) und die 2. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz (*Verordnung über Emissionsbegrenzung von leichtflüchtigen halogenierten organischen Verbindungen – 2. BImSchV*) sowie die TA Luft bei. Aber auch das deutsche Umweltzeichen „Blauer Engel“, in dessen Rahmen unter anderem lösemittelarme Lacke, Wandfarben oder Klebstoffe ausgezeichnet werden, hat daran einen wichtigen Anteil.

Obwohl in einzelnen Bereichen teilweise für mehrere Jahre sogar erhöhte Produkteinsatzmengen zu verzeichnen waren, die sich dort entsprechend emissionssteigernd auswirkten, konnte durch die oben beschriebenen Maßnahmen diese Entwicklung ausgeglichen werden. Diese Erfolge gelangen insbesondere in den letzten Jahren und spiegeln sich in den aktualisierten Emissionsberechnungen wieder, die im Rahmen der Methodenoptimierung weiter differenzierte VOC-Gehalte und Emissionsfaktoren berücksichtigen konnten.

5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.A-3.C & 3.D)

Für die NMVOC-Emissionen liegt zum Berichtszeitpunkt eine Fehlerbetrachtung auf der Basis von Expertenschätzungen für alle Eingangsgrößen (in allen 37 differenzierten Quellbereichen) nach der Methode der Fehler-Fortpflanzung vor. Die Tabelle 69 zeigt die so ermittelten Fehlerbandbreiten für die Berichtskategorien.

Tabelle 69: Expertenschätzung der Unsicherheiten (Tier 1)

Quellgruppen der Treibhausgase	Unsicherheiten	
Summe Lösemittel und andere Produktverwendung	+ 25,25 %	- 15,02 %
A. Lackierung	+ 5,57 %	- 5,07 %
B. Entfettung und chemische Reinigung	+ 71,98 %	- 50,96 %
C. Herstellung und Anwendung chemischer Produkte	+ 11,32 %	- 11,86 %
D. Sonstige	+ 42,87 %	- 21,88 %

Die bestehenden Unsicherheiten liegen derzeit vor allem in der mangelnden Trennschärfe der Basis-Statistiken (Produktions- und Außenhandelsstatistik) in Hinblick auf die Unterteilung in VOC-haltige und VOC-freie Produkte sowie in Bezug auf die Verwendung in verschiedenen Quellbereichen mit sehr unterschiedlichen Emissionsbedingungen.

5.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.A-3.C & 3.D)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die im Emissionsinventar verwendeten Daten für die NMVOC-Emissionen des Jahres 2001 und 2002 wurden in einem Forschungsprojekt erhoben und im Rahmen dieses Projekts auf methodische und materielle Konsistenz, Plausibilität und Vollständigkeit evaluiert. Im Zuge dieser Überprüfung erfolgte auch eine Methodenoptimierung, die in Abstimmung mit den betroffenen Wirtschaftsbereichen durchgeführt wurde.

Relevant beim Vergleich mit älteren Emissionsberechnungen ist eine durch das Projekt initiierte Prüfung und Korrektur einer Fehlmeldung im Rahmen der Produktionsstatistik. Hier wurden in der Vergangenheit relevante Mengen (> 100 kt) an Ausgangsstoffen für die chemische Industrie fehlerhaft als andere organische Lösemittel gemeldet. Diese Korrektur führte zu einer Reduktion der Gesamtemissionen im Bereich der Quellgruppe 3 um ebenfalls ca. 100 kt.

Als Teilergebnis eines weiteren (noch nicht abgeschlossenen) Forschungsprojekts konnte die Erhebungsmethodik an aktuelle Änderungen der zugrunde liegenden Basisstatistiksysteme angepasst werden; diese Anpassung führte zu Inventarverbesserungen für die Jahre 2003 und 2004.

5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (3.A-3.C & 3.D)

Durch die mehrfache Umstellung der zugrunde liegenden Basisstatistiksysteme ist eine konsistente quellenspezifische Rückrechnung für die NMVOC-Emissionen bis zum Jahr 1990 sehr problematisch und daher derzeit nicht vorgesehen. Auf der Grundlage der Ergebnisse eines (noch nicht abgeschlossenen) Forschungsprojekts, das die Anpassung der Erhebungsmethodik an aktuelle Änderungen der zugrunde liegenden Basisstatistiksysteme sowie weitere Inventarverbesserungen zum Ziel hatte, erfolgte eine Rückrechnung der Emissionsdaten bis einschließlich des Jahres 2001.

5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3.A-3.C & 3.D)

Für NMVOC ist zur Verminderung der Datenunsicherheit vorgesehen, für weitere emissionsrelevante Quellgruppen-Bereiche einen Abgleich der verwendeten Eingangsgrößen (Mengen und VOC-Gehalte) mit Branchendaten vorzunehmen.

Darüber hinaus ist es im Rahmen der periodischen Fortschreibung der Quellgruppen-Emissionen notwendig, weitere Fachgespräche mit Branchenverbänden zu führen, um Vereinbarungen über die regelmäßige Übermittlung von differenzierten Branchendaten zu treffen. Diese Aktivitäten haben bereits begonnen und sollen kontinuierlich fortgeführt werden; im Jahr 2006 wurden u. a. Fachgespräche mit der Industriegemeinschaft Aerosole e.V. und dem Bundesverband Druck und Medien e.V. (BVDM) geführt.

5.2 Sonstige - N₂O (3.D)

5.2.1 Verwendung von N₂O als Anästhetika (3.D.1)

5.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (3.D.1)

CRF 3.D.1					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend	
- / -					

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF) N ₂ O als Anästhetika						CS				
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung						N				
Methode EF-Ermittlung						CS				

Der deutsche Lachgasmarkt wird von Air Liquide, Linde AG und Westfalen AG dominiert, die sowohl als Haupthersteller als auch Importeur auftreten. Bei der Herstellung und der Abfüllung des Gases in Gasflaschen entstehen keine Lachgasemissionen, sondern lediglich bei seiner Anwendung. Als N₂O-Quelle ist vor allem die medizinische Anwendung von Bedeutung. Zusätzlich können Anwendungen in der Lebensmitteltechnologie und sonstige technische Anwendungen als mögliche Quellen betrachtet werden.

N₂O in der medizinischen Anwendung

In der Medizin wird Lachgas, als analgetisch wirkendes Gas, zu Narkosezwecken benutzt. Es ist das älteste und eines der nebenwirkungsärmsten Narkosemittel. Bei der Anwendung wird Lachgas mit reinem Sauerstoff gemischt, um eine wirkungsvolle Gasmischung von 70 % Lachgas und 30 % Sauerstoff zu erhalten. In der modernen Anästhesie wird die Wirkung des Lachgases durch Zugabe von anderen Narkosemitteln verbessert. Weltweit verursachen die N₂O-Emissionen der Medizin ca. 10 % der gesamten Lachgasemissionen (INNOVATIONS-REPORT, 2004). Bislang ist der Einsatz von N₂O in diesem Bereich nicht verboten, jedoch gibt es – vor allem in der deutschen Anästhesie – starke Bestrebungen gegen dessen allgemeine Verwendung.

Eine weitere Entlastung der N₂O-Emissionen könnte die Verwendung von Xenon als Anästhetikum bewirken. Xenon ist das einzige Edelgas, das bei Normaldruck eine anästhetische Wirkung zeigt. Der narkotische Effekt des Xenons ist 1,5-mal stärker als der des Lachgases. Die Zulassung in Deutschland wird für den Herbst 2005 erwartet, später für die gesamte EU-Region. Xenon ist allerdings aufgrund seiner Eigenschaften und seiner Verfügbarkeit kein Ersatz für Lachgas, sondern lediglich eine Ergänzung.

Die Entwicklung der N₂O-Emissionswerte ist in der Tabelle 70 zusammengestellt. Die Menge an N₂O-Emissionen aus medizinischen Anwendungen für das Jahr 1990 basiert auf einer

Extrapolation der statistischen Anlagenerhebung im Gebiet der ehemaligen DDR im Jahr 1990. Damals wurde festgestellt, dass dort eine Anlage zur Produktion von N₂O für Narkosezwecke existiert hat. Die Anlage war zum damaligen Zeitpunkt noch nicht lange im Betrieb (Errichtung im Jahr 1988). Die Produktionskapazität betrug etwa 1200 t pro Jahr. Nach Recherchen fand kein Export bzw. Import dieses Stoffes statt, so dass von der vollständigen Anwendung im Land ausgegangen wurde. Über die hierdurch für die ehemalige DDR ermittelte Pro-Kopf-Emission wurde unter der Annahme gleicher Verhältnisse in grober Näherung für das Jahr 1990 eine N₂O-Emission von 6200 t für Deutschland festgelegt. Die N₂O-Angabe für das Jahr 2001 wurde durch eine schriftliche Mitteilung des Industriegaseverbands e.V. (IGV) in Erfahrung gebracht. Dieser Wert hatte eine Bandbreite von 3.000 ~ 3.500 t/a, woraufhin für die Zeitreihenentwicklung der N₂O-Emissionen der Mittelwert aus diesen Werten verwendet wurde (3.250 t/a). Zwischen 1990 und 2001 wird Mangels anderer Daten eine lineare Reduktion der N₂O-Anwendung in diesem Bereich angenommen (s. Tabelle 70).

Tabelle 70: Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen in der medizinischen Anwendung in der BRD 1990-2005

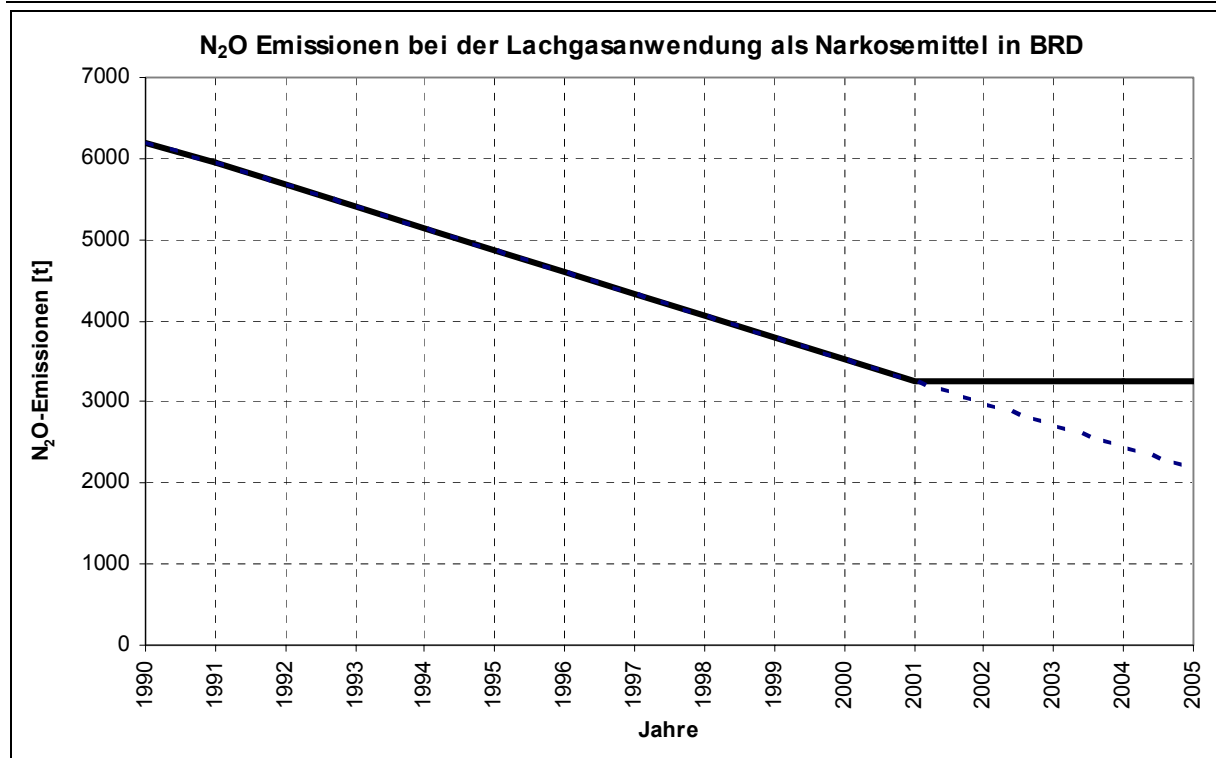
Anwendung	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Medizin	N ₂ O [t/a]	6200	5932	5664	5395	5127	4859	4591	4323	4055	3786	3518	3250	3250	3250	3250	3250

Kursive Zahlen sind inter- und extrapolierte Werte

Die Reduktion der N₂O-Verwendung in diesem Zeitraum beruht darauf, dass sich die „Low-Flow-Methode“³¹ und die Tendenz „Say-no-to-N₂O“ durchgesetzt haben. Mit einem ansteigenden Verbrauch in der Zukunft ist nur dann zu rechnen, wenn, wie im angelsächsischen Raum üblich, bei der Geburtshilfe Lachgas eingesetzt würde oder es bei der Unfallversorgung als Mittel zur Schmerzlinderung Verwendung fände. Da es an belastbaren Zahlen für einen weiterhin abnehmenden Trend mangelt, wird unter konservativen Gesichtspunkten im Rahmen einer "Worst-Case-Abschätzung" ein konstanter Wert der N₂O-Emissionen zwischen 2002 und 2004 angenommen. Die Beschreibung dieser Annahme für die "Worst-Case-Abschätzung" beruht auf der Tatsache, dass seit 1990 die Anwendung von N₂O eine fallende Tendenz aufweist. Die so abgeschätzten Werte ab 2002 und die aus linearer Interpolation berechneten Werte zwischen 1990 und 2001 sind in Tabelle 70 *kursiv* dargestellt.

Der "Worst Case" ist in Abbildung 48 als durchgezogene Verlaufslinie, der linearisierte Trend als gestrichelte Linie dargestellt.

³¹ Die "Low-Flow-Methode" ist eine Form der Anästhesie, bei der in nur sehr geringen Mengen Frischgas zugeführt wird und dadurch die N₂O-Emissionen sehr eingeschränkt werden kann (Schmidt, 2001)

Abbildung 48: Entwicklung N₂O-Emissionen in der medizinischen Anwendung (1990-2005)

N₂O-Anwendung in der Lebensmittelindustrie

Lachgas wird in der Lebensmittelindustrie als Zusatzstoff mit dem Namen E 942 verwendet. Treibgase pressen Lebensmittel unter Druck aus ihren Behältern. Je nach Art des Lebensmittels kommt es dabei zur Aufschäumung oder zur Herstellung einer cremigen Konsistenz. So werden Sahne (aus Sprühdosen), Quark, und diverse Desserts wie zum Beispiel Fertigpuddings mit N₂O versetzt. Lachgas ist für Lebensmittel ohne Höchstmengenangaben allgemein zugelassen. Die Verwendung als Zusatzstoff gilt als unbedenklich. (DIE VERBRAUCHER INITIATIVE E.V, 2005; LINDE GAS GMBH, 2005)

Aus den durchgeführten Recherchen konnten keine Daten ermittelt werden, aus denen die Menge und die Entwicklung der N₂O-Emissionen im Lebensmittelbereich schlussgefolgert werden können. Dem Forschungsnehmer wurde jedoch mitgeteilt³², dass die N₂O-Mengen gering (unter 5 %) und damit von geringer Bedeutung sind.

N₂O in der technischen Anwendung

Für die Fertigungsschritte in der Halbleitertechnik werden eine Vielzahl von Chemikalien und Gasen verwendet. Argon, hochreiner Sauerstoff, Wasserstoff, hochreines Helium und Stickstoff bilden die Hauptmengen der eingesetzten Gase. Der Verbrauch der speziellen Prozessgase wie Distickstoffmonoxid, Ammoniak und Hexafluorethan ist vergleichsweise gering und in den letzten Jahren annähernd konstant geblieben (AMD Saxony LLC&Co. KG, Dresden, Umweltbericht 2002/2003, Seite 16).

In der Antriebstechnik wird Lachgas zur Verbesserung des Verbrennungsprozesses in Benzinmotoren, der so genannten „Lachgas-Einspritzung“, verwendet. Infolge dieser „Tuningmaßnahme“ kann die Leistung des Motors kurzfristig gesteigert werden. In

³² Persönliche Mitteilung Industriegasverband e.V. (IGV)

Deutschland werden solche Anlagen allerdings nicht vom TÜV abgenommen, sind somit illegal und werden daher nicht betrachtet.

Auch für den Bereich der technischen Anwendung gibt es keine statistischen Zahlen, aus denen sich die N₂O-Emissionen abschätzen lassen. Jedoch ist die N₂O-Menge, im Vergleich zu N₂O-Emissionen aus der medizinischen Anwendung deutlich geringer, so dass dieser Bereich in der „Produktverwendung“ eine untergeordnete Rolle spielt³³.

5.2.1.2 Methodische Aspekte (3.D.1)

Für die Zeitreihenentwicklung der N₂O-Emissionen in der Produktverwendung wurden bisher lediglich die N₂O-Emissionen aus den medizinischen Anwendungen erfasst. Diese Vorgehensweise ist berechtigt, da dieser Bereich mit 90 % der Hauptverursacher für N₂O-Emissionen im Produktanwendungsbereich ist (SCHÖN et al., 1993, Seite 82). Die restlichen 10 % unterteilen sich in technische Anwendung (unter 10 %³⁴) und Anwendung in der Lebensmitteltechnik (unter 5 %³⁵). Aus diesen Angaben wird für den Bereich Lebensmitteltechnik der Anteil als 3 %, und entsprechend für den Bereich „technische Anwendung“ die Differenz zum Gesamtrestanteil (10 %) als 7 % geschätzt.

Tabelle 71 zeigt die Zeitreihenentwicklung der N₂O-Emissionen für medizinische und „sonstige“ Anwendungen und deren Summe im Zeitraum 1990 bis 2005. Unter „sonstige“ Anwendung werden hier die Anwendung in der Lebensmitteltechnik und die technische Anwendung zusammengefasst. Die Verteilung der N₂O-Anwendung beträgt für die medizinische Anwendung 90 % und sonstige Anwendung 10 % im Jahr 2001. Bei der Zeitreihenentwicklung wird von einer konstanten N₂O-Emissionsmenge im „sonstigen“ Bereich ausgegangen, da keine detaillierteren Zahlen über die Entwicklung in diesem Bereich vorliegen.

Tabelle 71: Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen mit Annahme konstanter N₂O-Emissionen im „sonstigen“ Bereich

Bereich	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Medizin	N ₂ O [t/a]	6200	5932	5664	5395	5127	4859	4591	4323	4055	3786	3518	3250	3250	3250	3250	3250
Sonstige	N ₂ O [t/a]	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361
Summe	N ₂ O [t/a]	6561	6293	6025	5757	5488	5220	4952	4684	4416	4147	3879	3611	3611	3611	3611	3611

Kursive Zahlen: Inter- und extrapolierte Werte

Da in der Produktanwendung (Medizinische und sonstige Anwendungen) das eingesetzte Lachgas direkt und vollständig als Emission in die Luft gelangt, ist für diesen Bereich der Emissionsfaktor über alle Jahre 1 t/t.

5.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.D.1)

Die Unsicherheit der Zeitreihenentwicklung für die Produktanwendung wird aufgrund der folgenden Datenbandbreite bzw. Annahmen verursacht:

- N₂O Anwendung im Jahr 2001: 3.000 t ~ 3.500 t/a
- Konstanter Verlauf oder lineare Reduktion der N₂O-Emissionen von 2002 bis 2004

³³ Schriftliche Mitteilung Industriegasverband e.V. (IGV)

³⁴ Persönliche Mitteilung Industriegasverband e.V. (IGV)

³⁵ Persönliche Mitteilung Industriegasverband e.V. (IGV)

Aus diesen Angaben können Werte für die maximale und die minimale N₂O-Emission abgeschätzt werden. Als Bezugsgröße für die Unsicherheitsberechnung werden die 3250 t/a genommen. Dabei wird die oben genannte Verteilung beibehalten (medizinische Anwendung im Jahr 2001 bei 90 %, konstante N₂O-Menge für den Bereich „sonstige“ zwischen 1990 und 2005). Aus diesen Angaben ergeben sich folgende theoretische Kombinationsmöglichkeiten:

1. N₂O-Emissionen im Jahr 2001 3500 t/a;
konstanter Verlauf der N₂O-Emissionen von 2002 bis 2004
2. N₂O-Emissionen im Jahr 2001 3500 t/a;
lineare Reduktion der N₂O-Emissionen von 2002 bis 2004
3. N₂O-Emissionen im Jahr 2001 3000 t/a;
konstanter Verlauf der N₂O-Emissionen von 2002 bis 2004
4. N₂O-Emissionen im Jahr 2001 3000 t/a;
lineare Reduktion der N₂O-Emissionen von 2002 bis 2004

Demnach zeigt 1) die maximale und 4) die minimale mögliche N₂O-Menge. Tabelle 72 zeigt die maximale Emissionsmenge (Fall 1) für die Jahre 1990 bis 2005, Tabelle 73 die minimale Emissionsmenge (Fall 4) für den gleichen Zeitraum. Auch hier erfolgt die Berechnung der Werte für 1991 bis 2000 über lineare Interpolation und von 2002 bis 2004 über Extrapolation.

Tabelle 72: Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen in „Produktanwendung“ mit Annahme 3500 t/a für medizinische Anwendung im 2001 (maximale Emissionswerte)

Bereich	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Medizin	N ₂ O [t/a]	6200	5955	5709	5464	5218	4973	4727	4482	4236	3991	3745	3500	3500	3500	3500
Sonstige	N ₂ O [t/a]	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389
Summe	N ₂ O [t/a]	6589	6343	6098	5853	5607	5362	5116	4871	4625	4380	4134	3889	3889	3889	3889

Tabelle 73: Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen in „Produktanwendung“ mit Annahme 3000 t/a für medizinische Anwendung im 2001 (minimale Emissionswerte)

Bereich	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Medizin	N ₂ O [t/a]	6200	5909	5618	5327	5036	4745	4455	4164	3873	3582	3291	3000	2709	2418	2127
Sonstige	N ₂ O [t/a]	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333
Summe	N ₂ O [t/a]	6533	6242	5952	5661	5370	5079	4788	4497	4206	3915	3624	3333	3042	2752	2461

Aus diesen Angaben (Tabelle 70, Tabelle 72, Tabelle 73) können die Unsicherheiten wie folgt zusammengefasst werden. Zwischen 1990 und 2001 ist in beiden Richtungen ($U_{\min}$ und $U_{\max}$) eine symmetrische Unsicherheit zu sehen. Bei $U_{\max}$ ist vom 1990 bis 2001 eine lineare Steigung der Unsicherheit zu sehen, die bis 8 % ansteigt. Ab 2001 bleibt dieser Wert konstant. Bei $U_{\min}$ ist zwischen 1990 und 2001 ebenfalls ein linearer Verlauf zu sehen, dessen Steigung ab 2001 drastisch größer wird, so dass im Jahr 2005 eine Unsicherheit von –40 % erreicht wird.

Damit kann für den Verteilungstyp der Zeitreihe von einer Normalverteilung ausgegangen werden.

Tabelle 74: Unsicherheiten für die N₂O-Zeitreihenentwicklung in „Produktanwendung“ 1990-2005

Unsicherheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
U max [%]	0 %	1 %	1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	8%	8%	8%	8%
U min [%]	0 %	-1 %	-1%	-2%	-2%	-3%	-3%	-4%	-5%	-6%	-7%	-8%	-16%	-24%	-32%	-40%

Die Unsicherheit der Emissionsfaktoren wird auf 0 % festgelegt, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt davon ausgegangen wird, dass N₂O bei seiner Anwendung keiner Umwandlung unterliegt und somit nach der Anwendung vollständig in die Atmosphäre entweicht.

5.2.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D.1)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt. Die Daten für diese Quellgruppe wurden im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätskontrolle erfolgte durch den externen Experten.

Die Angaben für das Jahr 2001 wurde durch direkte Anfrage beim IGV ermittelt, woraufhin für dieses Jahr von einer hohen Qualität der Daten ausgegangen werden kann. Für die weiteren Jahre wurde keine Verifizierung der Daten vorgenommen.

5.2.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (3.D.1)

Rückrechnungen sind nicht durchgeführt worden.

5.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (3.D.1)

Derzeit sind keine Verbesserungsmaßnahmen geplant. Jedoch sollte auch in der Zukunft eine enge Zusammenarbeit mit dem Industriegaseverband e.V. erfolgen, damit weiterhin Daten erhoben werden können.

5.2.2 Sprengstoffe (3.D)

5.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (3.D)

CRF 3.D				
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
- / -				

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF) Sprengstoffe						CS				
EF Unsicherheiten in %						±40 %				
Unsicherheitenverteilung						N				
Methode EF-Ermittlung						CS				

Sprengstoffe können militärisch und gewerblich eingesetzt werden. Zivile bzw. gewerbliche Sprengstoffe finden im Bergbau, bei Baumaßnahmen in felsigen Gegenden, bei Abrissunternehmen, in der Geologie und bei Feuerwerken Verwendung.

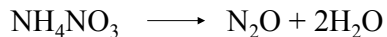
Lachgasemissionen entstehen vorwiegend bei der Detonation von ammoniumnitrathaltigen Sprengstoffen wie dem ANFO (Ammoniumnitrat- / Fuel Oil) und den Emulsionssprengstoffen. Im Allgemeinen enthalten die gewerblichen/zivilen Sprengstoffe zu ca. 60 bis 80 %

Ammoniumnitrat (AN). Dagegen enthält der ANFO-Sprengstoff Andex bis zu 94 % Ammoniumnitrat.

In Deutschland werden Sprengstoffe zur zivilen Nutzung von zwei Firmen hergestellt: Orica Mining (früher Dynamit Nobel) und Westpreng GmbH (Wasag Chemie).

Bei der Herstellung von Sprengstoff entstehen keine Lachgasemissionen, jedoch kann bei der thermischen Zersetzung von Sprengstoffen Lachgas gebildet werden. Die Ursache dafür ist, dass Ammoniumnitrat (AN) beim thermischen Zerfall Distickstoffmonoxid (Lachgas) und Wasser bildet.

Bei vorsichtigem Erwärmen über die Schmelztemperatur läuft die Reaktion wie folgt ab:



Bei der schnellen, detonativen Umsetzung des AN-haltigen Sprengstoffes, verläuft die Reaktion jedoch wie folgt:



Dies bedeutet, dass bei hohem Druck und hoher Temperatur AN vorwiegend zu Stickstoff, Sauerstoff und Wasser reagiert. Nur eine geringe Konzentration an primär gebildetem N_2O bleibt beim Detonationsprozess erhalten. So enthalten z.B. die Detonationsschwaden von Amatolen³⁶ mit etwa 80 % an AN nur 0,1 Mol N_2O pro Mol Ammoniumnitrat. Aus diesem Betrag lässt sich eine theoretische maximale Lachgasbildung von etwa 68 g (dieser Wert wurde von einem Sprengstoffexperten mitgeteilt, der stöchiometrische Wert würde 44g/Mol Amatol (80%-AN) betragen) pro Kilogramm AN errechnen (ORELLAS, D.L., 1982; VOLK, F, 1997, Seite 74). Nach Aussage von Experten können Annahmen über die N_2O -Emissionen bezogen auf diesen AN-Gehalt für andere Sprengstoffe getroffen werden.

N_2O -Bildung bei der Detonation von Sprengstoffen mit Ammoniumnitrat

2003 wurden in Deutschland 59 kt Sprengstoff hergestellt. Davon wurden 13 kt ins Ausland exportiert und 5,8 kt in die BRD importiert³⁷. Das ergibt eine in Deutschland verbrauchte Menge von 51,8 kt. Der Anteil von ANFO an der Gesamtmenge beträgt 60 %, der der Emulsionssprengstoffe 25 % und der der Dynamite 15 %. ANFO-Sprengstoffe bestehen aus 94 % Ammoniumnitrat und 6 % Brennstoffen. Für Emulsionssprengstoffe beträgt dieses Verhältnis 80 % zu 20 % und für Dynamite 50 % zu 50 %.

Derzeit wird Lachgas als Schwadenkomponente im Gegensatz zu NO und NO_2 nicht ermittelt.

In der Regel ist die Bildung von N_2O nur bei Sprengstoffen relevant, die Ammoniumnitrat (AN) enthalten. Allerdings liegen bei ANFO-Sprengstoffen keine genauen Analysen der Detonationsschwaden vor. Aus diesem Grund muss man davon ausgehen, dass bei der Detonation von ANFO eine ähnlich hohe Konzentration von N_2O gebildet wird, bezogen auf den AN-Gehalt, wie bei den Amatolen und Ammoniten³⁸, von denen bereits Analysen vorliegen, um eine Abschätzung ermöglichen zu können. Man kommt zu folgendem

³⁶ Amatol x/y : militärische Sprengstoffe. Gießbare Gemische, i.a. aus x % TNT und y % Ammoniumnitrat

³⁷ Persönliche Mitteilung: Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM).

³⁸ Ammonit: Zusammensetzung 70-88 % Ammoniumnitrat mit 5-20 % Nitroaromaten, 1-6 % Pflanzenmehl sowie z.T. 4 % Nitroglycerin, Aluminiumpulver und Kaliumperchlorat

Ergebnis: Amatole und Ammonite bilden bei der Detonation etwa 0.1 Mol N₂O pro Mol Ammoniumnitrat (AN).

5.2.2.2 Methodische Aspekte (3.D)

Laut Aussage der Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung ist die Menge des Sprengstoffverbrauchs in der BRD von 1990 bis 2005 konstant geblieben.

Die Menge der oben abgeschätzten N₂O-Emissionen stellt lediglich die theoretisch maximal emittierbare Menge dar. Es fehlt eine Angabe über die Verteilung, wie viel Detonationen diese maximale Menge an N₂O emittieren. Aus diesem Grund wird hier als zweites angenommen, dass Detonationen hauptsächlich „kontrolliert“³⁹ durchgeführt werden, und somit die höchste Menge an N₂O-Emissionen selten erreicht wird.

Für das Ermitteln der tatsächlichen Menge an N₂O-Emissionen bei einer Detonation liegen keine Zahlen vor. Die obige Angabe (68 g N₂O pro kg AN) ist ein theoretischer Wert, der vom tatsächlichen Wert weit entfernt liegen kann. Eine Annahme mit 5 % Emissionsrate ergibt eine N₂O-Menge von 3,4 g. Diese liegt in der gleichen Größenordnung wie die in BENNDORF (1999, Seite 4) veröffentlichte maximale Emissionsrate (2 g), was ca. 3 % der oben ermittelten theoretischen maximalen N₂O-Emissionsmenge entspricht. Als "Worst-Case Szenario" wird die Zeitreihenentwicklung in diesem Vorhaben mit dem höheren Wert (3,4 g) berechnet.

Tabelle 75: Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N₂O-Emissionen bei Sprengstoffanwendungen

Bereich	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Sprengstoff [t/a]	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800
N ₂ O 5% [t/a]	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176

Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren in kg/t wird die Einsatzmenge der Sprengstoffe herangezogen. Zusammen mit der oben erstellten Zeitreihenentwicklung der N₂O-Emissionen kann die Zeitreihenentwicklung der Emissionsfaktoren erstellt werden:

Tabelle 76: Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N₂O-Emissionsfaktoren bei Sprengstoffanwendungen

Bereich	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Sprengstoff	[Kg/t]	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4	3,4

5.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.D)

Die Entwicklung des Sprengstoffverbrauchs über die Jahre ist nicht bekannt. Darüber hinaus werden laut Auskunft der Industrie N₂O-Emissionen bei der Detonation nicht gemessen, so dass über die durchschnittliche Menge an N₂O-Emissionen keine Angabe gemacht werden kann. An dieser Stelle wird angenommen, dass die Bezugsgröße für die Unsicherheitsberechnung bei 5% des theoretisch erreichbaren maximalen Wertes liegt. Die minimale Menge wird im Rahmen einer Expertenschätzung auf 3 % gelegt (s. Kapitel

³⁹ Unter „kontrollierte Detonation“ ist zu verstehen, dass grundsätzlich versucht wird eine ideale Detonation zu erreichen. Bei einer idealen Detonation ist die chemische Umsetzung innerhalb der Detonationsfront praktisch vollständig. Faktoren wie Temperatur, Druck, Zünder usw. können diese beeinflussen.

5.2.2.2). Die gleiche Abweichung (2 %) wird für den maximalen Wert übertragen, so dass U_{max} bei 7 % liegt (siehe Tabelle 77). Hierbei wird von einer Normalverteilung ausgegangen. Damit ergeben sich folgende Unsicherheiten für die oben ermittelte Zeitreihenentwicklung (Tabelle 78).

Tabelle 77: Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen (3 %, 5 %, 7 %)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
N ₂ O 7% [t/a]	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247
N ₂ O 5% [t/a]	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
N ₂ O 3% [t/a]	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106

Tabelle 78: Unsicherheit für die Zeitreihenentwicklung für N₂O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
U _{max} [%]	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
U _{min} [%]	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%

5.2.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D)

Die Daten für diese Quellgruppe wurden im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätskontrolle erfolgte durch den externen Experten.

Zur Ermittlung der N₂O Emissionen aus dem Sprengstoffeinsatz sind nahezu keine Daten veröffentlicht. Um die Qualität der Emissionsfaktoren zu verbessern, für die in diesem Jahr eine Expertenschätzung herangezogen wurde, sollten Daten zur Verbrauchsmenge und Emissionsdaten pro eingesetztem Sprengstoff zur Verfügung stehen.

5.2.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (3.D)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

5.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellspezifisch) (3.D)

Derzeit sind keine Verbesserungsmaßnahmen geplant.

6 LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4)

Beschreibung der Quellgruppe

Die Zuordnung der Emissionen zu den jeweiligen Emissionsquellen erfolgt nach den Berichtskategorien CRF (Common Reporting Format, IPCC) bzw. NFR (Nomenclature for Reporting, UNECE / EMEP).

Zur Quellgruppe 4 Landwirtschaft gehören in Deutschland die Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung (4.A), aus der Behandlung von Wirtschaftsdüngern (4.B) und aus den landwirtschaftlichen Böden (4.D).

Emissionen aus dem Reisanbau (4.C) kommen in Deutschland nicht vor, Brandrodung (4.E) wird in Deutschland nicht praktiziert (NO). Das Verbrennen von Ernterückständen auf dem Feld (4.F) ist in Deutschland untersagt, wobei sich die genehmigten Ausnahmen nicht erfassen lassen. Sie werden als irrelevant angesehen (NO).

Die deutschen Inventare der Gase Methan (CH_4), Nichtmethan-Kohlenwasserstoffe (NMVOC), Kohlenstoffdioxid (CO_2), Ammoniak (NH_3), Distickstoffoxid (N_2O) und Stickstoffmonoxid (NO) aus landwirtschaftlichen Quellen wurden unter Nutzung der jeweiligen Handbücher (UN ECE: EMEP, 2003; IPCC Guidelines: IPCC, 1996b; IPCC Good Practice Guidance: IPCC-GPG, 2000) sowie nach weiteren dokumentierten Quellen erstellt. Die Kenntnis der Emissionen von Distickstoff (N_2) ist für die Berechnungen der dem Boden zugeführten N-Mengen und so für die Bestimmung indirekter Emissionen erforderlich. Diese Emissionen wurden berechnet; über sie wird jedoch nicht berichtet.

Die CO_2 -Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden als Folge von Düngieranwendungen (Kalkung) werden mit den in diesem Kapitel beschriebenen Datensätzen errechnet und unter CRF 5.D berichtet.

Herkunft der Aktivitätsdaten

Aktivitätsdaten werden, soweit vorhanden, der offiziellen deutschen Agrarstatistik entnommen. Für jedes zweite Jahr stehen die Ergebnisse der vollständigen Tierzählung für die deutschen Kreise zur Verfügung, für die dazwischen liegenden Jahre sind nur Tierzahlen für die einzelnen Bundesländer vorhanden. Die Tierzählungen umfassen alle Rinder, alle Schweine, Pferde, Schafe und alles Geflügel. Die Daten der letzten hoch aufgelösten Tierzählung (2003) sind für mit einer räumlichen Auflösung von Landkreisen verfügbar. Die Datensätze sind aus Gründen des Datenschutzes unvollständig. Die Daten der aktuellen Tierzählung von 2005 wurden verwendet.

Tierzahlen für Ziegen, Esel und Maultiere sowie Pelztiere und Büffel werden in der deutschen Agrarstatistik nicht erfasst. Hinweise auf die Größenordnung der Tierzahlen sind verfügbar:

Das Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) schätzt die Ziegenzahlen. Diese Zahlen werden für das Inventar verwendet.

Für Esel und Maultiere beläuft sich die Zahl der in Deutschland gehaltenen Tiere auf etwa 6000 bis 8000 Esel und ca. 500 Maultiere und Maulesel (DÄMMGEN et al., 2007). Die Emissionen werden als vernachlässigbar betrachtet (NE).

Die Zahlen für Pferde werden nur teilweise durch die amtlichen Tierzählungen erfasst und fallen vermutlich zu niedrig aus; sie wurden teilweise korrigiert (DÄMMGEN, 2006).

Die Zahlen für Schafe müssen für manche Jahre korrigiert werden (siehe DÄMMGEN, 2006). Die Zahlen für Pelztiere zur Berechnung der NH_3 -Emissionen wurden einmalig für das Jahr 2000 durch BMELV bei den einzelnen Bundesländern nachgefragt und teilweise geschätzt.

CH_4 - und N_2O -Emissionen werden für Pelztiere (CRF Kategorie „Others“) mangels entsprechender Rechenverfahren nicht quantifiziert (NE).

Die Zahlen für Büffel wurden vom Deutschen Büffel-Verband zur Verfügung gestellt.

Die verwendeten Tierzahlen für Kälber und Aufzuchtferkel weichen von den aggregierten Zahlen der Officialstatistik ab.

Vollständige Flächennutzungsdaten werden in Deutschland alle vier Jahre erhoben. Die Flächen dienen in den Inventaren einmal als Aktivitäten, Flächen und Erträge aber insbesondere auch als Eingangsdaten für die Modellierung von wichtigen Parametern zur Beschreibung von Haltungsvorfahren und Wirtschaftsdünger-Management (siehe unten). Die Daten der letzten Erhebung (2005) liegen in verwertbarer Form (d.h. auf Kreisebene) vor.

Herkunft der die Emissionsfaktoren bestimmenden Variablen

Zahlreiche wichtige Größen, die für die Berechnung von Emissionen nach einem Tier-2-Verfahren benötigt werden, sind nicht in den offiziellen Statistiken verfügbar. Sie wurden der allgemein verfügbaren Literatur, Veröffentlichungen von Verbänden oder Regelwerken für die landwirtschaftliche Beratung in Deutschland entnommen.

Wichtige Parameter, die die Haltung von Tieren, die Lagerung der Wirtschaftsdünger und ihre Ausbringung betreffen, wurden modelliert. Die Ausgangsdaten hierfür werden durch Befragungen erhoben und in Sonderauswertungen statistischer Daten gewonnen.

Die Berechnungsmethoden und die Bereitstellung der Aktivitätsdaten sind in DÄMMGEN et al. (2007) ausführlich beschrieben.

6.1 Fermentation bei der Verdauung (4.A)

Im Bereich der Tierhaltung sind die CH_4 -Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung (4.A) zu berichten. Mikrobielle Umsetzungen insbesondere von Cellulose im Magen von Wiederkäuern setzen CH_4 frei. Die pro Tier und Zeiteinheit abgegebenen Mengen sind von der Tierart, der individuellen Leistung der Tiere und der Nahrungszusammensetzung abhängig.

Die Quellgruppe 4.A Fermentation bei der Verdauung ist im ZSE in die Hauptkategorien Rinder, Schafe und Ziegen, Pferde, Esel und Maultiere, Schweine und Büffel unterteilt. Deutschland unterteilt die Hauptkategorien Rinder, Schweine und Pferde in Subkategorien (siehe Tabelle 80).

Die Kategorie CRF 4.A.1 „cattle“ setzt sich aus Milchkühen („dairy cows“) und den aggregierten Tierzahlen anderer Rinder („other cattle“) zusammen. Die Gruppe der anderen Rinder bildet ein Aggregat aus Kälbern, Färsen, Mastbullen, Mutterkühen und Zuchtbullen.

Bei Pferden (CRF 4.A.6) werden Großpferde und Kleinpferde unterschieden. Über Esel und Maultiere wird nicht berichtet.

Das deutsche Inventar gliedert die Kategorie CRF 4.A.8 „Schweine“ nach Sauen, Aufzuchtferkeln, Mastschweinen und Ebern.

Die Emissionen aus der Verdauung bei der Geflügelhaltung werden nicht berechnet, da keine Methode bekannt ist (NA).

Die Zuordnung der in der Officialstatistik erfassten Tierzahlen zu Subkategorien ist in einigen Fällen nicht direkt möglich. Die Zuordnung wird in DÄMMGEN et al. (2007) im Einzelnen näher beschrieben.

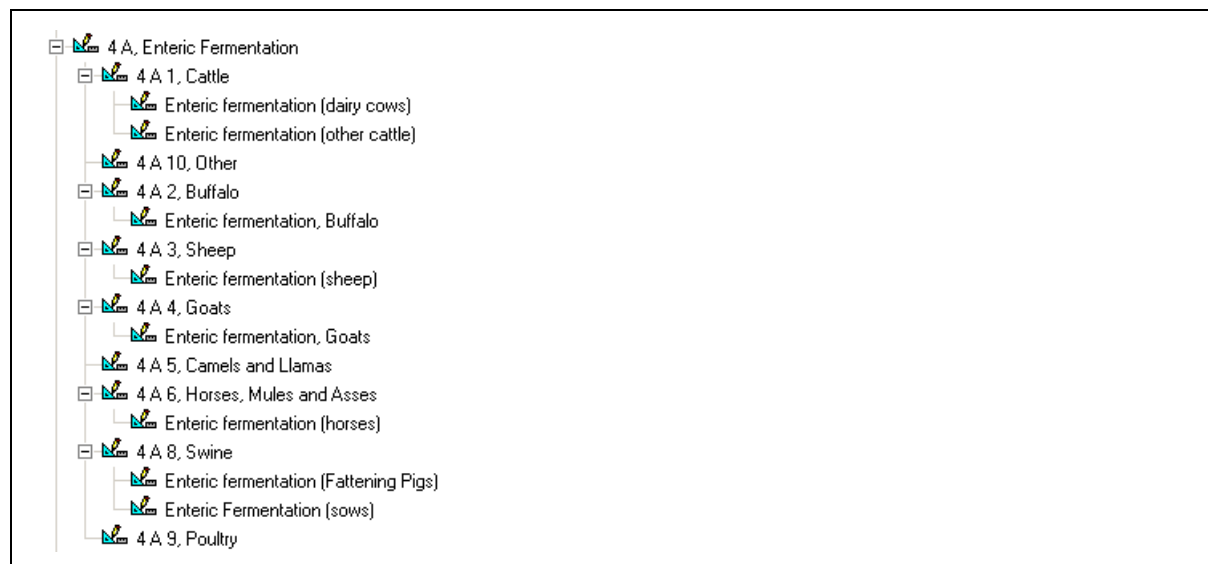


Abbildung 49: Strukturzuordnung 4.A Fermentation

6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A)

CRF 4.A					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
Enteric Fermentation, Dairy Cattle (CRF 4.A.1.a)	l / -	CH ₄	0,99 %	0,96 %	fallend
Enteric Fermentation, Non- Dairy Cattle (CRF 4.A.1.b)	l / t	CH ₄	0,78 %	0,66 %	fallend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NM VOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS/ D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		10								
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung		CS/C/D/ T1/T2								

Innerhalb der Quellgruppe Fermentation bei der Verdauung (4.A) ist die Kategorie „Milchkühe“ (4.A.1.a) für CH₄-Emissionen nach der Emissionshöhe eine Hauptquellgruppe; die Kategorie „übrige Rinder“ (4.A.1.b) ist eine Hauptquellgruppe nach Emissionshöhe und Trend.

Deutschland berichtet über die Emissionen von CH₄ aus der Fermentation bei der Verdauung bei der Haltung von Milchkühen, anderen Rindern (Kälbern, Färsen, Bullen, Mutterkühen und Zuchtbullen), Schweinen, Schafen, Ziegen, Pferden und Büffeln. Für die Behandlung von Geflügel fehlen Methoden (NA); die hier entstandenen Mengen werden in Übereinstimmung mit IPCC (IPCC, 1996b, Chapter 4, Tab. A-4) als vernachlässigbar angesehen und nicht berechnet (Eintrag: NO).

6.1.1.1 Berechnete Emissionen

Die Gesamtemissionen im Zeitverlauf werden in Tabelle 79 und die Emissionen aufgeschlüsselt nach Tierarten in Abbildung 50 dargestellt.

CH₄-Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung entstammen in Deutschland fast vollständig der Rinderhaltung (2004: 93 %). Die Anteile aus der Schweinehaltung sind gering (2004: 3 %), die aller anderen Tiere vernachlässigbar klein. Innerhalb der Gruppe der Rinder sind Milchkühe die bedeutendste Quellgruppe. Die Abnahme der Emissionen seit 1990 ist (bei steigenden Emissionsfaktoren für Milchkühe und gleich bleibenden Emissionsfaktoren für alle anderen Tiere) eine Folge rückgängiger Tierzahlen, die zum einen durch das sich ändernde Konsumverhalten der Verbraucher, zum anderen durch Erhöhung der individuellen Tierleistung (Milchleistung, Gewichtszunahme) erklärt werden kann. Die Emissionen wurden für einzelne Landkreise berechnet. Aggregierte Daten zu CH₄-Emissionen (national und auf Bundeslandebene) sind bei LÜTTICH et al. (2007) zusammengestellt.

Tabelle 79: CH₄-Emissionen E_{CH_4} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung)

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Tg a ⁻¹ CH ₄]															
E_{CH_4}	1,15	1,01	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,95	0,94	0,95	0,93	0,94	0,91	0,90	0,88	0,87

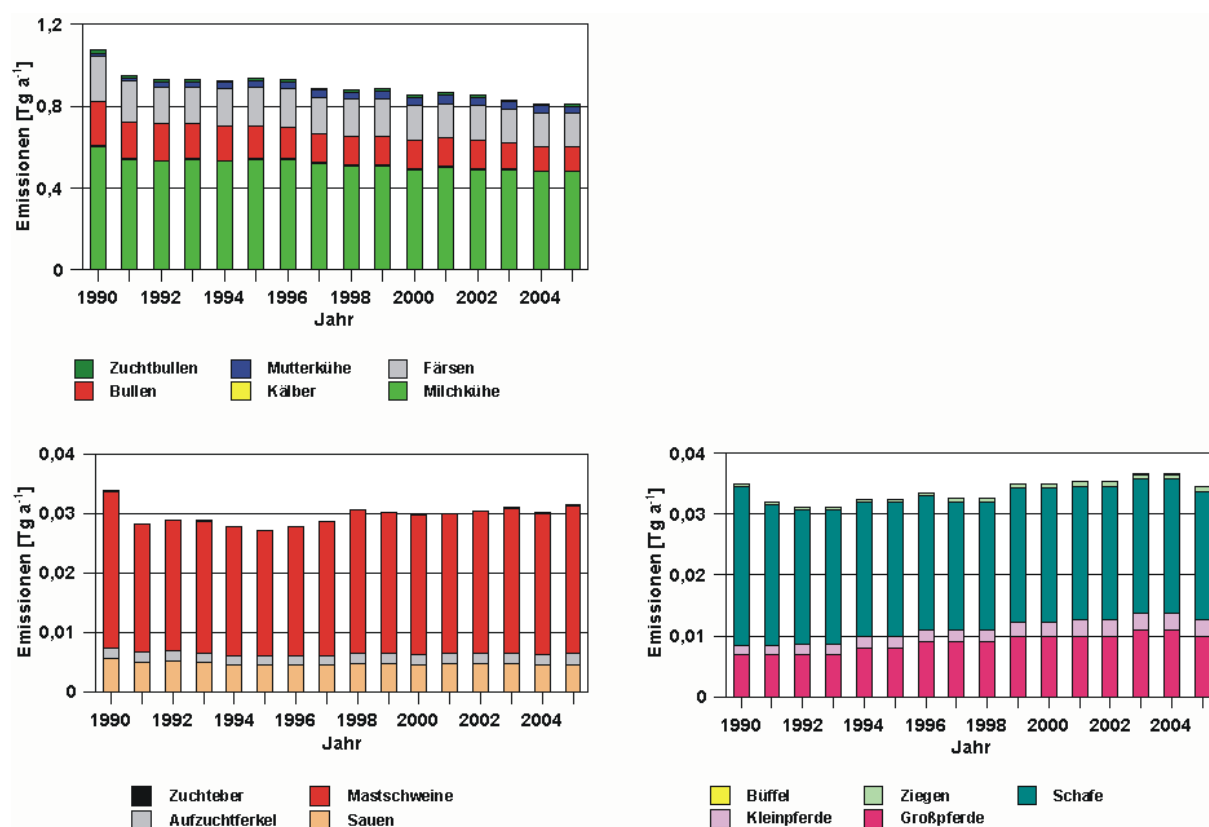


Abbildung 50: Zeitreihen der CH₄-Emissionen E_{CH_4} (Fermentation bei der Verdauung) der betrachteten Tierkategorien⁴⁰.

6.1.2 Methodische Aspekte (4.A)

Zur Bestimmung der bei der Fermentation auftretenden Emissionen werden zwei unterschiedlich detaillierte Methoden vorgeschlagen, eine einfache, mit konstanten

⁴⁰ Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel

Emissionsfaktoren auf der Grundlage von international anerkannten Schätzwerten (Tier-1-Verfahren) und eine den Emissionsprozess abbildende Methode, die zu variablen Emissionsfaktoren (in Abhängigkeit von Ort und Zeit) führt (Tier-2-Verfahren).

Prinzipiell werden die Emissionen nach beiden Verfahren in folgenden Schritten berechnet:

- Ermittlung hinsichtlich ihrer Eigenschaften und Emissionen homogener Tierbestände (Tierkategorien, Subkategorien)
- Ermittlung der Aktivitätsdaten, d.h. der jeweils relevanten Tierzahlen nach Tierart (Hauptkategorie) und alters-, geschlechts- und gewichtsbezogener Subkategorie
- Ermittlung der Emissionsfaktoren je relevanter Kategorie
- Berechnen der Gesamtemissionen

IPCC-GPG (2000) sieht die detailliertere Methode (Tier 2) vor, wenn ein Land die Methan-Emissionen aus der Tierhaltung als Hauptquellgruppe für seine Inventare ausgewiesen hat.

Das Tier-2-Verfahren erfordert die differenzierte Charakterisierung der Tierbestände. Hat eine Subkategorie einen signifikanten Beitrag an den verdauungsbedingten Methan-Emissionen, müssen diese nach einem Tier-2-Verfahren ermittelt werden. Das bedeutet, dass ein landesspezifischer bzw. regionsspezifischer und zeitabhängiger Emissionsfaktor für diese Tiere aus einer entsprechend variablen Bruttoenergie-Aufnahme nach der folgenden Gleichung ermittelt werden soll:

Gleichung 7: Ermittlung der spezifischen Emissionsfaktoren

$$EF_i = \frac{GE \cdot x_m \cdot \alpha}{\eta_{CH_4}}$$

mit

EF_i	Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [%]
GE	Bruttoenergieaufnahme [MJ Tier ⁻¹ d ⁻¹]
x_m	Methankonversionsrate (der Anteil der Bruttoenergie, der in Methan umgewandelt wird [MJ MJ ⁻¹])
α	Umwandlungsfaktor (365 d a ⁻¹)
η_{CH_4}	Energiegehalt von Methan (55,65 MJ (kg CH ₄) ⁻¹)

Dabei berechnet sich die Bruttoenergieaufnahme aus der *detaillierten Charakterisierung des Viehbestands* und die Methan-Konversionsrate aus IPCC-GPG (2000: Tabelle 4-8) bzw. aus nationalen Daten. Da der Methan-Konversionsrate x_m (IPCC: Y_m) eine wichtige Treibergröße in dieser Gleichung darstellt, sollte auch für diese eine Differenzierung nach Tierart, Alter/Gewicht und Fütterung vorhanden sein. Die Werte sind in IPCC (1996) gegeben. Für Kälber wurden nationale Werte verwendet.

Die Gesamtemissionen werden anschließend folgendermaßen ermittelt:

Gleichung 8: Vollständige Emissionen der Quellgruppe „Fermentation bei der Verdauung“

$$E_{CH_4} = \beta \cdot \sum EF_i \cdot n_i$$

mit:

E_{CH_4}	Methan-Emissionen [Gg a ⁻¹]
EF_{iCH_4}	Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [kg Tier ⁻¹ a ⁻¹]
n_i	Populationsgröße jeder Subkategorie i [Anzahl Tiere]
β	Umwandlungsfaktor [10 ⁶ kg Gg ⁻¹]

In der Analyse der Hauptquellgruppen in der Landwirtschaft wurden die CH₄-Emissionen der Milchkühe und der sonstigen Rinder in der Kategorie 4.A „Fermentation bei der Verdauung“

als Hauptquellgruppen identifiziert. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit einer differenzierten Charakterisierung des Tierbestandes.

Die Berechnung der Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management mit Hilfe eines Tier-2-Verfahrens setzt voraus, dass die Eingangsdaten (hier die Ausscheidung von volatile solids, VS, und von Stickstoff) detailliert berechnet werden. Da die Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management bei Schweinen eine Hauptquellgruppe darstellen, müssen auch für diese Tierkategorie die Emissionen aus der Verdauung nach dem Tier-2-Verfahren berechnet werden.

6.1.2.1 Charakterisierung der Tierbestände

Der Tierbestand wird in Haupt- und Subkategorien unterteilt, für die Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren gleichermaßen zur Verfügung stehen. Eine Disaggregation erfolgt dabei stets, wenn zwischen den Emissionsfaktoren signifikante Unterschiede vorliegen. Ein Vergleich der deutschen Unterkategorien mit den IPCC-Vorschlägen ist in der nachfolgenden Tabelle gegeben.

Tabelle 80: Detaillierte Charakterisierung der Tierbestände nach IPCC und die in Deutschland vorgenommene Einteilung

	IPCC-Hauptkategorien	IPCC-Subkategorien	Deutschland
Rinder	Milchkühe	Unterteilung in zwei oder mehr Leistungsklassen	Milchkühe, leistungs- und fütterungsabhängige Erfassung für jeden Landkreis
	Ausgewachsene sonstige Rinder	männlich/weiblich Mast und Remontierung	Mutterkühe, Zuchtbullen
	Jungtiere	Färsen, Kälber, männliche Jungrinder	Kälber, männliche und weibliche Jungrinder (Färsen und Mastbullen)
Schweine	Sauen	Tragende Sauen	Sauen
	Eber	Ferkelnde Sauen	(inklusive Saugferkeln)
	Jungtiere	---	Eber
Schafe	Mutterschafe	Gesäugte Ferkel	Aufzuchtferkel, Mastschweine
	Schafe >1 Jahr	Wachsende Jungtiere	
	Jungtiere	Schlachtreife Tiere	
sonstige	Mutterschafe	Tragende Schafe	
	Schafe >1 Jahr	Milchschafe	
	Jungtiere	---	Schafe, Mutterschafe, Lämmer
sonstige	Pferde, Geflügel, Ziegen, Esel, Maultiere, Kamele, Pelztiere, etc.	Männliche Tiere, kastrierte Tiere, weibliche Tiere	

			Pferde (Großpferde und Kleinpferde), Geflügel (Legehennen, Masthähnchen und -hühnchen, Junghennen, Gänse, Enten, weibliche und männliche Puten), Ziegen, Pelztiere, Büffel

Spalten 1 und 2 nach IPCC (2000)

6.1.2.1.1 Tierzahlen

Wesentliche Grundlage der Aktivitätsdaten sind die Tierzählungen der Jahre 1990, 1992, 1994, 1996, 1999, 2001, 2003 und 2005. Eine Interpolation der Tierzahlen zur Beschreibung der Jahre ohne Tierzahlen fand nicht statt; stattdessen wurden die Tierzahlen jeweils

fortgeschrieben (LÜTTICH et al., 2007). Lücken, die bei den Neuen Bundesländern für die Jahre 1990 bis 1993 auftraten, wurden durch Expertenschätzungen geschlossen.

6.1.2.1.2 *Milchkühe*

Bei den Milchkühen gibt die Officialstatistik Auskunft über Schlachtkörpergewichte, aus denen Lebendgewichte abgeleitet werden können. Die Milchleistung wird öffentlichen Statistiken auf Kreisebene entnommen. MilCHFett- und Milcheiweiß-Gehalte werden von Verbänden veröffentlicht (räumliche Auflösung Bundesländer). Die relevanten Variablen zur Haltung (hier Dauer des Weidegangs) wurden auf der Basis von Daten außerhalb der Officialstatistik (Befragungen und Sonderauswertungen) modelliert.

6.1.2.1.3 *Andere Rinder*

Bei Rindern außer Milchkühen („other cattle“) wird zwischen Kälbern, weiblichen und männlichen Masttieren (Färsen und Mastbullen), Mutterkühen und Zuchtbullen unterschieden. Deren Schlachtkörpergewichte werden der Officialstatistik entnommen und auf Lebendgewichte umgerechnet. Für Zuchtbullen wurden konstante Gewichte aus der Literatur entnommen. Einzelheiten zur Fütterung und Leistung wurden landwirtschaftlichen Standardwerken entnommen und mit Experten diskutiert. Alle weiteren anderen Variablen wurden wie bei den Milchkühen modelliert. Die unter „weibliche Mastkühe“ aufgeführten Tiere dienen je nach Marktlage zur Remontierung oder zum Schlachten. Remontierungskühe und Schlachttiere unterscheiden sich hinsichtlich Fütterung und Haltung nicht.

Die in der Tierzählung verwendete Charakterisierung der Bestände hinsichtlich Alter und Gewicht entspricht nicht den verfügbaren Daten zum Energiehaushalt und zur Fütterung. Die in der Tierzählung ausgewiesenen Kälber werden nur etwa zur Hälfte als Kälber im Sinne des Inventars angesehen. Die andere Hälfte wird auf Färsen und Mastbullen aufgeteilt.

6.1.2.1.4 *Schweine*

Bei Schweinen wird zwischen Sauen, Aufzuchtferkeln, Mastschweinen und Ebern unterschieden. Die zur Beschreibung notwendigen Einzelheiten wurden von Züchterverbänden und von der Futtermittelindustrie erhalten. Fehlende Daten für die Neuen Bundesländer für die Zeit unmittelbar nach 1990 wurden in Expertengesprächen ermittelt.

6.1.2.1.5 *Pferde*

Die Anzahl der Pferde wurde wegen der Eigenarten der deutschen Tierzählungspraxis korrigiert (DÄMMGEN, 2006). Diese Korrektur berücksichtigt die Großpferde und Kleinpferde getrennt. Großpferde und Kleinpferde unterscheiden sich hinsichtlich ihres Energie- und Futterbedarfs. Für Deutschland typische Verhältnisse wurden aus der Literatur abgeleitet und verwendet (siehe DÄMMGEN et al., 2007).

6.1.2.1.6 *Schafe*

Die Zahlen der Schafe mussten korrigiert werden (DÄMMGEN, 2006). Dazu war es notwendig, Lämmer und übrige Schafe getrennt zu betrachten.

6.1.2.1.7 Geflügel

Die detaillierte Beschreibung der Emissionen bei der Geflügelhaltung machte eine Korrektur der Tierzahlen bei Junghennen notwendig. Bei Puten wurde die Unterscheidung weiblicher und männlicher Tiere notwendig.

6.1.2.1.8 Alle anderen Tiere

Bei allen anderen Tieren, die nach dem Tier-1-Ansatz berechnet werden, sind weitere Unterteilungen nicht notwendig. Default-Emissionsfaktoren für Subkategorien existieren nicht. Sie sind auch nicht sinnvoll anzuwenden, wenn die entsprechenden nationalen Daten nicht verfügbar sind. Detaillierte Daten über Tierbestände (national und auf Bundeslandebene) und zusätzliche Informationen sind in LÜTTICH et al. (2007) zu finden.

6.1.2.2 Berechnung der CH₄-Emissionen aus der Milchkuh-Haltung

Zur Bestimmung des Emissionsfaktors wird der in IPCC (1996b) vorgeschlagene Ansatz verwendet. Das Körpergewicht wird aus Schlachtkörperdaten berechnet (Auflösung: Bundesländer und Jahre). Die Erhaltungsenergie wird hieraus unter Verwendung des in Deutschland üblichen konstanten Faktors berechnet. Die Energie für die Nahrungsaufnahme lässt sich aus den Weidegangzeiten (Auflösung: Bundesländer und Jahre) ableiten. Die Milchleistung ist für (nahezu) jeden Kreis und jedes Jahr erhältlich. Die Milchfettgehalte werden den Berichten der Verbände entnommen (Auflösung: Bundesländer und Jahre). Bei Milchkühen wird angenommen, dass die Gewichtszunahme während dieses Lebensabschnitts vernachlässigbar ist. Die Verdaulichkeit wurde als Funktion der Leistung bei typischer Fütterung formuliert (nationale Daten; Auflösung: Kreise und Jahre).

Das nach Bundesländern gewichtete Mittel der Milchleistung liegt für Deutschland bezogen auf das Basisjahr 1990 bei 12,9 kg Tier⁻¹ d⁻¹ und weicht somit geringfügig von dem für Westeuropa angenommenen Wert von 11,5 kg Tier⁻¹ d⁻¹ in IPCC (IPCC, 1996b: Table A-1) ab. Für 2005 beträgt dieser Wert 18,5 kg Tier⁻¹ d⁻¹. Dieser Unterschied ist erheblich. Alle Informationen sind in LÜTTICH et al. (2007) zusammengestellt.

Die CH₄-Emissionsfaktoren in Deutschland bewegen sich zwischen 77 kg Tier⁻¹ a⁻¹ CH₄ (1990) und 117,5 kg Tier⁻¹ a⁻¹ CH₄ (2005); sie liegen im nationalen Mittel bei 94,8 kg Tier⁻¹ a⁻¹ CH₄ (1990) und 113,3 kg Tier⁻¹ a⁻¹ CH₄ (2005). Eine detaillierte Übersicht der verwendeten Emissionsfaktoren findet sich in LÜTTICH et al. (2007), ihr Zustandekommen ist in DÄMMGEN et al., 2007) beschrieben.

6.1.2.3 Berechnung der CH₄-Emissionen aus der Haltung anderer Rinder (Kälber, Färsen, Mastbullen, Mutterkühe, Zuchtbullen)

Für die Berechnung des Energie- und Futterbedarfs wachsender Tiere werden die den Lebensabschnitt bestimmenden Größen (Anfangs- und Endgewicht und Gewichtszunahme bzw. Dauer des Lebensabschnitts) benötigt. Sie werden aus Schlachtstatistiken, Veröffentlichungen des Ausschusses für Bedarfsnormen der Gesellschaft für Ernährungsphysiologie und Standardwerken der landwirtschaftlichen Planung gewonnen oder abgeleitet. Wenn nationale Daten nicht verfügbar waren, wurden Default-Werte nach IPCC (1996b) verwendet. Es wurde berücksichtigt, dass saugende Kälber keine Wiederkäuer sind. Die Methan-Konversionsrate wurde entsprechend niedriger gewählt. Zu

den die Emissionsfaktoren bestimmenden Größen und den resultierenden Emissionsfaktoren siehe LÜTTICH et al. (2007), zu den Einzelheiten ihrer Ableitung DÄMMGEN et al. (2007).

Die Emissionen aus der Haltung von Mutterkühen und Zuchtbullen werden nach dem Tier-2-Verfahren unter Annahme konstanter Gewichte aus dem Energiebedarf berechnet.

Es ergeben sich folgende mittlere Emissionsfaktoren für das Jahr 2005:

Tabelle 81: CH₄-Emissionsfaktoren IEF_{CH_4} aus der Haltung von Rindern außer Milchkühen (Fermentation bei der Verdauung) (2005)

Unterkategorie	EF_{CH_4} [kg Platz ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]
Kälber	3,8
Färsen	33,5
Mastbullen	52,2
Mutterkühe	56,7
Zuchtbullen	71,6
Mittelwert	37,2
IPCC-Default	48

6.1.2.4 Berechnung der CH₄-Emissionen aus der Verdauung bei Sauen und wachsenden Schweinen (Aufzuchtferkel, Mastschweine) sowie Ebern

Die Berechnung der Emissionen der Sauen setzt die Kenntnis der Anzahl und des Gewichtes der aufgezogenen Ferkel voraus. Hierbei wird auf Informationen der Züchterverbände und auf Expertenwissen zurückgegriffen. Der Energie- und Futterbedarf wachsender Tiere wird durch Anfangs- und Endgewicht und Gewichtszunahme bzw. Dauer des Lebensabschnitts bestimmt. Diese Daten werden aus Veröffentlichungen des Ausschusses für Bedarfsnormen der Gesellschaft für Ernährungsphysiologie, der Züchterverbände und Standardwerken der landwirtschaftlichen Planung gewonnen oder abgeleitet.

Die Zahl der in der Statistik angegebenen Ferkel wird für dieses Inventar auf Saugferkel und Aufzuchtferkel aufgeteilt. Die Saugferkel werden mit den Sauen abgebildet, die Aufzuchtferkel werden gesondert berechnet.

Die besondere Situation Deutschlands unmittelbar nach 1990 hatte zur Folge, dass eine Reihe statistischer Daten nicht erhoben wurde. So waren detaillierte Informationen zur Schweinehaltung in den Neuen Bundesländern zwischen 1990 und 1996 spärlich oder nicht vorhanden. Sie wurden in Expertengesprächen ermittelt. Nationale Daten waren schließlich durchgängig vorhanden. Sie sind der Zusammenstellung in LÜTTICH et al. (2007) zu entnehmen, die Berechnung der Tierzahlen und die Ableitung oder Anpassung der Methoden in DÄMMGEN et al. (2007).

Die Emissionen aus der Eberhaltung wurden aus dem Energiebedarf bei Annahme eines konstanten Gewichts von 120 kg Tier⁻¹ berechnet.

Die für 2005 resultierenden Daten sind in folgender Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 82: CH₄-Emissionsfaktoren IEF_{CH_4} aus der Haltung von Schweinen (Fermentation bei der Verdauung) (200)

Unterkategorie	IEF_{CH_4} [kg Platz ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]
Sauen	1,8
Aufzuchtferkel	0,39
Mastschweine	1,45
Zuchteber	1,48
Mittelwert	1,28
IPCC-Default	1,5

6.1.2.5 Berechnung der CH₄-Emissionen aller anderen Säugetiere (Schafe, Ziegen, Pferde, Büffel)

Für alle anderen Säugetiere wurde das Tier-1-Verfahren entsprechend angewendet:

Gleichung 9: Tier-1-Verfahren für die Emissionen der Quellgruppe „Fermentation bei der Verdauung“

$$E_{CH_4,i} = EF_i \cdot n_i$$

mit $E_{CH_4,i}$ CH₄-Emission einer Kategorie [kg a⁻¹ CH₄]
i Tierkategorie
 EF_i Emissionsfaktor für eine Kategorie *i* [kg Tier⁻¹ a⁻¹ CH₄]
 n_i Anzahl der Tiere in einer Kategorie *i* [Tiere]

Für Schafe, Ziegen, Großpferde und Büffel wurden die Default-Werte (Emissionsfaktoren) nach IPCC (1996b: Kap. 4) eingesetzt. Für Kleinpferde wurde ein $EF_{CH_4, po} = 12$ kg Tier⁻¹ a⁻¹ CH₄ ermittelt:

Tabelle 83: Emissionsfaktoren: Default-Werte (EF_d) nach IPCC und in diesen Bericht verwendete resultierende Emissionsfaktoren (IEF)

Tierkategorie	EF_d nach IPCC (1996b, Kap. 4) [kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]	IEF nach Anwendung nationaler Datensätze [kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]
Schafe	8 (Table 4-3)	
Ziegen	5 (Table 4-3)	
Großpferde	18 (Table 4-3)	16,4
Büffel	55 (Table 4-3)	

Deutschland berichtet aus den zuvor diskutierten Gründen nicht die Emissionen von Eseln und Maultieren (NE).

6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A)

6.1.3.1 Relevante Tierzahlen

Die Unsicherheiten der Tierzahlen pro Klasse (mit Ausnahme der Pferde) liegen in der Größenordnung von weniger als 6 % (DÄMMGEN, 2005). Für die Neuen Länder wurden die Tierzahlen und ihre regionale Verteilung für die Jahre 1990 und 1991 mit dem Modell RAUMIS (HENRICHSMAYER et al., 1996) berechnet, das regionale Daten für landwirtschaftliche Produktionsprozesse und Produkte liefert. Da die Datenquellen mit den Jahren nicht variieren, wird die Zeitreihe als im Wesentlichen konsistent betrachtet.

Im Jahr 1998 wurde das Agrarstatistikgesetz geändert. Hiermit änderten sich die Erhebungsgrundlagen für die Ermittlung der Tierzahlen zum Teil erheblich. Auswirkungen werden vor allem auf die Anzahl der Pferde und der Schafe beobachtet. Für eine einheitliche

Beschreibung der Zeitreihe wurden daher Korrekturfaktoren abgeleitet. Die Ableitung der Korrekturen wird in DÄMMGEN (2006) beschrieben.

Es ist davon auszugehen, dass die Zahl der Pferde in Deutschland etwa doppelt so hoch ist wie die entsprechenden Zahlen der Agrarstatistik, da ein großer Teil der Pferde nicht in landwirtschaftlichen Betrieben gehalten wird (Freizeitpferde). Die Pferdezahlen sind somit systematisch falsch.

Bei den Schafen rührt die Versetzung in der Zeitreihe daher, dass die Zählung im Mai auch Lämmer umfasst, die Zählung im Dezember dagegen nicht.

6.1.3.2 Emissionsfaktoren

Die Unsicherheiten der Methan-Emissionsfaktoren liegen in der Größenordnung von 30 % (EMEP, 2000: Kapitel B1040-6). Ungenau sind hierbei der Methan-Umwandlungsfaktor (für Rinder $0,06 \pm 0,005$, d.h. 10 %, siehe IPCC, 1996b) und die tatsächliche Rationsgestaltung, insbesondere bei Rindern.

6.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

Die Daten werden auf Transkriptionsfehler zwischen den Originaldaten und den Kalkulationstabellen überprüft und auf Fehler bezüglich der Einheiten und Größenordnungen untersucht. Zukünftige QK/QS-Verfahren setzen die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten (insbesondere Daten zur Fütterung auf Kreisebene) voraus. Darüber hinaus sollen die Emissionsfaktoren, soweit sie nicht vertraulich zu behandeln sind, über die Emissionsfaktoren-Datenbank (GEREF, GERman Emission Factor Database) öffentlich zur Verfügung gestellt werden. Experten können diese somit begutachten und Stellung dazu nehmen.

Unter Verwendung der im *Data Locator* des UNFCCC-Sekretariats zur Verfügung gestellten resultierenden mittleren Emissionsfaktoren (Implied Emission Factors) benachbarter Länder zeigt sich im Vergleich, dass Deutschland im mittleren Bereich der Spannbreite liegt.

Tabelle 84: Methan-Emissionen aus der Verdauung bei Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (IEF) ⁴¹

	<i>IEF_{CH₄}</i>	Milchleistung	Gewicht	Anteil tragender Kühe
	[kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]	kg Tier ⁻¹ d ⁻¹	[kg Tier ⁻¹]	[%]
Österreich	115,0	15,9	700	90
Belgien	103,3		580	
Tschechische Republik	110,4	19,3		90
Dänemark	126,2	22,2	575	
<i>Deutschland</i>	<i>113,3</i>	<i>18,0</i>	<i>588</i>	<i>78</i>
Frankreich	103,6			
Niederlande	andere Quellkategorien für Rinder			
Polen	90,0			
Schweiz	109,3			
Vereinigtes Königreich	101,8	18,1	579	

Quelle: UNFCCC 2006, Table 4.A

Das vorliegende Inventar gibt zu nahezu allen Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren oder Daten, die zur Berechnung von Emissionsfaktoren dienen, erstmals Fehler bzw. Unsicherheiten (Größe und Verteilung) an.

Der landwirtschaftliche Teil des Emissionsinventars wurde im Jahr 2004 in einem bilateralen Überprüfung durch finnische Experten überprüft und als im Wesentlichen vollständig und den Regeln der Wissenschaft entsprechend eingestuft (LECHTENBÖHMER et al., 2005, unveröffentlicht). Zum gleichen Ergebnis kam der In-Country-Review durch UNFCCC (UNFCCC, 2005). Die beanstandeten Mängel (Verwendung von Tier-1-Verfahren bei der Berechnung der Emissionen aus der Rinderhaltung; Fehlen der Berechnungen für Ziegen) wurden im vorliegenden Inventar beseitigt.

6.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A)

Die vorläufigen Zahlenangaben (Tierzahlen) für 2004 wurden in den meisten Fällen durch endgültige ersetzt.

Die Erhebung der Tierzahlen auf Kreisebene und das Vorliegen der Flächennutzungsdaten für das Jahr 2003 erlaubte eine Neuberechnung der Emissionsfaktoren für 2003 und die Folgejahre. Die Änderungen gegenüber den Angaben des letzten Inventars sind gering (vgl. Tab. 7 bis 9).

Die Beschreibung der Rationsgestaltung bei Mastbullen wurde verbessert. Die N-reduzierte Fütterung von Mastschweinen im Bereich Weser-Ems wurde einbezogen. Dadurch ergaben sich ebenfalls andere Energiegehalte des Futters.

Tabelle 85: Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 verwendeten mittleren CH₄-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Milchkühe.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]															
2006	94,8	95,7	99,1	101,6	101,3	102,3	103,3	103,3	104,9	106,6	108,1	110,1	109,9	111,6	111,7	
2007	94,8	95,7	99,1	101,6	101,3	102,3	103,3	103,3	104,9	106,6	108,1	110,1	109,9	111,5	111,8	113,3

⁴¹ IEF: berechneter Emissionsfaktor aus Emission und Milchkuhbestand. Angaben für D für das Jahr 2004, Daten anderer Länder für 2003.

Tabelle 86: Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 verwendeten mittleren CH₄-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier andere Rinder.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]															
2006	37,5	37,7	38,1	38,4	38,5	38,3	38,1	38,0	38,2	38,4	38,8	39,2	38,9	38,8	38,5	
2007	36,2	36,0	36,7	36,9	37,1	36,9	36,7	36,5	36,9	37,0	37,2	37,5	37,2	37,4	37,2	37,2

Tabelle 87: Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 verwendeten mittleren CH₄-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Schweine.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ CH ₄]															
2006	1,19	1,17	1,19	1,20	1,22	1,23	1,24	1,25	1,26	1,26	1,26	1,26	1,27	1,27	1,27	
2007	1,19	1,18	1,19	1,21	1,23	1,24	1,25	1,26	1,27	1,27	1,27	1,27	1,27	1,28	1,28	1,28

Die Emissionen aus der Verdauung bei Pferden wurden unter Berücksichtigung korrigierter Pferdezahlen für Groß- und Kleinpferde getrennt ermittelt. Die resultierenden Emissionsfaktoren sind damit zeitlich und örtlich variabel geworden. Sie haben sich im Vergleich zum letzten Inventar nicht geändert.

Hieraus ergeben sich insgesamt deutlich andere Emissionen von CH₄ aus der Fermentation bei der Verdauung für die zurückliegenden Jahre. Die Änderungen gehen aus Tabelle 88 hervor.

Tabelle 88: Vergleich der im NIR 2006 und dem NIR 2007 berechneten Summen der CH₄-Emissionen aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Deutschland.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Tg a ⁻¹ CH ₄]															
2006	1,16	1,03	1,00	1,00	1,00	1,00	0,99	0,96	0,95	0,95	0,94	0,95	0,92	0,91	0,88	
2007	1,15	1,01	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,95	0,94	0,95	0,93	0,94	0,91	0,90	0,88	0,87

6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A)

Die Basis für die Daten außerhalb der Officialstatistik ist in einigen Bereichen (z.B. Rationsgestaltung) unbefriedigend. Es soll versucht werden, in Deutschland ein Verfahren zu etablieren, das die Beschaffung derartiger Daten durch Erweiterung der Agrarstatistik oder durch Befragungen gewährleistet. Ein entsprechendes Forschungsprogramm ist für 2007 bis 2009 geplant.

6.2 Wirtschaftsdünger-Management (4.B)

6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.B)

CRF 4.B										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)	Schadstoff (HQG)		1990- Anteil an der Gesamtemission		2005 - Anteil an der Gesamtemission		Trend			
	- / -									
Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS/D	NO	NO	NO	D	D	-	CS	NO
EF Unsicherheiten in %		30				30				
Unsicherheitenverteilung		N				N				
Methode EF-Ermittlung		D/T1/T 2				CS/T 1				

Die Quellgruppe Wirtschaftsdünger-Management (4.B) ist keine Hauptquellgruppe.

Bei der Lagerung von Wirtschaftsdüngern im Stall, auf befestigten Flächen außerhalb des Stalls, beim Weidegang, im Lager (im engeren Sinne) und bei der Ausbringung werden CH₄ und NMVOC sowie NH₃, N₂O, NO, und N₂ freigesetzt. Mit NMVOC können auch schwefelhaltige Verbindungen emittiert werden. Die Emissionen sind abhängig von der Tierkategorie und den Ausscheidungen der Tiere (diese wiederum eine Funktion der Tierleistung und der Ernährung), den in bestimmten Aufenthaltsräumen (Weide, Stall, befestigte Flächen) verbrachten Zeiten, artspezifischem Verhalten sowie Stalltyp, Stroheinsatz, Lagerungstyp und -dauer, Ausbringungsart, -ort- und -zeitpunkt sowie der Einarbeitung von Wirtschaftsdüngern.

Deutschland berichtet in diesem Inventar über Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management von Rindern, Schweinen, Schafen, Ziegen, Pferden, Büffeln, Pelztieren (nur NH₃) und Geflügel, nicht jedoch über Esel und Maultiere (NE).

Die Quellgruppe 4.B „Wirtschaftsdünger-Management“ ist hierbei in die in Abbildung 51 dargestellten Kategorien unterteilt.

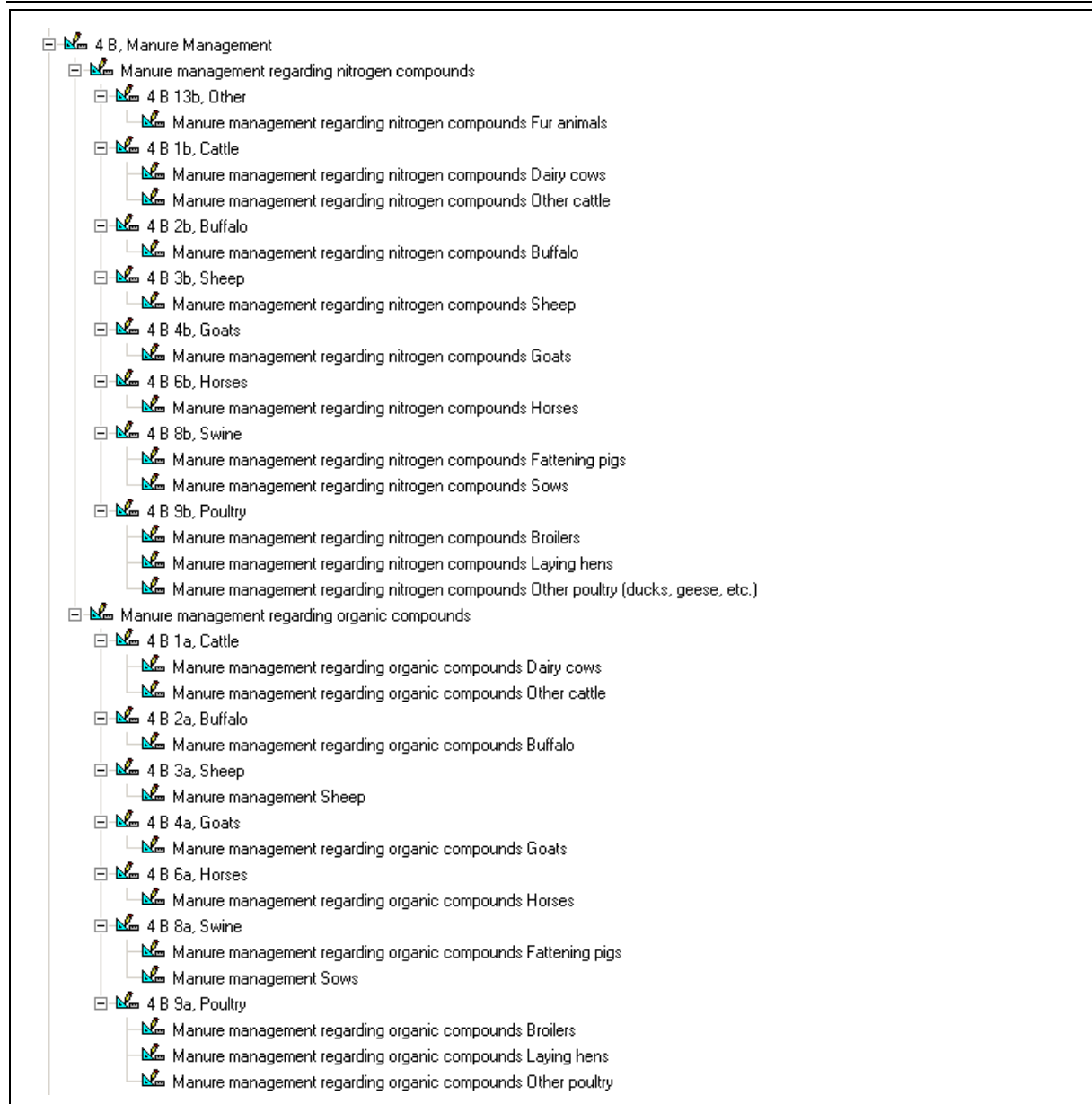


Abbildung 51: Strukturzuordnung 4.B Wirtschaftsdünger-Management

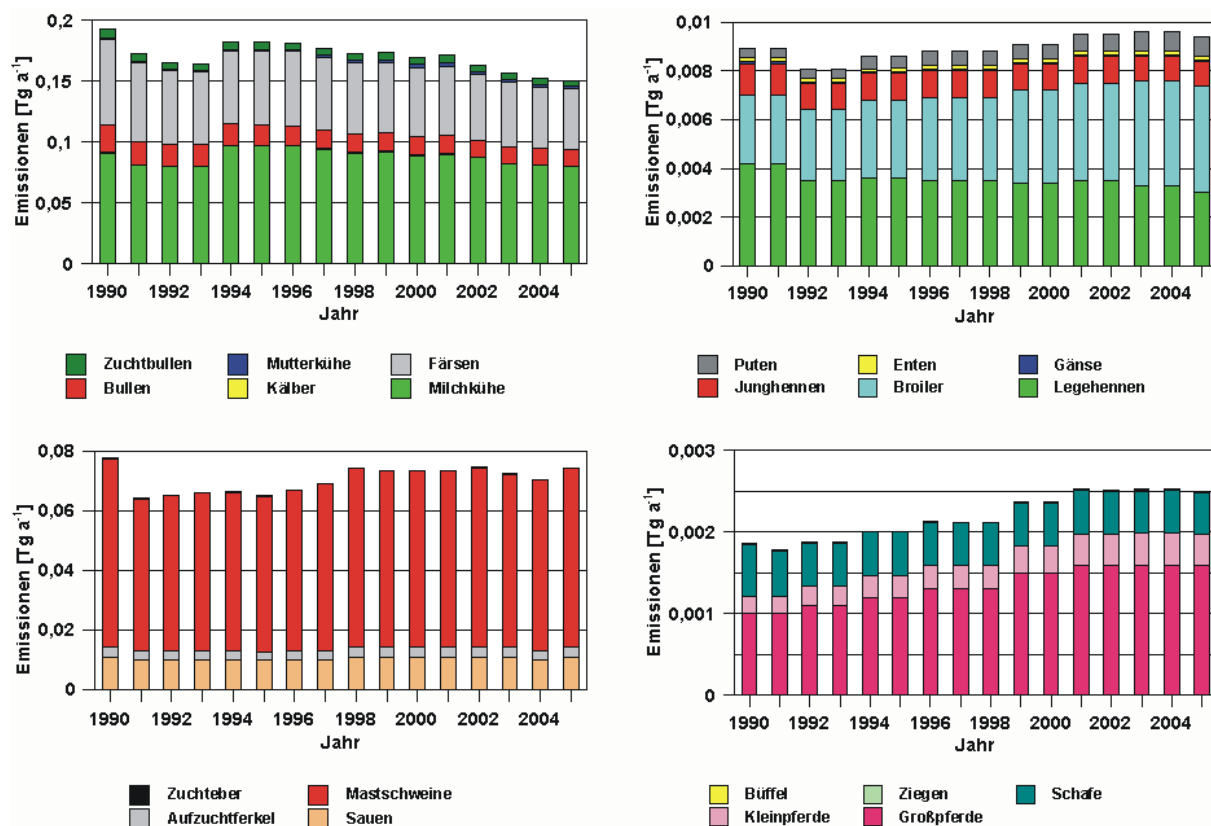
6.2.1.1 Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B)

6.2.1.1.1 Berechnete Emissionen

In Tabelle 89 ist die Zeitreihe der CH₄-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management zusammengestellt. Sie lässt einen Rückgang der Emissionen erkennen, der im Wesentlichen auf die Jahre nach der deutschen Vereinigung beschränkt ist und hierbei hauptsächlich auf die Verringerung der Tierbestände zurückzuführen ist (Abbildung 52). Zur Gesamtemission tragen die Rinder zu zwei Dritteln (63 % für 1990; 65 % für 2004) und die Schweine mit einem Drittel (36 % für 1990; 30 % für 2004) bei. Die Emissionen aus der Geflügelhaltung und aus der Haltung von Pferden, Schafen, Ziegen, Büffeln und Geflügel sind demgegenüber vernachlässigbar (vergleiche Abbildung 52).

Tabelle 89: CH₄-Emissionen E_{CH_4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Tg a ⁻¹ CH ₄]															
E_{CH_4}	0,28	0,25	0,24	0,24	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,26	0,25	0,24	0,23	0,24

Abbildung 52: Zeitreihen der CH₄-Emissionen E_{CH_4} der betrachteten Tierkategorien.⁴²

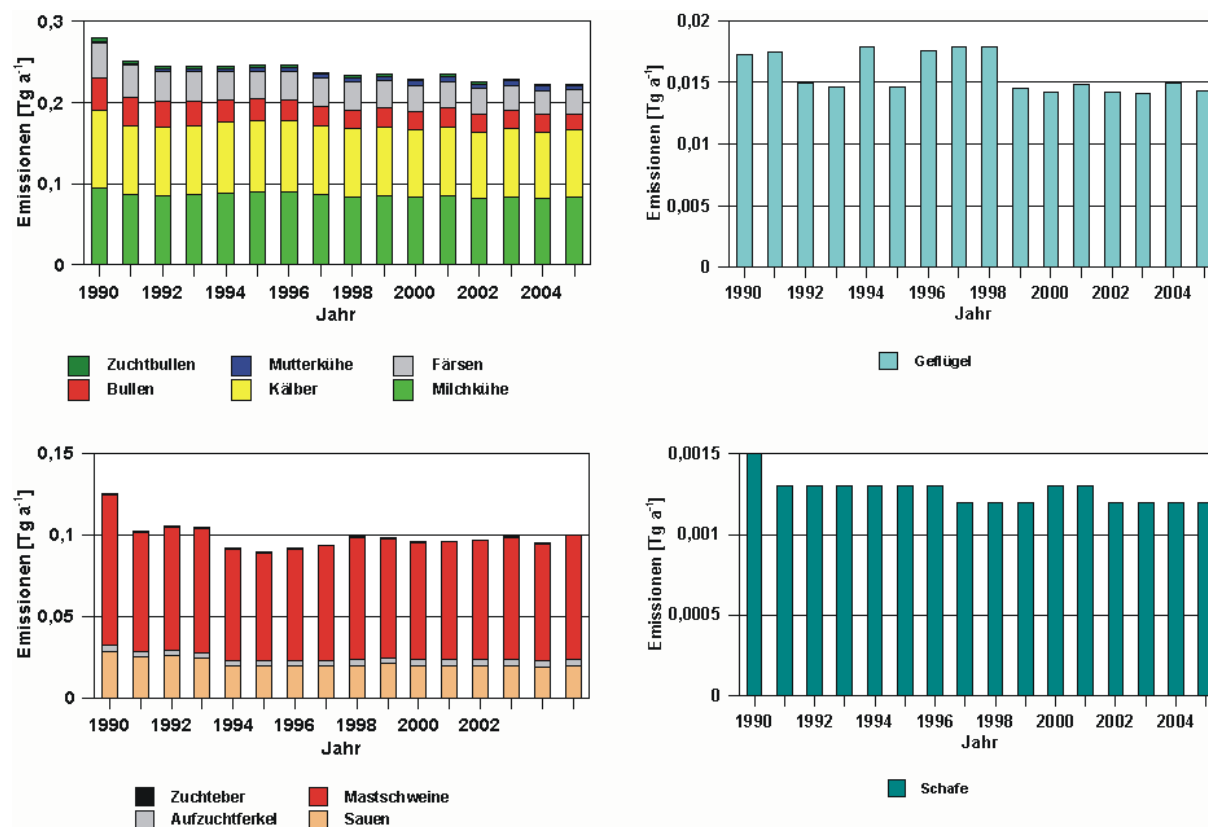
6.2.1.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management

Bei der mikrobiellen Umsetzung von Proteinen im Wirtschaftsdünger (etwa 50 % des in den Ausscheidungen enthaltenen Stickstoffs sind in Proteinen gebunden) entstehen gleichzeitig Ammoniak (NH₃) und flüchtige organische Verbindungen (NMVOC). Die weitgehende Proportionalität der Emissionen von NH₃- und NMVOC-Emissionen aus unterschiedlichen Wirtschaftsdüngern wurde in Großbritannien dazu benutzt, ein erstes NMVOC-Emissionsinventar zu erstellen. Deutschland hat die dort angesetzten relativen Emissionsfaktoren dazu benutzt, eine erste Schätzung der Emissionen von NMVOC aus der Tierhaltung vorzunehmen (Einzelheiten in DÄMMGEN et al., 2007). Die Zeitreihe der NMVOC-Emissionen ist in Tabelle 90 und die Zusammensetzung der Emittenten in Abbildung 53 dargestellt. Nach dem Rückgang der Tierzahlen als Folge der deutschen Vereinigung bleiben die Emissionen ab etwa 1994 konstant. Obschon Zahlen für Pferde wegen des fehlenden Rechenverfahrens nicht verfügbar sind, können die Emissionen im Wesentlichen auf die Rinderhaltung zurückgeführt werden.

⁴² Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel.

Tabelle 90: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management), angegeben als NMVOC und NMVOC-C.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Tg a ⁻¹ C]															
E_{NMVOC}	0,33	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26
$E_{\text{NMVOC-C}}$	0,16	0,14	0,14	0,14	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,13	0,12	0,12

Abbildung 53: Zeitreihen der NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien.⁴³

Bei der Modellierung der NMVOC-Emissionen wurde gleichfalls festgestellt, dass erhebliche Mengen an Dimethylsulfid emittiert werden. Die Emissionen an in NMVOC gebundenem Schwefel belaufen sich diesen Schätzungen zufolge auf etwa 0,03 bis 0,04 Tg a⁻¹.

6.2.1.3 Distickstoffoxid-, Stickstoffmonoxid- und Ammoniak-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

Die Ergebnisse der Berechnungen der NH₃-, N₂O- und NO-Emissionen sind in der Tabelle 91 sowie bezogen auf die Emittenten in Abbildung 54 und Abbildung 55 zusammengestellt. Da N₂O- und NO-Emissionen proportional sind, wurde auf eine entsprechende Darstellung der NO-Emissionen verzichtet. Bezogen auf das Basisjahr nehmen die N₂O- und NO-Emissionen deutlich ab. Den Hauptanteil der N₂O- und NO-Emissionen bestimmen die Rinder (66 % im Jahr 1990; zurückgegangen auf 55 % im Jahr 2004). Bezogen auf das Jahr 1990 werden 62 % der NH₃-Emissionen von Rindern, 30 % aus der Schweinehaltung und 6 % aus der Geflügelhaltung emittiert. 67 % der (direkten) N₂O- und NO-Emissionen gehen auf Rinderhaltung zurück, 17 % auf die von Schweinen und 10 % auf die von Geflügel. Im Jahr

⁴³ Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten links: Schafe.

2004 lagen die Anteile bei NH_3 bei 61 %, 27 % und 10 %. Für N_2O bzw. NO betrugen die Anteile im Jahr 2004 55 %, 14 % und 21 %.

Tabelle 91: N_2O -, NO- und NH_3 -Emissionen $E_{\text{N}_2\text{O}}$, E_{NO} und E_{NH_3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Gg a ⁻¹ N_2O , NO bzw. NH_3]															
$E_{\text{N}_2\text{O}}$	0,013	0,012	0,011	0,011	0,009	0,009	0,010	0,009	0,009	0,010	0,009	0,010	0,009	0,010	0,010	0,010
E_{NO}	0,0018	0,0016	0,0015	0,0015	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0014	0,0013	0,0013
E_{NH_3}	0,62	0,54	0,53	0,53	0,52	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,50	0,51	0,50	0,50	0,49	0,49

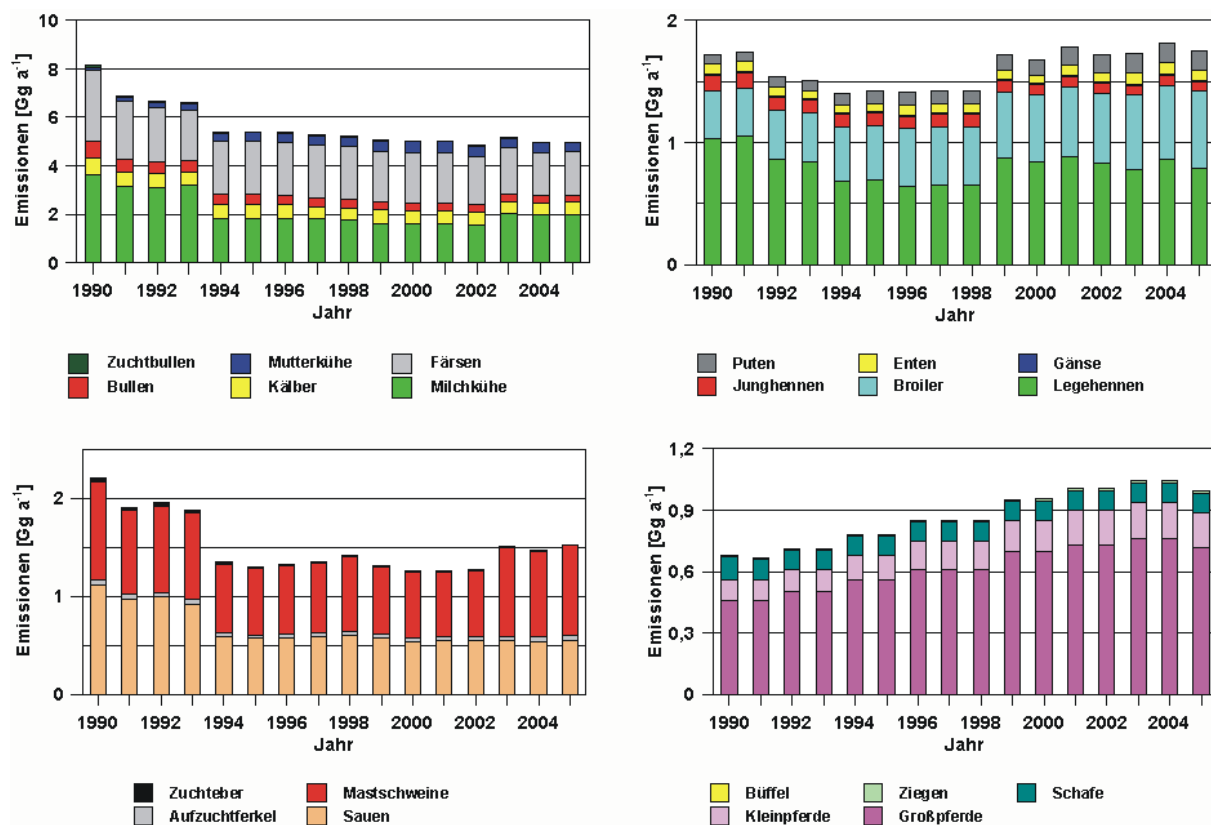
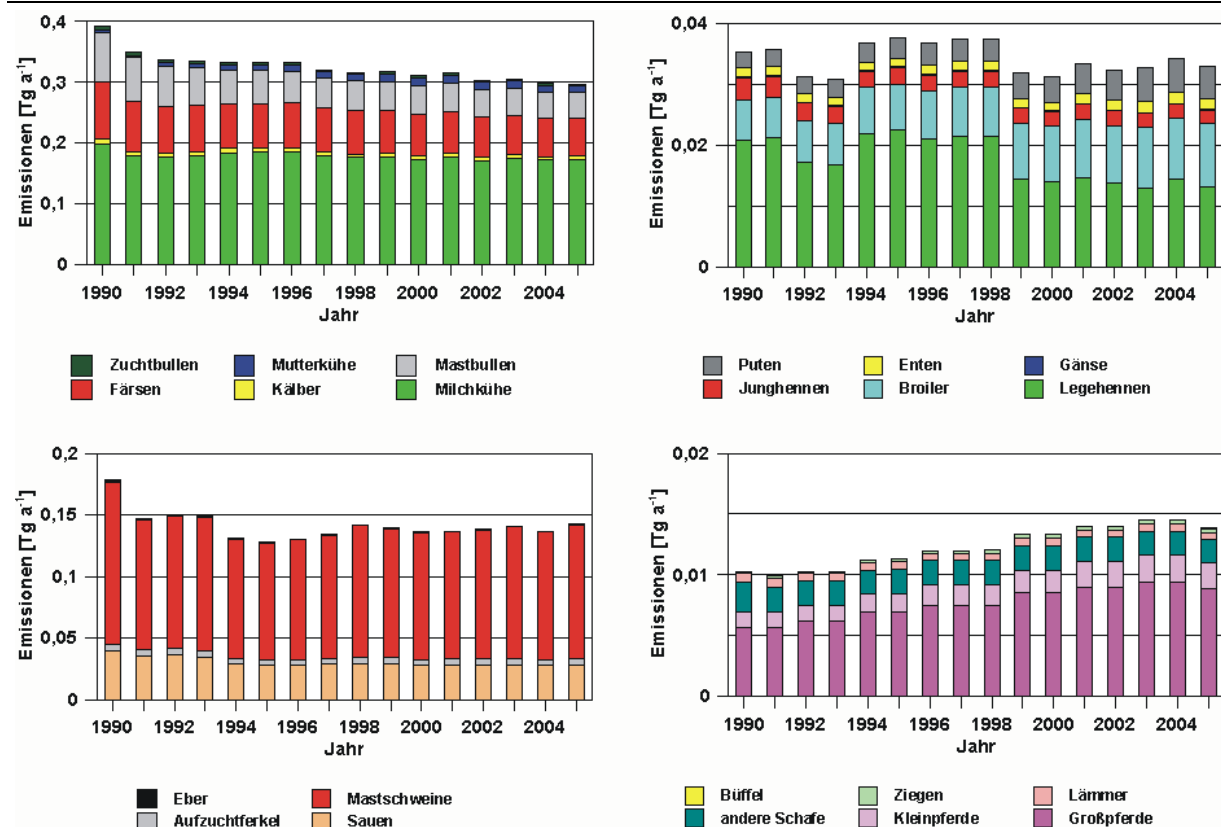


Abbildung 54: Zeitreihen der N_2O -Emissionen $E_{\text{N}_2\text{O}}$ der betrachteten Tierkategorien.⁴⁴

⁴⁴ Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe.

Abbildung 55: Zeitreihen der NH_3 -Emissionen E_{NH_3} der betrachteten Tierkategorien.⁴⁵

6.2.2 Methodische Aspekte (4.B)

6.2.2.1 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4.B (CH_4)

IPCC (1996b) sieht zwei Bestimmungsmethoden zur Bestimmung der CH_4 -Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management vor. Für die Berechnung der Emissionen nach dem Tier-1-Verfahren werden Tierzahlen mit konstanten VS-Ausscheidungen⁴⁶ und mit Default-Emissionsfaktoren multipliziert, die für einzelne Klimaregionen konstant sind.

Dieses Tier-1-Verfahren wird in seiner einfachen Form nicht angewandt.

Das Tier-2-Verfahren sieht die Berücksichtigung variabler VS-Ausscheidungen vor, die leistungs- und nahrungsabhängig sind. Es verrechnet diese mit Emissionsfaktoren, die die Häufigkeit einzelner Lagerungsverfahren für Fest- und Flüssigmist sowie Weidegang in Deutschland und klimatische Effekte berücksichtigen. Die resultierenden Emissionsfaktoren variieren dann für jede Kategorie mit Ort und Zeit. Der Emissionsfaktor wird über folgende Gleichung ermittelt:

Gleichung 10: Ermittlung des Emissionsfaktors für Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management nach dem Tier-2-Verfahren

$$EF_i = VS_i \cdot \alpha \cdot B_{oi} \cdot \rho_{\text{CH}_4} \cdot \sum_{jk} MCF_{jk} \cdot MS_{ijk}$$

mit EF_i Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [$\text{kg Tier}^{-1} \text{a}^{-1} \text{CH}_4$]
 α Zeitkonversion ($\alpha = 365 \text{ d a}^{-1}$)
 VS volatile solids (Ausscheidung leicht umsetzbarer Substanz, Trockenmasse DM) für die

⁴⁵ Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel.

⁴⁶ VS (volatile solids): die leicht umwandelbaren Kohlenstoff-Anteile in den Exkrementen

	Subkategorie i [kg Tier ⁻¹ d ⁻¹ DM]
B_{oi}	Methan-Bildungspotential bezogen auf VS [m ³ kg ⁻¹]
ρ_{CH_4}	Dichte von Methan ($\rho_{CH_4} = 0,67 \text{ kg m}^{-3}$)
MCF	Methan-Umwandlungsfaktor für das Lagerungssystem j in einer Klimaregion k [kg kg ⁻¹]
MS	Anteil der Subkategorie, deren Wirtschaftsdünger im Lagerungssystem j behandelt werden

Die CH₄-Emissionen aus dem Management von Wirtschaftsdüngern wurden im deutschen Inventarbericht für Milchkühe, Rinder und Schweine als Hauptquellgruppe eingestuft (zu Einzelheiten siehe Kapitel 6.2.1). Für dieses Inventar wurden auch die VS-Ausscheidungen von Legehennen und Junghennen unter Berücksichtigung von Leistung und Fütterung berechnet.

Die Berechnungen erfolgen für Landkreise (DÄMMGEN et al., 2007).

Mischverfahren zwischen Tier-1- und Tier-2-Verfahren (UNECE: verbesserte Verfahren) benutzen Default-Werte für VS-Ausscheidungen und kombinieren sie mit den Häufigkeitsverteilungen für die Wirtschafts-Managementsysteme in der jeweiligen Region. Dies trifft in Deutschland für Schafe, Ziegen, Pferde, Büffel und Geflügel außer Legehennen und Junghennen zu.

6.2.2.2 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF/NFR 4.B (NH₃, N₂O, NO und N₂)

Zur Berechnung der Verluste von gasförmigen N-Spezies wird seit 2004 das Massenfluss-Verfahren nach EMEP/CORINAIR angewandt (siehe hierzu DÄMMGEN et al., 2007). Es behandelt *alle* Flüsse von N-Spezies nacheinander und nebeneinander nach dem in Abbildung 56 wiedergegebenen Schema.

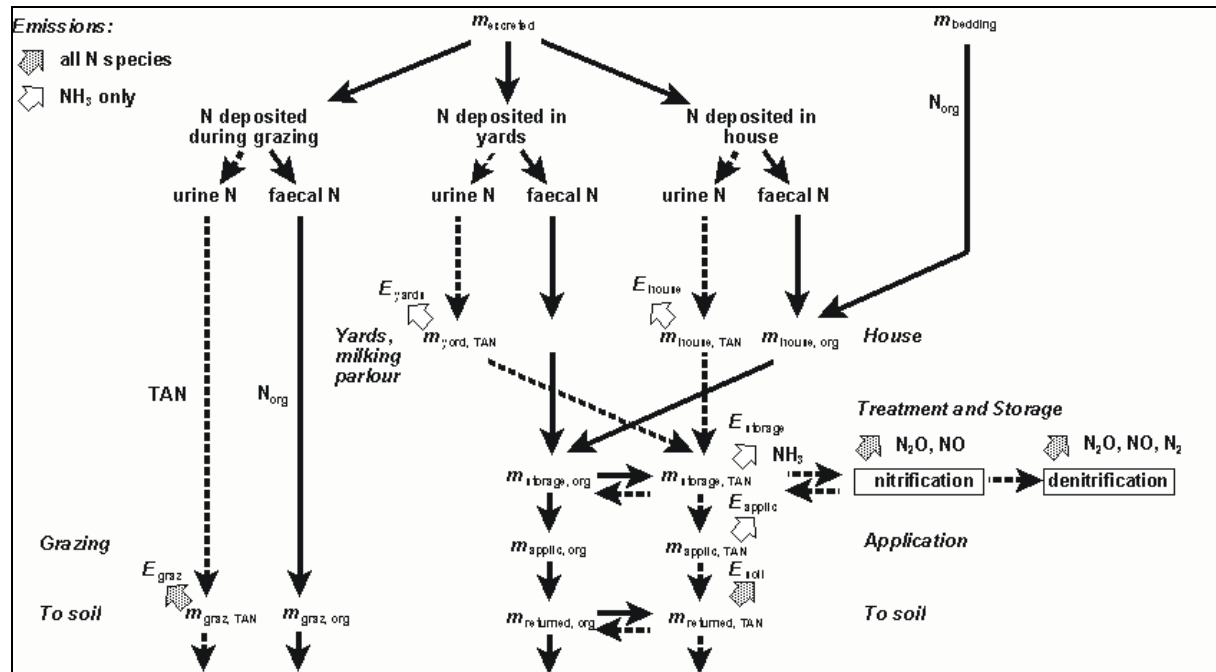


Abbildung 56: Stickstoff-Flüsse im Wirtschaftsdünger-Management einer Kategorie.⁴⁷

Erster Schritt ist die Bestimmung der Mengen von ausgeschiedenem N (m_{excreted}) und von leicht umsetzbarem TAN (total ammoniacal nitrogen) im Harn von Säugetieren bzw. von Harnsäure bei Vögeln. Die Harnsäure wandelt sich teilweise in TAN um. Die Aufteilung der Ausscheidungen auf Weide und Stall berücksichtigt die Weidezeiten und das Tierverhalten. Bei den Rindern, Schafen und Pferden werden im Stofffluss-Modell zusätzlich die Dauer der Weideperiode, die mittlere Weidedauer pro Tag und die mittleren Aufenthalte im Melkstall zur Aufteilung der Exkremente auf Weide und Stall herangezogen.

Die Emissionen aller N-Spezies auf der Weide geschehen gleichzeitig. Die Berechnungen erfolgen nach IPCC (1996b) bzw. EMEP (2006).

Im Stall kommt es zu TAN-Verlusten durch Emission von NH_3 . Im restlichen TAN verbleibendes N ist Quelle von Emissionen von NH_3 , N_2O , NO und N_2 im Lager. Das Ausmaß der Emissionen ist im Prinzip eine Funktion der Lagerungsart und der Temperatur.

Die Gesamtemissionen an N_2O werden gemäß IPCC (2000) nach folgender Gleichung bestimmt:

Gleichung 11: Bestimmung der N₂O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

$$E_{\text{N2O-N}} = \sum_{i,j} n_i \cdot m_{\text{ex},i} \cdot x_{i,j} \cdot EF_j$$

mit $E_{N_{2O-N}}$ N₂O-N-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

⁴⁷Durchgezogene Linien: organisch gebundenes N; gestrichelt: TAN;
horizontale Flüsse versinnbildlichen Immobilisierung und Mineralisierung;
breite Pfeile beschreiben Emissionen:

E_{yard} :	NH ₃ -Emissionen von befestigten Flächen einschließlich Melkstall;
E_{house} :	NH ₃ -Emissionen aus dem Stall;
E_{storage} :	NH ₃ -, N ₂ O-, NO- and N ₂ -Emissionen aus dem Lager;
E_{applic} :	NH ₃ -Emissionen während und nach der Ausbringung;
E_{graz} :	NH ₃ -, N ₂ O-, NO- and N ₂ -Emissions während des und nach dem Weidegang;
E_{returned} :	N ₂ O-, NO- and N ₂ -Emissionen aus dem Boden (zu Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al., 2006)

n_i	Anzahl der Tiere einer Kategorie i
$m_{\text{ex},i}$	mittlere jährliche N-Ausscheidungen einer Kategorie i
$x_{i,j}$	Anteil der jährlichen Ausscheidungen einer Kategorie i, die einem bestimmten Wirtschaftsdünger-Management-System j unterliegt
EF_j	N ₂ O Emissionsfaktor für das Wirtschaftsdünger-Management-System j

Der bei IPCC (1996b) genannte N₂O-Emissionsfaktor bezieht sich auf die ausgeschiedene bzw. im Lager befindliche N-Menge. Mangels besserer Beziehungen wird die N₂O-Emission auch hier auf diese Menge bezogen, jedoch von der verbleibenden TAN-Menge subtrahiert. Entsprechend wird mit NO und N₂ verfahren. Während der Lagerung wird ein Teil des organisch gebundenen N (Gesamt-N → TAN) mineralisiert.

Die Verluste bei der Ausbringung werden lediglich für NH₃ berechnet. Sie beziehen sich auf die TAN-Menge, die nach der Lagerung im Wirtschaftsdünger verfügbar ist. Die entsprechenden partiellen Emissionsfaktoren werden EMEP (2002b) entnommen.

Gemäß IPCC (2000) sind die Parameter der o.a. Formel durch statistische Erhebungen und Messungen zu ermitteln. Dabei sind Randbedingungen wie wirksame Oberfläche, Belüftungssituation und Temperatur bei der Wirtschaftsdüngerlagerung zu berücksichtigen. Die gesamte Erhebung, Überprüfung der Daten und Dokumentation ist entsprechend aufwändig. Deutschland verfügt nicht über entsprechende Datensätze. In IPCC (2000) befinden sich jedoch auch Default-Werte für Emissionsfaktoren (Tabellen 4-12 und 4-13).

Die Emissionsfaktoren (Gülle-basierte Systeme: $EF_{\text{N}_2\text{O}} = EF_{\text{NO}} = 0,001 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$, $EF_{\text{N}_2} = 0,007 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$; strohbasierte Systeme: $EF_{\text{N}_2\text{O}} = 0,02 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$, $EF_{\text{NO}} = 0,002 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$, $EF_{\text{N}_2} = 0,06 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$) wurden IPCC entnommen bzw. davon abgeleitet (IPCC 1996b: Tabelle 4-22; Daten für NO und N₂ in Übereinstimmung mit Experimenten in Großbritannien, werden auch in Großbritannien, Schweiz und Dänemark verwandt. Alle in Deutschland üblichen Stallkategorien werden berücksichtigt. Über die Häufigkeitsverteilungen wird bei LÜTTICH et al. (2007) informiert.

Die Angaben werden für jeden Landkreis mit Hilfe des Agrarsektormodells RAUMIS (HEINRICHSMEYER et al., 1996) ermittelt. Im Prinzip resultiert für jede Tierkategorie und jeden Kreis in jedem Jahr ein anderer Emissionsfaktor (DÄMMGEN et al., 2007).

Nach der Hauptquellgruppenanalyse gehören die N₂O-Emissionen der Kategorie 4.B nicht zu den Hauptquellgruppen. Aus diesem Grunde kann eine einfache Methode (Tier-1-Ansatz) für die Berechnung herangezogen werden. Dabei wird mit nationalen Daten für die N-Ausscheidung gearbeitet (siehe Kapitel 6.2.2.4).

6.2.2.3 Relevante Tierzahlen

Im Regelfall werden die Emissionen N-haltiger Verbindungen einer Tierkategorie mit den Tierzahlen der Gesamtpopulation berechnet. Bei den *Rindern* erfolgt eine Aufteilung in Milchkühe, Kälber, Mastbullen, Färsen, Mutterkühe und Zuchtbullen. Bei den *Schweinen* werden Sauen, Aufzuchtferkel, Mastschweine und Eber getrennt behandelt. Die Emissionsfaktoren für Sauen schließen die Emissionen der Saugferkel ein. Bei Rindern und Schweinen müssen die Tierzahlen der Officialstatistik so umgerechnet werden, dass sie den Anforderungen des Massenfluss-Verfahrens hinsichtlich homogener Populationen genügen.

Bei den *Schafen* werden die Emissionen der N-Spezies aus den wegen Änderung des Agrarstatistikgesetzes korrigierten Angaben für die Lämmer und die sonstigen Schafe

berechnet. Die Emissionen von CH₄ dagegen werden aus den Zahlen der Gesamtpopulation der Schafe bestimmt (vgl. DÄMMGEN, 2006).

Die Zahlen für Pferde werden nur teilweise durch die amtlichen Tierzählungen erfasst. Die Tierzählungsdaten werden außerdem korrigiert, um die Einflüsse der Änderung des Agrarstatistikgesetzes zu kompensieren (vgl. DÄMMGEN, 2006).

Bei Junghühnern sind die Angaben der Tierzählungen nicht geeignet, um homogene Tierkategorien hinsichtlich der Ausscheidungen zu definieren. Die Zahlen der Junghennen wurden aus denen der Legehennen abgeleitet.

Bei Puten sind Fütterung und Gewicht von Hähnen und Hennen so unterschiedlich, dass sie getrennt betrachtet werden müssen. Als Schlüssel dienen die aus Brütereien erhaltenen Geschlechterverhältnisse.

6.2.2.4 Ausscheidungen

C-Spezies:

Die Berechnung der Ausscheidungen von „volatile solids“ basiert bei Rindern, Schweinen, Legehennen und Junghühnern auf Tier-2-Rechnungen des Energie- und Stoff-Umsatzes. Für alle übrigen Tiere wurden die Default-Werte nach IPCC (1996b: Tabellen B-1 und B-7) übernommen:

Schafe	0,40	kg Tier ⁻¹ d ⁻¹ C
Ziegen	0,40	kg Tier ⁻¹ d ⁻¹ C
Pferde	1,72	kg Tier ⁻¹ d ⁻¹ C
Geflügel	0,10	kg Tier ⁻¹ d ⁻¹ C
Büffel	2,7	kg Tier ⁻¹ d ⁻¹ C

Die Berechnung der NMVOC-Emissionen wird über die berechnete Menge an NH₃-Emissionen ermittelt, da die beiden Stoffgruppen über den Mechanismus der Bildung miteinander verknüpft sind.

N-Spezies:

Für Milchkühe werden die N-Ausscheidungen in Abhängigkeit von der Milchleistung, des Milcheiweiß-Gehaltes, des Gewichtes, der Zahl der Geburten pro Jahr und der Zusammensetzung des Raufutters berechnet. Die ausführliche Beschreibung findet sich in DÄMMGEN et al. (2007), die Bewertung des Verfahrens in DÄMMGEN und LÜTTICH (2006). Dieses Rechenverfahren liefert auch die TAN-Ausscheidungen.

Für Schweine werden die N-Ausscheidungen aus der Tierleistung (bei Sauen: Zahl der Ferkel pro Jahr, bei Aufzuchtferkeln und Mastschweinen der Gewichtszunahme) sowie den Gewichten und der Futterzusammensetzung ermittelt. Bei Ebern lagen Daten zur Ernährung zugrunde.

Bei Legehennen sind Legeleistung, Gewicht und Gewichtszunahme sowie Fütterung die die Ausscheidung bestimmenden Größen. Für Legehennen werden die Ausscheidungen als Funktion von Gewichtszunahme und Endgewicht sowie der Fütterung berechnet.

Für alle anderen Tiere wurden die Angaben zu den N-Ausscheidungen der deutschen Literatur entnommen (DÄMMGEN et al., 2007). Im Einzelnen wurden verwendet:

männliche Mastrinder	44 kg	Tier ⁻¹ a ⁻¹ N

junge weibliche Rinder (Färsen)	40 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Kälber	16 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Mutterkühe	96 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Eber	27,7 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Schafe ohne Lämmer	10 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Lämmer	3 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Großpferde	53,6 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Kleinpferde	33,4 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Masthühnchen und -hähnchen	0,41 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Gänse	0,55 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Enten	1,48 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Puten	0,81 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N
Büffel	70 kg Tier ⁻¹ a ⁻¹ N

Bei Tieren mit Lebensdauern < 1 a wurden die Zahlen für Tierplätze bei durchschnittlicher Umtriebszeit berechnet.

Der Anteil an leicht umsetzbarem Stickstoff (total ammoniacal N: TAN) am Gesamt-Stickstoff wurde wie folgt angesetzt:

Milchkühe	variabel
Rinder außer Milchkühen	0,60 kg kg ⁻¹ N
Sauen und Eber	0,70 kg kg ⁻¹ N
Aufzuchtferkel und Mastschweine	variabel
Schafe	0,40 kg kg ⁻¹ N
Pferde	0,40 kg kg ⁻¹ N
Geflügel	0,70 kg kg ⁻¹ N
Büffel	0,50 kg kg ⁻¹ N

6.2.2.5 Weidegang, Stalltyp und Aufstallungsdauer

Bei den Rindern wird die Dauer der Weideperiode, die mittlere Weidedauer pro Tag und die mittleren Aufenthalte im Melkstall zur Aufteilung der Exkremente auf Weide und Stall herangezogen.

Alle in Deutschland üblichen Stallkategorien werden berücksichtigt (LÜTTICH et al., 2007). Die Daten sind in den CRF-Berichtstabellen 4.B(a) und 4.B(b) (Additional Information) zusammengestellt.

6.2.2.6 Gülle- und Mist-Aufbereitung

Zwischen aufbereiteten und unaufbereiteten Düngern müsste unterschieden werden (z.B. Gülle-Separation, Biogas-Gewinnung, Festmist-Kompostierung). Fehlende Hintergrundinformationen über die Aufbereitung von Düngern (Häufigkeitsverteilungen) oder fehlende Rechenverfahren (Festmist-Kompostierung) lassen vorläufig keine entsprechenden Berechnungen zu.

6.2.2.7 Lagerung

Zwischen festen und flüssigen Wirtschaftsdüngern wird unterschieden. Die in Deutschland gängigen Lagerungsverfahren werden berücksichtigt. Tägliche Ausbringung ist in

Deutschland unüblich; offene Lagunen werden nicht benutzt. In der CRF-Tabelle 4.B(b) werden die Häufigkeitsverteilungen der Lagerungsformen angegeben.

6.2.2.8 Ausbringung

Die Art der Ausbringung und der Zeitpunkt der nachfolgenden Einarbeitung ist für die Berechnung der NH_3 -Emissionen und die Bestimmung der dem Boden mit Wirtschaftsdüngern zugefügten N-Mengen wichtig. Unterschieden werden für Gülle Breitverteilung, Schleppschläuche und Schleppschuhe, für Mist nur Breitverteilung. Ackerland (brach und mit Vegetation) und Grünland werden unterschieden. Einarbeitungszeiten werden gestuft (< 1 h, < 4 h, < 6 h, < 12 h, < 24 h, ohne Einarbeitung) berücksichtigt.

6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B)

Die Unsicherheiten aus dem EMEP/CORINAIR-Handbuch (EMEP, 2003) gelten bis auf weiteres auch für Deutschland, d.h. etwa 6 % für die Tierzahlen (siehe auch DÄMMGEN, 2006) und 30 % für die Emissionsfaktoren von CH_4 und NH_3 . Für die anderen Emissionsfaktoren sind die Fehler nicht bekannt. Für N_2O , NO und N_2 ist die Größenordnung wahrscheinlich zutreffend.

Die Zeitreihe der Officialstatistik ist hinsichtlich der Tierzahlen, bedingt durch die Änderung des Agrarstatistikgesetzes, inkonsistent, d.h. zwischen 1998 und 1999 tritt ein Bruch auf. Dies betrifft insbesondere Schafe und Pferde. Für beide Kategorien wurde ein Korrekturverfahren entwickelt und angewandt. Bei den Pferdezahlen ist zu beachten, dass bei landwirtschaftlichen Zählungen nur ein Teil der Pferde erfasst wird und die sog. Freizeitpferde nicht in landwirtschaftlichen Betrieben gehalten werden. Bei den Schafen rührt die Versetzung in der Zeitreihe daher, dass die Zählung im Mai auch Lämmer umfasst, die Zählung im Dezember dagegen nicht.

Die Zahlen zum Wirtschaftsdünger-Management sind aufgrund einer Datenbasis modelliert, die als unzureichend angesehen wird (Übertragung von Befragungsdaten in Modellkreisen auf weitere Kreise, vergleiche UBA, 2002a). Informationen über Unsicherheiten können nur größenordnungsmäßig angegeben werden.

6.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

Die Daten werden auf Transkriptionsfehler zwischen den Originaldaten und den Kalkulationstabellen überprüft und auf Fehler bezüglich der Einheiten und Größenordnungen untersucht. Zukünftige QK/QS-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten voraus (siehe Kap. 6.1.4). Darüber hinaus ist eine bessere Datenlage zur Beschreibung des Wirtschaftsdünger-Managements notwendig.

Hierzu zählen insbesondere die Erfassung von Parametern zur Fütterung, Leistung (Schlachtgewicht, Mastdauer, etc.), Haltung (Weidegang, Stallform), Lagerungsform, Ausbringungspraktiken, etc. Sie müssen durch Befragungen erhalten werden.

Das vorliegende Inventar gibt zu nahezu allen Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren oder Daten, die zur Berechnung von Emissionsfaktoren dienen, erstmals Fehler bzw. Unsicherheiten und

deren Häufigkeitsverteilung an. Aus den Einzelfehlern in den Termen einer komplexen Emissionsfunktion müssten mit einer Fehlerfortpflanzungsrechnung Gesamtfehler berechnet werden. Dies soll zukünftig geschehen, sofern die Ressourcen dies zulassen.

Der landwirtschaftliche Teil des Emissionsinventars wurde im Jahr 2004 in einem bilateralen Überprüfung durch finnische Experten überprüft und als im Wesentlichen vollständig und den Regeln der Wissenschaft entsprechend eingestuft (LECHTENBÖHMER et al., 2005, unveröffentlicht). Zum gleichen Ergebnis kam der In-Country-Review durch UNFCCC (UNFCCC, 2005). Die beanstandeten Mängel (Verwendung von Tier-1-Verfahren bei der Berechnung der Emissionen aus der Rinder- und der Schweinehaltung; Fehlen der Berechnungen für Ziegen) wurden im vorliegenden Inventar beseitigt. Das Massenfluss-Verfahren wurde innerhalb der Expertengruppe EAGER überprüft und die in Europa erhaltenen Ergebnisse miteinander verglichen. Die zusammenfassende Darstellung für Rinder findet sich in REIDY et al. (2007).

6.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (4.B)

6.2.5.1 Quellspezifische Rückrechnungen (CH₄)

Vorläufige Tierzahlen für 2004 wurden durch endgültige ersetzt. Die Verfügbarkeit der Daten aus der Tierzählung und der Flächennutzungserhebung 2003 führte zu einer Veränderung der Häufigkeitsverteilungen für die Lagerungsverfahren nach 2002.

Bei Mastbullen wurde die Fütterung aktualisiert. Dadurch verändern sich die Ausscheidungen.

Bei Legehennen und Junghennen wurden die Ausscheidungen nach einem Tier-2-Verfahren berechnet.

Die Unterschiede sind in der folgenden Tabelle erkennbar.

Tabelle 92: Vergleich der im NIR 2005 angegebenen CH₄-Emissionen E_{CH_4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Tg a ⁻¹ CH ₄]															
2006	0,29	0,26	0,25	0,25	0,27	0,26	0,27	0,26	0,26	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	
2007	0,28	0,25	0,24	0,24	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,26	0,25	0,24	0,23	0,24

6.2.5.2 Quellspezifische Rückrechnungen (NMVOC)

NMVOC-Emissionen werden unter Verwendung der jeweiligen NH₃-Emissionen für eine Tierart berechnet. Da hier Änderungen auftraten (siehe nachfolgendes Kapitel), mussten auch die NMVOC-Emissionen neu berechnet werden.

Bei den Berechnungen für Schafe wurden Übertragungsfehler beseitigt.

Alle Angaben erfolgen erstmals für NMVOC und für NMVOC-C.

Tabelle 93: Vergleich der im NIR 2005 angegebenen NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Tg a ⁻¹ C]															
2006	0,33	0,29	0,28	0,28	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,25	0,26	0,25	0,25	0,25	
2007	0,33	0,29	0,28	0,28	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26

6.2.5.3 Quellspezifische Rückrechnungen (NH₃, N₂O, NO, N₂)

Die Häufigkeitsverteilung von Haltungsverfahren von Nutztieren und die Zeiten des Weidegangs sowie von Lagerungs- und Ausbringungsverfahren für Wirtschaftsdünger wurden für die Jahre 2003 bis 2005 unter Zugrundelegung der statistischen Datensätze von 2003 in RAUMIS neu berechnet. Für die zuvor mit Hilfe der Daten für 1999 berechneten Emissionen der Jahre 2003 und 2004 ergeben sich neue Werte.

Sowohl bei den Milchkühen, Mastbullen und Schweinen wurde die Berechnung der N-Ausscheidung auf eine neue Grundlage gestellt. Dadurch wurden Rückrechnungen für die Emissionen aller N-Spezies aus der Tierhaltung erforderlich.

Im Einzelnen wurden folgende Änderungen vorgenommen:

Die Stickstoff-Ausscheidungen (leistungsunabhängige nationale Standardwerte) von Pferden und Ponys wurden dem Stand des Wissens angepasst. Sauen werden jetzt leistungsabhängig berechnet. Dadurch ändert sich das Eingangsgewicht der Aufzuchtferkel geringfügig. Die Energiebetrachtungen und die resultierenden Berechnungen zum Kohlenstoff-Haushalt werden wie zuvor durchgeführt.

Bei den Stickstoff-Ausscheidungen für Junghennen und Legehennen wurden leistungsabhängig berechnet.

Bei Puten, Enten und Gänsen wurden die Stickstoff-Ausscheidungen nach dem jeweiligen Mastverfahren bzw. der Rasse differenziert und aktualisiert. Einige Transkriptionsfehler wurden beseitigt.

Als TAN-Gehalte der Ausscheidungen von Sauen und Ebern werden in diesem Inventar die international üblichen und für Deutschland gerechtfertigten Werte von 0,70 kg kg⁻¹ N verwendet. Bei Mastschweinen und Aufzuchtferkeln werden die TAN-Gehalte nunmehr als Funktion von Leistung und Fütterung berechnet.

Die Stickstoff-Ausscheidungen der Masthähnchen und –hühnchen sowie der Gänse, Enten und Puten wurden dem Stand des Wissens angepasst..

Die Emissionsfaktoren für NO- und N₂-Emissionen aus Wirtschaftsdüngern basierten im Vorjahr auf den Erkenntnissen zu den entsprechenden Emissionen aus Böden. Sie wurden durch experimentell bestimmte Daten aus dem Vereinigten Königreich ersetzt. Die europäischen Länder, in denen Inventare von N-Spezies nach dem Massenfluss-Verfahren berechnet werden, wenden diese Faktoren einheitlich an.

Die NH₃-Emissionen und die NO-Emissionen ändern sich danach, wie aus den folgenden Tabellen hervorgeht:

Tabelle 94: Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen N_2O -Emissionen $E_{\text{N}_2\text{O}}$ aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Gg a ⁻¹ N ₂ O]															
2006	13,3	11,8	11,4	11,3	9,5	9,5	9,6	9,5	9,5	9,6	9,5	9,6	9,4	9,4	9,2	
2007	13,2	11,7	11,3	11,2	9,4	9,7	9,5	9,4	9,4	9,6	9,4	9,6	9,3	10,0	9,9	9,8

Tabelle 95: Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NO -Emissionen E_{NO} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Gg a ⁻¹ NO]															
2005	18,2	16,0	15,5	15,4	13,0	13,0	13,2	13,0	12,9	13,1	12,9	13,1	12,8	12,8	12,5	
2006	1,8	1,6	1,5	1,5	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	1,3	1,3

Tabelle 96: Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NH_3 -Emissionen E_{NH_3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Tg a ⁻¹ NH ₃]															
2006	0,61	0,54	0,53	0,52	0,51	0,51	0,51	0,50	0,50	0,50	0,49	0,50	0,49	0,49	0,48	
2007	0,62	0,54	0,53	0,53	0,52	0,52	0,52	0,51	0,51	0,51	0,50	0,51	0,50	0,50	0,49	0,49

6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B)

Die Methodik des Massenfluss-Modells und seine Parameter werden in internationaler Zusammenarbeit überprüft, erweitert und harmonisiert.

Die Verbesserung der Datenbasis zur Ableitung von Emissionsfaktoren wird Gegenstand eines Projektes sein, das voraussichtlich in den Jahren 2007 bis 2009 durchgeführt wird.

6.3 Reisanbau (4.C)

In Deutschland wird kein Reis angebaut (NO).

6.4 Landwirtschaftliche Böden (4.D)

Die Quellgruppe Landwirtschaftliche Böden umfasst die direkten und indirekten Emissionen von Stickstoff-Spezies (N_2O und NO) sowie die CH_4 -Konsumption von landwirtschaftlichen Böden.

Der Quellgruppe 4.D Landwirtschaftliche Böden sind im ZSE Kulturen mit und ohne Düngieranwendung zugeordnet.



Abbildung 57: Strukturzuordnung 4.D Landwirtschaftliche Böden

6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.D)

CRF 4.D										
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend					
Agricultural Soil, Direct Soil Emissions (CRF 4.D.1)	l / t	N_2O	2,17 %	2,27 %	Steigend					
Agricultural Soil, Indirect Emissions (CRF 4.D.3)	l / -	N_2O	1,17 %	1,19 %	Stagniert					

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC	PFC	SF_6	N_2O	NO_x	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor (EF)	IE	C	NO	NO	NO	C/D	C/D	NO	C	NO
EF Unsicherheiten in %		50				30-1000				
Unsicherheitenverteilung		N				-				
Methode EF-Ermittlung		C				C/D/T 1/T2				

Die Quellgruppe Landwirtschaftliche Böden (4.D) ist hinsichtlich N_2O -Emissionen für direkte und indirekte Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe, für direkte Emissionen zusätzlich auch nach dem Trend.

EMEP (2004) stuft landwirtschaftliche Böden als Hauptquellgruppe für NH_3 ein.

Mikrobielle Umsetzungen (Nitrifikation und Denitrifikation) von Stickstoff-Verbindungen führen zu Lachgas-Emissionen. Die IPCC-Methodik setzt voraus, dass der Umsatz der Nitrifikation und Denitrifikation steigt, wenn mehr N in den Boden gelangt. Daher ist die Höhe des N-Eintrags eine wichtige Größe bei der Ermittlung der Emissionen von N-Spezies. Das Ausmaß der Umsätze ist allerdings von einer Reihe anderer Bodenparameter abhängig (wassergefüllter Porenraum, Temperatur, C-Gehalte), die in der IPCC-Methodik unberücksichtigt bleiben. Das verbesserte EMEP-Verfahren (EMEP, 2003) setzt die Verfügbarkeit detaillierter Bodendaten voraus, die zurzeit nicht vorliegen.

Als direkte N-Einträge gelten die Anwendung von Mineral- und Wirtschaftsdüngern, die Klärschlamm-Aufbringung, der Leguminosenanbau, die Einarbeitung von Pflanzen-Rückständen in den Boden, der Eintrag von Tierexkrementen bei der Weidehaltung sowie die N-Mineralisierung bei der Bewirtschaftung von organischen Böden.

Das Inventar gibt Auskunft über direkte N_2O -, NO - und NH_3 -Emissionen aus diesen Quellen, sofern Methoden beschrieben sind.

Indirekte N_2O -Emissionen aus der Landwirtschaft stammen aus Auswaschung und Oberflächenabfluss von gedüngten Flächen (einschließlich der Anwendung von Klärschlämmen) und aus atmosphärischer Deposition von NH_3 und NO_x aus landwirtschaftlichen Quellen.

Pflanzenbestände sind im Prinzip immer auch Quellen von flüchtigen organischen Verbindungen. Eine erste Schätzung entsprechender Emissionen für wichtige Fruchtarten wurde vorgenommen.

Landwirtschaftliche Böden sind Senken für atmosphärisches Methan, das von methanotrophen Bakterien oxidiert wird.

Die Ergebnisse der Rechnungen sind in Tabelle 97 und in Abbildung 55 dargestellt. Danach nehmen die Emissionen von 1990 auf 2003 ab.

Die Ergebnisse der Rechnungen sind in Tabelle 97 und in Abbildung 55 dargestellt. Danach nehmen die Emissionen von 1990 auf 2005 ab.

Tabelle 97: N_2O -, NO - und NH_3 -Emissionen $E_{\text{N}_2\text{O}}$, E_{NO} und E_{NH_3} aus landwirtschaftlich genutzten Böden. (ohne NH_3 -Emissionen aus Weidegang)

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Gg a ⁻¹ N_2O], [Gg a ⁻¹ NO] bzw. [Gg a ⁻¹ NH_3]															
$E_{\text{N}_2\text{O}}$	142,9	131,2	127,1	123,6	117,2	122,8	122,8	121,9	123,1	126,6	128,8	125,7	122,4	121,8	123,0	121,8
E_{NO}	65,2	59,3	57,1	55,6	51,8	54,8	55,1	54,7	55,3	57,1	58,2	56,3	54,4	53,8	54,8	54,2
E_{NH_3}	74,8	67,5	62,8	66,8	61,9	69,7	70,0	71,9	73,6	80,0	84,1	87,3	86,7	86,1	90,0	82,7

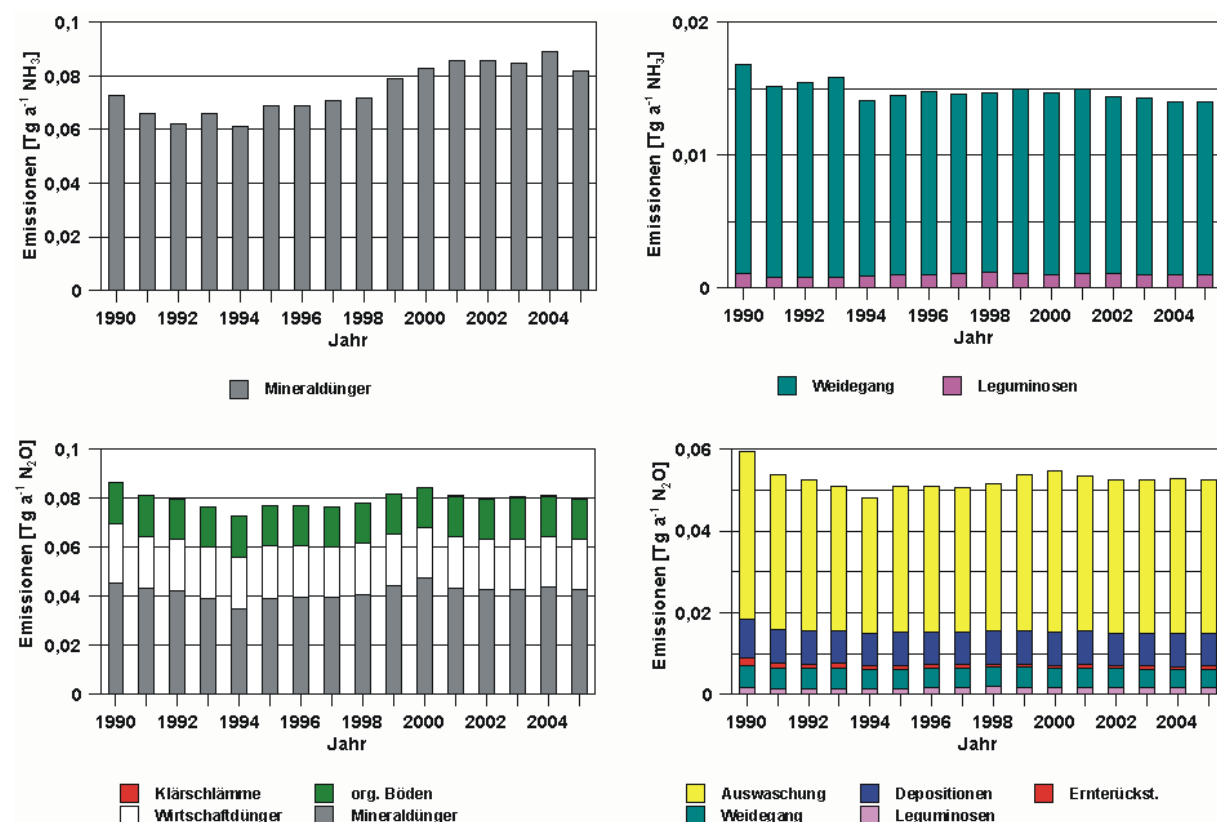


Abbildung 58: Zeitreihen der NH_3 - und N_2O -Emissionen aus gedüngten und ungedüngten Böden.⁴⁸

⁴⁸ NH_3 -Emissionen E_{NH_3} aus Böden (oben)
 N_2O -Emissionen $E_{\text{N}_2\text{O}}$ aus Böden (unten).
 Mit N gedüngte Systeme jeweils links, ungedüngte jeweils rechts.

2004 kann ein Anteil von etwa 30 % der N_2O -Emissionen aus Böden dem Einsatz von Mineraldüngern im Boden zugeordnet werden, etwa 25 % den indirekten Emissionen als Folge der Auswaschung, je etwa 15 % der Ausbringung von Wirtschaftsdüngern und den bewirtschafteten organischen Böden. Der Rest setzt sich aus Weidegang, Leguminosen, Ernterückständen und den indirekten Emissionen als Folge der Deposition reaktiver N-Spezies zusammen.

Auch bei den NH_3 -Emissionen ist der aus der Anwendung von Mineraldüngern resultierende Anteil die bestimmende Größe: Er liegt bei 80 % im Jahr 1990 und 89 % im Jahr 2004 (vorläufiger Wert).

Pflanzenbestände sind im Prinzip immer auch Quellen von flüchtigen organischen Verbindungen. Eine erste Schätzung entsprechender Emissionen für wichtige Fruchtarten wurde vorgenommen. NMVOC-Emissionen können nur verfahrensbedingt nur als NMVOC-C angegeben werden.

Landwirtschaftliche Böden sind Senken für atmosphärisches Methan, das von methanotrophen Bakterien oxidiert wird (Tabelle 99).

Bei der Düngung mit Harnstoff wird CO_2 freigesetzt. Hierüber wird erstmals berichtet (Tabelle 100).

Tabelle 98: NMVOC-C-Emissionen E_{NMVOC} aus landwirtschaftlichen Pflanzenbeständen.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Mg a ⁻¹ NMVOC-C]															
E_{NMVOC}	0,138	0,130	0,125	0,125	0,120	0,127	0,132	0,130	0,128	0,122	0,122	0,120	0,118	0,120	0,128	0,128

Tabelle 99: CH_4 -Konsumption E_{CH_4} landwirtschaftlicher Böden.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Gg a ⁻¹ CH_4]															
E_{CH_4}	0,032	0,031	0,030	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,031	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030	0,030

Tabelle 100: CO_2 -Emission E_{CO_2} aus der Anwendung von Harnstoff.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	[Tg a ⁻¹ CO_2]															
E_{CO_2}	0,48	0,43	0,40	0,45	0,42	0,48	0,48	0,50	0,52	0,56	0,58	0,64	0,65	0,63	0,67	0,60

6.4.2 Methodische Aspekte und Anforderungen (4.D)

In IPCC (2000) werden die Tier-1a- und Tier-1b-Verfahren für die Ermittlung **direkter Lachgas-Emissionen** aus landwirtschaftlichen Böden beschrieben. Dabei stellt das Tier-1a-Verfahren das Vorgehen gemäß IPCC (1996b) dar. Das Tier-1b-Verfahren weist größere Präzision hinsichtlich der Entwicklung einzelner Terme auf. Liegen jedoch keine genaueren Aktivitätsdaten vor, kann die Berechnung nach dem Tier-1a-Verfahren erfolgen. Prinzipiell erfolgt die Berechnung bei beiden Verfahren in folgenden Schritten:

1. Bestimmung des N-Eintrags durch die landwirtschaftliche Aktivitäten
2. Bestimmung der Emissionsfaktoren für die einzelnen N-Eintragsarten
3. Errechnen der Gesamtemissionen

Das Tier-1a-Verfahren nennt zwei Emissionsfaktoren, einen für die Emissionen durch N-Einträge und einen für die Emissionen aus der Bewirtschaftung organischer Böden (IPCC, 2000: S. 4-54):

Gleichung 12: Tier-1a-Verfahren zur Bestimmung der direkten N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden

$$E_{\text{N}_2\text{O, direkt}} = [(m_{\text{SN}} + m_{\text{AM}} + m_{\text{BN}} + m_{\text{CR}} + m_{\text{SS}}) \cdot EF_1 + (A_{\text{OS}} \cdot EF_2)]$$

mit	$E_{\text{N}_2\text{O, direkt}}$	N ₂ O-Emissionen [kg a ⁻¹ N]
	m_{SN}	N-Eintrag mit Mineraldüngern, bereinigt um NH ₃ - und NO _x -Emission [kg a ⁻¹ N]
	m_{AM}	N-Eintrag mit Wirtschaftsdüngern, bereinigt um NH ₃ - und NO _x -Emission [kg a ⁻¹ N]
	m_{BN}	N-Fixierung durch Leguminosen [kg a ⁻¹ N]
	m_{CR}	N-Einträge mit Pflanzenreste [kg a ⁻¹ N]
	m_{SS}	N-Eintrag mit Klärschlämmen [kg a ⁻¹ N]
	EF_1	Emissionsfaktor für Emissionen aus den N-Inputs [$EF_1 = 0,0125 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$]
	A_{OS}	Fläche bewirtschafteter organischer Böden [ha]
	EF_2	Emissionsfaktor für Emissionen aus der Bewirtschaftung organischer Böden [$EF_2 = 8 \text{ kg ha}^{-1} \text{ a}^{-1} \text{ N}$]

Die N₂O-Emissionen aus den Tierexkrementen bei Weidehaltung sollen ebenfalls unter den direkten Emissionen aus Böden berichtet werden, die Methodenbeschreibung und DefaultEF finden sich in IPCC (2000).

Die Berechnung der **indirekten Emissionen** geschieht in folgenden Schritten:

1. Bestimmung der indirekten N-Zufuhr durch die Bestimmung der N-Verluste aus der Landwirtschaft durch Emission, Oberflächenabfluss, Auswaschung und Abwasserentsorgung
5. Bestimmung der Emissionsfaktoren für die einzelnen Eintragsarten
6. Errechnen der Gesamtemissionen

Die Gleichung zur Bestimmung der indirekten N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden lautet:

Gleichung 13: Tier-1a-Verfahren zur Bestimmung der indirekten N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden

$$E_{\text{N}_2\text{O, indirekt}} = E_{\text{N}_2\text{O, ge}} + E_{\text{N}_2\text{O, l}} + E_{\text{N}_2\text{O, s}}$$

mit	$E_{\text{N}_2\text{O(indirekt)}}$	indirekte N ₂ O-Emissionen [kg a ⁻¹ N ₂ O]
	$E_{\text{N}_2\text{O, ge}}$	N ₂ O-Emission aus der Emission von NO _x und NH ₃ aus Dünger, Mist und Gülle und deren nachfolgender atmosphärische Deposition [kg a ⁻¹ N ₂ O]
	$E_{\text{N}_2\text{O, l}}$	N ₂ O-Emission aus Oberflächenabfluss und Auswaschung aufgebracht Dünger [kg a ⁻¹ N ₂ O]
	$E_{\text{N}_2\text{O, s}}$	N ₂ O-Emission aus der Entsorgung von Abwässern in Oberflächengewässer [kg a ⁻¹ N ₂ O]
mit:	$E_{\text{N}_2\text{O, ge}}$	N ₂ O-Emission aus der Emission von NO _x und NH ₃ aus Düngern und deren nachfolgender atmosphärischer Deposition [Gg a ⁻¹ N ₂ O]
	$m_{\text{N, fert}}$	Menge des aufgetragenen Mineraldüngers [Gg a ⁻¹ N]
	x_{fert}	Anteil des Mineraldüngers, der als NH ₃ oder NO _x emittiert wird [kg kg ⁻¹ N] (IPCC: $\text{Frac}_{\text{GASF}}$)
	$m_{\text{N, ex}}$	Gesamtmenge an N in ausgebrachten Wirtschaftsdüngern [Gg a ⁻¹ N]
	x_{ex}	Anteil des Wirtschaftsdüngers, der als NH ₃ , NO, N ₂ O oder N ₂ emittiert wird [kg kg ⁻¹ N] (IPCC: $\text{Frac}_{\text{GASM}}$)

EF_4 Emissionsfaktor für N_2O -Emissionen aus atmosphärischer Deposition
[$EF_4 = 0,010 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$]

Da Deutschland die Emissionen von N-Spezies nach dem Massenfluss-Verfahren berechnet, werden diese Emissionen direkt in die Berechnungen der indirekten Emissionen eingebracht. $Frac_{GASF}$ und $Frac_{GASM}$ sind keine Konstanten.

Eine Entsorgung von Abwässern in Oberflächengewässer findet nicht statt (NO).

Die Berechnungsmethoden folgen in den meisten Fällen den Vorgaben der einfacheren Methode, wie sie im CORINAIR-Handbuch beschrieben ist (EMEP, 2003). Spezifische Einzelheiten gehen aus den folgenden Abschnitten hervor. Die Anbauflächen werden aus der Officialstatistik für jedes Berichtsjahr übernommen. Die Berechnung der Emissionen für die Jahre nach 1999 beruht auf vorläufigen Annahmen zur Flächennutzung.

6.4.2.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Die Berechnung der CH_4 -Deposition beruht auf einem Vorschlag von BOECKX und VAN CLEEMPUT (2001), die die verfügbaren Ergebnisse europäischer Messungen zusammenfassen. Unterschieden werden danach Grünlandflächen ($EF_{CH_4} = -2,5 \text{ kg ha}^{-1} \text{ a}^{-1} \text{ CH}_4$) und Ackerland ($EF_{CH_4} = -1,5 \text{ kg ha}^{-1} \text{ a}^{-1} \text{ CH}_4$). (siehe hierzu die ausführlichere Schilderung in DÄMMGEN et al., 2007).

6.4.2.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus landwirtschaftlichen Böden und Kulturen (erste Schätzung) (4.D)

Die Größenordnung der NMVOC-Emissionen aus Pflanzen wurde anhand des im CORINAIR-Handbuch angegebenen Verfahrens geschätzt (EMEP, 2003). Hier werden für einige der Hauptfruchtarten flächenabhängige Emissionsfaktoren angegeben (zu Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al., 2007).

6.4.2.3 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Düngeranwendung) (4.D)

Die Berechnung beruht auf der Annahme, dass die Emission der beiden Gase den N-Einträgen ins System im Mittel proportional ist. Die N-Einträge aus Mineraldüngern werden der amtlichen Statistik entnommen. Als Aktivitätsdaten dienen die (je Bundesland) verkauften Mineraldünger-Mengen. Die Einträge aus Wirtschaftsdüngern ergeben sich aus den Berechnungen der N-Flüsse im Wirtschaftsdünger-Management. (zu Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al., 2007).

6.4.2.4 Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Anwendung von Mineraldüngern) (4.D)

Die Berechnung von NH_3 -Emissionen aus der Anwendung von Mineraldüngern berücksichtigt die Dünger-Art (Harnstoff, Kalkammonsalpeter usw.), die mittlere Frühlingstemperatur und das gedüngte System (Ackerland, Grünland). Unter der Annahme, dass Präferenzen für die Nutzung einer Düngeart nicht existieren, wurden die eingesetzten Düngermengen für 1999 und 2003 je Landkreis, für alle anderen Jahre je Bundesland getrennt für Ackerland und Grünland berechnet. Hieraus wurden die Emissionen gemäß folgender Gleichung erhalten:

Gleichung 14: Verfahren zur plausiblen Disaggregation von Düngereinträgen. Berechnung der Mengen je Landkreis

$$m_{\text{fert}, i, d} = x_{\text{fert}, i, d} \cdot m_{\text{fert}, i, \text{sold}}$$

mit $m_{\text{fert}, i, d}$ Menge einer Düngerart, die in einem Kreis/Land angewendet wird [$\text{Gg a}^{-1} \text{N}$]
 $x_{\text{fert}, i, d}$ Anteil der in einem Kreis ausgebrachten Menge, bezogen auf die im Bundesland verkaufte Menge [kg kg^{-1}]
 $m_{\text{fert}, i, \text{sold}}$ Menge einer Düngerart I, die in einem Bundesland verkauft wurde [$\text{Gg a}^{-1} \text{N}$]

Gleichung 15: Verfahren zur plausiblen Disaggregation von Düngereinträgen. Berechnung der Anteile eines Kreises am Gesamtverbrauch

$$x_{\text{fert}, d} = \frac{\sum_j A_{j, d} \cdot m_{\text{rec}, j}}{\sum_j A_{j, \text{FS}} \cdot m_{\text{rec}, j}}$$

mit $A_{i, d}$ Anbaufläche einer Frucht j im Kreis d [ha]
 $m_{\text{rec}, i}$ empfohlene Düngermenge für eine Frucht I j [$\text{kg ha}^{-1} \text{N}$] (siehe Tabelle 101)
 $A_{i, \text{FS}}$ Anbaufläche einer Frucht j im Bundesland FS [ha]

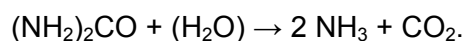
Tabelle 101: Empfohlene Düngermengen

Frucht	Düngeempfehlung $\text{kg ha}^{-1} \text{N}$	Quelle
Winterweizen	220	LWK-WE (2003)
Sommerweizen	200	LWK-WE (2003)
Roggen	150	LWK-WE (2003)
Wintergerste	190	LWK-WE (2003)
Sommergerste	130	LWK-WE (2003)
Hafer	100	LWK-WE (2003)
Triticale	190	LWK-WE (2003)
Körnermais	180	LWK-WE (2003)
Silomais	180	LWK-WE (2003)
Raps	200	LWK-WE (2003)
Zuckerrübe	160	LWK-WE (2003)
Futterrübe	160	
Klee, Klee-Gras-Gemische, Klee-Luzerne-Gemische (Feldfutterbau)	0	
Luzerne	0	
Gras (Feldfutterbau)	270	KTBL (2004), S. 277
Kartoffeln	160	LWK-WE (2003)
Ackerbohnen	0	
Futtererbsen	0	
andere Hülsenfrüchte	0	
Weiden und Wiesen	130	KTBL (2004), S. 203

Die relevanten Düngermengen werden der Officialstatistik entnommen, die Emissionsfaktoren EMEP (2003) bzw. IPCC (1996b).

6.4.2.5 Kohlenstoffdioxid-Emissionen aus der Anwendung von Harnstoff (4.D)

Harnstoff ($(\text{NH}_2)_2\text{CO}$) reagiert mit Wasser (H_2O) gemäß



Diese Umsetzung ist vollständig. Der Emissionsfaktor für CO_2 ist demzufolge 44/14, bezogen auf N in Harnstoff.

6.4.2.6 Distickstoffoxid-, Stickstoffmonoxid- Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Leguminosen) (4.D)

Die durch Leguminosen fixierten N-Mengen werden aus den Anbauflächen (DÄMMGEN et al., 2007) und nationalen Mittelwerten der flächenspezifischen N-Fixierung berechnet.

Gleichung 16: Bestimmung der Emissionen von N-Spezies aus dem Leguminosen-Anbau

$$E_N = b \cdot EF_1 \cdot \sum_i A_i \cdot m_{NF,i}$$

mit	E_N	Emission von N-Spezies [$\text{Gg a}^{-1} \text{N}$]
	b	Umwandlungsfaktor [10^6 kg Gg^{-1}]
	EF_1	Emissionsfaktor für Emissionen aus N-Einträgen [$\text{kg ha}^{-1} \text{N}$] (siehe unten)
	A_i	Anbaufläche einer Frucht i [ha]
	$m_{NF,i}$	fixierte N-Mengen [$\text{kg ha}^{-1} \text{a}^{-1} \text{N}$] (siehe unten)

Unterschieden werden fixierte Mengen $m_{NF,i}$ für:

Hülsenfrüchte	250 $\text{kg ha}^{-1} \text{N}$
Klee, Klee/Gras, Klee/Luzerne	200 $\text{kg ha}^{-1} \text{N}$
Luzerne	300 $\text{kg ha}^{-1} \text{N}$

Als Emissionsfaktoren werden verwendet:

$EF_{1, \text{N}_2\text{O}}$	0,0125 $\text{kg kg}^{-1} \text{N}$
$EF_{1, \text{NO}}$	0,007 $\text{kg kg}^{-1} \text{N}$

Gleichung 17 leitet sich unmittelbar aus Gleichung 4.21 in IPCC (2000) ab. Während dort vorgeschlagen wird, $m_{NF,i}$ für unterschiedliche Arten über den Ertrag oder die oberirdische Biomasse zu schätzen, werden im oben beschriebenen deutschen Verfahren die fixierten N-Mengen aus Tabellenwerken entnommen. Die Aktivität ist $\sum(A_i m_{NF,i})$.

6.4.2.7 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Ernterückstände) (4.D)

Die mit den Ernterückständen im Boden verbleibenden N-Mengen werden aus der Anbaufläche und den kulturspezifischen N-Rückständen berechnet. Die N_2O - und NO -Emissionen aus der Umsetzung von Ernterückständen im Boden werden als den im Boden verbliebenen N-Mengen proportional betrachtet.

(Das angewendete Rechenverfahren ist bei IPCC(2006)-11.12 als Tier-2-Verfahren beschrieben.):

Gleichung 18: Bestimmung der Emissionen von N-Spezies aus Ernterückständen

$$E_{\text{N}_2\text{O}, \text{CR}} = \left(\sum_i A_i \cdot x_{\text{renew},i} \cdot y_i \cdot x_{\text{DM},i} \cdot (a_{\text{above},i} \cdot x_{\text{N}, \text{above},i} + a_{\text{below},i} \cdot x_{\text{N}, \text{below},i}) - m_{\text{N}, \text{harvest}} \right) \cdot EF_{\text{N}_2\text{O}, \text{CR}} \cdot \beta \cdot \gamma_{\text{N}_2\text{O}}$$

$$E_{\text{NO}, \text{CR}} = \left(\sum_i A_i \cdot x_{\text{renew},i} \cdot y_i \cdot x_{\text{DM},i} \cdot (a_{\text{above},i} \cdot x_{\text{N}, \text{above},i} + a_{\text{below},i} \cdot x_{\text{N}, \text{below},i}) - m_{\text{N}, \text{harvest}} \right) \cdot EF_{\text{NO}, \text{CR}} \cdot \beta \cdot \gamma_{\text{NO}}$$

mit	$E_{\text{N}_2\text{O}, \text{CR}}$	N_2O -Emission aus Ernterückständen [$\text{Gg a}^{-1} \text{N}_2\text{O}$]
	A_i	Anbaufläche einer Feldfrucht i [ha]
	$x_{\text{renew},i}$	Anteil der Feldfrucht i, der jährlich geerntet wird [ha ha^{-1}]
	y_i	Ertrag der Feldfrucht i [kg ha^{-1}]
	$x_{\text{DM},i}$	Trockenmassegehalt der Feldfrucht i [kg kg^{-1}]
	$a_{\text{above},i}$	Verhältnis von oberirdischer zu unterirdischer Biomasse der Feldfrucht i [kg kg^{-1}]

$X_{N, \text{ above, } i}$	N-Gehalt der oberirdischen Biomasse einer Feldfrucht i [$\text{kg kg}^{-1} \text{ N}$]
$a_{\text{below, } i}$	Verhältnis von unterirdischer Biomasse zum Ertrag einer Feldfrucht i [kg kg^{-1}]
$X_{N, \text{ below, } i}$	N-Gehalt der unterirdischen Biomasse einer Feldfrucht i [$\text{kg kg}^{-1} \text{ N}$]
$m_{N, \text{ harvest}}$	N-Menge, die mit der oberirdischen Biomasse abgefahren wird [kg N]
$EF_{\text{N}_2\text{O, CR}}$	N_2O -Emissionsfaktor für Ernterückstände ($EF_{\text{N}_2\text{O, CR}} = 0,0125 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}_2\text{O-N}$)
β	Umrechnungsfaktor für Masseneinheiten ($\beta = 10^{-6} \text{ Gg kg}^{-1}$)
$\gamma_{\text{N}_2\text{O}}$	Umrechnungsfaktor für Massen ($\gamma_{\text{N}_2\text{O}} = 44/28 \text{ g g}^{-1} \text{ mol mol}^{-1}$)
$E_{\text{NO, CR}}$	NO -Emission aus Ernterückständen [$\text{Gg a}^{-1} \text{ NO}$]
$EF_{\text{NO, CR}}$	NO -Emissionsfaktor für Ernterückstände ($EF_{\text{NO, CR}} = 0,007 \text{ kg kg}^{-1} \text{ NO-N}$)
γ_{NO}	Umrechnungsfaktor für Massen ($\gamma_{\text{NO}} = 30/14 \text{ g g}^{-1} \text{ mol mol}^{-1}$)

Einzelheiten gehen aus Tabelle 102 hervor. Die Anbauflächen und Erträge werden der Statistik entnommen. Für 1999 und 2003 wurden die Rechnungen für Landkreise vorgenommen.

Tabelle 102: Datengrundlage für die Berechnung von N_2O -, NO - und N_2 -Emissionen aus Ernterückständen

Feldfrucht	Default-Erträge	Trockenmasse-Gehalte	$a_{\text{above, } i}$	$X_{N, \text{ above}}$	$a_{\text{below, } i}$	$X_{N, \text{ below}}$
	[kg ha^{-1}]	[kg kg^{-1}]	[kg kg^{-1}]	[$\text{kg kg}^{-1} \text{ N}$]	[kg kg^{-1}]	[$\text{kg kg}^{-1} \text{ N}$]
Winterweizen		0,89	0,9	0,005	0,59	0,008
Sommerweizen		0,89	0,9	0,005	0,59	0,008
Roggen		0,88	1,4	0,005	0,55	0,008
Wintergerste		0,89	1,0	0,005	0,50	0,008
Sommergerste		0,89	1,1	0,005	0,50	0,008
Hafer		0,89	1,2	0,005	0,53	0,008
Triticale		0,88	1,4	0,005	0,55	0,008
Körnermais		0,65	1,3	0,007	0,48	0,008
Silomais		0,30	1,2	0,0035		
Raps			1,7	0,007		
Zuckerrübe		0,22	0,8	0,029	0,1	0,016
Runkelrübe		0,22	0,3	0,024	0,1	0,016
Klee, Klee-Gras-Mischungen, Klee-Luzerne-Mischungen (Feldfutterbau)	50000	0,15	0,5	0,02	0,8	0,015
Luzerne	50000	0,99	0,3	0,06	0,4	0,023
Gras (Feldfutterbau)	34000	0,15	0,5	0,02		0,015
Kartoffel	0	0,22		0,004	0,1	0,016
Ackerbohne	0	0,90	2,1	0,015	0,55	0,022
Futtererbse	0	0,90	2,1	0,015	0,55	0,022
Andere Hülsenfrüchte	0	0,90	2,1	0,016	0,55	0,022
Wiesen und Weiden	45000	0,15	0,5	0,02	0,59	0,022

Quellen: ausführliche Darstellung in DÄMMGEN et al. (2007)

Die Rechnungen benutzen Default-Emissionsfaktoren für die Berechnung der Emissionen aus Mineraldünger- und Wirtschaftsdünger-Anwendungen (IPCC et al., 1996b: Tabelle 4-19 und EMEP, 2003: B1010-15): $EF_{\text{N}_2\text{O}} = 0,0125 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$; $EF_{\text{NO}} = 0,007 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$; $EF_{\text{N}_2} = 0,1 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$. Die gleichen Faktoren werden auch auf die in Ernterückständen gebundenen N-Mengen angewendet.

Die Anbauflächen sind bei LÜTTICH et al. (2007) zusammengestellt.

6.4.2.8 Distickstoffoxid-Emissionen aus organischen Böden (4.D)

Lachgas-Emissionen aus der Bewirtschaftung *organischer Böden* werden nach der einfacheren Methode errechnet. Demnach sind die Emissionen proportional zur Fläche. Da

es keine statistischen Daten zur Nutzung dieser Böden gibt, wurde die Fläche über Verschneidung von Landnutzungs- und Bodenkarten abgeschätzt (Einzelheiten hierzu siehe DÄMMGEN et al., 2006). Als Emissionsfaktor wurde der „neue“ Default-Faktor EF_2 (alt: IPCC, 1996b: Tabelle 4.18: $5 \text{ kg ha}^{-1} \text{ a}^{-1} \text{ N}_2\text{O-N}$; neu: IPCC, 2000: Tabelle 4.17: $8 \text{ kg ha}^{-1} \text{ a}^{-1} \text{ N}_2\text{O-N}$) verwendet.

6.4.2.9 Distickstoffoxid-Emissionen aus beim Weidegang ausgeschiedenen Exkrementen (4.D)

Die aus dem Weidegang resultierenden Emissionen von N-Spezies werden aus den anteiligen Ausscheidungen auf der Weide bei der Behandlung der Wirtschaftsdünger nach dem Massenfluss-Verfahren für jede Tierart kreisweise berechnet und für die Bundesländer aufsummiert (Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al., 2007). Die Höhe der N_2 -Emissionen beeinflusst die Menge des in den Boden eingetragenen N.

Als Emissionsfaktoren werden verwendet (EMEP, 2003: B10 90-13; EMEP: Entwurf für Kapitel 10 09; IPCC, 1996b: Tabelle 4-22):

NH_3	$0,075 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$
N_2O	$0,02 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$
NO	$0,02 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$
N_2	$0,14 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$

6.4.2.10 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge atmosphärischer Deposition (4.D)

Die N_2O -Emissionen aus der atmosphärischen Deposition werden nach der folgenden Gleichung (Tier 1a) berechnet:

Gleichung 19: Bestimmung der indirekten N_2O -Emissionen aus Böden als Folge der Deposition von reaktiven N-Spezies aus der Landwirtschaft

$$E_{\text{N}_2\text{O,ge}} = [(m_{\text{N,fert}} \cdot x_{\text{fert}}) + (m_{\text{N,ex}} \cdot x_{\text{ex}})] \cdot EF_4 \cdot \frac{44}{28}$$

Die indirekten Emissionen umfassen N_2O -Emissionen als Folge atmosphärischer Deposition und als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss. Dabei basieren die Daten zu NH_3 - und NO -Emissionen auf aufgetragenen Mineraldüngern und dem Wirtschaftsdünger-Management. Daten zur Mineraldüngeranwendung und zum Leguminosenanbau stammen aus der amtlichen Statistik. NH_3 -Verluste werden nach EMEP (2003) berechnet und nicht nach IPCC (1996b) geschätzt. IPCC Default-Emissionsfaktoren kommen zur Anwendung (IPCC-Reference Manual, 1996b: Tab 4-23).

6.4.2.11 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss (4.D)

N_2O -Emissionen als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss werden nach einem einfachen Tier-1-Verfahren als proportional zum N-Eintrag in den Boden angesehen. Im CRF ist der diffuse Stickstoff-Austrag aus Mineral- und Wirtschaftsdüngern als Quelle angegeben. Für den auswaschbaren Anteil sowie für den Emissionsfaktor werden IPCC Default-Werte herangezogen (IPCC-Reference Manual, 1996b: Tab. 4-24 und Tab. 4-23).

Die N_2O -Emissionen gemäß der folgenden Formel berechnet:

Gleichung 20: Bestimmung der indirekten N₂O-Emissionen aus Böden als Folge der Auswaschung von Stickstoff aus landwirtschaftlich genutzten Böden

$$E_{\text{N}_2\text{O},\text{I}} = (m_{\text{man}} + m_{\text{fert}} + m_{\text{SS}}) \cdot x_{\text{leach}} \cdot EF_5 \cdot \frac{44}{28}$$

mit: $E_{\text{N}_2\text{O},\text{I}}$ N₂O-Emission aus Auswaschung und Oberflächenabfluss [Gg a⁻¹ N₂O]
 m_{man} N-Eintrag mit Wirtschaftsdüngern [Gg a⁻¹ N]
 m_{fert} N-Eintrag mit Mineraldüngern [Gg a⁻¹ N]
 m_{SS} N-Eintrag mit Klärschlämmen [Gg a⁻¹ N]
 x_{leach} Anteil des auswaschbaren N [kg kg⁻¹ N]
 EF_5 Emissionsfaktor für N₂O-Emissionen aus Auswaschung
 [$EF_5 = 0,025 \text{ kg kg}^{-1} \text{ N}$]

6.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D)

Die Unsicherheiten sind in EMEP/CORINAIR (EMEP, 2003) dargestellt und gelten bis auf weiteres auch für Deutschland. Die dort ausführlich diskutierten Fehler lassen den Schluss zu, dass die Fehler bei den relevanten Flächen in der Größenordnung von 10 %, der Fehler bei den Emissionen in der Größenordnung von 50 % liegen. Die Zeitreihe ist konsistent.

6.4.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D)

Eine allgemeine und eine quellspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht vollständig durchgeführt.

Die Daten werden auf Transkriptionsfehler zwischen den Originaldaten und den Kalkulationstabellen überprüft und auf Fehler bezüglich der Einheiten und Größenordnungen untersucht. Zukünftige QK/QS-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten voraus (siehe Kapitel 6.1.4).

Deutschland hat zurzeit keine Zahlenbasis zur besseren Beschreibung von Datenqualität bzw. Unsicherheiten.

6.4.5 Quellspezifische Rückrechnungen (4.D)

6.4.5.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Es wurden keine quellspezifischen Rückrechnungen vorgenommen.

6.4.5.2 Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Bei den Emissionen aus der Anwendung von Mineraldüngern wurde für 1999 und 2003 erstmals eine Disaggregation auf Landkreisebene vorgenommen. Anwendungen auf Grünland und Ackerland wurden unterschieden. Der resultierende Emissionsfaktor wurde geringer. Dadurch erhöhen sich die Einträge in die Böden.

6.4.5.3 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Die Zeitreihe der Aktivitäten für Klärschlämme wurde korrigiert und vervollständigt.

Bei der Berechnung der N₂O-Emissionen aus Böden wurden die NH₃- und NO-Emissionen vor der Bildung von N₂O berücksichtigt. $FRAC_{\text{GASF}}$ ist keine Konstante

N₂O aus Ernterückständen wurde erstmals nach IPCC-Verfahren ertragsabhängig berechnet.

Die Berechnung der N-Ausscheidungen in der Tierhaltung nach detaillierten Methoden bzw. deren Verbesserung (Sauen, Legehennen, Junghühner) und die Aktualisierung der N-Ausscheidungen (z.B. Enten, Puten) führten zu einer Veränderung der jeweiligen direkten Emissionen von NH₃ und NO. Dadurch ändern sich auch die indirekten Emissionen.

Tabelle 103: Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen direkten N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Gg a ⁻¹ N ₂ O]															
2006	97,1	89,7	87,2	84,9	80,5	84,2	84,1	83,6	84,4	86,7	88,3	86,0	84,2	84,2	84,5	
2007	94,8	87,6	84,9	82,8	78,4	82,1	82,3	81,8	82,5	84,8	86,1	84,1	81,8	81,2	82,3	81,6

Tabelle 104: Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen indirekten N₂O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Gg a ⁻¹ N ₂ O]															
2006	45,9	41,6	40,3	38,9	36,7	38,6	38,4	38,0	38,4	39,7	40,6	39,1	38,2	38,1	38,1	
2007	48,1	43,6	42,2	40,8	38,8	40,7	40,6	40,2	40,6	41,8	42,7	41,6	40,6	40,6	40,7	40,2

Tabelle 105: Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Gg a ⁻¹ NO]															
2006	63,9	57,9	56,1	54,4	50,7	53,5	53,5	53,1	53,7	55,5	56,7	54,6	53,2	53,1	53,2	
2007	65,2	59,3	57,1	55,6	51,8	54,8	55,1	54,7	55,3	57,1	58,2	56,3	54,4	53,8	54,8	54,2

Tabelle 106: Vergleich der im NIR 2006 und NIR 2007 angegebenen NH₃-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
NIR	[Tg a ⁻¹ NH ₃]															
2006	0,115	0,105	0,099	0,103	0,093	0,104	0,104	0,106	0,109	0,117	0,121	0,125	0,124	0,123	0,128	
2007	0,075	0,067	0,063	0,067	0,062	0,070	0,070	0,072	0,074	0,080	0,084	0,087	0,087	0,086	0,090	0,083

6.4.5.4 Kohlenstoffdioxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Über die Emissionen von CO₂ aus der Anwendung von Harnstoff wird erstmals berichtet.

6.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.D)

6.4.6.1 Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Diese Emissionen sollen weiter räumlich und zeitlich disaggregiert werden: Hierzu sollen die applizierten Dünger-Mengen nach Grünland und Ackerland differenziert werden. Dies kann mittlerweile geschehen, wenn entsprechend aufgelöste Aktivitätsdaten vorhanden sind. Eine zeitliche Auflösung von 1 Monat ist vorgesehen.

Die Emissionen während des Weidegangs sollen ebenfalls mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Monat erfasst werden.

Die Verbesserung ist an die Verfügbarkeit von entsprechenden Ressourcen geknüpft.

6.4.6.2 Distickstoffoxid und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Es ist geplant, mittelfristig ein Tier-3-Verfahren zur Berechnung der Emissionen dieser Gase einzusetzen. Kurzfristig wird versucht, die Literatur zur Emission von NO aus landwirtschaftlichen Nutzflächen auszuwerten, um bessere Emissionsfaktoren zu gewinnen.

Die Verbesserung ist an die Verfügbarkeit von entsprechenden Ressourcen geknüpft.

6.4.6.3 Unsicherheit der Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Die der Emissionsberechnung zugrunde gelegten statistischen Angaben müssen um Angaben über Fehler und Streuung erweitert werden, um die geforderten Unsicherheiten berechnen zu können. Das derzeitige Inventar für landwirtschaftliche Emissionen trägt dem bereits Rechnung. Die Einzelfehler in den Termen einer komplexen Emissionsfunktion müssten mit einer Fehlerfortpflanzungsrechnung zum Gesamtfehler verrechnet werden. Dies ist hier insbesondere für die NH₃-Emissionen durchzuführen, die zu indirekten Emissionen führen, ebenso für die dem Boden zugeführten N-Mengen nach Anwendung von Wirtschaftsdüngern.

6.5 Brandrodung (4.E)

Brandrodung wird in Deutschland nicht praktiziert (NO).

6.6 Verbrennen von Ernterückständen auf der Fläche (4.F)

Das Verbrennen von Ernterückständen ist in Deutschland untersagt. Die genehmigten Ausnahmen lassen sich nicht erfassen. Sie werden als irrelevant angesehen (NO).

7 LANDNUTZUNG, LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5)

Deutschland ist derzeit außerstande, den CRF Sektor 5 vollständig und aktualisiert für das Jahr 2007 zu berichten. Für die Quellgruppe 5.A Wälder wurden allerdings die Daten aktualisiert, für die Erstellung der Inventare in dieser Quellgruppe sind die verwendeten Datenquellen und Methoden im letzten NIR (2006) ausführlich beschrieben.

Für die anderen Quellgruppen wurden die Daten der letzten Berichterstattung fortgeschrieben, daher sind Informationen zu diesen Quellgruppen auch dem NIR 2006 zu entnehmen.

8 ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6)

8.1 Abfalldeponie (6.A)

CRF 6.A					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
6.A.1 Solid waste disposal on land	l / t	CH ₄	2,82 %	0,99 %	fallend

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)		CS/D								
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung		T2								

Die Quellgruppe Abfalldeponie (6.A) ist für CH₄-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Für die deutsche Emissionsberichterstattung unter CRF 6.A ist nur die geordnete Deponierung (6.A.1) von Relevanz. Die so genannte wilde Deponierung (CRF 6.A.2) ist in Deutschland gesetzlich verboten.

Nachdem andere Abfallbehandlungsmethoden für biologisch abbaubare Anteile des Mülls zunehmend an Bedeutung gewinnen, wurden in diesem Bericht erstmals die Emissionen aus der Kompostierung berichtet. Diese werden unter der Kategorie 6.D Andere berichtet.

Der Quellgruppe 6.A Festmülldeponierung an Land sind im ZSE der deponierte Hausmüll und Klärschlamm zugeordnet.



Abbildung 59: Strukturzuordnung 6.A Abfall

8.1.1 Geordnete Deponierung – Deponierung von Siedlungsabfällen (6.A.1)

8.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.A.1)

In der Zeit seit 1990 und auch schon davor wurden in der Abfallwirtschaft in Deutschland eine Reihe von gesetzlichen Regelungen erlassen und organisatorische Maßnahmen in die Wege geleitet, welche die Entwicklung der Emissionen aus der Abfalldeponierung stark beeinflusst haben. Hierzu gehören die verstärkte Sammlung von Bioabfällen aus Haushalten und Gewerbe, die verstärkte Sammlung von anderen Wertstoffen wie Glas, Papier/Pappe, Metalle und Kunststoffe und die getrennte Sammlung von Verpackungen und deren Verwertung. Daneben wurde die Verbrennung von Siedlungsabfällen ausgeweitet sowie die mechanisch-biologische Behandlung von Restabfällen eingeführt. Diese Maßnahmen hatten zur Folge, dass die Menge der deponierten Siedlungsabfälle von 1990 bis 2004 um etwa 80% zurückgegangen ist (siehe Abbildung 60). Aus der Abbildung wird deutlich, dass in Deutschland heute etwa die Hälfte der anfallenden Siedlungsabfälle getrennt gesammelt und stofflich verwertet wird (getrennte Wertstoffe und Bioabfallsammlung).

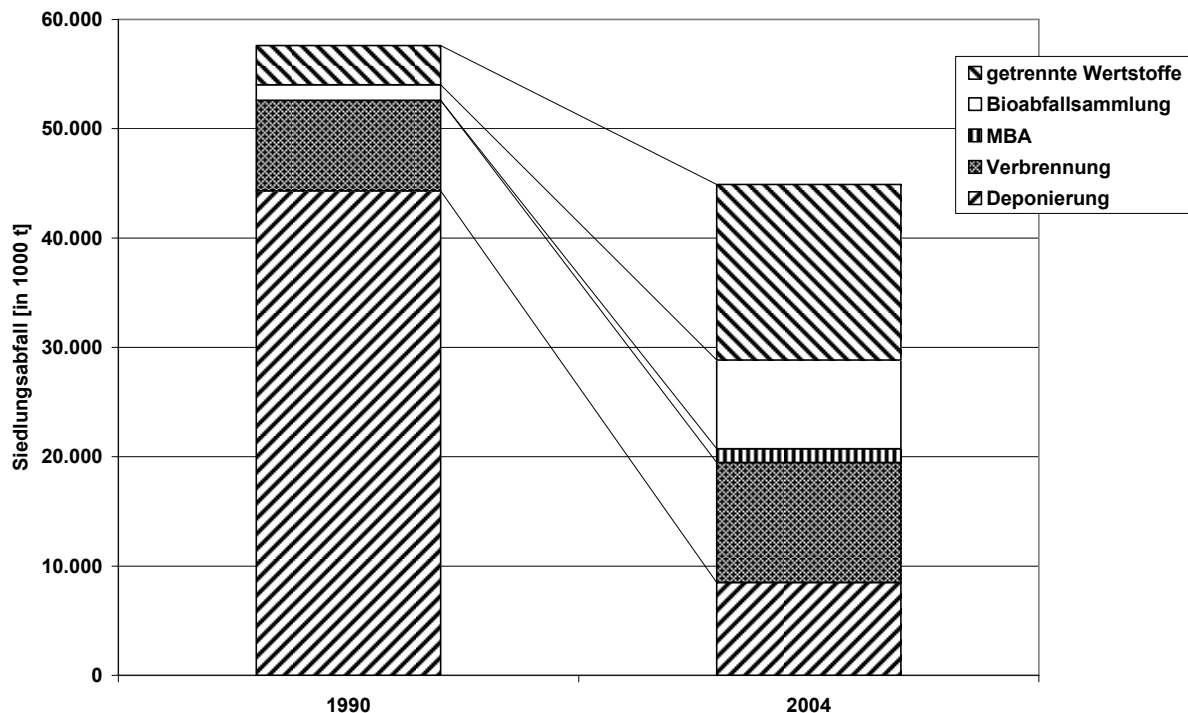


Abbildung 60: Die Veränderung der Entsorgungspfade des Hausmülls zwischen 1990 und 2004

In der Bundesrepublik Deutschland wurden im Jahre 2004 etwa 330 Deponien für Siedlungsabfall betrieben. Strenge rechtliche Anforderungen verlangen bereits zu diesem Zeitpunkt technische Einrichtungen zur Fassung und Behandlung des Deponiegases und gewährleisteten eine weitgehende Minderung der Methanemissionen dieser Anlagen. Durch die neuen, weitergehenden Anforderungen der Abfallablagerungs- und der Deponieverordnung wurden im Juni 2005 mehr als die Hälfte der Deponien geschlossen, so dass gegenwärtig nur noch etwa 150 Deponien betrieben werden. Seit Juni 2005 ist die Deponierung von biologisch abbaubaren Abfällen nicht mehr zugelassen, Mit anderen Worten eine Deponierung von Abfällen mit signifikanter Methanbildung ist seit Juni 2005 nicht mehr möglich. Zur Einhaltung dieser Anforderungen ist eine Vorbehandlung der Siedlungsabfälle durch thermische oder mechanisch-biologischen Verfahren erforderlich. Durch die Vorbehandlung werden die abgelagerten Abfallmengen gegenüber 2003 in der Zukunft um weitere 60 - 70 % reduziert werden. Mit dem Abklingen der Deponiegasbildung älterer Ablagerungen werden sich die Methanemissionen aus Deponien nochmals sehr weitgehend mindern, so dass für das Jahr 2012 weniger als 10 % der Methanemissionen des Jahres 1990 prognostiziert werden.

8.1.1.2 Methodische Aspekte (6.A.1)

In den *Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (IPCC 1996b) werden zwei Methoden zur Bestimmung von Methanemissionen auf Abfalldeponien vorgegeben, die sog. Default Methode (Tier 1) „Massenbilanz-Ansatz“ und die „First Order Decay Methode“ (kurz: FOD-Methode bzw. Tier 2). Während bei der Default Methode davon ausgegangen wird, dass Methan sich vollständig in dem Jahr bildet, in dem der Abfall deponiert wird, bildet die FOD-Methode durch den kinetischen Ansatz die realitätsnahe zeitliche Entwicklung der Methanbildung über mehrere Jahre ab.

Die Tier 1 Methode ist aus mehreren Gründen für die Bestimmung der Emissionen in Deutschland unzureichend:

- IPCC *Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) gibt vor, dass die First Order Decay Methode angewandt werden sollte, wenn die Quellgruppe 6.A eine Hauptquellgruppe darstellt. Derzeit ist in Deutschland diese Quellgruppe hinsichtlich der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Die Default Methode führt insbesondere dann zu einer Unterschätzung der Emissionen, wenn die deponierten Abfallmengen rückläufig sind, was in Deutschland der Fall ist. Daher wurden die CH₄-Emissionen im Folgenden mit der FOD-Methode (Tier 2) berechnet.

Im Folgenden wird die FOD-Methode zur Bestimmung der Methanerzeugung auf Deponien und die verwendeten Parameter näher erläutert. Die FOD-Methode wird nach Gleichung 21 berechnet:⁴⁹

Gleichung 21:

$$CH_4 \text{ erzeugt im Jahr } t \text{ (Gg / Jahr)} = \sum_x [(A * k * MSW_T(x) * MSW_F(x) * L_0(x) * e^{-k(t-x)})]$$

$$\text{mit : } L_0(\text{GgCH}_4 / \text{kgAbfall}) = MCF * DOC * DOC_F * F * 16/12$$

für $x = \text{erstes Jahr bis } t$

mit:

t	= Inventarjahr
x	= Jahr, ab welchem die Betrachtung beginnt und Mengendaten erfasst wurden
$MSW_T(x)$	= Gesamtmenge Siedlungsabfall
$MSW_F(x)$	= Anteil des deponierten Siedlungsabfalls
A	= $(1 - e^{-k})/k$ = Normalisierungsfaktor, der die Summe korrigiert
k	= konstante Methanerzeugungsrate (1/Jahr)
L_0	= Methanerzeugungspotential
$MCF(x)$	= Methankorrekturfaktor für das Jahr x
$DOC(x)$	= abbaubarer organischer Kohlenstoff im Jahr x (Anteil)
DOC_F	= Anteil des in Deponiegas umgewandelten DOC
F	= Anteil des CH ₄ am Deponiegas
$16/12$	= Umrechnung von C zu CH ₄

Es wurde ein Multi-Phasen-Modell verwendet, das für die einzelnen Abfallfraktionen mit verschiedenen Halbwertszeiten rechnet.

Für das Endergebnis der CH₄-Emissionen wird dann das erfasste und abgefackelte oder energetisch genutzte Methan abgezogen, außerdem wird ein Korrekturfaktor angewandt, der die Oxidierung des Methans in den Deckschichten der Deponien berücksichtigt, wie Gleichung 22 widerspiegelt:

Gleichung 22:

$$CH_4 \text{ emittiert in Jahr } t \text{ (Gg/Jahr)} = (CH_4 \text{ erzeugt in Jahr } t - R(t)) \cdot (1 - OX)$$

Wobei:

$R(t)$	= CH ₄ -Erfassung im Jahr t
OX	= Oxidationsfaktor (Anteil)

⁴⁹ Eine ausführliche Beschreibung der FOD-Methode und ihrer Parameter ist zu finden in den Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories im Greenhouse Gas Inventory Reference Manual, kurz: IPCC Guidelines, (IPCC 1996b) sowie in den IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, kurz: Good Practice Guidance, (IPCC 2000).

Sowohl für Tier 1 als auch Tier 2 müssen die Mengen an Siedlungsabfall (MSW_T) sowie der Anteil des deponierten Siedlungsabfalls (MSW_F) bestimmt werden, für Tier 2 muss das Aufkommen an Siedlungsabfall für die letzten Dekaden ermittelt werden. Der deponierte Siedlungsabfall soll nach IPCC Good Practice Guidance (2000) differenziert nach Abfallarten abgeschätzt werden, da im Weiteren berücksichtigt werden muss, dass die einzelnen Abfallarten unterschiedliche DOC aufweisen.

8.1.1.2.1 Deponierte Abfallmengen

Das FOD-Modell berechnet die Emissionen aus dem Siedlungsabfall, dem Industrieabfall und dem deponierten Klärschlamm.

Das Aufkommen an deponierten Siedlungsabfällen (Haus- und Gewerbemüll) werden den Statistiken des Statistischen Bundesamtes entnommen, die auf jährlichen Erhebungen der Art, Herkunft und Verbleib der Abfälle und auf zweijährigen Erhebungen bestimmter Ausstattungsmerkmale der befragten Abfallanlagen beruhen. Die Daten für das erste Halbjahr 2005 sind auf Basis einer linearen Regression über den Zeitraum 1996 – 2004 extrapoliert. Die Abfallablagerungen nach dem 1. Juni 2005 dürfen keine biologisch abbaubaren Bestandteile mehr enthalten und tragen daher auch nicht mehr zur Deponiegasbildung bei. Statistische Erhebungen für das Jahr 2005 werden erst in der zweiten Hälfte 2006 veröffentlicht und lagen für diesen Bericht noch nicht vor. Die Erhebungen der deponierten Mengen an Siedlungsabfällen in den alten Bundesländern begannen auf Grundlage des Umweltstatistikgesetz von 1974 im Jahr 1975. Die Abfallmengen für den Zeitraum von 1950 bis 1975 wurden auf Grundlage der Bevölkerungsdaten extrapoliert.

Für die neuen Bundesländer liegen für die Jahre 1990 und 1993 nach Bundesländern differenzierte Daten zu den deponierten Siedlungsabfallmengen vor. Für die 80er Jahre der DDR hat LALE (2000) Daten vorgelegt, die Aufschluss über die deponierten Abfallmengen pro Kopf, die Abfallzusammensetzung, die Deponietypen und die Art der Ablagerung gibt. Die deponierten Abfallmengen pro Kopf lagen mit 190 kg/Person in der ehemaligen DDR deutlich niedriger als in den alten Bundesländern (330 kg/Person, Jahr). Dies hängt mit einem hohen Verwertungsgrad der Abfälle in der ehemaligen DDR zusammen. 1990, im Jahr der Wiedervereinigung, stiegen die deponierten Abfallmengen in den neuen Bundesländern sehr stark und die Pro-Kopf-Mengen lagen sogar über den alten Bundesländern, weil in diesem Jahr einerseits die bestehenden Verwertungssysteme zusammenbrachen, andererseits eine Flut neuer Produkte verfügbar war, die zu hohen Ersatzkäufen und zu einer stark erhöhten Menge an Verpackungsabfällen führte. Nach 1990 nähern sich dann die Abfallmengen pro Person in beiden Teilen Deutschlands langsam an. Die nicht verwerteten Abfallmengen wurden in der ehemaligen DDR vollständig deponiert.

Seit 1996 veröffentlicht das Statistische Bundesamt differenzierte Daten zur Abfalldeponierung in der Industrie. Im Inventar werden die deponierten Abfallmengen aus folgenden Industriebranchen berücksichtigt:

- Abfälle aus der Landwirtschaft, Gartenbau, Forstwirtschaft, Fischerei und der Verarbeitung von Nahrungsmitteln
- Abfälle aus der Holzverarbeitung
- Abfälle aus der Herstellung von Zellstoff, Papier und Karton
- Abfälle aus der Textilindustrie
- Verpackungsabfälle

- Die Holzanteile aus Bau- und Abbruchabfällen (Daten seit 1975)

Die deponierten Abfallmengen aus der Industrie zwischen 1975 und 1996 wurden auf Basis der gesamten deponierten Abfallmengen abgeleitet. Die Gesamtmengen umfassen die Industrieabfälle, weisen diese allerdings nicht gesondert aus. Extrapolationen zwischen Abfallaufkommen und Produktionsdaten der betroffenen Sektoren für den Zeitraum 1996 bis 2002 ergaben keine befriedigenden statistischen Zusammenhänge. Während die Produktionsdaten steigen, sank das Abfallaufkommen teilweise deutlich, weil Veränderungen in den Produktionsprozessen stattfanden. Aufgrund des fehlenden statistischen Zusammenhanges wurden die deponierten Abfallmengen zwischen 1950 und 1975 konstant gehalten. Auf die Emissionen des Basisjahres wirken sich Veränderungen der Annahmen zu den industriellen Abfällen im Zeitraum 1950 bis 1970 nur sehr marginal aus.

Daten zur Deponierung von Klärschlämmen aus der öffentlichen und industriellen Abwasserentsorgung liegen seit 1975 für die alten Bundesländer vor und wurden für den Zeitraum vor 1975 über die Bevölkerungsdaten (öffentliche Abwasserentsorgung) bzw. der Annahme von konstanten Klärschlamm-Mengen (Industrieabfälle) extrapoliert. Auch hier haben veränderte Annahmen zu den industriellen Mengen für den Zeitraum 1950-1970 nur einen geringen Einfluss auf die Emissionen des Basisjahrs, weil die Abbaurate des Klärschlammes auf Deponieren durch eine kurze Halbwertszeit von 4 Jahren gekennzeichnet ist.

8.1.1.2.2 Abfallzusammensetzung

Für die Inventarberechnungen wurden zahlreiche Studien zur Abfallzusammensetzung ausgewertet, um die Abfallfraktionen im historischen Verlauf zu bestimmen. In den Jahren 1980 und 1985 wurde die Abfallzusammensetzung für das gesamte Gebiet der ehemaligen Bundesrepublik ermittelt (UBA 1983, 1986). Für den nachfolgenden Zeitraum gibt es eine sehr große Zahl an einzelne Studien einzelner Städte, Landkreise oder Bundesländer, die teilweise bereits in übergreifenden Studien ausgewertet und zusammengefasst wurden. Aus diesen Angaben wurden Zeitreihen der Abfallzusammensetzung zwischen 1980 und 2004 bestimmt (siehe Abbildung 61 und Abbildung 62). Eine solche Auswertung vorhandener Studien wurde sowohl für Hausmüll, als auch für hausmüllähnliche Gewerbeabfälle und für Sperrmüll durchgeführt, die in den nationalen Statistiken getrennt ausgewiesen werden. Für die Abfallzusammensetzung der neuen Bundesländer wurden die Angaben aus LALE (2000) für die 80er Jahre der ehemaligen DDR übernommen (Zusammensetzung des Hausmülls: 28 % Vegetabilien, 14 % Papier/Pappe, 2,3 % Holz, Gummi, Verbundstoffe, 3 % Textilien; der Hausmüll machte aber nur 16 % der gesamten deponierten Abfallmengen aus). Die deponierten Siedlungsabfälle in der ehemaligen DDR sind durch einen geringeren Anteil an biologisch abbaubaren Materialien und durch hohe anorganische Fraktionen (vor allem Asche aus dem Hausbrand) charakterisiert. Nahrungsmittelabfälle wurden gesammelt und als Futtermittel verwertet, deren Verfügbarkeit während bestimmter Zeiträume knapp war. Papier wurde gesammelt und war ebenfalls eine knappe Ressource. Holz und Papier wurden häufig in Öfen zu Heiz- und Kochzwecken verfeuert. Das SERO-Verwertungssystem erfasste effizient den relativ geringen Anteil an Kunststoffverpackungen, Glas gab es in Pfandsystemen bzw. wurde ebenfalls gesammelt. Insgesamt war die Ökonomie der ehemaligen DDR vor allem durch die Knappheit von Ressourcen gekennzeichnet, was zu einer effizienten Abfallverwertung führte. Die deponierten Abfallmengen der Haushalte bestanden zu großen Anteilen aus Asche aus dem Hausbrand.

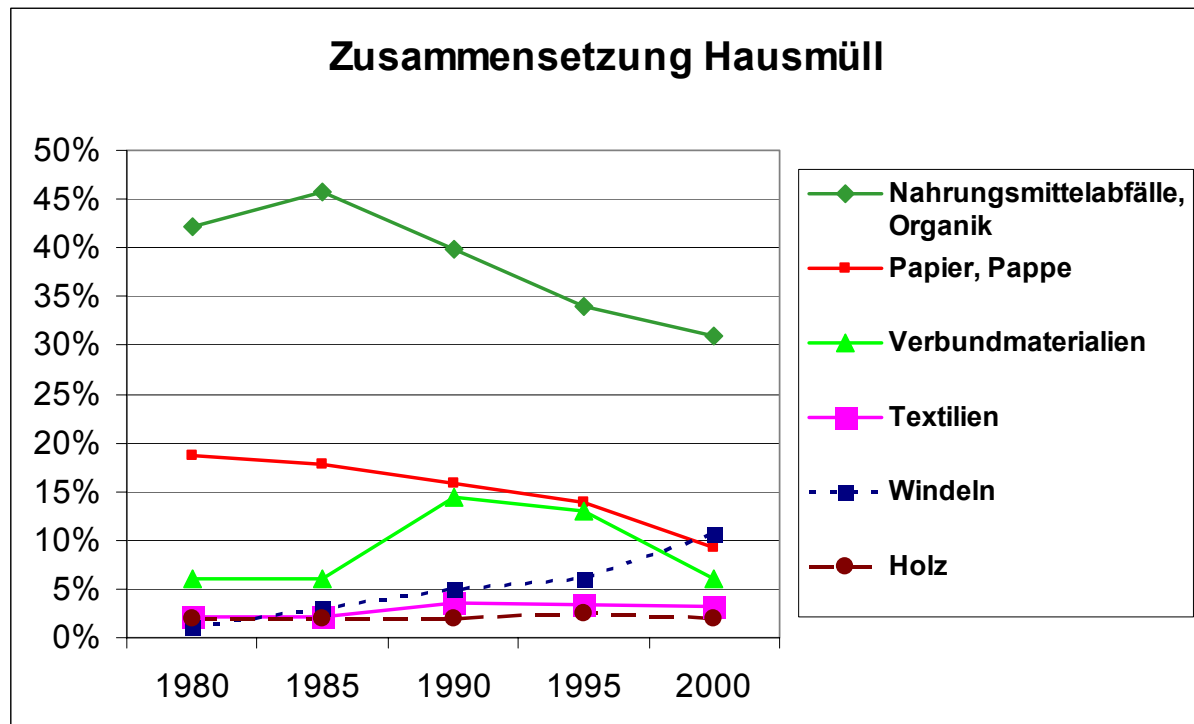


Abbildung 61: Trend in der Zusammensetzung des Hausmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000

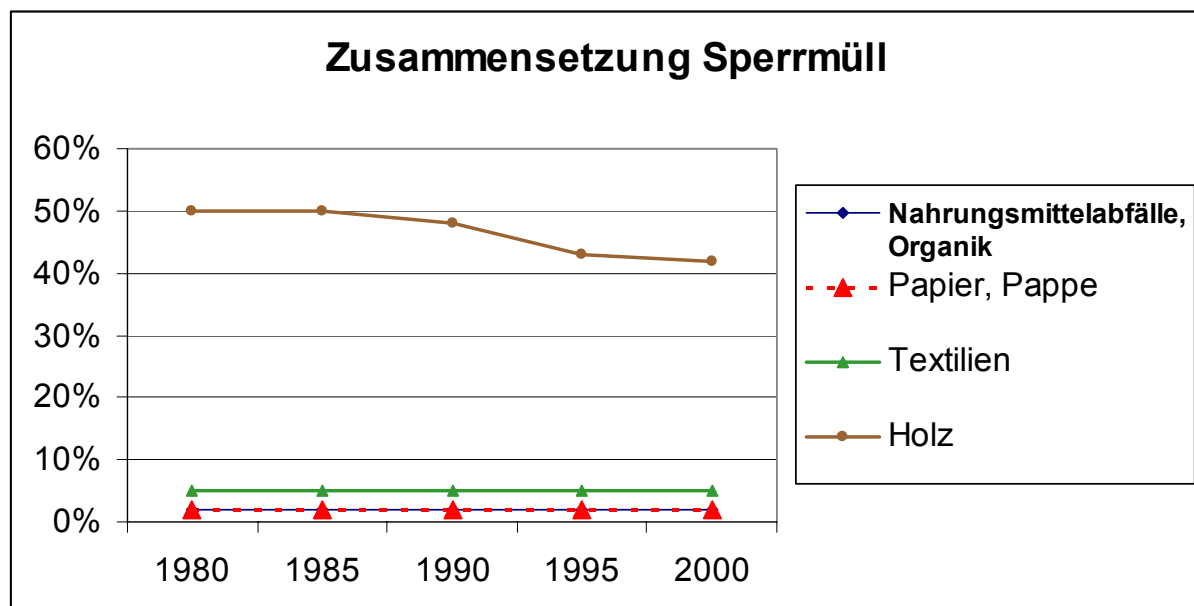


Abbildung 62: Trend in der Zusammensetzung des Sperrmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000

8.1.1.2.3 MCF (Methankorrekturfaktor)

Abfälle wurden bis zur Schaffung des ersten Abfallgesetzes 1972 zumeist auf ungeordnete Deponien gebracht, die nach 1972 geschlossen wurden. Nach 1972 wurden die Abfälle auf geordnete Deponien verbracht. Für den MCF wurde daher für die ABL der Default-Wert von 0.6 für „nicht zugeordnete Deponien“ angenommen, nach 1972 ein MCF von 1.

Für das Gebiet der ehemaligen DDR liegt eine Erhebung aus dem Jahre 1989 vor, nach der 120 geordnete Deponien, ca. 1000 kontrollierte Ablagerungen und ca. 10.000 wilde Müllkippen erfasst wurden (MNUW, 1990). Von den rund 13.000 Anlagerungsstandorten

waren 11.000 für Hausmüll und 2.000 für industrielle Abfälle, letztere waren überwiegend betriebseigene Anlagen (BMU, 1990: S. 28). Für das Gebiet der ehemaligen DDR wurde daher für den Zeitraum von 1970 bis 1990 ein MCF von 0.6 (Default für nicht zugeordnete Deponien) angenommen. Mit der Wiedervereinigung wurde das bundesdeutsche Abfallgesetz auf die Gebiete der NBL ausgedehnt und Übergangsregelungen stellten sicher, dass sowohl stillgelegte als auch in Betrieb befindliche Anlagen, in denen Abfälle erzeugt oder entsorgt wurden bzw. werden, erfasst wurden und dass erforderliche Sanierungsmaßnahmen eingeleitet wurden. (BMU, 1990: S. 46) Wilde Mülldeponien wurden 1990 geschlossen, weiterzubetreibende Anlagen wurden gesichert, saniert und nach Standard des bundesdeutschen Abfallrechtes ausgebaut sowie neue Standorte für neu zu errichtende Anlagen gesucht. Ab dem Jahr 1990 erfasst das Statistische Bundesamt beide Gebietsteile. Für die Berechnung wird nach 1990 ein MCF von 1 für das gesamte Bundesgebiet angenommen.

8.1.1.2.4 **DOC**

Für DOC, den Anteil des abbaubaren organischen Kohlenstoffs im Abfall, wurden nationale Daten sowie Default-Faktoren des IPCC verwendet. Eine Übersicht über die verwendeten DOC-Werte ist in folgender Tabelle 107 enthalten.

Tabelle 107: Verwendete DOC-Werte

Fraktion	DOC	Quelle
Organik	18%	Verschiedene nationale Studien weisen höhere DOC- Gehalte als der IPCC default aus
Garten- und Parkabfälle	20%	Nationaler Wert
Papier und Pappe	40%	IPCC Default
Holz und Stroh	43%	Nationaler Wert liegt etwas höher als IPCC default
Textilien	24%	Nationaler Wert
Windeln	24%	Nationaler Wert
Verbundstoffe	10%	Nationaler Wert
Klärschlamm	50%	IPCC default für Klärschlamm bezogen auf Trockenmasse

8.1.1.2.5 **DOC_F**

DOC_F, der Anteil des in Deponiegas umwandelbaren DOC, wird für Siedlungsabfall mit 50 % angenommen, was auf einer nationalen Studie (RETTENBERGER et al, 1997: S. 277) basiert. Dieser Wert liegt im Rahmen der IPCC Defaults von 0.5-0.6.

8.1.1.2.6 **F = Anteil des CH₄ am Deponiegas**

Für F wird 50%, der Mittelwert aus der Bandbreite des IPCC Default-Wertes, angenommen. Dieser Wert wurde auch durch ein nationales Forschungsvorhaben bestätigt (UBA, 1993).

8.1.1.2.7 **Halbwertszeit**

Das Berechnungsmodell ist ein Multi-Phasen-Modell, das die unterschiedlichen Halbwertszeiten der verschiedenen Abfallfraktionen berücksichtigt. Tabelle 108 dokumentiert die verwendeten Halbwertszeiten für die Abfallfraktionen.

Tabelle 108 Halbwertszeiten der Abfallfraktionen

Abfallart	Halbwertszeit (Jahre)
Nahrungsmittelabfälle	4
Garten/Parkabfälle	7
Papier / Pappe	12
Holz	23
Textilien / Windeln	12
Verbundstoffe	12
Klärschlamm	4

8.1.1.2.8 Deponiegasnutzung

Mit der TA Siedlungsabfall von 1993⁵⁰ wurde die Gasfassung auf den Siedlungsabfalldeponien Teil der Genehmigungsvoraussetzung. Die Deponiegaserfassung begann in den 80er Jahren (MELCHIOR 2002), Melchior (2000) berichtet von einer Gaserfassung von 35 % für diesen Zeitraum. Es liegen derzeit noch keine detaillierten Monitoring-Ergebnisse der Gasnutzung der einzelnen Deponien auf Bundesebene vor. Die Anlagenbetreiber müssen lediglich den Genehmigungsbehörden der Bundesländer Bericht erstatten. In der Neufassung des Umweltstatistikgesetzes in 2005 wurde verankert, dass das statistische Bundesamt künftig die Deponiegaserfassung in seinen Umfragen berücksichtigt und veröffentlicht, d.h. für zukünftige Jahre kann dieser Parameter durch Daten der einzelnen Anlagen ersetzt werden. Es liegen Daten zur Gaserfassung für 1993 vor, wo 35 % der Deponien an eine Gaserfassung angeschlossen (UBA, 1994). Die Erfassung begann prinzipiell erst in den 80er Jahren. Für 2004 wurde davon ausgegangen, dass bei 95% der Deponien das Deponiegas erfasst wird und die Erfassung eine Effizienz von 60% hatte, für 1990 wurde eine Effizienz von 45 % angenommen. Anhand dieser Eckdaten wurden die CH₄-Mengen berechnet, die aufgrund der Gasnutzung von der Methanerzeugung abgezogen werden müssen.

Die energetische Deponiegasnutzung wird im Energiesektor erfasst und berichtet. Eine grobe Umrechnung der hier getroffenen Annahmen in Energiedaten und ein Vergleich mit verschiedenen Datenquellen zur energetischen Deponiegasnutzung zeigte, dass die gewählte Methode zu konservativen Ergebnissen führt und sich aus den Veröffentlichungen zum Stand der Nutzung erneuerbarer Energiequellen eine höhere Deponiegasnutzung ergibt als die Gasmengen, die für die jüngeren Jahre in Kategorie 6.A berücksichtigt werden. Allerdings beruhen auch die Daten der Energiestatistiken nicht auf Daten aller Anlagenbetreiber.

8.1.1.2.9 Oxidationsfaktor

Für den Faktor zur Bestimmung des Anteils an CH₄, der in der Deponiedeckschicht oxidiert wird, wurde der IPCC-Default-Wert von 0.1 für die gesamte Zeitreihe angenommen. In den frühen 90er Jahren ist zwar einerseits ein höherer Anteil an ungeordneten Deponien aus der ehemaligen DDR zu erwarten, aus einem Forschungsprojekt wurden jedoch für die Deponien der ehemaligen DDR ein nur geringes CH₄ -Bildungspotential nachgewiesen, so dass für diesen Zeitraum ebenfalls der Faktor 0,1 verwendet wurde (BMBF, 1997).

⁵⁰ Technische Anleitung zur Verwertung, Behandlung und sonstigen Entsorgung von >Siedlungsabfälle (Dritte Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz) vom 14. Mai 1993

8.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A.1)

Die Unsicherheiten der Methode wurden erstmals abgeschätzt. Die Ergebnisse dieser Expertenschätzung sind im Anhang, Kapitel 14.6.1.1 dargestellt.

Über den langen Zeitraum von dreißig Jahren der Aktivitätsdaten entstehen zwangsläufig Inkonsistenzen der Zeitreihen, da im Laufe der Zeit mehrfach die Abfallkategorien und die Art der Befragung verändert wurde, da die Gesetzgebung und die Abfallstatistik weiterentwickelt wurden. In Deutschland ergeben sich besondere Probleme vor allem durch die deutsche Wiedervereinigung und die Zusammenführung zweier verschiedener Wirtschafts- und statistischer Systeme. Daher mussten mit erheblichem Aufwand die Konsistenz der Daten und die Zuordnung zu den berichteten Kategorien überprüft werden, um einen möglichst konsistenten Zeitverlauf zu erhalten.

8.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.A.1)

Eine allgemeine und eine quellenspezifische Qualitätskontrolle (Tier 1 und Tier 2), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

Die gewählten Parameter wurden mit den Daten anderer Staaten verglichen.

Für die Deponiegasnutzung wurden verschiedene nationale Datenquellen verglichen und ein konsistenter, konservativer Ansatz gewählt.

Bei der Dateneingabe wurde die korrekte Eingabe unter anderem über die Kontrolle der Summenwerte überprüft, verschiedene Abfallkategorien wurden nur zu Zwecken der Überprüfung der korrekten Dateneingabe mitgeführt.

Das bisher verwendete nationale Berechnungsmodell wurde durch das FOD-Modell des IPCC überprüft, indem dort die gleichen Parameter und nationalen Daten eingegeben wurden. Es wurde das gleiche Ergebnis erzielt.

8.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A.1)

Die gesamte Zeitreihe der CH₄-Emissionen aus der Deponierung von Siedlungsabfällen von 1990 bis 2004 wurde unter Verwendung einer überarbeiteten Tier 2-Methode neu berechnet. Die Verbesserungen im Vergleich zum Vorjahr umfassen die folgenden Aspekte:

- Es wurden zum ersten Mal die Industrieabfälle in die Berechnungen einbezogen.
- Die bisher angenommene einheitliche Abfallzusammensetzung über den Berechnungszeitraum wurde durch eine Zeitreihe der Abfallfraktionen über den Zeitraum 1980 bis 2004 verbessert, die die verstärkten Aktivitäten der Getrenntsammlung und der Abfallverwertung widerspiegelt.
- Bei den Abfallfraktionen wurden neu auch Windeln und Verbundstoffe mit nationalen DOC-Werten berücksichtigt.
- Es wurden durch das Statistische Bundesamt zusätzliche Datenquellen für den Zeitraum 1975 bis 1990 zur Verfügung gestellt, die die bisherigen Annahmen in diesem Zeitraum ersetzt haben. Eine Literaturrecherche ergab neue Quellen für die Abfallzusammensetzung und Deponierung der ehemaligen DDR.
- Das Berechnungsmodell wurde in ein Multi-Phasenmodell umgewandelt, das die unterschiedlichen Halbwertszeiten der Abfallfraktionen berücksichtigt. In diesem Zusammenhang wurde auch der Betrachtungszeitraum des Modells erweitert, dass

nun bei 1950 startet, und nicht mehr erst bei 1970, was von den IPCC Guidelines als „gute Praxis“ betrachtet wird.

8.1.1.6 Geplante Verbesserungen (6.A.1)

Im Rahmen der Neufassung des Umweltstatistikgesetzes werden ab dem Berichtsjahr 2006 Daten zur Art der Entgasung, des Aufkommens der gewonnenen Energieträger und der Energieerzeugung erhoben und veröffentlicht. In diesem Zusammenhang wird angestrebt, die Datensituation zur Deponiegasnutzung zu verbessern.

8.2 Abwasserbehandlung (6.B)

CRF 6.B					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		Schadstoff (HQG)	1990- Anteil an der Gesamtemission	2005 - Anteil an der Gesamtemission	Trend
Wastewater Handling	- / t	CH ₄	0,17 %	0,01 %	fallend

Die Quellgruppe Abwasserbehandlung ist für CH₄-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend.

Der Quellgruppe 6.B Abwasserbehandlung sind im ZSE die Abwassermenge, die Behandlung von Klärschlamm, sowie der Klärschlammmanfall bei Abwasserbehandlung aufgeführt.



Abbildung 63: Strukturzuordnung 6.B Abwasser

8.2.1 Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1)

8.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.1)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NE	NE	NO	NO	NO	D	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1) ist über die aggregierte Quellgruppe Abwasserbehandlung (6.B) eine Hauptquellgruppe.

Im Gegensatz zum häuslichen Abwasser ist die Zusammensetzung des industriellen Abwassers wenig homogen und stark von den einzelnen Industriezweigen abhängig. Die biologische Stufe der industriellen Abwasserreinigung wird in Deutschland teils aerob teils anaerob durchgeführt. Insbesondere in Industrien mit hohen organischen Frachten bietet sich eine anaerobe Abwasserbehandlung an. Vorteile dieser Behandlungsart sind, dass keine großen Mengen an Sauerstoff benötigt werden, deutlich weniger Schlamm entsorgt werden muss und das entstehende Methan noch energetisch genutzt werden kann. Ähnlich wie in der Behandlung kommunaler Abwässer treten auch bei der industriellen

Abwasserbehandlung keine Methanemissionen auf, die in die Umwelt gelangen. Bei den angewendeten Verfahren handelt es sich entweder um aerobe Behandlung oder um anaerobe Faulung, bei der aber das entstehende Gas entweder energetisch genutzt oder abgefackelt wird.

Die industriellen Schlammbehandlung bzw. -stabilisierung erfolgt ähnlich wie die industrielle Abwasserbehandlung entweder aerob oder anaerob mit Faulgasnutzung.

8.2.2 Kommunale Abwasserbehandlung (6.B.2)

8.2.2.1 Methanemissionen der kommunalen Abwasserbehandlung (6.B.2)

8.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)

Schadstoff	CO ₂	CH ₄	HFC	PFC	SF ₆	N ₂ O	NO _x	CO	NMVOC	SO ₂
Emissionsfaktor (EF)	NE	D/CS	NO	NO	NO	D	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Kommunale Abwasserbehandlung ist über die aggregierte Quellgruppe Abwasserbehandlung (6.B) eine Hauptquellgruppe.

Die kommunale *Abwasserbehandlung* erfolgt in Deutschland – ähnlich wie in Schweden und Dänemark – unter aeroben Bedingungen (kommunale Kläranlagen, Kleinkläranlagen) d. h. es treten keine Methanemissionen auf (Default Wert MCF = 0), da diese nur unter anaeroben Bedingungen entstehen können.

Eine Ausnahme bildet die Behandlung der Abwassermengen von Einwohnern (human sewage), die nicht an die Kanalisation bzw. Kleinkläranlagen angeschlossen sind: in abflusslosen Gruben können teilweise unkontrollierte Prozesse (teils aerob, teils anaerob) ablaufen, die zur Methanbildung führen. Die organische Fracht, die in abflusslose Gruben geleitet wird, wurde seit 1990 drastisch reduziert; der Anschlussgrad an Kleinkläranlagen hat sich, insbesondere in Ostdeutschland, stetig erhöht.

8.2.2.1.2 Methodische Aspekte (6.B.2)

Die organische Fracht der abflusslosen Gruben wird entsprechend der IPCC-Methode ermittelt, indem die Einwohnerzahl (EW) mit der durchschnittlichen organischen Fracht pro Einwohner multipliziert wird, vergleiche Tabelle 109. Für die durchschnittliche organische Fracht wird 60 g BSB₅ pro Einwohner angenommen. Dabei handelt es sich einerseits um den IPCC Default Wert, andererseits wird dieser Wert aber auch in Deutschland als statistischer Mittelwert verwendet.

Tabelle 109: Organische Fracht des Abwassers in abflusslosen Gruben (1990-2004)

Organische Fracht in:	[BSB ₅ in kt/a]															
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Abflusslosen Gruben	180,33	172,45	164,57	156,69	148,80	140,92	105,41	69,90	34,38	31,06	27,74	24,42	21,10	17,78	14,45	14,45
davon West	91,69	87,45	83,21	78,97	74,74	70,50										
davon Ost	88,65	85,01	81,37	77,72	74,08	70,43										

Kursive Zahlen: Inter- und extrapolierte Werte, 2005 fortgeschrieben
(DESTATIS, Fachserie 19 Reihe 2.1, 2003)

Die Methanemissionen aus abflusslosen Gruben werden entsprechend der IPCC Methode ermittelt. Es wird der IPCC Default-Wert für das Methanbildungspotenzial ($0,6 \text{ kg CH}_4/\text{kg BSB}_5$) sowie ein MCF von 0,5 für abflusslose Gruben angenommen. Der MCF für abflusslose Gruben wurde auf Basis von anderen Ländererfahrungen abgeschätzt (Faultanks in den USA, anaerob behandeltes kommunales Abwasser in der Tschechischen Republik (vergleiche Kapitel 14.6.2). Die Emissionen werden folgendermaßen ermittelt.

$$CH_4(\text{abflusslose Gruben}) = \text{kg BSB}_5 / \text{Jahr} \times 0,6 \text{ kg CH}_4 / \text{kg BSB}_5 \times 0,5$$

Tabelle 110: Methanemissionen aus abflusslosen Gruben (1990-2004)

Methan- emissionen aus:	[kt CH ₄]															
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Abflusslosen Gruben	54,10	51,74	49,37	47,01	44,64	42,28	31,62	20,97	10,31	9,32	8,32	7,33	6,33	5,33	4,34	4,34

8.2.2.1.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)

Die Unsicherheiten der Methode wurden bislang noch nicht abgeschätzt.

Die Aktivitätsraten der organischen Fracht in abflusslosen Gruben basieren auf Angaben der Fachserie 19 Reihe 2.1 des Statistischen Bundesamtes, die in den Jahren 1991, 1995, 1998 sowie 2001 (DESTATIS, Fachserie 19 Reihe 2.1, 2003) veröffentlicht wurde. Zur Aufstellung einer konsistenten Zeitreihe wurden die Aktivitätsraten jeweils zwischen 1991 und 1995, 1995 und 1998 sowie 1998 und 2001 linear interpoliert. Die Aktivitätsrate für 1990 hingegen wurde aus der Zeitreihe 1991 bis 1995 extrapoliert. Die Aktivitätsdaten für 2002 bis 2004 wurden aus der Zeitreihe 1998 bis 2001 extrapoliert und für 2005 fortgeschrieben.

Bis zum Jahr 1995 wurden die Daten für die alten und neuen Bundesländer getrennt ermittelt, seither wird lediglich ein gesamtdeutscher Wert bestimmt. Dies hat aber auf die Zeitreihenkonsistenz keine Auswirkung.

8.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.B.2)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt.

Da sich die Qualität der Daten und auch deren Erhebungsmethode im Vergleich zur Berichterstattung 2006 nicht verändert hat entspricht die Qualität der Berichterstattung dem Stand des Vorjahres, wobei aber für 2005 aufgrund der Fortschreibung der Daten von erhöhter Unsicherheit ausgegangen werden kann. Der MCF für abflusslose Gruben in Deutschland wurde auf Basis einer Auswertung der nationalen Inventarberichte anderer Staaten abgeleitet (vergleiche Kapitel 14.6.2).

Die Tatsache, dass bei der aeroben Abwasserbehandlung in Kläranlagen keine Methanemissionen in nennenswertem Umfang entstehen, kann auch in anderen Ländern beobachtet werden (Schweden, Dänemark).

8.2.2.1.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)

Umfangreiche Rückrechnungen wurden im NIR 2004 (UBA, 2004a) berichtet. Aktuell wurden keine Rückrechnungen durchgeführt.

8.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2)

Geplant sind die Aktualisierung der Datenbasis und eine Rekalkulation.

8.2.2.2 Methanemissionen der kommunalen Schlammbehandlung (6.B.2)**8.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)**

Die Behandlung von kommunalem Klärschlamm besteht in aller Regel aus zwei Behandlungsschritten:

- **Entwässerung** mittels:
Maschineller Verfahren (Kammerfilterpresse, Zyklon)
Verdunstung in Schlammmentwässerungsbecken oder Trockenbeeten
- **Stabilisierung**:
Aerobe Stabilisierung (offenes Becken mit Sauerstoffeinleitung)
Stabilisierung im Faulturm (Anaerob)
Früher: Offene Schlammfäulung

Bezogen auf die Einwohnerwerte stellt die maschinelle *Entwässerung* vor bzw. nach Behandlung im Faulturm derzeit das überwiegende Behandlungsverfahren dar (Ausnahme: kleine ländliche Kläranlagen). Dazu kommt, dass der Klärschlamm vor der weiteren Verwendung zumeist mit Kalk versetzt und damit noch weiter stabilisiert wird.

Um eine unkontrollierte Fäulung zu verhindern erfolgt eine *Schlammstabilisierung*. Bei Anlagen < 10.000 EW erfolgt diese in der Regel aerob unter Energieverbrauch, bei Anlagen > 30.000 EW hingegen erfolgt sie in der Regel anaerob unter Gewinn von Faulgas. Die Menge an Faulgas hängt insbesondere von der Zusammensetzung des Klärschlammes, der Temperatur sowie den Reaktionsbedingungen ab. Das entstehende Gas wird in der Regel energetisch in Blockheizkraftwerken (BHKW) genutzt. Bei Anlagen, bei denen die energetische Nutzung nicht wirtschaftlich ist sowie bei technischen Störungen oder Überlastungen des BHKW, kann es jedoch zu einer Abfackelung des Faulgases kommen. Bei beiden Behandlungsarten gelangen keine Methanemissionen in nennenswertem Umfang in die Umwelt.

Anfang der 90er Jahre wurde jedoch in Ostdeutschland zur Schlammstabilisierung offene Schlammfäulung betrieben, die zur Emission von Methan führte. Die offene Schlammfäulung hat aber heutzutage keine Relevanz mehr.

Der Klärschlamm aus der biologischen Abwasserbehandlung wird in Deutschland (ggf. nach der Entwässerung und Stabilisierung) den folgenden drei Entsorgungswegen zugeführt:

- Ablagerung auf Deponien: Entsprechende Methanemissionen werden im Abfallbereich berichtet.
- Thermische Entsorgung: Es entstehen keine Methanemissionen. Die thermische Entsorgung erfolgt unter energetischer Nutzung und geht daher in CRF 1 ein.
- Stoffliche Verwertung: Zur stofflichen Verwertung des Klärschlammes zählen insbesondere die Verwertung in der Landwirtschaft laut Klärschlammverordnung sowie Nutzung bei Rekultivierungsmaßnahmen und die Kompostierung. Die Emissionen der stofflichen Verwertung werden ebenfalls nicht unter der Abwasser- und Schlammbehandlung berichtet.

8.2.2.2.2 Methodische Aspekte (6.B.2)

Die Emissionsfaktoren der offenen Schlammfäulung und die daraus ermittelten Methanemissionen sind in Tabelle 111 aufgeführt.

Tabelle 111: Methanemissionen der offenen Schlammfäulung in den neuen Bundesländern

	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994
Emissionsfaktor	[kg CH ₄ /t TS]	210	210	210	210	210
Klärschlammanfall	[t TS]	247.190	140.952	72.762	37.524	0
Methanemissionen	[t]	51.910	29.600	15.280	7.880	0

Emissionsfaktoren abgeleitet aus (UBA, 1993)

Für die offene Schlammfäulung in Ostdeutschland wird ein Emissionsfaktor von 210 kg CH₄/t TS angesetzt, basierend auf Ergebnissen der Studie FHG ISI (UBA, 1993: S.15)⁵¹. Die Aktivitätsraten für die Jahre 1990 bis 1992 wurden dem Umweltbundesamt persönlich durch den Hauptinspekteur der Wasseraufbereitungsbetriebe der DDR mitgeteilt.

Vor dem Hintergrund, dass in der Bundesrepublik Deutschland die offene Schlammfäulung verboten ist, wurde weiterhin davon ausgegangen, dass diese Art der Behandlung in den neuen Bundesländern bis 1994 schrittweise zurückgeführt wurde und ab dem Jahr 1994 nicht mehr existierte. Die Aktivitätsrate d. h. der Klärschlammanfall wurde auf der Basis dieser Annahme von 1993 bis 1994 vom Umweltbundesamt fortgeschrieben.

8.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)

Die mit der Emissionsberechnung der offenen Schlammfäulung in Ostdeutschland verbundenen Unsicherheiten wurden bislang noch nicht abgeschätzt.

Die Aktivitätsraten zwischen 1990 und 1992 basieren auf einer persönlichen Mitteilung, die für 1993 und 1994 hingegen auf Abschätzungen des Umweltbundesamtes. Daher ist eine hohe Konsistenz der Zeitreihe nicht gesichert.

8.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.B.2)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde nicht durchgeführt.

8.2.2.2.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)

Umfangreiche Rückrechnungen wurden im NIR 2004 (UBA, 2004a) berichtet. Aktuell wurden keine Rückrechnungen durchgeführt.

8.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2)

Zurzeit erscheinen Verbesserungen als nicht notwendig oder möglich, da keine weiteren Aktivitätsdaten mehr zu erhalten sind.

⁵¹ Der Emissionsfaktor wurde ermittelt indem die Differenz aus den Methanemissionen der psychrophilen Schlammstabilisierung in den neuen Bundesländern und der anfallenden Klärschlammenge gebildet worden ist.

8.2.2.3 Lachgasemissionen aus dem kommunalen Abwasser (6.B.2)

8.2.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2)

Lachgasemissionen können als Nebenprodukt in der kommunalen Abwasserbehandlung insbesondere bei der Denitrifikation entstehen, bei der aus Nitrat gasförmige Endprodukte, hauptsächlich aber molekularer Stickstoff gebildet wird (AUST, o.J.).

8.2.2.3.2 Methodische Aspekte (6.B.2)

Lachgasemissionen aus dem häuslichen Abwasser können nach der IPCC-Methode grob über die durchschnittliche Pro-Kopf Eiweißzufuhr ermittelt werden. Während für den Lachgasemissionsfaktor pro kg Stickstoff im Abwasser sowie für den Stickstoffanteil im Eiweiß die IPCC Default-Werte verwendet werden, müssen die durchschnittliche Pro-Kopf Eiweißzufuhr sowie die Zahl der Einwohner länderspezifisch für Deutschland ermittelt werden.

Durchschnittliche Eiweißzufuhr pro Person und Tag:

- In der Lebensmitteltabelle für die Praxis von 1991 (SENER et al, 1991) wird eine durchschnittliche Eiweißzufuhr von 94 g/ Einwohner und Tag angegeben.
- Im Ernährungsbericht der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE, 2000)⁵² wurde anhand der geschätzten Lebensmittelverzehrdaten für das Jahr 1993 u.a. die mittlere tägliche Zufuhr an Proteinen abgeschätzt. Aus diesen Daten konnte ein gemittelter Wert von ca. 76,5 g Eiweiß/ Person und Tag⁵³ abgeleitet werden.
- Von der FAO wird für Deutschland eine durchschnittliche Eiweißzufuhr pro Person und Tag zwischen 91g und 98 g ermittelt (vergleiche Tabelle 112).⁵⁴

Zur Bestimmung der N₂O-Emissionen des Abwassers wird auf die FAO-Datenbasis zurückgegriffen, da es sich um eine konsistente Zeitreihe handelt, die international vergleichbar ist. Es liegen dem Umweltbundesamt keine Hinweise vor, dass die länderspezifischen Werte der Lebensmitteltabelle sowie des Ernährungsberichtes 2000 eine höhere Genauigkeit bzw. nationale Akzeptanz aufweisen.

52 Der Ernährungsbericht wird im vierjährigen Rhythmus herausgegeben.

53 Der Wert wurde ermittelt mit der groben Abschätzung, dass es sich jeweils um 50% Männer (81,5 g/Tag) und Frauen (71,6 g/Tag) in Deutschland handelt.

54 <http://faostat.fao.org> und Emailverkehr mit FAO (Stand 27.10.2003).

Tabelle 112: Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland

	[g/Einwohner und Tag]															
Eiweißzufuhr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	98	97	96	92	95	94	96	91	96	96	96	98	98	97	97	97

Kursive Zahlen: Extrapolierte bzw. fortgeschriebene Werte
(FAO, o.J.)

Tabelle 113: Bevölkerung in Deutschland (1990-2004)

	[in 1000]															
Einwohner	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	79.753	80.275	80.975	81.338	81.539	81.817	82.012	82.057	82.037	82.163	82.260	82.440	82.537	82.532	82.501	82.438

(DESTATIS, 1991-2005)

Mit Hilfe von Tabelle 112 und Tabelle 113 sowie der IPCC-Methode können die Lachgasemissionen ermittelt werden, vergleiche Tabelle 114.

$$N_2O_{(s)} = Protein \times Frac_{NPR} \times NR_{PEOPLE} \times EF_6$$

dabei:

$$N_2O_{(s)} = N_2O \text{ Emissionen des menschlichen Abwassers (kg } N_2O - N / a)$$

$$Protein = \text{jährliche Eiweißzufuhr (kg / person a)}$$

$$NR_{PEOPLE} = \text{Zahl der Einwohner im Land}$$

$$EF_6 = \text{Emissionsfaktor (Default 0,01 (0,002–0,12) kg } N_2O - N / \text{kg produziertes Abwasser-N)}$$

$$Frac_{NPR} = \text{Anteil an Stickstoff im Eiweiß (Default 0,16 kg N / kg Eiweiß)}$$

Tabelle 114: Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2004

	[t N ₂ O]															
N ₂ O Emissionen	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
	7.173	7.146	7.134	6.867	7.109	7.058	7.225	6.853	7.228	7.239	7.247	7.414	7.423	7.347	7.344	7.338

(ÖKO-INSTITUT, 2004b)

8.2.2.3.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)

Die Unsicherheiten der Emissionsermittlung wurden bislang noch nicht abgeschätzt. Die Aktivitätsrate für 2003 wurden aus der Zeitreihe 1999 bis 2002 extrapoliert. Die Aktivitätsrate ab 2004 wurde fortgeschrieben.

Es wurde der durchschnittliche tägliche Proteinbedarf der FAO-Datenbasis für die Berechnungen zugrunde gelegt, damit die Zeitreihenkonsistenz gesichert ist und nicht eine Hochrechnung von Einzelwerten erfolgen muss.

8.2.2.3.4 Quellgruppenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.B.2)

Da sich die Qualität der Daten und auch deren Erhebungsmethode im Vergleich zur Berichterstattung 2006 nicht verändert hat entspricht die Qualität der Berichterstattung dem Stand des Vorjahres, wobei aber für 2005 aufgrund der teilweisen Fortschreibung der Daten von erhöhter Unsicherheit ausgegangen werden kann.

Eine Auswertung der Nationalen Inventarberichte anderer Länder zeigt, dass die, auch in Deutschland angewandte IPCC Methode zur Bestimmung der N₂O-Emissionen in den meisten Annex I Staaten zur Anwendung kommt. Darüber hinaus wird in vielen Ländern auf die Datenbasis der FAO zurückgegriffen, so dass die Emissionsermittlung in Deutschland international vergleichbar ist. Der angenommene tägliche Eiweißbedarf liegt im internationalen Vergleich im Mittelfeld (vergleiche Anhang, Tabelle 161).

Im Rahmen der Qualitätssicherung ist beabsichtigt, den 2003 berichteten länderspezifischen N₂O Emissionsfaktor für die Abwasserbehandlung zu prüfen, der in einem nationalen Forschungsvorhaben (KRAUTH et al, 1994) und in UBA (1993) ermittelt worden ist. Er liegt bei 0,07 - 0,08 g N₂O/m³ Abwasser, das in Anlagen mit N-Elimination behandelt wird. Dieser Faktor bezieht sich laut den Ergebnissen der Forschungsvorhaben sowohl auf kommunale als auch auf industrielle Kläranlagen, gilt aber bislang als wissenschaftlich noch nicht abgesichert.

8.2.2.3.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)

Rückrechnungen wurden nicht durchgeführt.

8.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2)

Es sollte überprüft werden, ob die FAO-Datenbasis (FAO, o.J.) für die tägliche Eiweißzufuhr durch die Daten des Ernährungsberichtes (DGE, 2000) ersetzt werden sollte, da letzterer auf Verzehrsstudien beruht und somit die tatsächliche Proteinaufnahme wahrscheinlich exakter abzubilden vermag.

Darüber hinaus sollte, wie unter 8.2.2.3.4 beschrieben der bisher berichtete Emissionsfaktor für N₂O von 0,07 - 0,08 g N₂O/m³ Abwasser überprüft werden. Sollte sich dieser wissenschaftlich absichern lassen, d.h. für Deutschland als zutreffend erweisen, so wird er in Zukunft wieder verwendet werden.

8.3 Abfallverbrennung (6.C)

Die Abfallverbrennung erfolgt in Deutschland vollständig unter energetischer Nutzung, weshalb die entstehenden Emissionen zur Vermeidung von Doppelzählungen im Energieteil (CRF 1) berichtet werden. Aufgrund der energetischen Nutzung fallen somit unter 6.C keine Emissionen an (NO).

8.4 Andere Bereiche (6.D)

In der Quellgruppe 6.D werden die Emissionen aus Kompostierungsanlagen (6.D.1) und der Mechanisch-biologische Abfallbehandlung (6.D.2) berichtet.



Abbildung 64: Strukturzuordnung 6.D: Andere Bereiche

8.4.1 *Andere Bereiche - Kompostierungsanlagen (6.D.1)*

8.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.D.1)

In der Bundesrepublik werden jährlich zunehmende Anteile der biologisch abbaubaren Abfälle in Kompostierungsanlagen verwertet. Daher wurden in diesem Inventar erstmals CH₄ und N₂O-Emissionen aus der Kompostierung von Siedlungsabfällen in Kompostierungsanlagen berichtet und eine vollständige Zeitreihe dieser Emissionen berechnet. Diese Kategorie umfasst nicht die Kompostierung von Garten- oder Bioabfällen einzelner Haushalte im eigenen Garten. Diese Emissionen werden als vernachlässigbar eingeschätzt und es liegen auch keine Daten über die kompostierten Mengen vor.

8.4.1.2 Methodische Aspekte (6.D.1)

Weder die „1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“, noch der IPCC-Bericht zu „Good Practice Guidance“ (2000) geben eine Methode für die Emissionen aus der Abfallkompostierung an. Daher wurde eine nationale Methode entwickelt, bei welcher die kompostierten Abfallmengen mit Emissionsfaktoren aus einer nationalen Studie multipliziert werden.

Aktivitätsdaten

Die in Kompostierungsanlagen verwerteten Abfallmengen werden seit 1980 regelmäßig vom Statistischen Bundesamt erhoben und veröffentlicht. Seit dem Jahr 2000 werden dabei die eingesetzten Mengen an Bioabfällen und Grünabfällen (Garten- und Parkabfälle) sowie die in Biogas- und Vergärungsanlagen eingesetzten Abfallmengen getrennt erfasst und veröffentlicht.

Emissionsfaktoren

Für die Kompostierung wurde in einem Forschungsvorhaben der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU 2002) eine Berechnungsmethode für die Schadstoffe CH₄, N₂O und NH₃ abgeleitet. Dabei wurde zwischen Bioabfällen aus Haushalten und Grünabfällen unterschieden.

Für den Bioabfall aus Haushalten ergaben sich folgende Emissionsfaktoren:

$$\begin{aligned} \text{EF-N}_2\text{O} &= 83 \text{ g N}_2\text{O/Mg Bioabfall} \\ \text{EF-CH}_4 &= 2,5 \text{ kg CH}_4/\text{Mg Bioabfall} \end{aligned}$$

Für die Grünabfälle ermittelte die gleiche Studie die folgenden Emissionsfaktoren:

$$\begin{aligned} \text{EF-N}_2\text{O} &= 60,3 \text{ g N}_2\text{O/Mg Bioabfall} \\ \text{EF-CH}_4 &= 3,36 \text{ kg CH}_4/\text{Mg Bioabfall} \end{aligned}$$

Diese nationalen Emissionsfaktoren wurden für die Inventarberechnungen verwendet.

8.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.D.1)

Die Unsicherheiten der kompostierten Abfallmengen werden als sehr gering (2 %) geschätzt, da es sich um eine Totalerhebung handelt, das Niveau der Berichterstattung gut ist und die Betreiber an einer guten Berichterstattung interessiert sind. Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren liegen hoch und hängen von der Art der Anlage der Zusammensetzung der Abfälle und der Wirkung der eingesetzten Biofilter ab. Die Angaben aus der Literatur und aus anderen Staaten schwanken sehr stark, so dass hier von einer Unsicherheit von 60% für CH₄ und von mindestens 100 % für N₂O ausgegangen wird.

8.4.1.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.D.1)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

8.4.1.5 Quellspezifische Rückrechnungen (6.D.1)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich, es wurde nur für CH₄ die Zuordnung der Subquellgruppe von 6.A auf 6.D geändert.

8.4.1.6 Geplante Verbesserungen (6.D.1)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

8.4.2 Andere Bereiche - Mechanisch-biologische Abfallbehandlung (MBA) (6.D.2)**8.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.D.2)**

In der Bundesrepublik ist seit dem 1. Juni 2005 die Ablagerung von organischen und biologisch abbaubaren Abfällen nicht mehr zulässig. Restsiedlungsabfälle und ähnlich zusammengesetzte Abfälle können daher nur nach einer Vorbehandlung abgelagert werden. Neben den thermischen Abfallbehandlungsverfahren (Müllverbrennung) kommen hierbei auch verstärkt mechanisch-biologische Verfahren zum Einsatz.

Seit den 90er Jahren werden in Deutschland mechanisch-biologische Verfahren im größeren Umfang zur Restabfallbehandlung eingesetzt. Anfangs dominierten technisch einfache Anlagenkonzepte ohne Abgasfassung und -behandlung. Im Zuge verfahrenstechnischer Weiterentwicklungen setzten sich jedoch verstärkt geschlossene Anlagen mit Biofilter als Abgasreinigung durch. Diese Abgasreinigungsverfahren konnten die Geruchsemissionen der Anlagen deutlich reduzieren, führten aber zu keiner Minderung der Treibhausgasemissionen.

Mit der Beendigung der Ablagerung unbehandelter Abfälle im Jahr 2005 wurden die Kapazitäten zur mechanisch-biologischen Behandlung deutlich ausgebaut. Nach den Anforderungen der 30. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz (30. BImSchV) müssen MBA-Neuanlagen seit dem 1. März 2001 strenge technischen Anforderungen erfüllen und anspruchsvolle Grenzwerte einhalten. Die Übergangsregelungen für Altanlagen fordern eine Nachrüstung bis spätestens zum 1. März 2006.

Nahezu alle in den letzten errichteten Neuanlagen wurde im Laufe des Jahres 2005 in Betrieb genommen. Aufgrund von Erweiterungen und technischen Anpassungen der Aufbereitungstechnik wurden auch nahezu alle Altanlagen bereits im Jahr 2005 an die Anforderungen der 30. BImSchV angepasst. Die Übergangssituation im Jahr 2005 lässt sich mit den bestehenden Berechnungsmodellen kaum beschreiben, da eine Zuordnung der Abfallmengen zu den unterschiedlichen Anlagentechniken nicht möglich ist. Aus Gründen der Vereinfachung erfolgt die Emissionsberechnung bis einschließlich 2005 mit den höheren Emissionsfaktoren der alten Anlagentechnik. Die Berechnung der Emissionen im Jahr 2006 wird daher erstmals mit niedrigeren Emissionsfaktoren der neuen Anlagen erfolgen.

8.4.2.2 Methodische Aspekte (6.D.2)

Weder die „1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories“, noch der IPCC-Bericht zu „Good Practice Guidance“ (2000) geben eine Methode für die Emissionen

aus der MBA an. Daher wurde eine nationale Methode entwickelt, bei welcher die kompostierten Abfallmengen mit Emissionsfaktoren aus einer nationalen Studie multipliziert werden.

Aktivitätsdaten

Die in mechanisch-biologischen Anlagen behandelten Abfallmengen werden seit 1995 regelmäßig vom Statistischen Bundesamt erhoben und veröffentlicht.

Emissionsfaktoren

In den 90er Jahren wurden die Emissionen der mechanisch-biologischen Behandlung mit Förderung des BMBF in einem umfangreichen Verbundforschungsvorhaben untersucht. In einem Vorhaben im Jahre 2003 wurden vom Institut für Energie und Umwelt (IFEU) aus den Ergebnissen des Verbundvorhabens Emissionsfaktoren entwickelt. Dabei wurde zwischen offenen (keine Abgasfassung und -behandlung) und geschlossenen (Abgasfassung mit Behandlung im Biofilter) MBA-Verfahren differenziert. Bei Methan wurden die Emissionsfaktoren für beide Varianten in gleicher Höhe angesetzt, da dieser Stoff im Biofilter praktisch nicht abgebaut wird. Der Emissionsfaktor für N_2O wurde bei geschlossenen Anlagen höher als offenen Anlagen angesetzt, da auch im Biofilter N_2O durch die Oxidation Ammoniumstickstoff gebildet wird.

Seit Juni 2005 werden aufgrund neuer rechtlicher Anforderungen (30. BImSchV) nur noch geschlossene MBA betrieben, die mit effektiveren Abgasreinigungsverfahren ausgestattet sind. Ab 2006 werden daher als Emissionsfaktoren die Emissionsgrenzwerte der 30. BImSchV angesetzt.

Für die Offene MBA ergaben sich folgende Emissionsfaktoren:

EF- N_2O = 190 g N_2O /Mg Abfall

EF- CH_4 = 150 g CH_4 /Mg Abfall

Für die geschlossenen MBA mit Biofilter ermittelt die gleiche Studie die folgenden Emissionsfaktoren:

EF- N_2O = 375 g N_2O /Mg Abfall

EF- CH_4 = 150 kg CH_4 /Mg Abfall

Für Zeitraum nach 2005 werden die Begrenzungen der Emissionsfrachten der 30. BImSchV als Emissionsfaktoren übernommen:

EF- N_2O = 100 g N_2O /Mg Abfall

EF- CH_4 = 55 kg CH_4 /Mg Abfall

Diese nationalen Emissionsfaktoren wurden für die Inventarberechnungen verwendet.

8.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.D.2)

Die Unsicherheiten der mechanisch-biologisch behandelten Abfallmengen werden als sehr gering (2%) geschätzt, da es sich um eine Totalerhebung handelt, das Niveau der Berichterstattung gut ist und die Betreiber an einer guten Berichterstattung interessiert sind. Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für den Zeitraum vor 2005 liegen hoch und hängen von der Art der Anlage, der zum Zeitpunkt eingesetzten Anlagentechnik und der Wirkung der eingesetzten Biofilter ab. Die Angaben aus der Literatur schwanken hierbei sehr stark. Für den Zeitraum nach 2005 ist davon auszugehen, dass die Grenzwerte der 30. BImSchV sicher eingehalten werden, bzw. deutlich unterschritten werden. Unsicherheiten

bestehen lediglich, darin in welchem Maße diese Grenzwerte im praktischen Anlagenbetrieb unterschritten werden. Eine Quantifizierung der Unsicherheiten für das Jahr 2005 ist z.Z. aus den vorstehend genannten Gründen nicht möglich; dies ist für das kommende Jahr geplant auf der Grundlage der dann vorliegenden Erfahrungen mit der Einhaltung der 30. BImSchV in der Praxis.

8.4.2.4 Quellspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.D.2)

Eine allgemeine Qualitätskontrolle (Tier 1), die den Anforderungen des QSE-Handbuchs bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, wurde durchgeführt.

8.4.2.5 Quellspezifische Rückrechnungen (6.D.2)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich, es wurde nur CH₄ die Zuordnung der Subquellgruppe von 6.A auf 6.D geändert.

8.4.2.6 Geplante Verbesserungen (6.D.2)

Derzeit sind keine Verbesserungen geplant.

9 ANDERE (CRF SEKTOR 7)

Gegenwärtig werden für Deutschland keine Treibhausgasemissionen berechnet, die sich nicht einer der anderen vorgesehenen Quellgruppen zuordnen lassen.

10 RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN

Im Folgenden werden Rückrechnungen aufgrund quantitativ wirksamer Verbesserungen der Inventare dokumentiert, die zwischen der Inventarberechnung des Berichtsjahrs 2006 und der des Berichtsjahrs 2007 erfolgt sind. Weitere Angaben zu den Rückrechnungen erfolgen in den CRF Tabellen Table 8(a), Table 8(b) und in den Kapiteln zu quellspezifischen Rückrechnungen in diesem Bericht.

Nach der Zielsetzung der *Good Practice Guidance* sind bei der Emissionsberechnung die best verfügbaren Daten zugrunde zu legen und die Inventare kontinuierlich zu verbessern. Damit ergeben sich jährliche Rückrechnungen als Ergebnis des kontinuierlichen Verbesserungsprozesses. Sie werden unter anderem erforderlich, wenn Statistiken rückwirkend aktualisiert werden und diese Änderungen in den Inventaren ebenfalls übernommen werden. Weitere Gründe für Rückrechnungen bestehen, wenn genauere Daten übernommen oder wenn manuelle Übertragungsfehler revidiert werden bzw. wenn im Ergebnis der Hauptquellgruppenanalyse methodische Änderungen für einzelne Quellgruppen erforderlich werden. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von fachlichen Gründen, die eine Rückrechnung erforderlich machen können (siehe Kapitel 10.1.1).

10.1 Erklärung und Rechtfertigung der Rückrechnungen

10.1.1 Generelles Vorgehen

Neben Korrekturen gibt es eine Reihe von fachlichen Gründen für Rückrechnungen und Verbesserungen:

- Ergänzende Daten sind verfügbar, die zur Schließung von Fehlstellen des Inventars beitragen.
- Die Datenquelle hat sich geändert.
- Die für die Quellgruppe benutzte Methode wurde an die Vorgaben der Good Practice Guidance angepasst.
- Die Quellgruppe ist eine Hauptquellkategorie geworden, so dass ein Methodenwechsel erforderlich wurde.
- Neue länderspezifische Berechnungsverfahren werden angewendet.
- Hinweise und Ergebnisse aus Reviews wurden umgesetzt.

Es ist gute Praxis, bei einer Methodenänderung die gesamte Zeitreihe mit der selben Methode konsistent neu zu berechnen, so dass in jedem Jahr die gleiche Methode verwendet wird und alte Werte entsprechend ersetzt werden können. Ist es nicht möglich, die gleiche Methode jedes Jahr zu verwenden, sollte eines von folgenden vier Rückrechnungsverfahren (IPCC Good Practice Guidance, 2000: Kapitel 7) angewendet werden:

- Überlappungsverfahren: Voraussetzung ist, dass Daten zur Berechnung nach der alten und neuen Methode wenigstens für ein Jahr gemeinsam verfügbar sind.
- Ersatzverfahren: Voraussetzung ist, dass die bisher verwendeten EF und/oder AR starke Ähnlichkeit mit den neuen verfügbaren Daten haben.
- Interpolationsverfahren: Die bisher verwendeten Daten für die Rückrechnung sind nur für einige Jahre der Zeitreihe verfügbar und die fehlenden werden interpoliert.
- Extrapolationsverfahren: Daten für die neue Methode sind nicht für den Anfang und/oder das Ende der Zeitreihe verfügbar.

Eine Handlungsanleitung zur Verwendung der vorgenannten Rückrechnungsverfahren findet sich nebst Beispielen im QSE-Handbuch.

10.1.2 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2007 nach Quellgruppen

Die Rückrechnungen begründen sich diesjährig überwiegend auf Detailverbesserungen, nachdem es im Vorjahr vor allem um Lückenschließung ging. Die Inventare enthalten Verbesserungen in den Bereichen:

Energie:

- Aktualisierung der Aktivitätsdaten neue Bundesländer 1991 bis 1994 zur Erhöhung der Konsistenz (1.A.1, 1.A.2)
- Aktualisierung der gesamten Aktivitätsdaten zum Energieeinsatz entsprechend der Aktualisierung der Energiebilanzen (1.A.1, 1.A.2)
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten zum Kalksteineinsatz REA (1.A.1)
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten zur Abfallverbrennung (1.A.2)
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten zur Braunkohletrocknung (1.A.1)
- Neuerfassung weiterer CO₂-Emissionsfaktoren für Biomasse (1.A.1 bis 1.A.5)

Industrieprozesse:

- Aktualisierung der Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren in der Keramik (2.A.7)
- Aktualisierung der CO₂-Berechnung des Glassektors (2.A.7)
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten zum Kalksteineinsatz Eisen und Stahl (2.C.1)
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten Ferroalloys (2.C.2)
- Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆: Berechnungsverfahren vereinfacht und Fehler korrigiert (doppelt angerechnete Entsorgungsemissionen bei 2.F.1.b Gewerbekälteanlagen, 2.F.1.c Transportkälte und 2.F.1.d Industriekälte)
- Aktualisierung der Aktivitätsdaten für elektrische Betriebsmittel (2.F.1.e); Rückrechnung für den Zeitraum von 1995 bis 2004

Landwirtschaft:

- Aktualisierung der Aktivitätsdaten für 2004 (4.A, 4.B)
- Wechsel zu Tier 2 im Bereich Wirtschaftsdünger (4.B.9)
- Aktualisierung und Neuaufnahme von Aktivitätsdaten im Bereich Boden (4.D)

Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft:

- keine relevanten Änderungen

Abfall:

- Aktualisierung der Emissionsdaten zur Abfallablagerung (6.C.1)
- Neuerfassung der Kompostierung und mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (6.D)

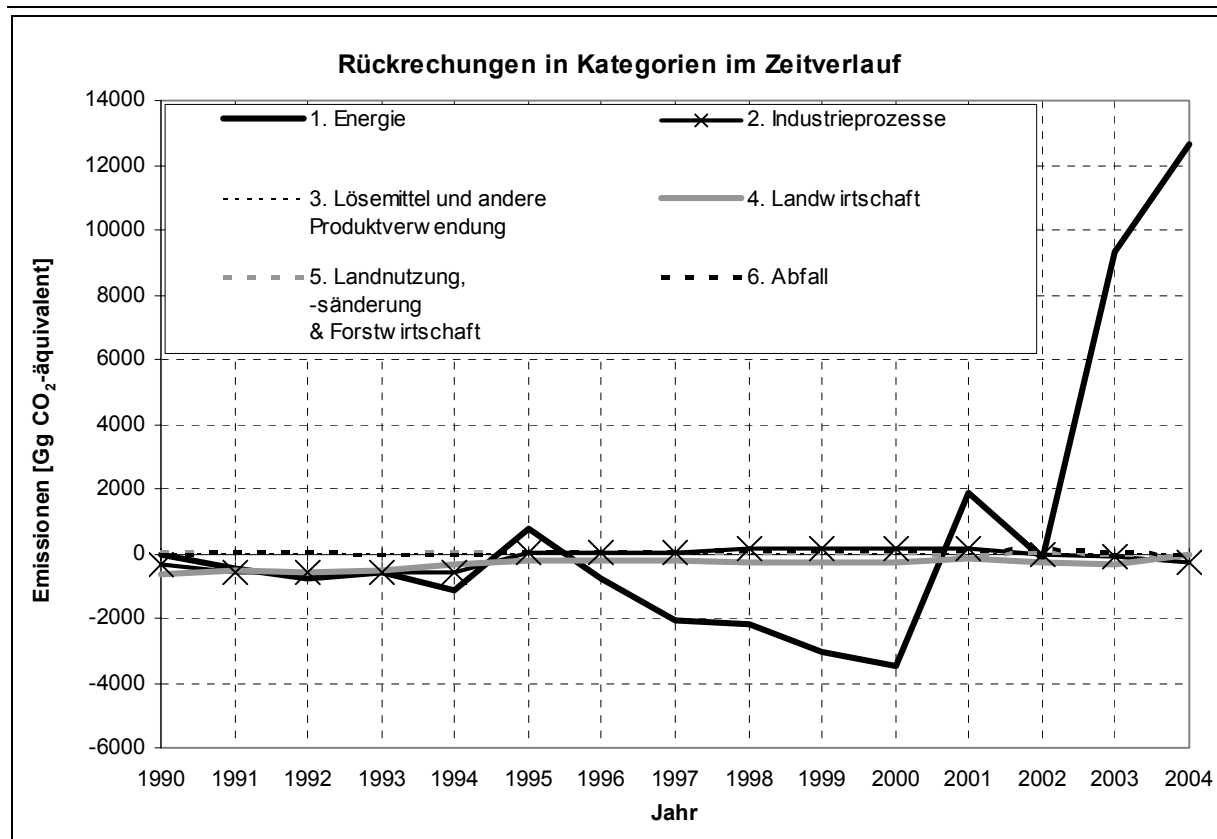


Abbildung 65: Änderung der Gesamtemissionen über alle Kategorien im Vergleich zur Berichterstattung 2006 für die gesamte Zeitreihe

10.1.3 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2007 nach Schadstoffen

Die Rückrechnungen beziehen sich diesjährig überwiegend auf Kohlendioxidemissionen.

CO₂: Rückrechnungen erfolgten in folgenden Quellgruppen:

- siehe Nennungen Energie unter 10.1.2
- siehe Nennungen Industrieprozesse unter 10.1.2

N₂O / CH₄ Rückrechnung erfolgte in folgenden Quellgruppen:

- siehe Nennungen Landwirtschaft unter 10.1.2
- siehe Nennungen Abfall unter 10.1.2

F-Gase Rückrechnung erfolgte in folgenden Quellgruppen:

- siehe Nennungen Industrieprozesse unter 10.1.2

Tabelle 115: Rückrechnungen des Inventars gegenüber der vorjährigen Berichterstattung

	Basisjahr (1990/ 1995)	2004
	[Gg CO ₂ -äquivalent Gg]	
Gesamt	-0,08%	1,22%
CO₂	-0,04%	1,23%
CH₄	-0,53%	1,60%
N₂O	-0,03%	1,01%
HFC, PFC, SF₆	0,09%	-0,39%

Quelle: eigene Berechnungen, Emissionen ohne LULUCF

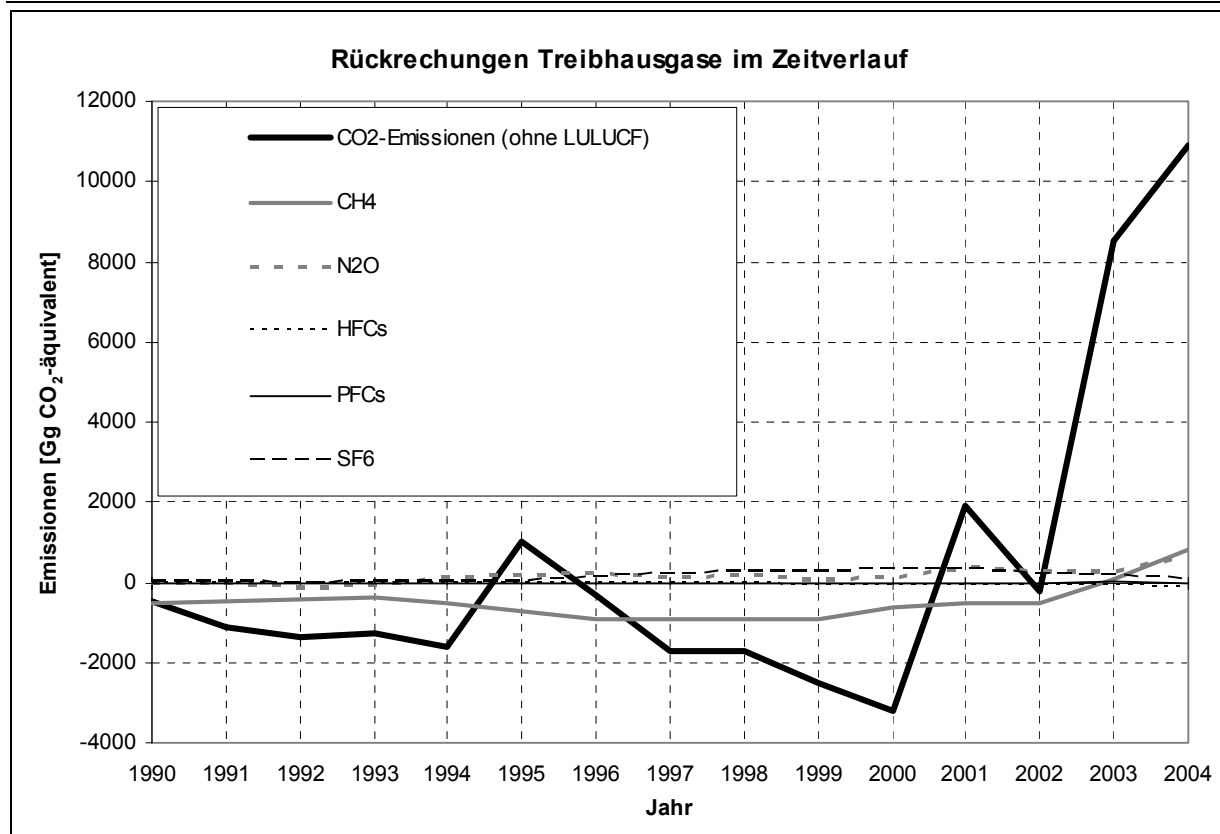


Abbildung 66: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2006 für die gesamte Zeitreihe

10.1.4 Rückrechnungen als Umsetzung von Ergebnissen des Review Prozesses

Einige Rekalkulationen sind direkte Folge von Benennungen vergangener Reviews:

- Kohlendioxid aus Biomasse wird jetzt vollständiger ausgewiesen.
- Kohlendioxid aus der Verwendung von Kalkstein und Dolomit wird jetzt vollständiger ausgewiesen.
- Methan aus der Abfallablagerung wird jetzt in einem größeren zeitlichen Rahmen modelliert, um der Realität besonders nahe zu kommen.

10.2 Auswirkung auf die Höhe der Emissionen

Das Inventar wurde in Bezug auf Vollständigkeit und Genauigkeit verbessert. Ursache für Emissionserhöhungen sind die aktuelleren Energiebilanzen und die darauf beruhenden Berechnungen. Emissionsminderungen traten in der Landwirtschaft durch die Verwendung besserer Methoden auf.

Tabelle 116: Rückrechnungen des Inventars in Zeitreihen gegenüber der vorjährigen Berichterstattung

	Nationale Gesamtemissionen an Treibhausgasen ohne Kohlendioxid aus LULUCF		
	Submission 2006	Submission 2007	Rückrechnung/ Differenz
	(Gg CO ₂ äquivalent)	(Gg CO ₂ äquivalent)	Prozent
1990	1.229.246	1.228.235	-0,1%
1991	1.182.029	1.180.421	-0,1%
1992	1.131.817	1.129.913	-0,2%
1993	1.118.496	1.116.782	-0,2%
1994	1.100.468	1.098.430	-0,2%
1995	1.095.115	1.095.656	0,0%
1996	1.116.126	1.115.193	-0,1%
1997	1.080.503	1.078.271	-0,2%
1998	1.054.704	1.052.463	-0,2%
1999	1.023.720	1.020.573	-0,3%
2000	1.023.220	1.019.735	-0,3%
2001	1.035.334	1.037.306	0,2%
2002	1.019.066	1.018.734	0,0%
2003	1.024.799	1.033.722	0,9%
2004	1.015.693	1.028.036	1,2%

Quelle: eigene Berechnungen, ohne LULUCF

Im Bereich LULUCF wurden keine Rückrechnungen vorgenommen.

Im Bereich der nachrichtlichen Mitteilungen wurden nur für Kohlendioxid und dort für die Ausweisung der Emissionen aus Biomasse Rückrechnungen vorgenommen:

Tabelle 117: Rückrechnungen nachrichtlicher Inventardaten gegenüber der vorjährigen Berichterstattung

	1990	2004
	CO ₂ [Gg]	
Emissionen aus dem internationalen Verkehr	0,00%	0,00%
Luftverkehr	0,00%	0,00%
Seeverkehr	0,00%	0,00%
Multilaterale Einsätze	NE	NE
CO ₂ Emissionen aus Biomasse	198%	223%

Quelle: eigene Berechnungen

10.2.1 Auswirkung auf die Emissionshöhe von Kategorien 1990

Die CO₂ Emissionen, die CH₄ Emissionen und die N₂O Emissionen veränderten sich für 1990 geringfügig. Die Gesamtemission für 1990 veränderten sich durch methodische Korrekturen nur geringfügig um insgesamt 0,08%. Detailliertere Informationen sind in den CRF Tabellen 8(a)s1 und 8(a)s2 und der nachfolgenden Tabelle 4 verfügbar.

Tabelle 118: Rückrechnung der quellgruppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 1990

	Übermittlung 2006 [Gg]	Übermittlung 2007 [Gg]	Änderung CO ₂ Äquivalent [Gg]	Änderung [%]
Nationale Gesamtemissionen (ohne LUCF)	1.228.871	1.227.860	-1.011	-0,08%
1. Energie	987.900	987.864	-36,2	-0,004%
2. Industrieprozesse	120.150	119.799	-350,6	-0,29%
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	2.089	2.089	0,0	0,000%
4. Landwirtschaft	78.302	77.685	-617,4	-0,79%
5. Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	-28.241	-28.241	0,0	0,00%
6. Abfall	40.430	40.423	-6,6	-0,02%

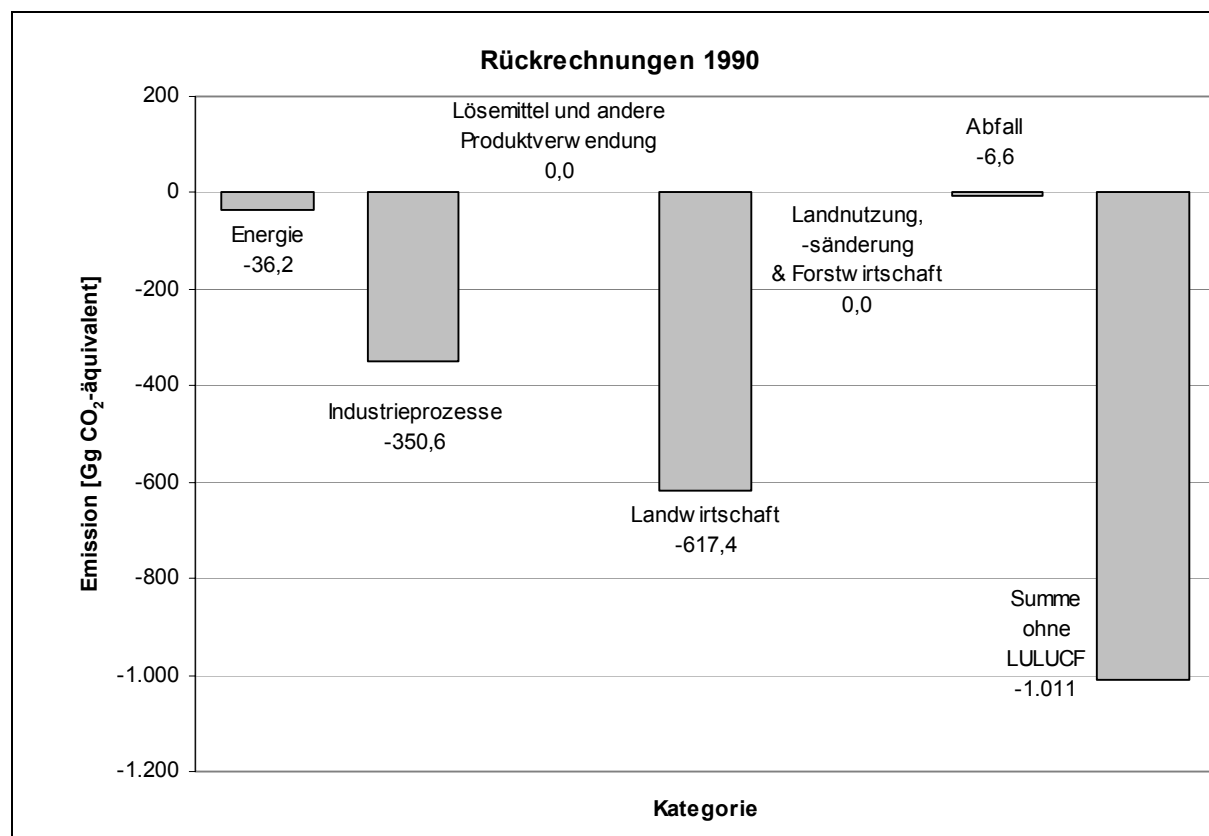


Abbildung 67: Rückrechnungen aller Treibhausgase 1990

10.2.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe von Kategorien 2004

Die Gesamtemissionen ohne LULUCF veränderten sich für das Jahr 2004 im Vergleich zur Submission 2006 um - 1,2%.

Die Veränderungen der Emissionsangaben für 2004 gehen weitestgehend auf die Aktualisierung der Aktivitätsdaten im Bereich der stationären Feuerungsanlagen zurück. Hier wurden in diesem Jahr die verfügbaren aktuellen Energiebilanzen bis 2002 in die Berechnungen einbezogen. Die darauf aufbauenden Verteilungsmuster der detaillierten Energiedaten für die Jahre 2003 bis 2005 wurden auf die Energiebilanz 2002 bezogen (im Vorjahr noch auf die Verhältnisse des Jahres 1998). Die resultierenden Veränderungen der Emissionen 2004 belegen die Bedeutung zeitnah verfügbarer aktueller detaillierter Angaben zum Energieverbrauch. Weitere Rückrechnungsinformationen enthalten die CRF Tabellen table 8(a)s1, 8(a)s2 und 8(b) und in nachfolgender Zusammenstellung.

Tabelle 119: Rückrechnung der quellgruppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 2004

	Übermittlung 2006 [Gg]	Übermittlung 2007 [Gg]	Änderung CO ₂ Äquivalent [Gg]	Änderung [%]
Nationale Gesamtemissionen (ohne LUCF)	1.015.272	1.027.614	12.343	1,22%
1. Energie	827.983	840.652	12.669,1	1,53%
2. Industrieprozesse	107.481	107.210	-270,8	-0,25%
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	1.174	1.174	0,0	0,00%
4. Landwirtschaft	63.983	63.957	-25,7	-0,04%
5. Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	-35.831	-35.831	0,0	0,00%
6. Abfall	14.651	14.621	-29,9	-0,20%

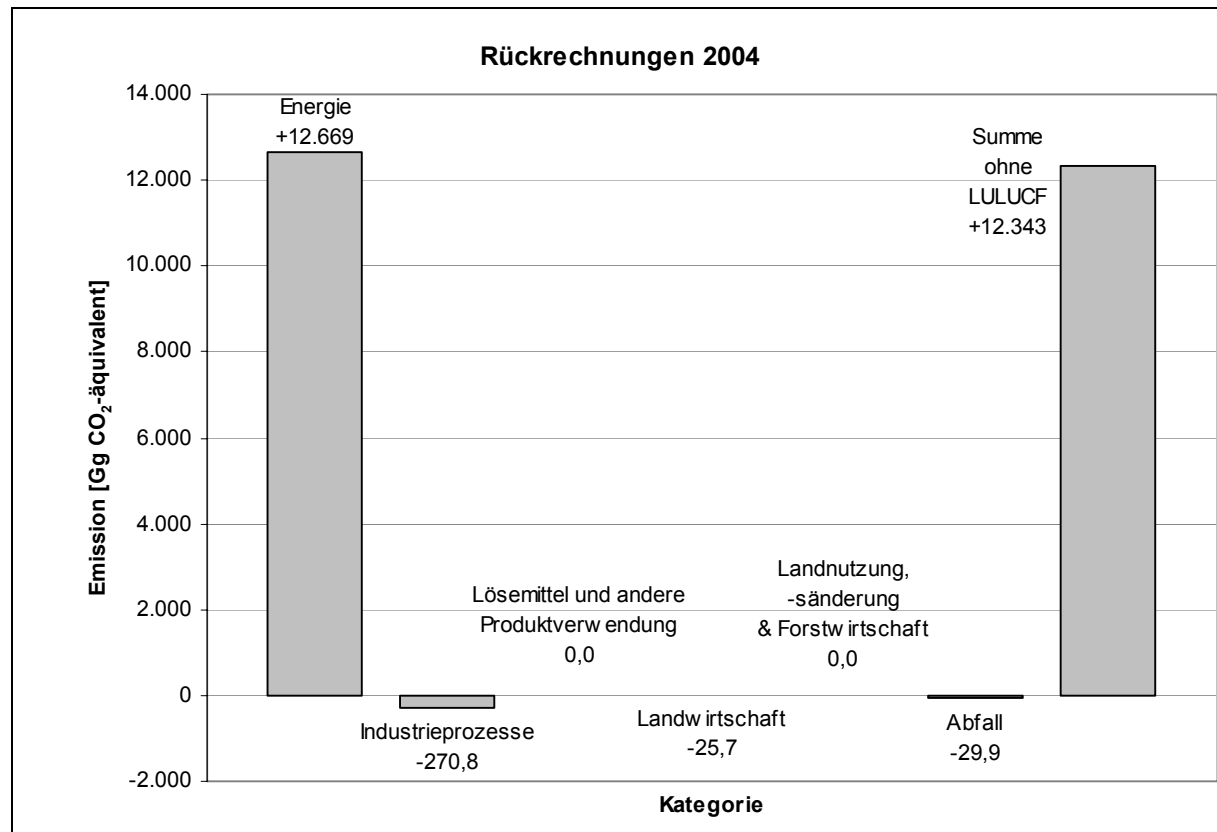


Abbildung 68: Rückrechnungen aller Treibhausgase 2004

10.3 Auswirkung auf die Emissionstrends und die Konsistenz der Zeitreihe

Die Konsistenz der Zeitreihen hat sich auf Grund der Rückrechnungen verbessert. Es erfolgten im Bereich Energie und Industrieprozesse Methodenanpassungen für gesamte Zeitreihen, wodurch Zeitreihenbrüche reduziert wurden. Dadurch änderten sich die quellgruppenspezifischen Trends teilweise, die Trends auf höherem Aggregationsniveau wurden dagegen nur abgeschwächt.

Im Ergebnis stellt sich der Gesamttrend gegenüber dem Basisjahr in einer Reduktion von 18,4 % dar. CO₂ sinkt gegenüber dem Vorjahr deutlich, wird jedoch durch Zunahmen bei N₂O, HFC und SF₆ etwas kompensiert. Siehe dazu auch die Ausführungen im Kapitel 2.

10.4 Geplante Verbesserung des Inventars

Alle Maßnahmen zielen auf volle Konsistenz mit den UNFCCC-Berichtsguidelines und den IPCC-Guidelines ab und sollen jedwede Adjustments unter dem Kyoto-Protokoll verhindern.

Konkrete geplante Verbesserungen sind den Kapiteln der Quellgruppen zu entnehmen.

11 REFERENZEN

- AGEB, 2003: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland - Jahre 1990-1999, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, Frankfurt a. M.
- AGEB, 2002: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): Sonderauswertung für das UBA zur Darstellung von ausgewählten Energieverbräuchen in der Struktur der Energiebilanz vor 1995 für Zeitreihen von 1995 bis 1999 (unveröffentlicht)
- AGEB, 2004: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland, URL: www.ag-energiebilanzen.de (Aufruf: 12.10.2004), Köln, Berlin.
- AGEB, 2006: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland, URL: www.ag-energiebilanzen.de (Aufruf: 07.11.2005), Köln, Berlin.
- AMD, 2002/2003: Amd Saxony LLC&Co. KG, Dresden, Umweltbericht. S. 16
- ATV, 2004: ATV-DVWK-M 374: Produktionsspezifische Abwässer und Abfälle aus der Glas- und Mineralfaserindustrie, ATV-DVWK Deutsche Vereinigung der Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V., 08/2004
- AUST, o.J.: Vorlesungsscript TC-7: Abwasserbehandlung, siehe http://www.fh-nuernberg.de/tc/lab-aust/lim/wasserbeh_1_kap5_3.pdf
- BAFA 2006: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Monatliche Erdgasbilanz, www.bafa.de.
- BATZ, 1995: Kokereien und Produktmissionen. Mündliche Mitteilung. Umweltbundesamt.
- BDZ, 2006a: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Internetseite; Rubrik "Statistik" → „Zahlen und Daten“ → „Wichtige Daten auf einen Blick“ → Punkt 9 → „Anzahl und Kapazität der Öfen mit Betriebsgenehmigung“ (<http://www.bdzement.de/550.html?tab=Ofenkapazitaet>).
- BDZ, 2006b: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Zement-Jahresbericht 2005-2006. Verfügbar unter: http://www.bdzement.de/fileadmin/gruppen/bdz/1Presse_Veranstaltung/Jahresbericht_e/Jahresb_05_06_gesamt.pdf
- BENNDORF, R., 1999: Situation in Deutschland, ACCC-Workshop „N₂O und das Kyoto-Ziel“, Umweltbundesamt (Berlin), Wien
- BMBF, 1997: Verbundvorhaben des Umweltbundesamtes mit dem BMBF: Deponiekörper, Förderkennzeichen 1460799A bis G (Teilvorhaben), Projektträger Abfallwirtschaft und Altlasten im Umweltbundesamt Berlin, Koordinierung Fachgebiet Abfall- und Siedlungswasserwirtschaft, Bergische Universität - Gesamthochschule Wuppertal
- BMU, 1990: Eckwerte der ökologischen Sanierung und Entwicklung in den neuen Ländern, Bonn
- BMVEL, 2004: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2004

- BMELV 2006: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2005
- BMVg, 2005: Bundesministerium der Verteidigung: Energieeinsatz zur Wärmeversorgung der Bundeswehr (unveröffentlicht);
- BMWA, 2003: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit. Entscheidung der Bundesregierung zur Förderung des Steinkohlebergbaus von 2006-2012. Pressemitteilung vom 11.11.2003. Internetseite URL: <http://www.bmwi.bund.de/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=27282.html>.
- BMWA, o.J.: Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit: Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland. Laufende Reihe.
- BOECKX u. CLEEMPUT, 2001: Boeckx, P., Van Cleemput, O.: Estimates of N₂O and CH₄ fluxes from agricultural lands in various regions in Europe. Nutr. Cycl. Agroecosyst. 60, 35-47
- BPB, 2002: Bundeszentrale für politische Bildung. Projektgruppe Zukunft der Wirtschaft, Die Zukunft der Wirtschaft, Landwirtschaft und Ernährung, herausgegeben von Margarete Wohlan
- BUWAL, 2003: Anthropogene VOC-Emissionen Schweiz 1998 und 2001, erhältlich über http://www.umwelt-schweiz.ch/imperia/md/content/oekonomie/voc/voc_1998_2001.pdf
- BV Glas, 2006: Jahresbericht des Bundesverband Glasindustrie e.V., mit Statistischem Anhang
- BV KALK, 2005 (Bundesverband der deutschen Kalkindustrie e.V.): Kalk Daten nationaler Inventarbericht; am 27. Juni 2005 per E-Mail an das UBA übermittelt
- BVE, 2005: Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie e.V. Internetseiten, URL: www.bve-online.de, Recherchedatum 24.08.2005.
- CLODIC., BEN YAHIA 1997: Centre d'Energétique, Ecole des Mines de Paris: New Test Bench for Measuring Leak Flow Rate of Mobile Air Conditioning Hoses and Fittings. Earth Technology Conference, Baltimore.
- DÄMMGEN, 2006: Dämmgen, U.: Statistical Data for Animal Numbers in German Emission Inventories. Landbauforsch Völkenrode, special issue 291, 223-229
- DÄMMGEN et al, 2002: Dämmgen, U., Lüttich, M., Döhler, H., Eurich-Menden, B., Osterburg, B.: GAS-EM - A Procedure to Calculate Gaseous Emissions from Agriculture. Landbauforschung Völkenrode 52, 19-42.
- DÄMMGEN et al, 2006: Dämmgen, U.; Lüttich, M.; Döhler, H.; Eurich-Menden, B.; Osterburg, B.: Calculations of Emissions from German Agriculture - National Emission Inventory Report (NIR) 2006 for 2004. Part 3: Methods and Data (GAS-EM). Landbauforschung Völkenrode, special issue 291, 47-221
- DÄMMGEN et al, 2007: Dämmgen, U.; Lüttich, M.; Haenel, H.-D.; Döhler, H.; Eurich-Menden, B.; Osterburg, B.: Calculations of Emissions from German Agriculture - National Emission Inventory Report (NIR) 2007 for 2005. Part 3: Methods and Data (GAS-EM). Landbauforschung Völkenrode, special issue 304

- DÄMMGEN & LÜTTICH, 2006: Dämmgen, U.; Lüttich, M.: The Derivation of Nitrogen Excretions for Dairy Cows from Available Statistical Data.. Landbauforschung Völkenrode, special issue 291, 231-243
- DAV, 2006: Deutscher Asphaltverband e.V., Schieffelingsweg 6, 53123 Bonn, Pressemitteilung vom 15.03.06
- DBU, 2002: Vogt, R., Knappe, F., Giegrich, J., Detzel, A., ifeu-Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg (Hrsg.): Ökobilanz Bioabfallverwertung. Untersuchung zur Umweltverträglichkeit von Systemen zur Verwertung von biologisch-organischen Abfällen. Initiativen zum Umweltschutz, Band 52. Erich Schmidt Verlag, Berlin 2002
- DEBRIV, 2004: Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V., Mitteilung vom 15. September 2004 an das IKP Stuttgart.
- DESTATIS, 1991-2005: Statistisches Bundesamt: Fachserien (Zeitschrift), siehe Einzelquellen
- DESTATIS, 1992: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1992 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 26.2.1 An Abfallbeseitigungsanlagen angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 26.2.2 An Abfallbeseitigungsanlagen angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten
- DESTATIS, 2002c: Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993 (WZ93), Wiesbaden 2002.
- DESTATIS, 2004a: URL: www.destatis.de, Recherche vom 06.09.2005
- DESTATIS 2005a: Statistisches Bundesamt, „Monatsberichte über die Elektrizitätsversorgung / Dezember 2004“
- DESTATIS 2005b: Statistisches Bundesamt, „Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe 2004“.
- DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 3.1, Jg. 1991-2004: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 3.1: Produktion im produzierenden Gewerbe (für die Jahre 1990-2003), Wiesbaden
- DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, versch. Jahrgänge: Statistisches Bundesamt; Fachserie 4, Reihe 8.1; Eisen und Stahl, Poeschel-Verlag
- DESTATIS, Fachserie 8 Reihe 4, Jg. 1991-2004: Statistisches Bundesamt, Fachserie 8, Reihe 4: Binnenschifffahrt (für die Jahre 1990-2003), Wiesbaden.
- DESTATIS, Fachserie 8 Reihe 6, Jg. 2002: Statistisches Bundesamt, Fachserie 8, Reihe 6: Verkehr, Luftverkehr, 2001, Wiesbaden
- DESTATIS, Fachserie 19 Reihe 1, Jg 1990-2004: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19, Reihe 1: Umwelt, Abfallentsorgung.
- DESTATIS, Fachserie 19, Reihe 2.1, 2003: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19, Reihe 2.1: Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung, Klärschlamm (für die Jahre 1991, 1995, 1998, 2001), Wiesbaden

- DFIU 2001 Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung, Universität Karlsruhe: Exemplarische Untersuchung der praktischen Umsetzung des Integrierten Umweltschutzes in der Keramischen Industrie unter Beachtung der IVU-Richtlinie und der Erstellung von BVT-Merkblättern (UFOPLAN FKZ 298 94 313/07). Karlsruhe, 2001
- DGE, 2000: Deutsche Gesellschaft für Ernährung e.V.: Ernährungsbericht 2000, ISBN 3-921 606-40-3
- DGMK, 1992: Deutsche Wissenschaftliche Gesellschaft für Erdöl, Erdgas und Kohle e.V.: Forschungsbericht 448-2 - Ansatzpunkte und Potentiale zur Minderung des Treibhauseffektes aus Sicht der fossilen Energieträger, Hamburg, Seite II-89
- DIE VERBRAUCHER INITIATIVE e.V., 2005: Distickstoffmonoxid, (Online Dokument) <http://www.zusatzstoffe-online.de/html/zusatz.php3?nr=942> , Zugriff Mai 2005
- DIN, 1995: Deutsches Institut für Normung e.V.: DIN 1319 Grundlagen der Messtechnik, Teil 3: Auswertung von Messungen einer einzelnen Meßgröße, Messunsicherheit, Teil 4: Auswertung von Messungen, Meßunsicherheit, Beuth-Verlag GmbH
- DIN, 2003: DIN EN 1279-3: Glas im Bauwesen - Mehrscheiben-Isolierglas - Teil 3: Langzeitprüfverfahren und Anforderungen bezüglich Gasverluste und Grenzabweichungen für die Gaskonzentration; Deutsche Fassung EN 1279-3:2002
- DIN, 2004: Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN). [DIN](http://www2.din.de) 1343. Referenzzustand, Normzustand, Normvolumen; Begriffe und Werte. Internetseite mit Recherchefunktionen. URL: <http://www2.din.de>. Berlin.
- DIW, 1991: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Entwicklung des Energieverbrauchs und seiner Determinanten in der ehemaligen DDR. Von Hans-Joachim Ziesing. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft. Im Unterauftrag: Institut für Energetik (IfE), Leipzig; Institut für Wirtschaftswissenschaften der Akademie der Wissenschaften, Berlin; Staatliche Vorratskommission für nutzbare Ressourcen der Erdkruste, Berlin. Berlin, April 1991
- DIW, 2002: Rieke, H. (DIW): Fahrleistungen und Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr; in: DIW Wochenbericht Nr. 51-52/2002; Berlin, Dezember 2002; Ergebnisse auch kontinuierlich veröffentlicht in „Verkehr in Zahlen“
- DIW, 2005: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: Personal Communication F. Wittke. Berlin, Germany. In: Estimating CO2 Emissions from the Non- Energy Use of Fossil Fuels in Germany- Methodenaktualisierung fuer die Emissionsberechnung 2003, Utrecht University (UU) Copernicus Institute Department of Science, Technology, and Society (STS). FKZ 203 41 253/02.
- DLR, 1999: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Hrsg.), Entwicklung und Bewertung vereinfachter Verfahren zur Bestimmung von Abgasemissionen aus Flugtriebwerken im Reiseflug, Köln, 1999
- DMT 2005: Freundliche persönliche Mitteilung von Herrn Meiners, Deutsche Montan Technologie. 28.09.2005. Gelsenkirchen.

- DÖPELHEUER, 2002: Anwendungsorientierte Verfahren zur Bestimmung von CO, HC und Ruß aus Luftfahrttriebwerken, Dissertationsschrift des DLR, Institut für Antriebstechnik, Köln, 2002
- EMEP, 2000: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook. 2nd ed., EEA, Copenhagen, 2000
- EMEP, 2001: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook, 3rd Edition, EEA, Copenhagen.
- EMEP, 2002a: EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 3rd edition October 2002 UPDATE, EEA Copenhagen.
- EMEP, 2002b: Atmospheric Emission Inventory Guidebook, Chapter 1090 Manure Management Regarding Nitrogen Compounds. EEA, Copenhagen.
- EMEP, 2003: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook, 3rd Edition September 2003 UPDATE, EEA, Copenhagen, 2003
- EMEP, 2004: 2004 Emission Inventory Review.
http://www.emep.int/REVIEW/2004/KeySource_Analysis_2002.html
- EMEP, 2005: Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Chapter 1015 Particle Emissions from Animal Husbandry. EEA, Copenhagen
- EMEP, 2005a: European Environment Agency: EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 2005. Technical report No 30., Stand: 31.12.2005
URL: reports.eea.europa.eu/EMEPCORINAIR4/en/
- EMEP, 2006: Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Chapter 1090 Manure Management Regarding Nitrogen Compounds. Draft.
- EuroHeat&Power 2006: EuroHeat&Power 2006, Heft 1-2, S.26-33, „Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 2004“.
- FALBE, J.; REGITZ, M. 2005: Römpf Chemie Lexikon, 9. Georg Thieme Verlag, Stuttgart
- FAO, o.J.: Tabellen auf Homepage unter <http://faostat.fao.org/default.jsp> und persönlicher Austausch UBA mit FAO
- FHG ISI, 1993: Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung: Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland: Emissionsbilanz, Identifikation von Forschungs- und Handlungsbedarf sowie Erarbeitung von Handlungsempfehlungen ; Phase 1, UBA-Berichte 93/09, FKZ 10402682, E. Schmidt-Verlag Berlin, 1993
- FhG ISI, 2004: Eberhard Jochem, Michael Schön u.v.a.: Werkstoffeffizienz - Einsparpotenziale bei Herstellung und Verwendung energieintensiver Grundstoffe, Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, FKZ 0327313A, URL: <http://www.isi.fraunhofer.de/n/Projekte/pdf/IRB-Werkstoffeffizienz.pdf>
- FICHTNER, 1982: Fichtner Beratende Ingenieure: Maßnahmen zur Intensivierung der Abwärmenutzung in der Industrie, Forschungsvorhaben FKZ ETS8011A/1 im Auftrag des BMFT, Teil A: Ermittlung des theoretisch denkbaren Abwärmepotentials, S I. 4-8

- FISCHER, 1997: Klimawirksame Emissionen durch Pkw-Klimaanlagen. Diplomarbeit an der TU Berlin, FB 10, ISS-Fahrzeugtechnik.
- HENRICHSMEYER et al, 1996: Henrichsmeyer, W.; Cypris, Ch.; Löhe, W.; Meuth, M.; Isermeyer F; Heinrich, I.; Schefski, A.; Neander, E.; Fasterding, F.; Neumann, M.; Nieberg, H.: Entwicklung des gesamtdeutschen Agrarsektormodells RAUMIS96. Endbericht zum Kooperationsprojekt. Forschungsbericht für das BMELF (94 HS 021), Bonn, Braunschweig
- ICAO, 2002: International Civil Aviation Organisation: Engine Exhaust Emissions Data Bank, 3rd edition, Doc. 9646-AN/943, 2002
- IFE, 1991: IfE Leipzig GmbH, Energiebilanz 1990 für die neuen Bundesländer. Von Jochen Hesselbach und Mitarbeit von Bernd Lemnitz, Elke Lindner, Hans-Albert Müller und Ursula Zehrfeld. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Leipzig 1991
- IFEU, 2002, Knörr, W. et al, IFEU: Aktualisierung des Daten- und Rechenmodells: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen aus dem motorisierten Verkehr in Deutschland 1980 bis 2020; sowie TREMOD 3.0 ; im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 201 45 112; Berlin 2002
- IFEU, 2003: Knörr, W. , Dünnebeil, F., Helms H., ifeu-Institut Heidelberg: Überarbeitung des Datentransfers zwischen den Datenbanken TREMOD (Transport Emission Estimation Model) und ZSE ("Zentrales System Emissionen"). Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 201 41 261 / 03, in prep.
- IFEU, 2005: Knörr,W. et al, IFEU: Fortschreibung Daten- und Rechenmodells: Energieverbrauch und Schadstoffemissionen des motorisierten Verkehrs in Deutschland 1960-2030, sowie TREMOD 4.0, im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 204 45 139, Berlin 2005
- IKP, 1996: Institut für Kunststoffprüfung und Kunststoffkunde (IKP), Universität Stuttgart: Ganzheitliche Bilanzierung von Dachbahnen aus Bitumen, 1996
- INFRAS, 2003: Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.0, F+E-Vorhaben 298 43 100/02, Abschluss voraussichtlich 12/2003
- INFRAS, 2004: Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.1- Dokumentation, Bern, 18.8.2004
- INNOVATIONS-REPORT, 2004: Anästhetikum an der Zulassungsschwelle, URL:http://www.innovationsreport.de/html/berichte/medizin_gesundheit/bericht-28102.html, Zugriff Juni 2004
- IPCC, 1996a: Intergovernmental Panel on Climate Change: Greenhouse Gas Inventory, Workbook, Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Volume 2, 1996
- IPCC, 1996b: Intergovernmental Panel on Climate Change: Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Reference Manual, Volume 3, 1996
- IPCC, 1996c: Intergovernmental Panel on the Climate Change Emission Inventory Guidebook, 1996: B 465, B466, B 644

- IPCC, 1999: Intergovernmental Panel on Climate Change: Aviation and the Global Atmosphere, Kap. 9, Aircraft Emissions: Current Inventories and Future Scenarios, Cambridge University Press, 1999
- IPCC, 2000: Intergovernmental Panel on Climate Change, Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, IPCC Secretariat, 16th Session, Montreal, 1-8 May 2000
- IPCC, 2001: Intergovernmental Panel on Climate Change: Corrigendum of Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm>
- IPCC, 2003: Intergovernmental Panel on Climate Change: Good Practice Guidance for Land Use, Land-Use Change and Forestry. vi + 307 S.
- IPCC, 2004: Intergovernmental Panel on Climate Change: Synthesis and Assessment Report on the Greenhouse Gas Inventories submitted in 2004, Part I. FCCC/WEB/SAI/2004. Bonn.
- IPCC, et al, 1997: IPCC/UNEP/OECD/IEA: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Greenhouse Gas Inventory. Volume 3. Reference Manual. URL: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.htm>
- IVT 2004: Institut für angewandte Verkehrs- und tourismusforschung e.V.: Fahrleistungserhebung 2002, Teil: Begleitung und Auswertung. Untersuchung im Auftrag der Bundesanstalt für Straßenwesen, Projektnummer FE 82.201/2001. Heilbronn/Mannheim.
- JEPSEN et al, 2004: Jepsen, D., Ipsen, A., Theloke, J, Zangel, S.: VOC-Emissionskataster. Emissionsdaten für flüchtige organische Verbindungen aus der Lösemittelanwendung – Methodenevaluierung, Datenerhebung und Prognosen. UFOPLAN Vorhaben. FKZ 20143306. Studie des ÖKOPOL-Institut für Ökologie und Politik GmbH, Hamburg und Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart im Auftrag des Umweltbundesamts Berlin, Germany.
- KLIMONT et al, 2002: Klimont, Z.; Cofala, J.; Bertok, I.; Amann, M.; Heyes, C.; Gyarmas, F.: Modelling Particulate Emissions in Europe. A Framework to Estimate Reduction Potential and Control Cost. Interim Report IR-02-076. IIASA Laxenburg, 169 pp.
- KRAUTH et al, 1994: N₂O in Kläranlagen, BMFT-Förderkennzeichen 02 WA 910 2/9. Im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie
- LALE, Andreas 2000: Langzeitemissionsverhalten von Deponien für Siedlungsabfälle in den neuen Bundesländern. TU Dresden, Dissertation; Fakultät Forst-, Geo- und Hydrowissenschaften.
- LANGE, Hans-Jürgen, 1988: Kokereien. VOC aus Produktmissionen. Umweltbundesamt. Vermerk. Blatt 2.2.88 vorbehaltlich weiterer Recherchen. Angaben für 1990 – 1995, Angenommener VOC Anteil von 50%. Unveröffentlicht.

- LECHTENBÖHMER et al, 2005: Lechtenböhmer, S.; Harthan, R.; Dämmgen, U.; Strogies, M: Umsetzung des Inventarplanes und nationale unabhängige Überprüfung der Emissionsinventare für Treibhausgase. Teilvorhaben 01. Pilotstudie unabhängige bilaterale Inventarüberprüfung. Endbericht im Auftrag des Umweltbundesamts FKZ: 202 42 203. unveröffentlicht.
- LINDE GAS GMBH, 2005: Aufschäumen von Molkereiprodukten; URL: <http://www.lindegas.at/international/web/lg/at/likelgatn.nsf/PrintView/63ED15ADE8FCF595C1256B7B004C6250> , Zugriff Mai 2005
- LÜTTICH et al, 2006: Lüttich M, Dämmgen U, Eurich-Menden B, Döhler H, Osterburg B: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Inventory Report (NIR) 2006 for the Year 2004. Part 2: Tables. Landbauforsch Völknerode special issue 291A, 1-295.
- LÜTTICH et al, 2007: Lüttich M, Dämmgen U, Haenel H-D, Eurich-Menden B, Döhler H, Osterburg B: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Inventory Report (NIR) 2006 for the Year 2004. Part 2: Tables. Typescript, in print
- MARLAND et al, 1983: Marland, G.; Rotty, R.M.: Carbon dioxide emissions from fossil fuels: A procedure for estimation and results for 1950-1982; Oak Ridge Associated University, Institute for Energy Analysis; Report to Department of Energy (Washington D.C.)
- MNUW, 1990: Ministerium für Naturschutz, Umweltschutz und Wasserwirtschaft 1990): Umweltbericht der DDR – Informationen zur Analyse der Umweltbedingungen in der DDR und zu weiteren Maßnahmen, März 1990, statistische Angaben für das Aufkommen an Siedlungsabfall für das Gebiet der ehemaligen DDR Tabelle 12, S. 56
- MWV, 2000: Mineralölwirtschaftsverband e.V.: Mineralölversorgung mit Pipelines. Hamburg. Im Internet URL: <http://www.mwv.de/download/pipelines.pdf>
- MWV, 2003: Mineralölwirtschaftsverband e.V.: MWV-Jahrbuch 2002, Anhang Mineralölzahlen, Hamburg, 2003
- MWV, 2004: Mineralölwirtschaftsverband e.V.: MWV-Jahrbuch 2003, Anhang Mineralölzahlen (2003), Hamburg
- MWV, 2005: Mineralölwirtschaftsverband e.V.: MWV-Jahrbuch 2004, Anhang Mineralölzahlen (2004), Hamburg.
- MWV 2006: Mineralölwirtschaftsverband, „Mineralölzahlen 2005“.
- Statistik der Kohlenwirtschaft 2004: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Zahlen zur Kohlenwirtschaft 2004, Band 151. Essen. URL: www.kohlenstatsitik.de.
- Statistik der Kohlenwirtschaft 2005: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Zahlen zur Kohlenwirtschaft 2005, Band 152. Essen. URL: www.kohlenstatsitik.de.
- Statistik der Kohlenwirtschaft 2006: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.: Zahlen zur Kohlenwirtschaft 2006, Band 153 Essen. URL: www.kohlenstatsitik.de.
- OECD/IEA, 2006: CO₂-Emissions from fuel combustion 1971 – 2004, 2006 Edition, OECD & IEA, Paris, ISBN 92-64-10891-X
- OIL & GAS JOURNAL DATA BOOK, 1997: Edition, Pennwell Publ., Tulsa OK, USA, 1997

- ÖKO-INSTITUT, 2004a: Arbeitsergebnisse aus dem F+E-Vorhaben 201 42 258 Unterstützung beim Aufbau eines Nationalen Systems für eine transparente Erhebung der Grundlagendaten und für die Emissionsberichterstattung entsprechend Artikel 5(1) des Kyoto-Protokolls, Auftragnehmer Öko-Institut, noch bis 15.10.2005 laufend (unveröffentlicht)
- ÖKO-INSTITUT, 2004b: Emissionen in Abwasser- und Schlammbehandlung. Arbeitspapier im Rahmen des dem F+E-Vorhaben 201 42 258 Unterstützung beim Aufbau eines Nationalen Systems für eine transparente Erhebung der Grundlagendaten und für die Emissionsberichterstattung entsprechend Artikel 5(1) des Kyoto-Protokolls (unveröffentlicht)
- ÖKO-INSTITUT, 2004c: CO₂ Emissionsfaktoren für die Erstellung der nationalen CO₂-Inventare. Teilbericht für den nationalen Inventarbericht 2004.
- ÖKO-RECHERCHE, 1996, Büro für Umweltforschung und –beratung GmbH: Aktuelle und künftige Emissionen treibhauswirksamer fluorierter Verbindungen in Deutschland, im Auftrag des UBA, FKZ 106 01 074/01, Frankfurt am Main, 1996
- ÖKO-RECHERCHE, 2001: Emissionen des Kältemittels R-134a aus mobilen Klimaanlage. Jährliche Emissionsraten von bis zu sieben Jahre alten Pkw-Klimaanlagen, Gutachten für das Umweltbundesamt Berlin, Frankfurt.
- ÖKO-RECHERCHE, Ecofys, 2003: Establishing the Leakage Rates of Mobile Air Conditioners. Report on the EU Commission (DG Environment). B4-3040/2002/337136/MAR/C1. Frankfurt/Nürnberg.
- ORELLAS, D.L., 1982: Heat and Products of Detonation for Explosives, Lawrence Livermore National Laboratory, University of California, USA, April 5th
- PREISEGGER, 1999: Solvay Fluor und Derivate GmbH: Automotive Air Conditioning Impact of Refrigerant on Global Warming, in: Joint IPCC/TEAP Expert Meeting on Options for the Limitation of Emissions of HFCs and PFCs, Petten, 26-28 May 1999.
- PROGNOS, 2000: Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens zur Ermittlung der verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen in Deutschland, Forschungsprojekt des UBA, FKZ 29744850, 2000
- RAND, 2003: RAND Europe Berlin: Entwicklung eines Vorschlages für die Absenkung des derzeit gültigen internationalen Grenzwertes für Stickoxidemissionen von Flugzeugen unter Berücksichtigung der aktuellen und zukünftigen technischen Möglichkeiten, erstellt im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 201 45 108/ 01, Berlin, 2003
- REIDY et al., 2007: Reidy, B.; Dämmgen, U.; Döhler, H.; Eurich-Menden, B.; Hutchings, N.J.; Luesink, H.H.; Menzi, H.; Misselbrook, T.H.; Monteny, G.-J.; Webb, J.: Comparison of models used for the calculation of national NH₃ emission inventories from agriculture: liquid manure systems. Atmospheric Environment, in print.
- RENTZ et al, 2002: Rentz, Otto; Karl, Ute; Peter, H.: Ermittlung und Evaluierung von Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen in Deutschland für die Jahre 1995, 2000 und 2010, Bericht zum Forschungsprojekt des Umweltbundesamtes unter FKZ 299 43 142, durchgeführt vom DFIU (Universität Karlsruhe, Deutsch-Französisches Institut für Umweltforschung)

- RENTZ et al. 2002b: O. Rentz, K. Güttling und U. Karl 2002: Erarbeitung der Grundlagen für das BVT-Merkblatt Großfeuerungsanlagen im Rahmen des Informationsaustausches nach Art. 16(2) IVU-Richtlinie, Forschungsbericht 200 46 317, Gutachten im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- RETTENBERGER et al, 1997: RETTENBERGER, STEGMANN: Neue Aspekte der Deponiegasnutzung. Trierer Berichte zur Abfallwirtschaft Band 11. Economia-Verlag Bonn 1997. u.a. S. 268, 319
- RYPDAL, Kristin 1999: Extraction, first treatment and loading of liquid & gaseous fossil fuels. ed050201. Activities 050201 - 050303. Version: 3.1. Statistics Norway. Norwegen. In a): European Environment Agency (EEA) (2005): EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 2005. Technical report No 30. Group 5: Extraction & distribution of fossil fuels and geothermal energy, Chapter B521; In b): European Environment Agency (EEA) (2002): EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 3rd edition October 2002 UPDATE. Technical report No 30. Group 5: Extraction & distribution of fossil fuels and geothermal energy, Chapter B521. Kopenhagen
- SACHS, 1992: Angewandte Statistik: Anwendung statistischer Methoden. Springer, Berlin / Heidelberg
- SCHMIDT, R., 2001: Enantiomeranalytik chiraler Inhalationsanästhetika und ihrer Zersetzungsprodukte mittels GC, Fakultät für Chemie und Pharmazie, Tübingen
- SCHÖN, WALZ, et al. 1993: Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland : Emissionsbilanz, Identifikation von Forschungs- und Handlungsbedarf sowie Erarbeitung von Handlungsempfehlungen, ISBN 3-503-03495-1
- SCHÖN, M.; WALZ, R; ANGERER, G.; BÖHM, E.; HIESSL, H.; BINGEMER, H.; HEINEMEYER, O.; LOBERT, J.; SCHARFFE, D., 1993: Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland, Erich Schmidt Verlag, Berlin
- SCHOLZ, Reinhard 2003: Gutachten: Kohlenstoffbedarf und resultierende Kohlendioxid-Emission beim Hochofenprozess, TU Clausthal.
- SENER et al, 1991: SENER F, SCHERZ H.: Der Kleine "Souci-Fachmann-Kraut", Lebensmitteltabelle für die Praxis, 2. Auflage Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH, Stuttgart
- SIEGL et al., 2002: R-134a Emissions from Vehicles, ENVIRON. SCI & TECHNOL., VOL. 36, 561-566.
- STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V., 2004: Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2003. Essen und Köln, im November 2004
- STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V., 2005: Übersichtstabellen zur Braunkohlenförderung, Braunkohlenbrikettherstellung und Braunkohlenproduktherstellung in der Bundesrepublik Deutschland (Stand: 01/2005); im Internet, URL: www.kohlenstatistik.de, Aufruf vom 22.11.2005.

- STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V 2006: Statistik der Kohlenwirtschaft, „Herstellung von Braunkohlenbriketts, Braunkohlenkoks, Staub-, Trocken- und Wirbelschichtkohle nach Revieren“, www.kohlenstatistik.de.
- Strauß, Karl 1998: Kraftwerkstechnik zur Nutzung fossiler, regenerativer und nuklearer Energiequellen. 4. Auflage. Springer-Verlag.
- TA LUFT, 2002: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, TA Luft - Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, vom 24. Juli 2002, Gemeinsames Ministerialblatt (GMBI). Nr. 25 - 29 vom 30.7. 2002 S. 511ff.
- THELOKE et al., 2000: Theloke, J., Obermeier, A., Friedrich, R. (2000): Ermittlung der Lösemittelemissionen 1994 in Deutschland und Methoden zur Fortschreibung. Universität Stuttgart, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Abteilung Technikfolgenabschätzung und Umwelt. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes. Forschungsbericht 295 42 628. Berlin, Germany.
- UBA, 1983: Greiner, B., Barghoorn, M. Dobberstein, J., Eder, G., Fuchs, J., Gössele, P.: Chemisch-physikalische Analyse von Hausmüll. Forschungsbericht 83-033 im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin.
- UBA, 1986: Barghoorn, M., Gössele, P., Kaworski, W.: Bundesweite Hausmüllanalyse 1983-85, Forschungsbericht 10303508 im Auftrag des Umweltbundesamtes, Berlin.
- UBA, 1989: Umweltbundesamt: UBA-Text 6/89: Ermittlung der Abgasemissionen aus dem Flugverkehr über der Bundesrepublik Deutschland, UBA-Bericht 6/89, FKZ 104 05 961
- UBA, 1989b: Luftreinhaltung '88. Tendenzen - Probleme - Lösungen. Materialien zum Vierten Immissionsschutzbericht der Bundesregierung an den Deutschen Bundestag (Drucksache 11/2714) nach Paragraph 61 Bundes-Immissionsschutzgesetz Körperschaft, erschienen Berlin Schmidt, E.
- UBA, 1993: Umweltbundesamt: UBA-Text 9/93 Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland. Auftragnehmer: Schön, M. et al. Fhg-ISI
- UBA, 1994: Daten zur Umwelt 1992/1993, S. 563, Berlin, Schmidt, E.-Verlag
- UBA, 2000a: UBA-Text 14/00: Pfeiffer, Frank / Struschka, Michael / Baumbach, Günter: Ermittlung der mittleren Emissionsfaktoren zur Darstellung der Emissionsentwicklung aus Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher, Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Universität Stuttgart, Herausgeber: Umweltbundesamt, FKZ 299 42 245 / 02, Berlin
- UBA, 2001: German Notes on BAT for the production of Large Volume Solid Inorganic Chemicals – Soda. URL: www.bvt.umweltbundesamt.de/archiv/sodad.pdf english: www.bvt.umweltbundesamt.de/archiv-e/sodae.pdf)
- UBA, 2001a: Umweltbundesamt: UBA-Text 17/01: Maßnahmen zur verursacherbezogenen Schadstoffreduzierung des zivilen Flugverkehrs

- UBA, 2002a: Umweltbundesamt: UBA-Text 05/02: Döhler H., Eurich-Menden B., Dämmgen U., Osterburg B., Lüttich M., Bergschmidt A., Berg W., Brunsch R.: BMVEL/UBA-Ammoniak-Emissionsinventar der deutschen Landwirtschaft und Minderungsszenarien bis zum Jahr 2010. Forschungsbericht FKZ 299 42 256/02, Berlin 2002
- UBA, 2002c: Umweltbundesamt: ZSE/Point Source User Manual; Handbuch für die Software Modulare EnergieSystem Analyse und Planung (MESAP 4), Auftragnehmer sevenZone Informationssysteme (unveröffentlicht)
- UBA, 2003a: Projekthandbuch Decor, Umweltbundesamt, Förderkennzeichen IT 20, in Bearbeitung
- UBA, 2003d: Umweltbundesamt: UBA-Text 41/03: Struschka, Michael; Zuberbühler, Ulrich; Dreiseidler, Anja et. al.: Ermittlung und Evaluierung der Feinstaubemissionen aus Kleinfeuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher sowie Ableitung von geeigneten Maßnahmen zur Emissionsminderung. Institut für Verfahrenstechnik und Dampfkesselwesen, Universität Stuttgart. Weitere Autoren: Dreizler, Daniel / Baumbach, Günther, sowie Hartmann, Hans / Schmid, Volker / Link, Heiner (Bayerische Landesanstalt für Landtechnik im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe, Straubing, FKZ 299 44 140, S.312, Berlin
- UBA, 2004: IZT, KPMG, DFIU: Arbeitsergebnisse aus dem F+E-Vorhaben 202 42 266 „Bestimmung und Einführung von Methoden zur Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle für die deutschen Inventare der Treibhausgasemissionen entsprechend den Vorgaben der Klimarahmenkonvention (KRK) und der Anforderung der ECE-Luftreinhaltekonvention“ (unveröffentlicht)
- UBA, 2004a: Strogies, Dreher, Schiller et al: Nationaler Inventarbericht 2004, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, Umweltbundesamt Berlin, März 2004; im Internet URL: <http://www.umweltbundesamt.org/fpdf-l/2797.pdf>
- UBA, 2004b: Dr. R. Joas; A. Potrykus; R. Schott; S. Wenzel: VOC-Minderungspotenzial beim Transport und Umschlag von Mineralölprodukten mittels Kesselwagen, FKZ 202 44 372, UBA-Texte 12/2004, Dessau.
URL: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/2637.pdf>
- UBA 2005b, FKZ 20442203/02: Endbericht zum Forschungsprojekt „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“, noch unveröffentlicht
- UBA 2005c, FKZ 20541115: unveröffentlichter Zwischenbericht zum Forschungsprojekt „Bereitstellung der Energiedaten für stationäre Feuerungsanlagen zur Erfüllung der Berichtspflichten im Rahmen des Nationalen Treibhausgasinventars (NIR 2006) und des Berichtes zur Festlegung der zugewiesenen Mengen nach Kyoto-Protokoll“
- UBA 2005d: Umweltbundesamt: Qualitätssystem Emissionsinventare. Handbuch zur Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung bei der Erstellung von Emissionsinventaren und der Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen sowie der EU-Entscheidung 280/2004/EG, Dessau. Stand 24.08.2005
- UBA 2006, FKZ 20541217/02: Forschungsprojekt "Bilanzierung der Gewinnung und Verwendung von Kalkstein und Ausweisung der CO₂-Emissionen", in prep.

- UBA, Wien (Hrsg.), 2004: Michael Anderl, Doris Halper, Agnes Kurzweil, Stephan Poupa, Daniela Wappel, Peter Weiss, Manuela Wiese: Austria's National Inventory report 2004, Submission under the United Nations Framework Convention on Climate Change; Umweltbundesamt GmbH, Wien
- ULLMANN'S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY, 2005: WILEY-VCH, 2000:
- UMEG 2004: Umweltmessungen, Umwelterhebungen und Gerätesicherheit 2004: Emissionsfaktoren-Handbuch, Emissionserklärung 2004 Baden-Württemberg
- UNFCCC, 2005: Germany. Report of the individual review of the greenhouse gas inventory submitted in the year 2004. FCCC/WEB/IRI/2994/DEU, dd. January 17, 2005.
http://unfccc.int/files/national_reports/annex_i_ghg_inventories/inventory_review_reports/application/pdf/2004_irr_in-country_review_germany.pdf
- UNFCCC, 2006: Internetseiten: National Reports, GHG Inventories (Annex I), National Inventory Submissions, National Inventory Submissions 2005, URL:
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/2761.php. Bonn. Aufruf vom 07.03.2006.
- UU STS, 2007: Utrecht University (UU), Copernicus Institute Department of Science, Technology, and Society (STS): Estimating CO₂ Emissions from the Non- Energy Use of Fossil Fuels in Germany - Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung 2003, FKZ 203 41 253/02.
- VDEh, 2005: Stahlinstitut VDEh: 5. CO₂-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland für die Berichtsjahre 2000 bis 2003., August 2005.
- VDI, 1999: Verein Deutscher Ingenieure e.V.: VDI-Richtlinie 2578 - Emissionsminderung - Glashütten, 11/1999
- VDP, versch. JG: Verband Deutscher Papierfabriken e.V.: Ein Leistungsbericht, Bonn, verschiedene Jahrgänge seit 1990
- VDP, 2004: Verband Deutscher Papierfabriken e.V.: Ein Leistungsbericht, Bonn
- VDZ, 2006: Verein Deutscher Zementwerke e.V.: Siebte aktualisierte Erklärung zur Klimavorsorge, Monitoring-Bericht 2000 – 2004, Verminderung der CO₂-Emissionen: Beitrag der deutschen Zementindustrie.
- VIK, o.J.: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. : Statistik der Energiewirtschaft, Verlag Energieberatung , Essen, Fortlaufende Jahrgänge
- VOLK, F., 1997: Recherches sur les Fumees Produits par la Detonation de divers Explosifs, Explosifs,
- WEG, 2000: Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.: ERDGAS - ERDÖL. Entstehung, Suche, Förderung. Hannover. URL: <http://www.erdoel-erdgas.de/Publikationen-68a.html>
- WEG, 2004: WEG Wirtschaftsverband Erdöl und Erdgasgewinnung e.V.: Jahresbericht 2004, Zahlen und Fakten. Hannover. URL: <http://www.erdoel-erdgas.de/Publikationen-68a.html>

- WEG, 2005: WEG Wirtschaftsverband Erdöl und Erdgasgewinnung e.V.: Jahresbericht 2005, Zahlen und Fakten. Hannover. URL: <http://www.erdoel-erdgas.de/Publikationen-68a.html>
- WEILBACHER, 1987: Ausgasung von Zellgasen, interner Laborbericht vom 17.08.87 (überreicht von der BASF AG, Ludwigshafen).
- WEISS, Martin & PATEL, Martin o.J.: Non-energy Emission Accounting Tables (NEAT) - CO₂ emissions from the non-energy use of fossil fuels. Utrecht University, Department of Science, Technology and Society (STS) / Copernicus Institute, Utrecht, Netherlands (unveröffentlicht)
- WEISSERMEL, K.; ARPE, H.-J., 1998: Industrielle Organische Chemie, Bedeutende Vor- und Zwischenprodukte, Fünfte vollständig überarbeitete Auflage
- WIESEN, et al, 1994: Wiesen, P., Kleffmann, J., Kurtenbach, R., Becker, K.H.: Nitrous Oxide and Methane Emissions from Aero Engines, Geophys. Res. Lett., 21 (1994) 2027-2030
- WIESEN et al, 1996: Wiesen, P., Kleffmann, J., Kurtenbach, R., Becker, K.H.: Emission of nitrous oxide and methane from aero engines: monitoring by tunable diode laser spectroscopy, Infrared Phys. and Technol. 37 (1996) 75-81
- WIKIPEDIA, 2005: Hydroxylamin, URL: <http://de.wikipedia.org/wiki/Hydroxylamin> , Zugriff Juni 2005
- Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V., 2005: Jahresbericht, Zahlen & Fakten 2004. Hannover.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl, VDEh, 2003: Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hrsg.), Stahl-Institut VDEh (Hrsg.): Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2003/04, Verl. Stahleisen, Düsseldorf.
- ZIESING et al, 2003: Ziesing, Hans-Joachim (DIW), Felix Christian Matthes, (Öko-Institut), Franz Wittke (AGEB), Heike Leonhardt (UBA) „Harmonisierung der Energiedaten zur CO₂-Berechnung“, Endbericht zum EUROSTAT-Vorhaben des Umweltbundesamtes, 24.04.2003, aktualisiert um die „Energiebilanz 1999“ vom 20.09.2003
- ZIESING 2004: Ziesing, Hans-Joachim: CO₂-Emissionen im Jahre 2003: Witterungsbedingt leichte Steigerung. In: Wochenbericht des DIW Berlin, Nr. 10/04. URL: <http://www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/wochenberichte/docs/04-10-2.html>

12 ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS

Entsprechend der „*IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*“⁵⁵ (*Good Practice Guidance*) sind die Vertragsstaaten der Klimarahmenkonvention und zukünftig des Kyoto-Protokolls verpflichtet, jährlich Emissionsdaten zu berechnen und zu veröffentlichen.

Diese Emissionsinventare müssen für jeden nachvollziehbar sein (Transparenz), in der Zeitreihe seit 1990 vergleichbar berechnet sein (Konsistenz), durch Anwendung der vorgeschriebenen Berechnungsmethoden international einheitlich bewertet sein (Vergleichbarkeit), alle im Berichtsland relevanten Emissionsquellen und –senken beinhalten (Vollständigkeit) und mit einer Fehlerangabe bewertet sein sowie einem permanentem internen und externen Qualitätsmanagement unterliegen (Genauigkeit).

Um die hierfür notwendigen, vielfältigen und detaillierten Aktivitäten und Ressourcen auf die wesentlichen Quellgruppen der Inventare konzentrieren zu können, wurde durch den IPCC die Definition einer Hauptquellgruppe (engl.: Key Source) eingeführt. Als solche werden Quellgruppen bezeichnet, die im nationalen Inventarsystem herausgehoben sind, da ihre Emissionen einen signifikanten Einfluss auf die Gesamtemission der direkten Treibhausgase haben, entweder in der absolute Höhe der Emissionen, im Beitrag zum zeitlichen Emissionstrend oder beides.

In der Good Practice Guidance sind hierzu im Kapitel 7 die für die Bestimmung der Hauptquellgruppen anzuwendenden Methoden festgelegt. Diese ermöglichen es, durch die Analyse des Inventars für ein Jahr (Tier 1 Level Assessment), die Analyse einer Zeitreihe der Inventarangaben (Tier 1 Trend Assessment) sowie einer detaillierten Analyse der fehlerbewerteten Inventarangaben (Tier 2 Trend Assessment unter Berücksichtigung der Ungenauigkeiten) jeweils die Hauptquellgruppen zu identifizieren.

Die Analysen sind dabei immer nach zwei Verfahren durchzuführen. In einem ersten Durchlauf werden lediglich die Emissionen – die Einbindungen in Senken bleiben hier unberücksichtigt – aus Quellen bewertet. In einem zusätzlichen Durchlauf wird dann auch der Betrag (ohne Berücksichtigung des Vorzeichens) der Emissionseinbindung in den Senken mit einbezogen. Beide Ergebnisse differieren dann erwartungsgemäß. Entsprechend der Good Practice Guidance sind beide Ergebnisse bei der Festlegung der Hauptquellgruppen zu berücksichtigen.

Für die identifizierten Hauptquellgruppen besteht dann die Verpflichtung, für die Emissionen sehr detaillierte Berechnungsmethoden (Tier 2 oder höher), die ebenfalls in der Good Practice Guidance vorgegeben sind, anzuwenden. Sollte deren direkte Anwendung aus den verschiedensten Gründen (z.B. die Datenverfügbarkeit für die benötigten Eingangsgrößen o.ä.) nicht möglich sein, besteht die Verpflichtung, nachzuweisen, dass durch die national

55 Dieser Bericht entstand als Reaktion auf eine Anregung der UN Klimarahmenkonvention an den Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Es sollten die Arbeiten zur Bestimmung von Unsicherheiten in Inventaren abgeschlossen und ein Bericht über die „gute Praxis“ des Inventarmanagements vorgelegt werden.

Er wurde mit der Zielstellung erarbeitet, die Staaten bei der Erarbeitung ihrer Emissionsinventare zu unterstützen. Es sollte eine Über- oder Unterbewertung der Ergebnisse vermieden und die Ungenauigkeiten der Inventare so weit wie möglich reduziert werden.

Der Bericht ist im Internet veröffentlicht : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm>

angewendeten Methoden mindestens eine vergleichbare Genauigkeit im Berechnungsergebnis erreicht wird. Diese Nachweise sowie auch die insgesamt durchgeführte Hauptquellenanalyse sind in dem jährlich zu erarbeitenden nationalen Inventarbericht zu beschreiben.

12.1 Beschreibung der Methode zur Festlegung der Hauptquellgruppen

Im Nachfolgenden werden die Ergebnisse der Hauptquellenanalyse nach den beiden Tier 1 Verfahren (Level und Trend) vorgestellt. Auf die Beschreibung der zugrunde gelegten Methoden in der *Good Practice Guidance* wird verwiesen. Abweichend vom dort dargestellten Vorschlag für die Strukturierung der einzubeziehenden Quellgruppen wurde für diese Analyse ein größerer Grad der Detailliertheit gewählt. Die jährlichen Emissionsinventare wurden hinsichtlich ihrer CO₂-Äquivalentemissionen in insgesamt 114 Einzelaktivitäten aufgesplittet.

12.1.1 Tier 1 Level Approach

Im Ergebnis werden die Quellgruppen als Hauptquellgruppen (●) festgelegt, die im Basisjahr des Kyoto-Protokolls, bzw. 2005 von der Menge der freigesetzten Emissionen 95 % der nationalen Gesamtemission (als CO₂-Äquivalentemission) verursachen. Die Berechnung erfolgte unter Anwendung der Formel 7.1 der *Good Practice Guidance*.

Bei der in dieser Analyse verwandten Quellgruppenzusammenfassung sind nach diesem Verfahren im Jahr 2005 insgesamt 28 Hauptquellgruppen festzustellen (siehe Tabelle 120).

Tabelle 120: Hauptquellgruppen für Deutschland (2005) gemäß Tier 1 Level Approach

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	2005 [Gg CO ₂ Equiv.] [#]	Level Assesment	Key Source Decision
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CO ₂	325.397,69	31,04	●
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	CO ₂	152.186,54	14,52	●
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	CO ₂	113.031,74	10,78	●
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CO ₂	84.251,75	8,04	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CO ₂	45.093,85	4,30	●
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	Steel (integrated production)	CO ₂	42.620,62	4,07	●
5.B Cropland		CO ₂	25.007,14	2,39	●
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N ₂ O	23.815,58	2,27	●
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	CO ₂	20.638,60	1,97	●
5.C Grassland		CO ₂	16.598,12	1,58	●
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CO ₂	16.544,25	1,58	●
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CO ₂	15.915,55	1,52	●
2A1. Mineral Products Cement Production		CO ₂	12.920,60	1,23	●
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N ₂ O	12.462,90	1,19	●
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N ₂ O	11.061,36	1,06	●
6 A1 Managed Waste Disposal on Land		CH ₄	10.416,00	0,99	●
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH ₄	10.083,88	0,96	●
2B5 Chemical Industry	Other	CO ₂	9.627,57	0,92	●
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF ₆	HFC's	8.844,07	0,84	●

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	2005 [Gg CO ₂ Equiv.] [#]	Level Assesment	Key Source Decision
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH ₄	6.867,47	0,66	•
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH ₄	6.846,35	0,65	•
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CO ₂	6.388,92	0,61	•
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH ₄	5.686,10	0,54	•
2A2. Mineral Products Lime Production		CO ₂	5.415,22	0,52	•
2B1. Chemical Industry	Ammonia production	CO ₂	5.253,40	0,50	•
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO ₂	5.071,77	0,48	•
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	CO ₂	4.422,07	0,42	
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	N ₂ O	3.586,70	0,34	
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N ₂ O	3.276,10	0,31	
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH ₄	3.161,97	0,30	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF ₆	SF ₆	2.478,30	0,24	
6B Wastewater Handling	Domestic and Comercial Wastewater	N ₂ O	2.274,93	0,22	
2C4. SF ₆ Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF ₆	2.022,63	0,19	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CO ₂	1.756,59	0,17	
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH ₄	1.682,79	0,16	
4B8. Manure Management	Swine	CH ₄	1.545,51	0,15	
1A3c. Transport Railways	all fuels	CO ₂	1.483,92	0,14	
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH ₄	1.476,72	0,14	
4D2. Agricultural Soils	Animal Production	N ₂ O	1.396,70	0,13	
4A.2. Enteric Fermentation	other animals	CH ₄	1.389,34	0,13	
3D.Total Solvent and Other Product Use		N ₂ O	1.174,04	0,11	
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	N ₂ O	1.142,28	0,11	
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CO ₂	1.032,49	0,10	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO ₂	998,19	0,10	
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CO ₂	936,32	0,09	
4B13. Manure Management Other	Other Cattle	N ₂ O	932,19	0,09	
2C3. Aluminium Production		CO ₂	882,83	0,08	
4B13. Manure Management Other	Dairy Cows	N ₂ O	779,66	0,07	
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	N ₂ O	774,78	0,07	
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	CH ₄	666,21	0,06	
2A7. Glass Production		CO ₂	634,95	0,06	
4D4. Agricultural Soils	Other	CH ₄	633,73	0,06	
6 A3 Other - Composting		CH ₄	546,49	0,05	
4B13. Manure Management Other	Poultry	N ₂ O	543,81	0,05	
5.F Other Land		CO ₂	530,82	0,05	
2E. Production of Halocarbons and SF ₆	production of HCFC-22	HFC's	515,96	0,05	
4B13. Manure Management Other	Swine	N ₂ O	470,88	0,04	
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	N ₂ O	425,66	0,04	
5, Land-Use Change and Forestry		N ₂ O	421,60	0,04	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF ₆	PFC's	380,72	0,04	
6 A3 Other - Composting		N ₂ O	365,23	0,03	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	2005 [Gg CO ₂ Equiv.] [#]	Level Assesment	Key Source Decision
2B5 Chemical Industry	other	N2O	364,85	0,03	
2A7. Bricks and Tiles Production	limesto-input	CO2	358,61	0,03	
2C3. Aluminium Production		PFC's	337,56	0,03	
4B13. Manure Management Other	other animals	N2O	308,69	0,03	
4B2. Manure Management	other animals	CH4	248,97	0,02	
2E. Production of Halocarbons and SF6	Fugitive emissions	SF6	239,00	0,02	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	N2O	224,76	0,02	
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	CH4	173,93	0,02	
4G. Other	Other	N2O	169,40	0,02	
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH4	130,22	0,01	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	N2O	113,59	0,01	
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CH4	111,05	0,01	
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	N2O	108,64	0,01	
5.G Other (please specify)		CO2	93,13	0,01	
6B Wastewater Handling	Domestic and Comercial Wastewater	CH4	91,06	0,01	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N2O	74,89	0,01	
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CH4	69,25	0,01	
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	N2O	66,19	0,01	
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CH4	53,82	0,01	
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	N2O	50,29	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CH4	42,73	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	N2O	30,66	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CH4	26,92	0,00	
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO2	16,42	0,00	
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CO2	15,97	0,00	
1.B.2.d. Other	Stadtgas	CH4	15,00	0,00	
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	N2O	12,47	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	N2O	11,76	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CH4	8,89	0,00	
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	CH4	8,69	0,00	
1B1b. Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH4	8,64	0,00	
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	N2O	8,59	0,00	
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	CH4	8,10	0,00	
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	N2O	7,67	0,00	
1A3c. Transport Railways	all fuels	N2O	6,36	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CH4	5,90	0,00	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	N2O	4,18	0,00	
2C2. Ferroalloys Production	Ferroalloys	CO2	2,20	0,00	
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	other	CH4	1,85	0,00	
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CH4	1,67	0,00	
2C5. Other		HFC 134a	1,57	0,00	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH4	1,35	0,00	
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CH4	0,90	0,00	
1A3c. Transport Railways	all fuels	CH4	0,73	0,00	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	2005 [Gg CO ₂ Equiv.] [#]	Level Assessment	Key Source Decision
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CH ₄	0,68	0,00	
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CH ₄	0,57	0,00	
2B5 Chemical Industry	other	CH ₄	0,21	0,00	
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CO ₂	0,00	0,00	
1B2c. Fugitive Emissions from Fuels Venting and Flaring	Venting and Flaring	CH ₄	0,00	0,00	
2A4. Soda Ash		CO ₂	0,00	0,00	
2E. Production of Halocarbons and SF ₆		PFC's	0,00	0,00	

without sinks

12.1.2 Tier 1 Trend Approach

Im Ergebnis werden die Quellgruppen als Hauptquellgruppen (●) festgelegt, die hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung ihres Emissionsbeitrages seit dem Basisjahr zur Änderung der Gesamttreibhausgasemissionen 2005 besonders beigetragen haben. Es spielt hierbei keine Rolle, ob durch diese Änderung eine Minderung oder Steigerung der Emissionen der Gesamtemissionen erfolgt ist. Die Berechnung erfolgte unter Anwendung der Formel 7.2 der Good Practice Guidance.

Bei der in dieser Analyse verwendeten Quellgruppengruppenzusammenfassung sind nach diesem Verfahren insgesamt 33 Hauptquellen festzustellen (siehe Tabelle 121).

Tabelle 121: Hauptquellgruppen für Deutschland (Basisjahr & 2005) gemäß Tier 1 Trend Approach (ohne Senken)

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Base Year [Gg CO ₂ Equi.] [#]	2005 [Gg CO ₂ Equi.] [#]	Prozent Absolute	Key Source Decision
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CO ₂	336.368,113	325.397,688	17,88886	•
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CO ₂	59.066,057	15.915,551	11,70376	•
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CO ₂	138.311,989	84.251,746	10,48721	•
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	CO ₂	150.358,326	152.186,543	10,42067	•
6 A1 Managed Waste Disposal on Land		CH ₄	35.910,000	10.416,000	6,84900	•
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N ₂ O	18.804,600	3.276,096	4,37098	•
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH ₄	18.415,178	5.686,099	3,38817	•
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CO ₂	11.825,988	1.756,585	2,85822	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CO ₂	63.949,629	45.093,852	2,63801	•
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N ₂ O	4.673,383	11.061,361	2,60378	•
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF ₆	HFC's	2.336,045	8.844,065	2,49525	•
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	CO ₂	129.446,041	113.031,737	2,49366	•
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CO ₂	12.577,883	16.544,248	2,24495	•
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	CO ₂	19.648,153	20.638,599	1,63236	•
2B5 Chemical Industry	Other	CO ₂	6.783,105	9.627,569	1,46471	•
5.B Cropland		CO ₂	26.534,210	25.007,140	1,17288	•
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF ₆	SF ₆	6.873,493	2.478,298	1,13646	•
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	Steel (integrated production)	CO ₂	48.326,016	42.620,617	1,08312	•
2E. Production of Halocarbons and SF ₆	production of HCFC-22	HFC's	4.218,500	515,960	1,05941	•
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO ₂	2.897,396	5.071,770	0,97112	•
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CO ₂	10.917,119	6.388,916	0,92182	•
2C4. SF ₆ Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF ₆	197,103	2.022,633	0,67018	•
6B Wastewater Handling	Domestic and Comercial Wastewater	CH ₄	2.226,212	91,060	0,62434	•
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH ₄	1.806,840	3.161,970	0,60530	•
2B1. Chemical Industry	Ammonia production	CO ₂	4.596,386	5.253,401	0,53502	•
5.C Grassland		CO ₂	18.555,160	16.598,120	0,49999	•
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH ₄	9.985,621	6.867,474	0,47453	•
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH ₄	6.781,510	6.846,352	0,46365	•
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N ₂ O	27.711,208	23.815,584	0,39637	•

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Base Year [Gg CO ₂ Equi.] [#]	2005 [Gg CO ₂ Equi.] [#]	Prozent Absolute	Key Source Decision
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CH ₄	1.216,099	42,733	0,34358	•
2C3. Aluminium Production		PFC's	1.551,700	337,556	0,33647	•
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	CO ₂	4.302,258	4.422,072	0,32248	•
1A3c. Transport Railways	all fuels	CO ₂	2.879,282	1.483,923	0,31553	
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	CH ₄	1.271,100	173,928	0,31257	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO ₂	2.049,777	998,186	0,24560	
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	N ₂ O	608,351	1.142,277	0,23177	
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CO ₂	1.989,239	1.032,490	0,21538	
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	N ₂ O	3.658,419	3.586,696	0,21170	
3D. Total Solvent and Other Product Use		N ₂ O	2.088,542	1.174,042	0,19371	
6 A3 Other - Composting		CH ₄	49,778	546,486	0,18210	
2A1. Mineral Products Cement Production		CO ₂	15.145,810	12.920,598	0,18206	
6B Wastewater Handling	Domestic and Comercial Wastewater	N ₂ O	2.223,526	2.274,932	0,16288	
2A2. Mineral Products Lime Production		CO ₂	6.135,029	5.415,216	0,13912	
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CO ₂	1.599,662	936,321	0,13501	
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	N ₂ O	1.391,662	774,783	0,13178	
6 A3 Other - Composting		N ₂ O	13,983	365,235	0,12740	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	N ₂ O	702,528	224,760	0,12643	
2C2. Ferroalloys Production	Ferroalloys	CO ₂	429,000	2,200	0,12584	
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO ₂	443,160	16,422	0,12490	
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	CH ₄	1.200,406	666,213	0,11443	
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH ₄	12.653,561	10.083,882	0,10380	
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH ₄	2.128,619	1.476,719	0,09655	
4B13. Manure Management Other	Dairy Cows	N ₂ O	1.275,918	779,663	0,09586	
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N ₂ O	14.906,366	12.462,902	0,08792	
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	N ₂ O	801,899	425,663	0,08342	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF ₆	PFC's	197,899	380,717	0,07868	
4B8. Manure Management	Swine	CH ₄	1.620,617	1.545,506	0,07817	
4B13. Manure Management Other	Other Cattle	N ₂ O	1.390,623	932,188	0,07480	
4A.2. Enteric Fermentation	other animals	CH ₄	1.444,109	1.389,343	0,07404	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CH ₄	236,814	5,904	0,06778	
4G. Other	Other	N ₂ O	0,000	169,395	0,06100	
4B13. Manure Management Other	other animals	N ₂ O	211,117	308,692	0,04884	
2B5 Chemical Industry	other	N ₂ O	298,453	364,845	0,04329	
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH ₄	1.906,311	1.682,786	0,04328	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Base Year [Gg CO ₂ Equi.] [#]	2005 [Gg CO ₂ Equi.] [#]	Prozent Absolute	Key Source Decision
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CH ₄	176,891	26,920	0,04252	
5. Land-Use Change and Forestry		N ₂ O	375,100	421,600	0,04110	
4B13. Manure Management Other	Poultry	N ₂ O	533,010	543,810	0,03850	
2E. Production of Halocarbons and SF ₆	Fugitive emissions	SF ₆	167,300	239,000	0,03668	
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	N ₂ O	203,825	66,191	0,03633	
5.F Other Land		CO ₂	530,820	530,820	0,03446	
4B13. Manure Management Other	Swine	N ₂ O	682,067	470,878	0,03177	
4D4. Agricultural Soils	Other	CH ₄	672,035	633,732	0,02984	
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CH ₄	180,920	69,254	0,02846	
2A7. Bricks and Tiles Production	limesto-input	CO ₂	531,113	358,611	0,02764	
4B2. Manure Management	other animals	CH ₄	225,466	248,971	0,02310	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N ₂ O	18,207	74,895	0,02160	
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH ₄	226,576	130,221	0,01999	
2C3. Aluminium Production		CO ₂	1.011,923	882,829	0,01921	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	N ₂ O	64,416	11,757	0,01478	
5.G Other (please specify)		CO ₂	163,570	93,130	0,01475	
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	N ₂ O	26,509	50,293	0,01029	
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	N ₂ O	158,251	108,640	0,00759	
4D2. Agricultural Soils	Animal Production	N ₂ O	1.682,365	1.396,696	0,00636	
2A7. Glass Production		CO ₂	755,548	634,947	0,00563	
1.B.2.d. Other	Stadtgas	CH ₄	0,000	15,000	0,00540	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CH ₄	27,137	8,889	0,00481	
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CO ₂	3,647	15,969	0,00467	
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CH ₄	54,620	53,815	0,00326	
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	N ₂ O	25,638	12,474	0,00308	
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	N ₂ O	17,815	7,665	0,00250	
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	N ₂ O	2,919	8,593	0,00223	
1B1b. Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH ₄	18,090	8,641	0,00223	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	N ₂ O	144,213	113,592	0,00166	
1A3c. Transport Railways	all fuels	N ₂ O	12,636	6,361	0,00144	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	N ₂ O	8,590	4,182	0,00103	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	N ₂ O	40,532	30,662	0,00092	
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CH ₄	138,195	111,047	0,00080	
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CH ₄	3,765	0,904	0,00079	
2C5. Other		HFC 134a	0,000	1,574	0,00057	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Base Year [Gg CO ₂ Equi.] [#]	2005 [Gg CO ₂ Equi.] [#]	Prozent Absolute	Key Source Decision
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	other	CH ₄	3,919	1,849	0,00049	
1A3c. Transport Railways	all fuels	CH ₄	2,310	0,732	0,00042	
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	CH ₄	11,570	8,694	0,00028	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CH ₄	1,674	0,680	0,00025	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH ₄	0,822	1,352	0,00024	
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CH ₄	1,337	1,673	0,00021	
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CH ₄	1,164	0,571	0,00014	
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	CH ₄	9,775	8,097	0,00003	
2B5 Chemical Industry	other	CH ₄	0,253	0,209	0,00000	
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CO ₂	0,000	0,000	0,00000	
1B2c. Fugitive Emissions from Fuels Venting and Flaring	Venting and Flaring	CH ₄	0,000	0,000	0,00000	
2A4. Soda Ash		CO ₂	0,000	0,000	0,00000	
2E. Production of Halocarbons and SF ₆		PFC's	0,000	0,000	0,00000	

without sinks

12.1.3 Tier 2 Approach

Die Hauptquellgruppenanalyse nach dem Tier 2 Ansatz beruht auf den Ergebnissen einer Unsicherheitenbestimmung nach Tier 2. In diesem Jahr wurde für das Deutsche Treibhausgasinventar erstmalig die Unsicherheiten gemäß dem Tier 2 Ansatz mittels Monte-Carlo-Simulation ermittelt. Es wurden dabei für die einzelnen Quellgruppen in unterschiedlichem Umfang Expertenschätzungen der Unsicherheiten von Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren durchgeführt und zur Vervollständigung auch Literaturwerte herangezogen, um einen vollständigen Datensatz für die programmtechnische Realisierung der für die Tier 2 Methode geforderten Berechnungen bereitstellen zu können. Auf der Basis dieser Ergebnisse erfolgte ebenfalls erstmalig eine Bestimmung der Hauptquellgruppen unter Berücksichtigung der Unsicherheiten. Die Ergebnisse sind in der nachfolgenden Tabelle 122 zusammengestellt. Im Ergebnis werden in weiten Teilen die Ergebnisse der Tier 1 Analysen bestätigt. Hinzukommen jedoch die mit sehr hohen Unsicherheiten bewerteten N₂O Emissionen aus den Böden. Über den derzeitigen Stand der Unsicherheitenbestimmung informieren die einschlägigen Kapitel im NIR (1.7 und im Anhang, Kapitel 18)

Tabelle 122: Tier 2 Analyse der Hauptquellgruppen

CRF	Name	Activity	Emissions from	Year 2005 uncertainty absolute	Year 2005 uncertainty absolute	Year 2005 uncertainty CO ₂ equi.	Year 2005 uncertainty CO ₂ equi.	Tier 2 Level Assessment	Level Assessment Contribution	Cumulative Level Contribution	Key Source
4D3	Indirect Emissions		N ₂ O	-72,58%	1,12E+02	227,95%	3,46E+04	8,45E-02	31,24%	31,24%	Level 95%
4D4	Other (please specify)		N ₂ O	-77,63%	9,00E+01	263,84%	2,79E+04	7,90E-02	29,18%	60,42%	Level 95%
2B5	Other (please specify)		N ₂ O	-61,53%	5,91E+01	119,95%	1,83E+04	2,36E-02	8,71%	69,13%	Level 95%
1A1a	Public Electricity and Heat Production	Solid Fuels	CO ₂	-7,52%	2,05E+05	7,72%	2,05E+05	1,70E-02	6,27%	75,40%	Level 95%
2B2	Nitric Acid Production		N ₂ O	-65,81%	2,64E+01	129,23%	8,18E+03	1,13E-02	4,19%	79,59%	Level 95%
1A4b	Residential	Gaseous Fuels	CO ₂	-9,22%	5,87E+04	9,95%	5,87E+04	6,26E-03	2,31%	81,90%	Level 95%
1A4b	Residential	Liquid Fuels	CO ₂	-10,98%	5,11E+04	11,09%	5,11E+04	6,08E-03	2,25%	84,15%	Level 95%
1A3b	Road Transportation	Diesel Oil	CO ₂	-4,82%	7,94E+04	4,79%	7,94E+04	4,11E-03	1,52%	85,67%	Level 95%
1A2	Manufacturing Industries and Construction	Gaseous Fuels	CO ₂	-6,31%	5,28E+04	6,47%	5,28E+04	3,66E-03	1,35%	87,02%	Level 95%
2C1	Iron and Steel Production		CO ₂	-6,80%	4,11E+04	6,89%	4,11E+04	3,04E-03	1,12%	88,14%	Level 95%
1A3a	Civil Aviation	Jet Kerosene	CO ₂	-49,09%	5,07E+03	49,11%	5,07E+03	2,67E-03	0,99%	89,13%	Level 95%
1A4a	Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO ₂	-8,08%	2,66E+04	8,37%	2,66E+04	2,39E-03	0,88%	90,01%	Level 95%
1A4a	Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO ₂	-9,50%	1,74E+04	9,55%	1,74E+04	1,79E-03	0,66%	90,67%	Level 95%
1A3b	Road Transportation	Gasoline	CO ₂	-2,00%	7,26E+04	2,02%	7,26E+04	1,57E-03	0,58%	91,25%	Level 95%
2C4	SF ₆ Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF ₆	-52,45%	6,26E-02	92,09%	1,50E+03	1,48E-03	0,55%	91,80%	Level 95%
2A1	Cement Production		CO ₂	-9,92%	1,30E+04	10,35%	1,30E+04	1,44E-03	0,53%	92,33%	Level 95%
1B1a	Coal Mining and Handling		CH ₄	-24,34%	2,56E+02	24,35%	5,38E+03	1,41E-03	0,52%	92,85%	Level 95%
1A1c	Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO ₂	-8,28%	1,46E+04	8,81%	1,46E+04	1,37E-03	0,51%	93,36%	Level 95%
4A1	Cattle		CH ₄	-5,33%	1,13E+03	5,38%	2,38E+04	1,37E-03	0,51%	93,87%	Level 95%
6A	Solid Waste Disposal on Land		CH ₄	-11,21%	4,94E+02	12,25%	1,04E+04	1,36E-03	0,50%	94,37%	Level 95%
2B5	Other (please specify)		CO ₂	-16,33%	6,74E+03	16,70%	6,74E+03	1,21E-03	0,45%	94,82%	Level 95%
1A1a	Public Electricity and Heat Production	Gaseous Fuels	CO ₂	-3,52%	3,03E+04	3,66%	3,03E+04	1,19E-03	0,44%	95,26%	Level 95%
1A1a	Public Electricity and Heat Production	Solid Fuels	N ₂ O	-38,72%	8,08E+00	39,64%	2,51E+03	1,07E-03	0,39%	95,65%	
1A2	Manufacturing Industries and Construction	Solid Fuels	CO ₂	-3,61%	2,47E+04	3,66%	2,47E+04	9,69E-04	0,36%	96,01%	
2B3	Adipic Acid Production		N ₂ O	-20,25%	1,05E+01	21,02%	3,27E+03	7,37E-04	0,27%	96,28%	
1A1b	Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO ₂	-2,80%	1,96E+04	2,86%	1,96E+04	6,02E-04	0,22%	96,50%	
1A2	Manufacturing Industries and Construction	Liquid Fuels	CO ₂	-3,47%	1,45E+04	3,59%	1,45E+04	5,59E-04	0,21%	96,71%	
4B1	Cattle		CH ₄	-10,36%	2,21E+02	10,70%	4,64E+03	5,32E-04	0,20%	96,91%	

CRF	Name	Activity	Emissions from	Year 2005 uncertainty absolute	Year 2005 uncertainty absolute	Year 2005 uncertainty CO ₂ equi.	Year 2005 uncertainty CO ₂ equi.	Tier 2 Level Assessment	Level Assessment Contribution	Cumulative Level Contribution	Key Source
5AA	Changes in Forest and Other Woody Biomass Stocks		CO ₂	-49,01%	9,86E+02	49,02%	9,86E+02	5,19E-04	0,19%	97,10%	
2A2	Lime Production		CO ₂	-8,54%	5,20E+03	9,00%	5,20E+03	5,02E-04	0,19%	97,28%	
1A4b	Residential	Biomass	CH ₄	-55,28%	2,44E+01	91,34%	5,12E+02	5,02E-04	0,19%	97,47%	
4B8	Swine		CH ₄	-12,65%	1,47E+02	12,68%	3,09E+03	4,20E-04	0,16%	97,62%	
1A3b	Road Transportation	Gasoline	N ₂ O	-45,95%	1,55E+00	74,46%	4,80E+02	3,84E-04	0,14%	97,77%	
4B1	Cattle		N ₂ O	-18,31%	5,52E+00	18,04%	1,71E+03	3,36E-04	0,12%	97,89%	
2B1	Ammonia Production		CO ₂	-4,97%	5,25E+03	5,02%	5,25E+03	2,83E-04	0,10%	98,00%	
3DD	Other (please specify)		N ₂ O	-23,21%	3,40E+00	15,97%	1,05E+03	2,62E-04	0,10%	98,09%	
1A4b	Residential	Solid Fuels	CO ₂	-4,87%	4,47E+03	5,12%	4,47E+03	2,45E-04	0,09%	98,18%	
2E2	Fugitive Emissions		SF ₆	-64,65%	7,40E-03	126,33%	1,77E+02	2,40E-04	0,09%	98,27%	
2E1	By-product Emissions		HFC-23	-34,65%	3,74E-02	46,77%	4,38E+02	2,20E-04	0,08%	98,35%	
1A1a	Public Electricity and Heat Production	Liquid Fuels	CO ₂	-2,99%	5,91E+03	3,02%	5,91E+03	1,92E-04	0,07%	98,42%	
1A4c	Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO ₂	-3,23%	5,39E+03	3,25%	5,39E+03	1,88E-04	0,07%	98,49%	
1A3c	Railways	Solid Fuels	CO ₂	-10,89%	1,46E+03	11,10%	1,46E+03	1,74E-04	0,06%	98,56%	
1A3b	Road Transportation	Diesel Oil	N ₂ O	-31,44%	1,18E+00	44,36%	3,65E+02	1,74E-04	0,06%	98,62%	
4B6	Horses		N ₂ O	-48,47%	8,92E-01	48,40%	2,77E+02	1,44E-04	0,05%	98,67%	
2F8	Other (please specify)		SF ₆	-58,38%	4,94E-03	113,43%	1,18E+02	1,44E-04	0,05%	98,73%	
2C3	Aluminium Production		CO ₂	-14,76%	8,83E+02	14,70%	8,83E+02	1,40E-04	0,05%	98,78%	
2A7	Other (please specify)		CO ₂	-12,09%	9,89E+02	13,04%	9,89E+02	1,38E-04	0,05%	98,83%	
1A3e	Other Transportation	Gaseous Fuels	CO ₂	-7,44%	1,61E+03	7,84%	1,61E+03	1,36E-04	0,05%	98,88%	
1A2	Manufacturing Industries and Construction	Gaseous Fuels	N ₂ O	-47,90%	8,09E-01	48,49%	2,51E+02	1,30E-04	0,05%	98,93%	
1A3d	Navigation	Gas/Diesel Oil	CO ₂	-11,02%	9,98E+02	10,90%	9,98E+02	1,18E-04	0,04%	98,97%	
4B9	Poultry		N ₂ O	-19,60%	1,75E+00	19,60%	5,44E+02	1,14E-04	0,04%	99,01%	
4B8	Swine		N ₂ O	-22,26%	1,52E+00	22,32%	4,71E+02	1,13E-04	0,04%	99,06%	
1A2	Manufacturing Industries and Construction	Solid Fuels	N ₂ O	-26,89%	1,22E+00	27,25%	3,79E+02	1,11E-04	0,04%	99,10%	

12.1.4 Bewertung

Die vorgelegten Resultate beruhen auf einer in Übereinstimmung mit den Vorschriften sehr detailliert durchgeführten Analyse. Es wurden für das Jahr 2005 insgesamt (in der Summe beider TIER 1 Verfahren) 37 Hauptquellgruppen (28 Level Basisjahr; 28 Level 2005; 33 Trend) identifiziert. Sie verursachen insgesamt eine CO₂-Äquivalentemission von 933384 Gg und dies entspricht einem Anteil von 96,4 % an der Gesamtemission des Jahres 2005. Diese Quellgruppen werden unabhängig von der letztendlich für die Festlegung ausschlaggebenden Komponente jeweils für alle Treibhausgase als Hauptquelle behandelt.

Das Ergebnis wird in nachfolgender Tabelle 123 zusammengefasst dargestellt.

In der weiteren Bearbeitung des Forschungsvorhabens zur Qualitätssicherung der Inventare wird dann auch eine Hauptquellenfestlegung nach der Tier 2 Methodik erfolgen.

Tabelle 123: Hauptquellgruppen für Deutschland (Basisjahr & 2005) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach (ohne Senken)

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Level Base Year	Level Base Year (w/o Sinks)	Level 2005	Level 2005 (w/o Sinks)	Trend 2005	Trend 2005 (w/o Sinks)
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CH4						
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	N2O						
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	CH4						
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	N2O						
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CH4						
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	N2O						
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CH4						
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	N2O						
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CH4						
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CO2						
1A2b. Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	N2O						
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CH4						
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CO2						
1A2d. Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	N2O						
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CH4						
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CO2						
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	N2O						
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CH4						
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A2f. Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	N2O						
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH4						
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO2				•	•	•
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N2O						
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	CH4						
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A3b. Transport Road Transportation	all fuels	N2O						
1A3c. Transport Railways	all fuels	CH4						
1A3c. Transport Railways	all fuels	CO2					•	
1A3c. Transport Railways	all fuels	N2O						

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Level Base Year	Level Base Year (w/o Sinks)	Level 2005	Level 2005 (w/o Sinks)	Trend 2005	Trend 2005 (w/o Sinks)
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CH4						
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO2						
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	N2O						
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	CH4						
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	CO2						•
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	N2O						
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CH4					•	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	N2O						
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	CH4						
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A4b. Other Sectors Residential	all fuels	N2O						
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CH4						
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CO2	•	•	•	•	•	•
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	N2O						
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CH4						
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CO2	•	•			•	•
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	N2O						
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH4	•	•	•	•	•	•
1B1b. Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH4						
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH4					•	•
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH4						
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CO2						
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH4	•	•	•	•	•	•
1B2c. Fugitive Emissions from Fuels Venting and Flaring	Venting and Flaring	CH4						
1.B.2.d. Other	Stadtgas	CH4						
2A1. Mineral Products Cement Production		CO2	•	•	•	•		
2A2. Mineral Products Lime Production		CO2	•	•	•	•		
2A4. Soda Ash		CO2						
2A7. Bricks and Tiles Production	limesto-input	CO2						
2A7. Glass Production		CO2						
2B1. Chemical Industry	Ammonia production	CO2	•	•	•	•	•	•
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N2O	•	•	•	•	•	•
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N2O	•	•			•	•
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO2						
2B5 Chemical Industry	other	CH4						
2B5 Chemical Industry	Other	CO2	•	•	•	•	•	•
2B5 Chemical Industry	other	N2O						

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Level Base Year	Level Base Year (w/o Sinks)	Level 2005	Level 2005 (w/o Sinks)	Trend 2005	Trend 2005 (w/o Sinks)
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	other	CH4						
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	Steel (integrated production)	CO2	•	•	•	•	•	•
2C2. Ferroalloys Production	Ferroalloys	CO2						
2C3. Aluminium Production		CO2						
2C3. Aluminium Production		PFC's					•	•
2C4. SF6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF6					•	•
2C5. Other		HFC 134a						
2E. Production of Halocarbons and SF6	Fugitive emissions	SF6						
2E. Production of Halocarbons and SF6	production of HCFC-22	HFC's					•	•
2E. Production of Halocarbons and SF6		PFC's						
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF6	HFC's			•	•	•	•
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF6	PFC's						
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF6	SF6	•	•			•	•
3D. Total Solvent and Other Product Use		N2O						
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH4	•	•	•	•		
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH4	•	•	•	•	•	•
4A.2. Enteric Fermentation	other animals	CH4						
4B13. Manure Management Other	Dairy Cows	N2O						
4B13. Manure Management Other	other animals	N2O						
4B13. Manure Management Other	Other Cattle	N2O						
4B13. Manure Management Other	Poultry	N2O						
4B13. Manure Management Other	Swine	N2O						
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH4						
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH4						
4B2. Manure Management	other animals	CH4						
4B8. Manure Management	Swine	CH4						
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N2O	•	•	•	•		•
4D2. Agricultural Soils	Animal Production	N2O						
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N2O	•	•	•	•		
4D4. Agricultural Soils	Other	CH4						
4G. Other	Other	N2O						
5. Land-Use Change and Forestry		N2O						
5.A Forest Land		CO2	•		•		•	
5.B Cropland		CO2	•	•	•	•	•	•
5.C Grassland		CO2	•	•	•	•	•	•
5.F Other Land		CO2						
5.G Other (please specify)		CO2						
6 A1 Managed Waste Disposal on Land		CH4	•	•	•	•	•	•
6B Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	CH4					•	•

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Level Base Year	Level Base Year (w/o Sinks)	Level 2005	Level 2005 (w/o Sinks)	Trend 2005	Trend 2005 (w/o Sinks)
6B Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	N ₂ O						
6 A3 Other - Composting		CH ₄						
6 A3 Other - Composting		N ₂ O						

13 ANHANG 2: DETAILLIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO₂ EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE

13.1 Die Deutsche Energiebilanz

In der Bundesrepublik Deutschland werden von zahlreichen Stellen energiestatistische Daten veröffentlicht, die zum Teil eine unterschiedliche Darstellung, Abgrenzung und Aggregation aufweisen. Vor diesem Hintergrund haben Anfang der siebziger Jahre Verbände der deutschen Energiewirtschaft gemeinsam mit wirtschaftswissenschaftlichen Forschungsinstituten die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) mit dem Ziel gegründet, Statistiken aus allen Gebieten der Energiewirtschaft nach einheitlichen Kriterien auszuwerten, die Daten zu einem geschlossenen Bild zusammenzufassen und dieses Zahlenwerk als Energiebilanzen der Öffentlichkeit zugänglich zu machen. Die Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland nehmen nach ihrer Struktur und Aussagekraft eine zentrale Stellung im Energiedatensystem ein. Sie sind daher auch Grundlage für die Ermittlung energiebedingter Emissionen, Szenarien und Prognosen über die Auswirkung energie- und umweltpolitischer Maßnahmen.

Die vollständigen Energiebilanzen für die Jahre seit 1990 werden im Internet bereitgestellt unter:

<http://www.ag-energiebilanzen.de/daten/inhalt1.php>

Mitglieder der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen sind (Stand: September 2005):

- Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), Berlin und Brüssel,
- Deutscher Braunkohlen-Industrie- Verein e.V. (DEBRIV), Köln,
- Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt), Essen,
- Mineralölwirtschaftsverband (MWV), Hamburg,
- Verband der Elektrizitätswirtschaft - VDEW - e.V., Berlin,,
- Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK), Essen sowie
- Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin,
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Köln,
- Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen.

Die Gesamtverantwortung für die Erstellung der Energiebilanzen obliegt seit dem Bilanzjahr 1995 dem DIW (Berlin), seit 2002 in Kooperation mit EEFA (Energy Environment Forecast Analysis GmbH). Der Mineralölwirtschaftsverband e.V. liefert die Mineralöldaten zu und die anderen in der AGEB vertretenen Verbände prüfen insbesondere die auf ihren Energieträger bezogenen Daten. Insgesamt liefern die Energiebilanzen unter Berücksichtigung der überhaupt verfügbaren Datenlage ein verlässliches Bild der Energiemengenstrukturen nach Aufkommen und Verwendung in der deutschen Volkswirtschaft.

Die wichtigsten Quellen sind in der Tabelle 124 aufgelistet. Hinzu kommen in einer Reihe von Fällen, z.B. zur Darstellung des nichtenergetischen Verbrauchs seitens der chemischen Industrie, persönliche Expertenmitteilungen.

Tabelle 124: Datenquellen für die Energiebilanzen

Alle Energieträger	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie Referat Elektrizitätswirtschaft - Statistische Jahresberichte Referat Gaswirtschaft - Statistische Jahresberichte Statistisches Bundesamt Jahreszahlen für das Produzierende Gewerbe Fachserie 4 Produzierendes Gewerbe - Reihe 3.1 Produktion im Produzierenden Gewerbe - Reihe 4.1.1 Beschäftigung, Umsatz und Energieversorgung der Unternehmen und Betrieb im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe - Reihe 6.4 Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe Fachserie 7 Außenhandel - Reihe 2 Außenhandel nach Waren und Ländern Ausgewählte Zahlen zur Energiewirtschaft Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V. VDEW-Jahresstatistik VDEW-Umfragen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen Marktforschungsergebnisse, Firmenangaben, Berechnungen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
Steinkohle und Braunkohlen	Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland – Jahresberichte Zahlen zur Kohlenwirtschaft Absatzstatistik und sonstige unveröffentlichte Energiestatistiken
Mineralöle	Bundesamt für Wirtschaft Amtliche Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV) Mineralöl-Zahlen – Jahresberichte Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Jahresberichte Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten Gasölverbrauch der Landwirtschaft
Gase	Statistisches Bundesamt, Außenstelle Düsseldorf Eisen- und Stahlstatistik: Brennstoff-, Gas- und Stromstatistik Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. Jahresberichte Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. Gasstatistik - Jahresberichte Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. Gasstatistik Deutscher Verband Flüssiggas e.V. Der Flüssiggasmarkt – Jahresberichte
Andere Energieträger	Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. Hauptberichte der Fernwärmeversorgung
„Nichtenergieträger“	Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV) Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI)

(ZIESING et al, 2003)

13.2 Aufbau der Energiebilanzen

Die Energiebilanzen bieten in Form einer Matrix eine Übersicht der energiewirtschaftlichen Verflechtungen. Sie erlauben damit nicht nur Aussagen über den Verbrauch von Energieträgern in den einzelnen Quellgruppen, sondern geben ebenso Auskunft über ihren Fluss von der Erzeugung bis zur Verwendung in den unterschiedlichen Erzeugungs-, Umwandlungs- und Verbrauchsbereichen (siehe Abbildung 69). In der **Aufkommensbilanz** werden:

- die Gewinnung im Inland
- die Einfuhr
- die Bestandsentnahmen
- die Ausfuhr
- die Hochseebunkerung
- die Bestandsaufstockungen

von Energieträgern dargestellt und zum **Primärenergieverbrauch** zusammen gefasst. Die Primärenergiebilanz ist Grundlage für die Berechnungen des IPCC-Referenzverfahrens (PROGNOS, 2000). Maßgebend für die Emissionsinventarerstellung ist die **Verwendungsbilanz**. Auch über die Verwendungsbilanz lässt sich der Primärenergieverbrauch ermitteln. Sie umfasst:

- die Umwandlungsbilanz
- die Fackel- und Leitungsverluste
- den Nichtenergetischen Verbrauch und
- den Endenergieverbrauch.

Unterschiede zwischen Aufkommens- und Verwendungsbilanz werden durch die Position „Statistische Differenzen“ ausgeglichen.

Die **Umwandlungsbilanz** als Bestandteil der Verwendungsbilanz gibt an, welche Energieträger in andere Energieträger umgewandelt werden. Der Umwandlungsausstoß zeigt das Ergebnis dieser Umwandlung. Die Umwandlung von Energie kann stofflicher Natur sein, z. B. die Umwandlung von Rohöl (Umwandlungseinsatz) in Mineralölprodukte (Umwandlungsausstoß) oder physikalischer Natur, z. B. durch die Verbrennung von Steinkohlen (Umwandlungseinsatz) in Kraftwerken zur Erzeugung elektrischer Energie (Umwandlungsausstoß). Der Energieverbrauch im Umwandlungsbereich weist aus, wie viel Energie zum Betrieb der Umwandlungsanlagen benötigt wurde (Eigenverbrauch des Umwandlungsbereichs). Die Umwandlungsbilanz wird nach 12 Anlagenarten differenziert.

		Die Energiebilanz bis 1994	Zeile			Energiebilanz der Bundesrepublik ab 1995	Zeile
Primärenergiebilanz		Gewinnung im Inland	1	Primärenergiebilanz		Gewinnung im Inland	1
		Einfuhr	2			Einfuhr	2
		Bestandsentnahmen	3			Bestandsentnahmen	3
		Energieaufkommen im Inland	4			Energieaufkommen im Inland	4
		Ausfuhr	5			Ausfuhr	5
		Hochseebunkerungen	6			Hochseebunkerungen	6
		Bestandsaufstockungen	7			Bestandsaufstockungen	7
		Primärenergieverbrauch im Inland	8			Primärenergieverbrauch im Inland	8
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Kokereien	9	Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Kokereien	9
		Ortsgaswerke	10			Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken	10
		Steinkohlenbrikettfabriken	11			Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11
		Braunkohlenbrikettfabriken	12			Industriewärmekraftwerke	12
		öffentliche Wärmekraftwerke	13			Kernkraftwerke	13
		Zechen- und Grubenkraftwerke	14			Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14
		Sonstige Industriewärmekraftwerke	15			Öffentliche Heizkraftwerke	15
		Kernkraftwerke	16			Fernheizwerke	16
		Wasserkraftwerke	17			Hochöfen	17
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	18			Raffinerien	18
		Hochöfen	19			Sonstige Energieerzeuger	19
		Raffinerien	20			Umwandlungseinsatz insgesamt	20
		Sonstige Energieerzeuger	21		Umwandlungsausstoß	Kokereien	21
		Umwandlungseinsatz insgesamt	22			Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken	22
	Umwandlungsausstoß	Kokereien	23			Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23
		Ortsgaswerke	24			Industriewärmekraftwerke	24
		Steinkohlenbrikettfabriken	25			Kernkraftwerke	25
		Braunkohlenbrikettfabriken	26			Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	26
		öffentliche Wärmekraftwerke	27			Öffentliche Heizkraftwerke	27
		Zechen- und Grubenkraftwerke	28			Fernheizwerke	28
		Sonstige Industriewärmekraftwerke	29			Hochöfen	29
		Kernkraftwerke	30			Raffinerien	30
		Wasserkraftwerke	31			Sonstige Energieerzeuger	31
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	32			Umwandlungsausstoß insgesamt	32
		Hochöfen	33		Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Kokereien	33
		Raffinerien	34			Steinkohlenzechen, -brikettfabriken	34
		Sonstige Energieerzeuger	35			Braunkohlengruben, -brikettfabriken	35
		Umwandlungsausstoß insgesamt	36			Kraftwerke	36
	Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Steinkohlenzechen-, brikettfabriken	37			Erdöl- und Erdgasgewinnung	37
		Kokereien	38			Raffinerien	38
		Ortsgaswerke	39			Sonstige Energieerzeuger	39
		Braunkohlengruben-, brikettfabriken	40			E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	40
		Kraftwerke	41			Fackel- u. Leitungsverluste	41
		Erdöl- und Erdgasgewinnung	42			Energieangebot im inländ. + Umwandlungsbereich	42
		Raffinerien	43			nichtenergetischer Verbrauch	43
		Sonstige Energieerzeuger	44			Statistische Differenzen	44
		E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	45			Endenergieverbrauch	45
		Fackel- u. Leitungsverluste, Bewertungsdiff.	46	Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	46
	Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Energieangebot im Inland n. Umwandlungsbilanz	47			Ernährung und Tabak	47
		Nichtenergetischer Verbrauch	48			Papiergewerbe	48
		Statistische Differenzen	49			Grundstoffchemie	49
Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Endenergieverbrauch	50			Sonstige chemische Industrie	50
		Übriger Bergbau	51			Gummi- u. Kunststoffwaren	51
		Steine und Erden	52			Glas u. Keramik	52
		Eisenschaffende Industrie	53			Verarbeitung v. Steine u. Erden	53
		Eisen-, Stahl- und Tempergießereien	54			Metallerzeugung	54
		Ziehereien und Kaltwalzwerke	55			NE-Metalle, -gießereien	55
		NE-Metallerzeug., -halbzeugwerke, -gießereien	56			Metallbearbeitung	56
		Chemische Industrie	57			Maschinenbau	57
		Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung	58			Fahrzeugbau	58
		Gummiverarbeitung	59			Sonstige Wirtschaftszweige	59
		Übriges Grundstoff- u. Produktionsgütergew.	60			Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	60
		Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe	61-60			Schienerverkehr	61
		Maschinenbau	61			Straßenverkehr	62
		Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbau	62			Luftverkehr	63
		Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	63			Küsten- und Binnenschifffahrt	64
		Eisen-, Blech- und Metallwaren	64			Verkehr insgesamt	65
		Übriges Investitionsgüter produz. Gewerbe	65			Haushalte	66
		Investitionsgüter produzierendes Gewerbe	61-65			Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u. übrige Verbraucher	67
		Glas und Feinkeramik	66			Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	68
		Herstellung von Kunststoffwaren	67				
		Textilgewerbe	68				
		Übriges Verbrauchsgüter produz. Gewerbe	69				
		Verbrauchsgüter produzierendes Gewerbe	66-69				
		Zuckerindustrie	70				
		Übriges Nahrungsmittelgewerbe	71				
		Genußmittelgewerbe	72				
		Nahrungs- und Genußmittelgewerbe	70-72				
		Übriger Bergbau u. Verarbeit. Gewerbe insg.	73				
		Schienerverkehr	74				
		Straßenverkehr	75				
		Luftverkehr	76				
		Küsten- und Binnenschifffahrt	77				
		Verkehr insgesamt	78				
		Haushalte und Kleinverbraucher insgesamt	79				
		Militärische Dienststellen	80				

Quelle: AGEb, 2003

Abbildung 69: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis 1994 sowie ab 1995

Der **Nichtenergetische Verbrauch** als Bestandteil der Verwendungsbilanz wird ohne Zuordnung zu Anlagenarten oder Wirtschaftszweigen insgesamt ausgewiesen. Er beschreibt,

welche Energieträger als Rohstoffe eingesetzt werden (z. B. in der Chemischen Industrie Umwandlung von Energieträgern in Kunststoffe).

Schließlich zeigt die Verwendungsbilanz, in welchen Endverbrauchssektoren Energie in die letztlich benötigte Nutzenergie (z. B. Kraft, Licht, Raum- und Prozesswärme) umgewandelt wird (**Endenergieverbrauch**). Dies umfasst die Industrie, unterteilt in 14 Wirtschaftszweige, den Verkehr, die Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (inklusive Landwirtschaft).

Die Abbildung 69 zeigt die Gliederung von Aufkommen- und Verwendungsbilanz in den Energiebilanzversionen bis 1994 und ab 1995.

Energieträgerstruktur in den Energiebilanzen ...			
bis einschl. 1994		von 1995 an	
Steinkohlen	SK-Kohle	Steinkohlen	SK-Kohle
	SK-Koks		SK-Briketts
	SK-Briketts		SK-Koks
	SK-Rohteer		Andere SK-Produkte
	SK-Pech	Braunkohlen	BK-Kohle
Braunkohlen	SK-Andere		BK-Briketts
	Rohbenzol		Andere BK-Produkte
		Mineralöle	Hartbraunkohle
			Erdöl
Sonstige feste Brennstoffe	BK-Kohle		Ottokraftstoff
	BK-Briketts		Rohbenzin
	BK-Koks		Flugturbinenkraftstoff
	BK-Staubk.		Dieselmkraftstoff
Mineralöle	BK-Hartk.		Heizöl leicht
			Heizöl schwer
			Petrolkoks
			Flüssiggas
			Raffineriegas
			Andere Mineralölprodukte
		Gase	Kokerei- u. Stadtgas
			Gichtgas u. Konvertergas
			Erdgas, Erdölgas
			Grubengas
Gase	Erdöl	Erneuerbare Energien	Wasserkraft
	Mot.benzin		Wind- u. Photovolatkanlagen
	Rohbenzin		Müll und sonstige Biomassen
	Flugbenz.		Sonst. Erneuerb. Energien
	Schw. Flkr.	Elektr. Strom und andere Energieträger	Strom
	Diesel		Kernenergie
	Heizöl, l.		Fernwärme
	Heizöl, s.	Energieträger insgesamt	Primär-ET
Gase	Petrolkoks		Sekundär-ET
	MIN-And.		Summe
	Flüssiggas		
	Raffgas		
	Kokereigas		
	Gichtgas		
	Erdgas		
	Erdölgas		
Elektr. Strom und andere Energieträger	Grubengas		
	Klärgas		
	Strom		
	Wasserkr.		
Energieträger insgesamt	Kernenergie		
	Fernwärme		
	Sonstige ET		
	Primär-ET		
	Sekundär-ET		
	Summe		

Quelle: ZIESING et al, 2003

Abbildung 70: Energieträger der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland

Der Energiefluss in den Energiebilanzen ist dargestellt für 30 Energieträger. Diese Energieträger können den Hauptgruppen:

- Steinkohlen
- Braunkohlen
- Mineralöl (einschließlich Flüssiggas und Raffineriegas)
- Gase (Kokerei- u. Gichtgas, Erdgas, Grubengas, ohne Deponie- u. die o.g. Gase)
- Erneuerbare Energie (einschließlich Abfallbrennstoffe)
- Elektrischer Strom und andere Energieträger

zugeordnet werden. Die Unterteilung der Hauptgruppen (bis 1994 und ab 1995) ist in Abbildung 70 dargestellt. Über die Satellitenbilanz „Erneuerbare Energien“ können die Erneuerbaren Energien ab 1996 weiter aufgeschlüsselt werden (AGEB 2003).

Ab dem Jahr 2000 wurde die Energieträgerstruktur im Bereich Erneuerbare Energien / Müll geändert: Wasser- und Windkraft incl. PV wurden zusammengefasst und Müll/Biomasse wurde in erneuerbare und nicht erneuerbare Anteile aufgesplittet. Außerdem ist nach Auskunft des mit der Erstellung der Energiebilanzen betrauten DIW ab der Energiebilanz 2003 eine weitere Änderung der Energieträgerstruktur zu erwarten. Für die Emissionsberichterstattung ist dies jedoch noch ohne Folgen, da die berichteten Daten der Jahre 2003-2005 noch auf vom UBA erstellten vorläufigen Energiebilanzen in der Struktur von 1995-1999 basieren (vgl. Kapitel 13.3).

In der Energiebilanz werden die Energieträger zunächst mit ihren spezifischen Einheiten angegeben. Die dabei verwendeten so genannten *natürlichen Einheiten* sind Tonnen (t) für feste und flüssige Brennstoffe, Kubikmeter (m³) für Gase, Kilowattstunden (kWh) für elektrische Energie, Joule (J) für Müll, Erneuerbare Energien, Kernenergie und Fernwärme. Um die Angaben vergleichbar und additionsfähig zu machen, werden alle Werte über Heizwerttabellen und Umrechnungsfaktoren in die Einheit Joule (J) umgerechnet. Anders als in Gasstatistiken oder internationalen Energiebilanzen werden in der Energiebilanz auch die Gase auf den Heizwert bezogen.

13.3 Erstellung vorläufiger Energiebilanzen ab 2003 durch das UBA

Die endgültigen Energiebilanzen weisen gegenwärtig einen Nachlauf von drei Jahren gegenüber dem an sich "fälligen" Bilanzjahr (Vorjahr) auf. Um den Bedürfnissen der Emissionsberichterstattung nach Aktualität Rechnung zu tragen, hat das Umweltbundesamt auf der Grundlage von detaillierten Auswertetabellen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen vorläufige Energiebilanzen für die Jahre von 2003 bis 2005 erarbeitet. Die **Auswertungstabellen zur Energiebilanz** gibt die AG Energiebilanz jährlich im Sommer mit Angaben zum Vorjahr heraus. Die Angaben in den Auswertungstabellen sind vorläufig, solange sie für zurückliegende Jahre nicht anhand der endgültigen Energiebilanzen aktualisiert worden sind.

Die *Auswertungstabellen zur Energiebilanz* enthalten die folgenden Angaben:

- Struktur des Energieverbrauchs nach Quellgruppen,
- Primärenergieverbrauch nach Energieträgern,
- Primärenergiegewinnung im Inland nach Energieträgern,
- Endenergieverbrauch insgesamt nach Energieträgern und den Sektoren,
- Übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe,
- Verkehr,

- Haushalte,
- Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie militärische Dienststellen,
- Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung.

Mit diesen Werten werden die vorläufige Energiebilanzen für die Jahre von 2003 bis 2005 erarbeitet.

13.4 Methodische Aspekte: Energiebedingte Aktivitätsraten

Die im UBA erstellten Inventare für Luftschadstoffe und Treibhausgase bauen auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland auf. In folgenden Bereichen werden die aus der Energiebilanz ermittelten Aktivitätsraten durch andere Quellen ergänzt:

Brennholzeinsatz

Die Quelle für den Brennholzeinsatz in den Haushalten ist die Energiebilanz. Für den Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Gewerbe, Handel, Dienstleistungen werden Expertenschätzungen vorgenommen, deren Grundlagen diverse Veröffentlichungen des DIW (Wochenberichte), Forsa-Studien und Einzelveröffentlichungen sind.

Haus- und Industriemüll

Die Energiebilanzdaten für den gesamten Hausmülleinsatz in Müllverbrennungsanlagen wurden mit den Angaben des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS, Fachserie 19, Reihe 1) ergänzt. Die Differenz zwischen der so ermittelten Gesamtsumme für den Hausmülleinsatz in der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung und den Energiebilanzdaten wurde proportional zu den Energiebilanzdaten verteilt (Stromerzeugung in Öffentlichen Wärmekraftwerken, Wärmeerzeugung in Öffentlichen Wärmekraftwerken und Wärmeerzeugung in Öffentlichen Fernheizwerken).

Ein ähnliches Verfahren wird für die Müllverbrennung in den Wärmekraftwerken der Industrie angewendet. Hier erfolgt die Aufteilung der Differenz zwischen der Summe der Energiebilanzdaten und der Sekundärbrennstoffe (erfasst durch das Forschungsprojekt FKZ 204 42 203/02) zum Wert der Abfallstatistik des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS, Fachserie 19, Reihe 1) proportional zu den Energiebilanzwerten (Stromerzeugung in MVA der übrigen Industriekraftwerke und Wärmeerzeugung in MVA der Industriekraftwerke des verarbeitenden Gewerbes und des übrigen Bergbaus).

Dieser Abgleich der Differenz zwischen Energiebilanzdaten und der Abfallstatistik des Statistischen Bundesamtes erfolgt wie beschrieben nur für die alten Bundesländer und Deutschland. Für die neuen Bundesländer, wo sowohl im öffentlichen als auch im industriellen Bereich für den Zeitraum 1990-1994 die Energiebilanz höhere Werte als die Abfallstatistik ausweist, werden die Energiebilanzdaten nicht auf das Niveau der Abfallstatistik angepasst. In diesem Fall dürfte die Energiebilanz realitätsnähere Werte erfassen als die Abfallstatistik, da in letzterer v.a. die energetische Verwertung von Industriemüll unterschätzt wird, was auch die Ergebnisse des Forschungsprojekts „Basisjahr und Aktualisierung“, (FKZ 20541115) bestätigen. Für die neuen Bundesländer sind für den Zeitraum 1990-1994 die Aktivitätsraten demnach höher als die der Abfallstatistik. Durch diese Vorgehensweise wird dem Anspruch Rechnung getragen, alle Emissionen zu erfassen

Weiter ist die Verbrennung von Abfällen in anderen Anlagen des Umwandlungssektors zu erwähnen. Von 1993 bis 1994 sind in den Energiebilanzen für die alten Bundesländer Angaben für den Einsatz von Klärschlamm und Müll unter Energieverbrauch im Umwandlungsbereich für die Kokereien enthalten (Zeile 38 der Energiebilanz, im ZSE wird dieser Einsatz als Kunststoffabfall interpretiert), ab 1995 werden entsprechende Daten für Deutschland unter Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen für Sonstige Energieerzeuger (Zeile 39 der Energiebilanz) aufgeführt.

Erdgaseinsatz in den Kompressoren

Eine zweite Ergänzung der Energiebilanz erfolgt für den Erdgaseinsatz der Kompressoren im Erdgasnetz von 1990-1994. Dieser wird über den Faktor 0,005 ermittelt, der mit dem Erdgasverbrauch im Inland verknüpft wird. Die entsprechenden Aktivitätsraten werden bis 1994 – bei den bisher detailliert analysierten Inventardaten – nicht von den in Zeile 42 oder 44 (bis 1994) aufgeführten Energieverbrauchsdaten im Umwandlungssektor abgesetzt, d.h. diese werden emissionsseitig zusätzlich berücksichtigt. Für Gesamtdeutschland ergaben sich hieraus in der ersten Hälfte der neunziger Jahre jährliche Emissionen von ca. 700 000 t CO₂.

Mit der Berichterstattung 2007 kann der Erdgaseinsatz in Erdgasverdichterstationen ab dem Berichtsjahr 1995 im Rahmen und in Konsistenz mit der Energiebilanz berichtet werden. Der Brennstoffeinsatz ist neben dem Erdgaseinsatz in Kokereien in der Energiebilanzzeile 33 (Energieverbrauch in Kokereien) verbucht. Die Auftrennung der beiden Erdgaseinsätze gelingt auf Grund einer persönlichen Mitteilung der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.

13.5 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz der Energiebilanz

Im Bestreben um stets aussagefähige Energiebilanzen ist es erforderlich, Umstellungen bei den zugrunde liegenden Statistiken, den Wandel in der Energiewirtschaft und die veränderten Anforderungen der Datennutzer zu berücksichtigen. Schon in den siebziger Jahren wurden entsprechende Anpassungen vorgenommen. Nicht zuletzt bedingt durch die zunehmende Liberalisierung der Energiemärkte, aber auch im Zusammenhang mit der Herausbildung eines europäischen Binnenmarktes – hat sich die energiestatistische Datenbasis in den letzten Jahren verschlechtert (ZIESING et al, 2003). Positiv wirkt sich hingegen das seit 2003 wirksame Energiestatistikgesetz aus.

Energiebilanzen liegen seit dem Jahr 1950 für die Bundesrepublik Deutschland in der Gebietsabgrenzung vor dem 3. Oktober 1990 vor. Darüber hinaus wurden für die Jahre 1990 bis 1994 Energiebilanzen, getrennt für die alten und neuen Bundesländer sowie für Deutschland insgesamt erarbeitet. Mit der Umstellung der amtlichen Statistik auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige (DESTATIS, 2002c) wird seit 1995 nur noch eine Energiebilanz für Deutschland insgesamt (in der Gebietsabgrenzung vom 3. Oktober 1990) vorgelegt.

Die Strukturen der Energiebilanz bis 1994 und ab 1995 sind in Abbildung 69 und Abbildung 70 dargestellt.

13.5.1 Das Bilanzjahr 1990 und die Energiebilanzen für 1991 bis 1994

Für die nationalen Emissionsinventare, insbesondere aber für den zeitlichen Bezug der vereinbarten klimaschutzpolitischen Emissionsminderungsziele, spielt das Basisjahr 1990

eine zentrale Rolle. Für Deutschland ist damit freilich das Problem verbunden, dass es – über das ganze Jahr 1990 gesehen – keinen einheitlichen staatlichen Gebietsstand gegeben hat. Mit den radikalen, auch ökonomischen Einbrüchen und den grundlegenden organisationsstrukturellen Verwerfungen auf dem Gebiet der DDR bzw. der neuen Bundesländer sind für 1990 auch die energiestatistischen Erfassungsmöglichkeiten für das ostdeutsche Teilgebiet erheblich erschwert worden. Teilweise hatte dies auch Rückwirkungen für die alten Bundesländer, für die indes von der AGEB noch Bilanzen in der herkömmlichen Weise erarbeitet und veröffentlicht werden konnten (ZIESING et al, 2003).

Für die DDR bzw. für die neuen Bundesländer hatte es das Institut für Energetik (IfE) in Leipzig übernommen, eine Energiebilanz für 1990 in einer mit den westdeutschen Bilanzen kompatiblen Systematik zu erstellen (IFE, 1991). Dabei konnte das Institut auf eine Untersuchung zurückgreifen, die zuvor unter Federführung des DIW Berlin u.a. die Erarbeitung entsprechender Energiebilanzen für die DDR für die Jahre von 1970 bis 1989 zur Aufgabe hatte (DIW, 1991). Für die im Rahmen des EUROSTAT-Vorhabens (ZIESING et al, 2003) neu erstellten Energiebilanzen für das Jahr 1990 und für Deutschland insgesamt werden diejenige der AGEB für die alten Bundesländer und jene des IfE für die neuen Bundesländer aggregiert. Dabei sind entsprechend der von 1995 an geltenden Systematik an den Ursprungsbilanzen für 1990 sowie für die Jahre 1991 bis 1994 einige Änderungen vorgenommen worden (vergleiche ZIESING et al, 2003). So wird entsprechend dem Vorgehen der internationalen Organisationen (IEA, EUROSTAT, ECE) auch bei den Energiebilanzen für Deutschland seit 1995 geltenden so genannten Wirkungsgradansatz statt dem früher verwendeten Substitutionsansatz gefolgt und bis zum Jahr 1990 nach der Wirkungsgradmethode zurückgerechnet.

Mangels entsprechender Daten konnte die Differenzierung des Endenergieverbrauchs nach den Quellgruppen im verarbeitenden Gewerbe nicht angepasst werden. Für diese hat sich die Systematik von 1995 an mit dem Übergang von der Systematik des produzierenden Gewerbes (SYPRO) auf die Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993 (DESTATIS, 2002c) deutlich geändert.

Aus Sicht des DIW Berlin können diese Energiebilanzen als die maßgebliche energiestatistische Grundlage für die Ermittlung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland angesehen werden.

Bei der Überarbeitung der Aktivitätsraten für stationäre Feuerungen im Jahr 1990 für die neuen Bundesländer ergaben sich Verschiebungen von Brennstoffeinsätzen zwischen Energiebilanzzeilen, der Gesamtrahmen blieb jedoch unverändert. Dies ist in 13.6.1 erläutert.

13.6 Unsicherheiten der Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen

13.6.1 Methode

Die Schätzung der Unsicherheiten für die Aktivitätsraten stationärer Feuerungen wurde als Expertenschätzung im September und Oktober 2005 vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) und dem Öko-Institut durchgeführt.

13.6.1.1 Gegenstand der Unsicherheitsschätzung

Die Schätzung der Unsicherheiten umfasst prinzipiell drei Elemente. Zunächst wurde die Unsicherheit der Energiebilanz geschätzt, die Grundlage für die Ermittlung der Aktivitätsraten der BEU sowie der Haushalte und des Kleinverbrauchs ist. Darüber hinaus wurde die Unsicherheit bewertet, die mit den Datenquellen und Berechnungsalgorithmen der BEU verbunden ist. Die Schätzung der Unsicherheit für Haushalte und Kleinverbrauch wurde von der BEU unabhängig durchgeführt, da die entsprechenden Aktivitätsraten nicht Teil der BEU sind.

Die Unsicherheiten wurden für die Aktivitätsraten in Energieeinheiten (TJ) der BEU für das Jahr 2004 ermittelt. Die Schätzung beruht im Wesentlichen auf der Dokumentation der BEU im Vorhaben „Analyse, Dokumentation und Überarbeitung der Bilanz der Emissionsursachen (BEU)“ (FKZ 20341 142, UBA 2005). Seitdem erfolgte Änderungen von Algorithmen und Datenquellen wurden jedoch ebenfalls berücksichtigt. Die Abschätzung der Unsicherheit der Aktivitätsraten wurde anhand der BEU-Version 72 (Stand 09/2005) vorgenommen.

Die Unsicherheiten wurden für alle in der BEU enthaltenen Ergebnistabellen geschätzt. Diese umfassen die Energiebilanzzeilen 11 (Stromerzeugung in öffentlichen Wärmekraftwerken), 12 (Stromerzeugung in Industriewärmekraftwerken), 15 (Wärmeerzeugung in öffentlichen Heizkraftwerken), 16 (Wärmeerzeugung in Fernheizwerken), 40 (Wärmeerzeugung im übrigen Umwandlungsbereich) sowie 60 (Wärmeerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe).

Außerdem wurden die Unsicherheiten geschätzt für die Aktivitätsdaten 2004, die aus den Energiebilanzzeilen 66 (Haushalte) und 67 (Kleinverbrauch) hervorgehen. Dies erfolgte abweichend von den anderen Sektoren auf Grundlage entsprechender Dokumente des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2002, die die Datenquellen und Berechnungsalgorithmen dieser beiden Sektoren darlegen.

13.6.1.2 Vorgehen der Unsicherheitsschätzung

DIW und Öko-Institut erarbeiteten ein Bewertungsraster zur Schätzung der Unsicherheiten von Datenquellen und Berechnungsalgorithmen. Auf dieser Basis wurde die Unsicherheitsschätzung der Aktivitätsraten in insgesamt neun Bewertungsschritte aufgeteilt:

Bewertung der Energiebilanz:

- **Natürliche Einheiten:** In diesem Schritt wurden die Unsicherheiten geschätzt, die bei der Ermittlung des Brennstoffeinsatzes in natürlichen Einheiten (t, m³) entstehen. Dies bezieht sich beispielsweise auf Messfehler im Wägeprozess oder bei der Volumenmessung.
- **Heizwerte:** Mithilfe des Heizwerts von Brennstoffen werden aus natürlichen Einheiten die für die BEU relevanten Brennstoffeinsätze in Energieeinheiten (TJ) umgerechnet. Unsicherheiten bei der Bestimmung des Heizwerts ergeben sich beispielsweise aus dem unterschiedlichen Aggregatzustand der Brennstoffe (fest, flüssig, gasförmig).
- **Erfassung und Meldung:** Hierbei handelt es sich um Unsicherheiten, die bei der Erfassung, Meldung und Verarbeitung von Daten, die Eingang in die Energiebilanz finden, entstehen können. Unsicherheiten können sich beispielsweise dadurch ergeben, dass auf Grund von Abschneidegrenzen nur ein Teil der Anlagen erfasst wird

oder dadurch, dass für einzelne Brennstoffe aufgrund der möglichen Vorratshaltung der jährliche Verbrauch schwer zu bestimmen ist.

- Vorläufigkeit⁵⁶: Die endgültige Energiebilanz in ihrer detaillierten Struktur liegt bislang nicht vor, so dass eine Auswertung auf Grundlage der vorläufigen Auswertetabellen der Energiebilanz erfolgt. Diese bilden jedoch Brennstoffe und Sektoren in einer höher aggregierten Struktur ab. Der Vorläufigkeitsfehler ergibt sich demnach aus der Abweichung des Brennstoffverbrauchs einzelner Brennstoffe in einzelnen Sektoren zwischen den vorläufigen Auswertetabellen und der endgültigen Energiebilanz.
- Hausenergiebilanz des Umweltbundesamtes⁵⁶: Auf Grundlage der Auswertetabellen der Energiebilanz wird in einem UBA-internen Berechnungsmodell der Brennstoffverbrauch in der Struktur der Energiebilanz ermittelt. Unsicherheiten ergeben sich durch die Abweichung der auf zahlreichen Annahmen basierenden Hausenergiebilanz von der endgültigen Energiebilanz.
- Sonstiges: Alle sonstigen Unsicherheiten.

Bewertung der BEU bzw. der externen Ermittlung von Aktivitätsraten (für Haushalte und Kleinverbrauch):

- Struktur und Datenquellen: In der BEU werden auf Grundlage weiterer Statistiken und Annahmen die Brennstoffeinsätze der Energiebilanz in detailliertere Aktivitätsraten aufgeteilt. Unsicherheiten der ermittelten Aktivitätsraten können sich durch die Komplexität von Berechnungsalgorithmen, die verwendeten impliziten oder expliziten Annahmen oder die Anzahl und Qualität der verwendeten Statistiken ergeben.
- Hochrechnung: Da einige Aktivitätsraten der BEU auf Grundlage der bestehenden Algorithmen und Datenquellen nicht bis zum aktuellen Jahr ermittelt werden können, werden Aktivitätsraten aus Aktivitätsraten früherer Jahre hochgerechnet. Unsicherheiten ergeben sich aus dem zeitlichen Abstand zwischen dem Jahr, auf dem die Hochrechnung basiert, und dem Berichtsjahr.
- Sonstiges: Alle sonstigen Unsicherheiten.

13.6.1.3 Ermittlung und Aggregation von Unsicherheiten

Die Schätzung der Unsicherheiten wurde prinzipiell auf Ebene der Brennstoffeinsätze durchgeführt. Quervergleiche zwischen verschiedenen Brennstoffen und Energiebilanzzeilen der Energiebilanz sowie zwischen verschiedenen Strukturelementen und Brennstoffen in der BEU sichern eine konsistente Schätzung für alle Aktivitätsraten.

Für die Energiebilanz bedeutet dies, dass für die betrachteten Energiebilanzzeilen für alle relevanten Brennstoffe eine Unsicherheit geschätzt wurde. Es wurden 8 Energiebilanzzeilen und 27 Brennstoffe aus den Kategorien Steinkohlen, Braunkohlen, Mineralöle, Gase sowie Erneuerbare Energie bewertet. Damit ergeben sich für jeden der oben genannten Schritte maximal 216 zu schätzende Unsicherheiten. Es wurden jedoch tatsächlich nur die Brennstoffeinsätze bewertet, die in die BEU Eingang finden.

⁵⁶ Zur Abgrenzung der Unsicherheit durch Vorläufigkeit von der Unsicherheit durch die Hausenergiebilanz des UBA: Der Vorläufigkeitsfehler bezieht sich ausschließlich auf die *Vorläufigkeit* der Daten, die Eingang in die Auswertetabellen der Energiebilanz finden. Der mit der Hausenergiebilanz verbundenen Fehler bezieht sich auf die Abweichung der *Aufteilung* zwischen Brennstoffen und Energiebilanzzeilen der durch die Hausenergiebilanz disaggregierten Auswertetabellen von der endgültigen Energiebilanz unter der Annahme, dass die verwendeten Auswertetabellen der endgültigen Energiebilanz entsprechen.

Für jede Aktivitätsrate eines Brennstoffs j der BEU-Tabelle i der Energiebilanzzeile k setzt sich die Gesamtunsicherheit (uncertainty U) $U_{\text{ges}, i, j, k}$ damit aus der Unsicherheit der für die BEU-Aktivitätsrate relevante Energiebilanzzeile⁵⁷ sowie der Unsicherheit der BEU zusammen. In der BEU wird (fast) jeder BEU-Aktivitätsrate genau ein Brennstoff einer Energiebilanzzeile zugeordnet. Entsprechend erfolgt die Zuordnung der Unsicherheit einer Energiebilanzzeile zu einer BEU-Aktivitätsrate.

Den neun möglichen Schritten zur Unsicherheitschätzung entsprechen maximal neun verschiedene Unsicherheiten für jede BEU-Aktivitätsrate. Diese setzen sich aus folgenden Unsicherheiten zusammen:

Energiebilanz (EB):

- Natürliche Einheiten (NE): $U_{\text{EB, NE}, j, k}$
- Heizwerte (HW): $U_{\text{EB, HW}, j, k}$
- Erfassung und Meldung (EM): $U_{\text{EB, EM}, j, k}$
- Vorläufigkeit (VL): $U_{\text{EB, VL}, j, k}$
- Hausenergiebilanz des Umweltbundesamtes (HEB): $U_{\text{EB, HEB}, j, k}$
- Sonstiges (SO): $U_{\text{EB, SO}, j, k}$

BEU:

- Struktur und Datenquellen (SD): $U_{\text{BEU, SD}, i, j, k}$
- Hochrechnung (HR): $U_{\text{BEU, HR}, i, j, k}$
- Sonstiges (SO): $U_{\text{BEU, SO}, i, j, k}$

Bei der Aggregation dieser Unsicherheiten zur Gesamtunsicherheit wird davon ausgegangen, dass die Teilunsicherheiten *multiplikativ* miteinander verknüpft sind. Laut den Guidelines des IPCC ergibt sich damit die Gesamtunsicherheit aus folgender Formel:

$$U_{\text{ges}} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$$

Übertragen auf die BEU-Aktivitätsraten ergibt sich die dann Gesamtunsicherheit $U_{\text{ges}, i, j, k}$ aus folgender Formel:

$$U_{\text{ges}, i, j, k} = \sqrt{U_{\text{EB, NE}, j, k}^2 + U_{\text{EB, HW}, j, k}^2 + U_{\text{EB, EM}, j, k}^2 + U_{\text{EB, VL}, j, k}^2 + U_{\text{EB, HEB}, j, k}^2 + U_{\text{EB, SO}, j, k}^2 + U_{\text{BEU, SD}, i, j, k}^2 + U_{\text{BEU, HR}, i, j, k}^2 + U_{\text{BEU, SO}, i, j, k}^2}$$

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die mit dem BEU verbundenen Unsicherheiten (beispielsweise die Aufteilung des Brennstoffeinsatzes auf verschiedene Technologien) lediglich Auswirkungen auf die Unsicherheiten der Emissionen klassischer Luftschadstoffe haben und nicht auf die Unsicherheiten der CO₂-Emissionen. Denn die CO₂-Emissionen hängen nur vom gesamten Brennstoffeinsatz und nicht von Art der Technologie. Da die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren und der Aktivitätsraten zur Gesamtunsicherheitsbestimmung des Treibhausgasinventars im ZSE unkorreliert miteinander verknüpft werden, das heißt die Unsicherheiten als voneinander unabhängig betrachtet werden, käme es durch obige Formel zu einer Überschätzung der Unsicherheit der CO₂-Emissionen. Aus diesem Grund wurde neben der jeweiligen Gesamtunsicherheit der BEU-Aktivitätsrate auch die entsprechende für CO₂-Emissionen relevante Unsicherheit ausgewiesen. Die für die CO₂-Emissionen relevante Unsicherheit einer BEU-Aktivitätsrate verkürzt sich somit auf die Aggregation der Unsicherheiten der Energiebilanz:

⁵⁷

Eine Energiebilanzzeile bezieht sich auf einen Brennstoff innerhalb einer Energiebilanzzeile.

$$U_{ges,i,j,k} = \sqrt{U_{EB,NE,j,k}^2 + U_{EB,HW,j,k}^2 + U_{EB,EM,j,k}^2 + U_{EB,VL,j,k}^2 + U_{EB,HEB,j,k}^2 + U_{EB,SO,j,k}^2}$$

Die Emissionen des Treibhausgases CO₂ entsprechen für die stationären Feuerungsanlagen ca. 97% der Gesamtemissionen. Daher spielen die Unsicherheiten durch die Aufteilung der Energiebilanzwerte im Modell „Bilanz der Emissionsursachen“ nur eine untergeordnete Rolle. Für die Treibhausgasberichterstattung ist demzufolge grundsätzlich das Aggregat der CO₂-relevanten Gesamtunsicherheit zu wählen. Zudem besteht jedoch die Anforderung, dass die im NIR berichteten Unsicherheiten für die Aktivitätsraten der gesamten Zeitreihe gelten sollen. Daher hat sich das Umweltbundesamt entschieden, für die Berichterstattung im NIR das Aggregat der CO₂-relevanten Gesamtunsicherheit um die Einzelunsicherheiten „Vorläufigkeit“ und „Hausenergiebilanz des Umweltbundesamtes“ zu verkürzen. Diese beiden Einzelunsicherheiten sind nur für die aktuellen Berichtsjahre relevant, in denen keine offizielle Energiebilanz vorliegt. Momentan sind das die Jahre 2003-2005.

Für diese Jahre, in denen vorläufige Daten berichtet werden, liegt die Unsicherheit der Aktivitätsraten stationärer Feuerungen z.T. deutlich über den berichteten Unsicherheiten für die gesamte Zeitreihe. Während die Quellgruppen unter 1.A.1.a, 1.A.2 und 1.A.5 relativ geringe Unsicherheiten auf Grund der Vorläufigkeit zu verzeichnen haben, ist insbesondere der Umwandlungsbereich (1.A.1.b, 1.A.1.c) und der Verbrauch der Haushalte und des Gewerbes (1.A.4) durch eine hohe Unsicherheit auf Grund vorläufiger Zahlen gekennzeichnet.

Die ermittelte Gesamtunsicherheit einer Aktivitätsrate wurde auf maximal +/- 100 % beschränkt. Bei symmetrischer Gesamtunsicherheit (Beispiel +/- 10 %), wurde eine Normalverteilung angenommen, bei unsymmetrischer Gesamtunsicherheit (Beispiel +10 % / -8 %) eine lognormale Verteilung.

13.6.2 Ergebnis

Nach der Aggregation der Unsicherheiten aller neun Berechnungsschritte ergibt sich die Gesamtunsicherheit für jede Aktivitätsrate der BEU. Die geringste Gesamtunsicherheit wurde zu rund 6 %, die höchste zu 100 % berechnet. Die Gesamtunsicherheit variiert demnach sehr stark zwischen den Aktivitätsraten.

Werden die maximal ermittelten Unsicherheiten der verschiedenen Berechnungsschritte betrachtet, so wird deutlich, dass die Gesamtunsicherheit von nur einigen Berechnungsschritten dominiert wird.

Für die Unsicherheiten der Energiebilanz sind dies die Bestimmung der Aktivitätsraten in natürlichen Einheiten, die Erfassung und Meldung sowie zum Teil die sonstigen Unsicherheiten. Es sind hier Unsicherheiten der einzelnen Schritte von bis zu 20 % möglich. Die Disaggregation durch die Hausenergiebilanz des UBA trägt in vereinzelt Fällen mit bis zu 100 % ebenfalls zur Unsicherheit bei.

Für die Unsicherheiten der BEU kann sowohl die Disaggregation selbst (Struktur und Datenquellen) als auch die Hochrechnung mit großen Unsicherheiten verbunden sein. Keine Unsicherheiten entstehen, wenn die Aktivitätsrate direkt der Energiebilanz entnommen wurde. Eine hohe Komplexität und mangelnde Transparenz sind bei der Disaggregation verantwortlich für hohe Unsicherheiten. Jedoch zeigt die Schätzung auch, dass neue und transparent dokumentierte Algorithmen (Energiebilanzzeilen 11 und 15) auch zu signifikanten Unsicherheiten führen können, wenn sie auf Annahmen beruhen. Die Hochrechnung von

Aktivitätsraten kann ebenfalls zu maßgeblichen Unsicherheiten führen. Es ist jedoch davon auszugehen, dass diese Unsicherheiten künftig abnehmen werden, da durch die Überarbeitung der BEU und die Implementierung in das ZSE eine zeitnahe Berechnung sichergestellt werden soll.

Die strukturierte Analyse der Unsicherheit aller Aktivitätsraten erlaubt es, systematisch nach Verbesserungspotenzial im Inventar zu suchen. Dabei sollte beachtet werden, dass die Unsicherheit einer Aktivitätsrate mit der Höhe der Aktivitätsrate zusammen zu betrachten ist, um den Verbesserungsbedarf zu priorisieren. Tabelle 125 zeigt, dass diejenigen Aktivitätsraten, die eine Gesamtunsicherheit von mehr als 80 % ausweisen, nur einen vergleichsweise kleinen Anteil am gesamten Brennstoffeinsatz der stationären Feuerungen ausmachen. D.h. die Bedeutung dieser sehr unsicheren Aktivitätsraten für die Qualität des Inventars ist eher gering einzuschätzen. Dagegen besteht bei den Aktivitätsraten, welche eine Gesamtunsicherheit zwischen 30% und 40% bzw. zwischen 60% und 70% aufweisen prioritärer Handlungsbedarf, da deren Anteil am Gesamtbrennstoffeinsatz vergleichsweise sehr hoch ist.

Tabelle 125: Anzahl und Größe von Aktivitätsraten sowie deren Gesamtunsicherheit

			Aktivitätsraten	
			Anzahl	Aktivität (TJ)
Gesamt			430	8.374.874
Kein Algorithmus/Aktivität Null			188	
0%	< Unsicherheit ≤	10%	17	63.868
10%		20%	29	3.011.036
20%		30%	18	68.096
30%		40%	53	2.126.793
40%		50%	17	104.988
50%		60%	43	826.681
60%		70%	186	2.032.564
70%		80%	24	91.443
80%		90%	6	11.076
90%		100%	35	38.330

Quelle: Berechnungen Öko-Institut

Für alle Aktivitätsraten zusammen wurden die Gesamtunsicherheiten der einzelnen Aktivitätsraten mit dem Anteil der jeweiligen Aktivität an der Gesamtaktivität aller stationären Feuerungen gewichtet und nach den Regeln des IPCC zu einer Gesamtunsicherheit aggregiert. Als Gesamtunsicherheit wurden demnach +/- 7 % beziehungsweise +/- 3 % (für CO₂-Emissionen) ermittelt. Dies zeigt, dass sich die zum Teil sehr hohen Unsicherheiten einzelner Aktivitätsraten bei der Ermittlung der Gesamtunsicherheit aller Aktivitätsraten gegenseitig partiell ausgleichen.

13.7 CO₂-Emissionsfaktoren

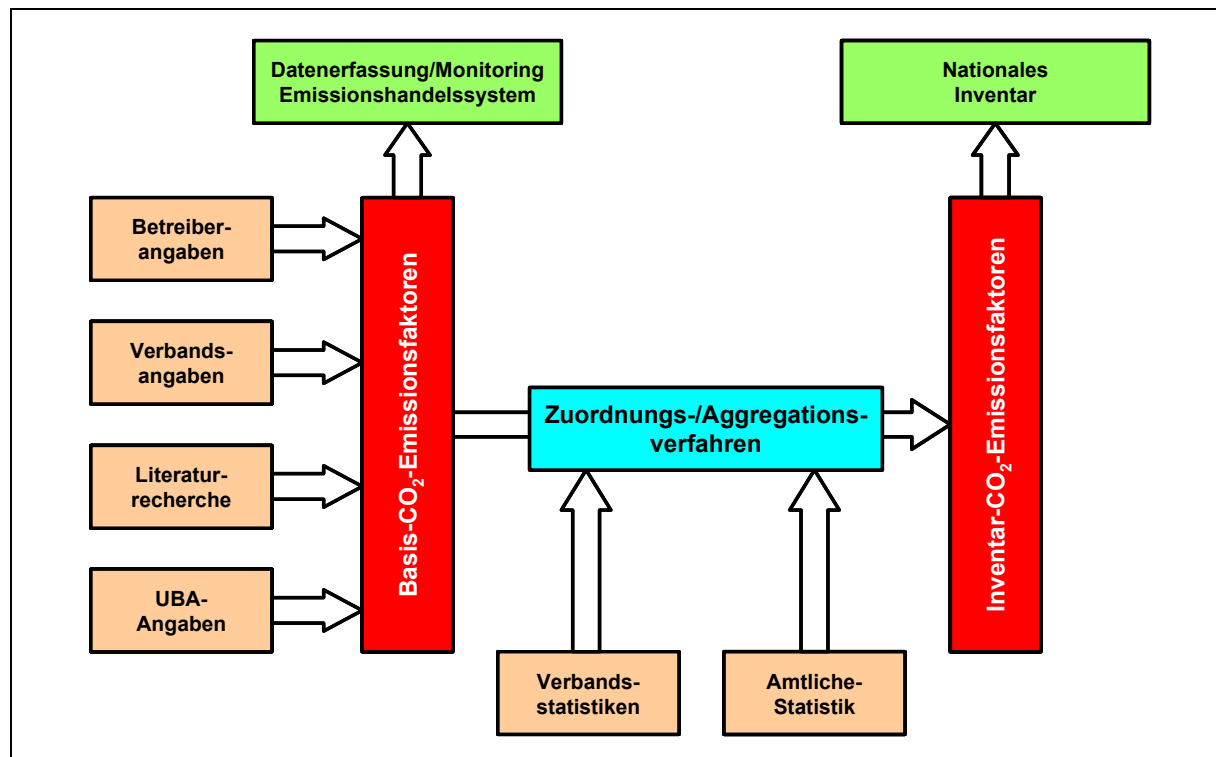
Die dem Inventar zugrunde gelegten Emissionsfaktoren wurden aus der Liste der „CO₂-Emissionsfaktoren für die Erstellung der nationalen CO₂-Inventare“ (Öko-Institut, 2004c) abgeleitet.

13.7.1 Methodische Vorbemerkungen

Im Rahmen der Datenerfassung für den Nationalen Allokationsplan entstand die Notwendigkeit, für die Anlagenbetreiber sehr differenzierte CO₂-Emissionsfaktoren bereit zu stellen, um eine möglichst genaue Ermittlung der anlagenbezogenen Emissionen zu gewährleisten.

Hinsichtlich der deutlich weniger stark differenzierten CO₂-Emissionsfaktoren zur Erstellung der nationalen Inventare entsteht vor diesem Hintergrund die Notwendigkeit, ein möglichst hohes Maß an Konsistenz zu gewährleisten. Mit einer hohen Konsistenz zwischen den CO₂-Emissionsfaktoren für die Datenerhebung bzw. das Monitoring im Rahmen des Emissionshandelssystems einerseits und für die Erstellung der nationalen Inventare andererseits können sowohl eine deutlich verbesserte Qualität der Inventare erreicht werden als auch die inventarbasierten Fragen des Nationalen Allokationsplans mit besserer Fundierung behandelt werden.

Abbildung 71: Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO₂



Quelle: Öko-Institut

Vor diesem Hintergrund wurde ein konsistentes Konzept für die CO₂-Emissionsfaktoren entwickelt (Abbildung 71).

Das System basiert auf einem Satz differenzierter CO₂-Emissionsfaktoren, die sich – zum größten Teil – an den Erfordernissen des Emissionshandelssystems ausrichten (so genannte Basis-Emissionsfaktoren für CO₂). Diese Emissionsfaktoren wurden auf Grundlage sehr unterschiedlicher Datenquellen entwickelt. Dazu gehören einerseits Betreiberdaten, andere Daten wurden von Verbänden bereitgestellt oder aus Literaturrecherchen gewonnen. Schließlich wurde an einigen Stellen auf Angaben des Umweltbundesamtes zurückgegriffen, deren Genese im Regelfall jedoch nicht näher dokumentiert ist.

Die Basis-Emissionsfaktoren für CO₂ werden unter Rückgriff auf Strukturdaten aus Verbandsstatistiken bzw. der (quasi-) amtlichen Statistik so zugeordnet und aggregiert, dass sie passfähig zu den Aktivitätsraten sind, die für die Erstellung der nationalen Inventare in Ansatz gebracht werden können. Emissionsfaktoren auf dieser Aggregations- bzw. Zuordnungsstufe werden dann als Inventar-Emissionsfaktoren für CO₂ bezeichnet.

13.7.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO₂

Aktuelle Informationen zu den Basis-Emissionsfaktoren sind im Internet des Umweltbundesamtes eingestellt, unter folgender URL:

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

13.7.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO₂

Auf Grundlage der Basis-Emissionsfaktoren für CO₂ (ohne Sonderbrennstoffe) wurden unter Rückgriff auf Energieverbrauchs-Strukturdaten die CO₂-Emissionsfaktoren in der Differenzierung gebildet, die für die Erstellung der nationalen CO₂-Inventare benötigt wird (vergleiche dazu Tabelle 126).

Bei den *Steinkohlen* wurde zunächst davon ausgegangen, dass in Kleinfeuerungsanlagen sowie in nach TA-Luft genehmigten Wärmeerzeugungsanlagen in den privaten Haushalten, im Kleinverbrauchssektor (ab 1995: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) sowie bei den militärischen Dienststellen Anthrazit zum Einsatz kommt. Für Anthrazit wurde keine weitere Differenzierung in Ansatz gebracht. Auch für den Einsatz von Ballastkohle wurde keine weitere Differenzierung vorgenommen.

Für die Zechenkraftwerke der deutschen Steinkohlenindustrie wurde ein energiebezogener Mix der deutschen Steinkohlenförderung nach Revieren (Ruhr, Saar, Aachen, Niedersachsen) zu Grunde gelegt, der über die Statistik der Kohlenwirtschaft verfügbar ist. Aus den entsprechenden revierspezifischen Emissionsfaktoren wurde ein auf dieser Basis gewichteter Mittelwert errechnet.

Für den verbleibenden Steinkohleneinsatz wurde ein Mix aus inländischer Förderung und Import nach Herkunftsstaaten ermittelt. Die Datengrundlage hierfür bilden neben den o.g. Angaben zur inländischen Förderung zunächst die detaillierten Daten des Vereins der Kohlenimporteure. Für die Berechnung des Import-Mixes wurde der gesamte Steinkohlenimport nach Lieferländern um die Menge an Koks und Kokskohle sowie um die (geringen) Importmengen an anderen Steinkohlenprodukten bereinigt und auf Energieinhalte umgerechnet.

Der Mix des inländischen Steinkohlenaufkommens sowie der Mix des Importaufkommens werden über den Importanteil für die genutzte Steinkohle verknüpft. Dieser beruht auf den vom Verein der Kohlenimporteure vorgelegten Daten zum Anteil importierter Kohle für die verschiedenen Einsatzbereiche, wobei der Einsatz in der Eisen- und Stahlindustrie bzw. in den Kokereien nicht berücksichtigt wurde.

Als Grundlage hinsichtlich der länderspezifischen CO₂-Emissionsfaktoren für den CO₂-Emissionsfaktor des Import-Mixes dienen die (ungewichteten) Mittelwerte für die jeweiligen Herkunftsstaaten. Für die Steinkohlen aus deutscher Förderung wurden die entsprechenden Produktionsdaten für die Wichtung in Ansatz gebracht.

Für die Produkte Steinkohlenbrikett und Steinkohlenkoks wurden keine weiteren Differenzierungen vorgenommen.

Für den Einsatz von Rohbraunkohle in den Kraftwerken der öffentlichen Versorgung werden die revierspezifischen Angaben zu CO₂-Emissionsfaktoren direkt verwendet. Lediglich für

den Rohbraunkohleeinsatz in Fernheizwerken wird ein Mixwert aus den verschiedenen Revieren (Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschland, Helmstedt, Hessen,) errechnet.

Durch die Subtraktion der Einsatzmengen an Rohbraunkohle in den öffentlichen Kraftwerken sowie der Einsatzmengen für die Produkterzeugung von den gesamten Förder- bzw. Importmengen (Importe sind nur für den Hartbraunkohleeinsatz in Bayern signifikant) lässt sich für die Rohbraunkohlenverwendung in Industrie und Kleinverbrauch ein Differenzbetrag ermitteln, für den wiederum ein Mix nach Provenienzen errechnet werden kann.

Ebenfalls auf Grundlage von Produktionsdaten des DEBRIV wurden aus den Einzelangaben für die Braunkohlenprodukte (Braunkohlenbriketts, Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle sowie Braunkohlenkoks) gewichtete Mittelwerte jeweils für die alten und die neuen Bundesländer sowie für Deutschland insgesamt ermittelt.

Für die CO₂-Emissionsfaktoren aller anderen Energieträger wurden keine weiteren Aggregationen vorgenommen und die in Tabelle 126 gezeigten Werte verwendet. Hinsichtlich der Zuordnungen ist auf folgende Punkte hinzuweisen:

- Für den Zeitabschnitt 1990 bis 1994, in dem eine getrennte Bilanzierung für die alten (ABL) und die neuen Bundesländer (NBL) vorgenommen wird, wurden ggf. die nach ABL und NBL differenzierten gewichteten CO₂-Emissionsfaktoren in Ansatz gebracht.
- Für den Zeitraum bis 1994 wurde hinsichtlich der neuen Bundesländer der CO₂-Emissionsfaktor für russisches Erdgas unterstellt.
- Das Hochdruck-Spaltgas aus Erdgas ist nur für West-Berlin (bis 1995) relevant.

Schließlich ist darauf hinzuweisen, dass für die Berechnung der CO₂-Emissionen für die Roheisen- und Stahlerzeugung aus Konsistenzgründen für Hochofen- und Konvertergas der Emissionsfaktor von Steinkohlenkoks verwendet wird. Zur Vermeidung von Doppelzählungen werden für die Inventarerstellung die Emissionsfaktoren für Hochofen- und Konvertergas auf Null gesetzt, da die entsprechenden Emissionen bereits unter 2.C.1 bzw. 1.A.2.a berichtet werden.

Tabelle 126: Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO₂, 1990 - 2005, Energie

Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren [t CO ₂ /TJ]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Kohlen																
Steinkohle																
Steinkohle roh (Kraftwerke, Industrie)	93,3	93,4	93,4	93,4	93,4	93,4	93,5	93,6	93,7	93,7	93,7	93,9	94,0	94,0	94,0	94,0
Steinkohlenbriketts	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Steinkohlenkoks	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
Anthrazit (Wärmemarkt Haushalte, Kleinverbrauch)	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Balaststeinkohle <i>Alte Bundesländer</i>	90,0	90,0	90,0	90,0	90,0											
Braunkohle																
Rohbraunkohlen																
öffentliche Fernheizwerke <i>Deutschland</i>						112,5	112,3	112,3	112,2	112,2	112,1	111,9	112,1	112,1	112,3	112,3
Industrie, Kleinverbrauch <i>Deutschland</i>						109,5	111,9	112,9	112,8	111,8	112,4	111,9	112,1	112,0	111,9	111,4
<i>Alte Bundesländer</i>	113,9	113,8	113,8	113,9	113,9											
<i>Neue Bundesländer</i>	108,8	108,1	107,8	108,0	108,3											
öffentliche Kraftwerke Revier:																
Rheinland	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
Helmstedt	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	NO	NO
Lausitz	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Mitteldeutschland	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Braunkohlenbriketts <i>Deutschland</i>						100,0	100,0	99,9	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
<i>Alte Bundesländer</i>	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	99,7	100,0	100,0	100,0	100,3											
Braunkohlenteer <i>Neue Bundesländer</i>	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0											
Braunkohlenstaub und -wirbelschichtkohle <i>Deutschland</i>						97,8	97,7	97,7	97,8	97,9	98,0	98,0	97,9	97,9	97,9	98,0
<i>Alte Bundesländer</i>	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	96,7	96,6	96,8	97,5	97,1											
Braunkohlenkoks	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Hartbraunkohle	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	NO	NO

Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren [t CO ₂ /TJ]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Mineralöle																
Erdöl roh	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Ottokraftstoff	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0	72,0
Rohbenzin Deutschland						80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
<i>Alte Bundesländer</i>	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0											
Flugtreibstoff	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3	73,3
Dieselmkraftstoff Deutschland						74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
<i>Alte Bundesländer</i>	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	73,0	74,0	74,0	74,0	74,0											
Heizöl leicht Deutschland						74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
<i>Alte Bundesländer</i>	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	73,0	74,0	74,0	74,0	74,0											
Heizöl schwer	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0
Petroleum	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
Petrolkoks	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Flüssiggas Deutschland						65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0
<i>Alte Bundesländer</i>	65,0	65,0	65,0	65,0	65,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	64,0	65,0	65,0	65,0	65,0											
Raffineriegas	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0	60,0
Andere Mineralölprodukte Deutschland						80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
<i>Alte Bundesländer</i>	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	78,0	78,0	78,0	78,0	78,0											
Schmierstoff	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0	80,0
Gase																
Kokerei- und Stadtgas Deutschland						40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
<i>Alte Bundesländer</i>	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0											
Gicht- und Konvertergas³⁾	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Brenngas Neue Bundesländer	49,0	49,0	49,0	49,0	49,0											
Naturgase																
Erdgas Deutschland						56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0
<i>Alte Bundesländer</i>	56,0	56,0	56,0	56,0	56,0											
<i>Neue Bundesländer</i>	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0											
Erdölgas	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0
Grubengas	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0

Brennstoffbezogene Emissionsfaktoren [t CO ₂ /TJ]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Abfall																
Hausmüll, Siedlungsabfall	109,6	107,0	104,6	100,1	98,0	96,9	95,8	94,7	93,6	92,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5	91,5
Industriemüll ²⁾ <i>Deutschland</i>						74,5	74,8	74,0	74,0	74,1	73,4	73,3	73,2	72,9	72,1	72,1
<i>Alte Bundesländer</i>	73,9	73,9	74,0	74,1	74,3											
<i>Neue Bundesländer</i>	74,9	74,8	74,7	74,6	74,6											
Sonderbrennstoffe ¹⁾																
Altöl	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7	78,7
Altkunststoff						74,6	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6	74,6
Altreifen	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3	97,3
Bleicherde	NO	NO	NO	NO	NO	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3	82,3
Gewerbeabfall Kunststoff	NO	NO	NO	NO	NO	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1	83,1
Gewerbeabfall Papier	NO	NO	NO	NO	NO	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9	64,9
Gewerbeabfall sonstiger	NO	NO	NO	NO	NO	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1	68,1
Gewerbeabfall Verpackungen	NO	NO	NO	NO	NO	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9	56,9
Klärschlamm	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	95,1	95,1	95,1
Lösemittel (Abfall)	NO	NO	NO	NO	NO	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1	71,1
Ölschlamm	NO	NO	NO	NO	NO	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0	84,0
Rückstände Papierindustrie	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2	86,2
Siedlungsabfall aufbereitet	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8	59,8
Teppichabfälle	NO	NO	NO	NO	NO	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4	80,4
Textilabfälle	NO	NO	NO	NO	NO	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3	63,3
Biomasse-Brennstoffe ⁴⁾																
Ablaugen Zellstoffherstellung	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0	74,0
Faser-/Deinking-Rückstände	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9	54,9
Holzabfälle (Resthölzer)	NO	NO	NO	NO	NO	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1	95,1
Rinde	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6
Tiermehle und -fette	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	74,9	74,9	74,9	74,9	74,9
Tierfett	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4	71,4
Brennholz ⁵⁾	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0	112,0
Deponiegas, Klärgas ⁵⁾	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6	54,6
Biodiesel ⁵⁾	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8	70,8
Sonstige Faktoren [kg/t]																
Rauchgasentschwefelung	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0

- 1) Brennstoffe nach Definition der Inventardaten können bei den Bezeichnungen von anderen Normen abweichen und sind nur bei Inventarausweisung benannt und mit EF unterlegt.
- 2) Jährliche Änderung des EF aufgrund der unterschiedlichen Anteile von Feuerungsanlagen und Betriebseigenen Anlagen, 1990-94 jeweils einzeln für Alte Bundesländer / Neue Bundesländer
- 3) CO₂-Emissionen aus Gichtgasentstehung und -einsatz sowie aus Reduktionsmitteln werden über die Bilanzierung der CO₂-Emissionen bei der Eisen- und Stahlherstellung berücksichtigt.
- 4) Nennung für ausgewählte Brennstoffe, wobei errechnete CO₂-Emissionen nur nachrichtlich übermittelt werden und nicht in die Gesamtmengen des Inventars eingehen, Biomasseanteile aus Sonderbrennstoffen (s.o.) sind nicht gesondert aufgeführt, weil die CO₂-EF nicht unterschieden werden.
- 5) Defaultwerte

Tabelle 127: Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO₂, 1990 - 2005, Industrieprozesse

Industrieprozesse [kg CO ₂ / t (Rohstoff oder Produkt)]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
2.A.1 Produktion von Zementklinker	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0	530,0
2.A.2 Kalk																
Produktion von Branntkalk	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0	785,0
Produktion von Dolomitkalk	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0	913,0
2.A.3 Verwendung von Kalkstein	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
2.A.4 Produktion von Soda	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2.A.7 Glas & Keramik																
Produktion von Mauerziegeln	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1	29,1
Produktion von Dachziegeln	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6	28,6
Produktion von Behälterglas	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0	192,0
Produktion von Flachglas	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0	208,0
Produktion von Wirtschaftsglas	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0	120,0
Produktion von Spezialglas (Mix)	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Produktion von Glasfasern (Mix)	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0	198,0
Produktion von Steinwolle (Mix)	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0	299,0
Produktion von Glas (Mix undifferenziert NBL)	174,0	174,0	174,0	174,0	174,0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
2.B Chemische Industrie																
Produktion von Ammoniak	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0	1.815,0
Produktion von Kalziumkarbid	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C	C
Produktion von Kalziumkarbid (NBL)	688,0	688,0	688,0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Katalysatorabbrand	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0	62,0
2.C.1 Eisen- und Stahlproduktion																
Produktion von Elektro Stahl	8,5	8,0	7,5	7,0	7,0	6,5	6,5	6,0	5,5	5,0	5,0	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Produktion von Oxygen Stahl ¹⁾	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0	1.307,0
Produktion von Oxygen Stahl, Kalksteineinsatz	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0	440,0
2.C.2 Produktion von Ferrolegierungen	1.500,0	1.222,0	944,0	527,0	249,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0	110,0
Neue Bundesländer	1.500,0	1.500,0	1.500,0	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
2.C.3 Produktion von Hüttenaluminium	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0	1.367,0

1) Faktor für den idealen Hochofenprozess (Scholzfaktor) nach der Zuteilungsverordnung zum Nationalen Allokationsplan I

13.8 Entwicklung eines vorläufigen Referenz Approach auf der Basis der Auswertetabellen zur Energiebilanz

13.8.1 Hintergrund

Die Energiebilanzen, die in Deutschland durch die private Vereinigung „Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen“ unter Federführung des DIW erstellt werden, liegen bislang bis zum Jahr 2003 vor, wobei die Energiebilanz 2003 jedoch für die Inventarberechnung nicht mehr genutzt werden konnte, da ihre Veröffentlichung nach Fertigstellung der Inventare erfolgte. Dieser „time lag“ zwischen aktuellen Berichtserfordernissen und dem Vorliegen der dazu benötigten statistischen Basis hat bereits in der Vergangenheit dazu geführt, dass der so genannte Reference Approach zur Bestimmung der nationalen CO₂-Emissionen im Rahmen des nationalen Treibhausgasinventars nicht zeitgerecht bereitgestellt werden kann.

Unterdessen sind bereits Aktivitäten seitens der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen eingeleitet worden, um in Zukunft zeitnähere Bilanzen zur Verfügung stellen zu können. Die Bemühungen der AGEB, den "time lag" zu verkürzen, könnten im günstigsten Fall gegen Jahresende 2007 bereits die Vorlage der Energiebilanz des Jahres 2005 ermöglichen.

Vor diesem Hintergrund hat das Wuppertal Institut ein einfaches Verfahren zur Prognose des Reference Approach aus den zeitnah zur Verfügung stehenden vorläufigen Auswertetabellen der Energiebilanz entwickelt und auf seine Eignung getestet. Das Verfahren und seine prognostische Qualität werden im Folgenden kurz dargestellt.

13.8.2 Berechnung des vorläufigen Reference Approach

Da derzeit zwischen der Vorlage der vollständigen Energiebilanz und den aktuellen Berichtspflichten im Rahmen der Klimarahmenkonvention und des EU-Monitoring Mechanismus ein Time-lag von mehreren Jahren besteht, sollen die deutlich zeitnäher (i.d.R. etwa 9 Monate nach Ende des Bilanzjahres) vorliegenden Auswertetabellen zur Energiebilanz als alternative Datenbasis für die Erstellung des Reference Approach zur Bilanzierung der verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen genutzt werden.

Im Folgenden wird die hierfür genutzte Methodik kurz vorgestellt. Dabei wird zunächst das Zahlengerüst der Haupttabelle 1.A(b) zusammengetragen. Hier sind zwar im Bereich der Mineralölprodukte gewisse Lücken auf der Aufkommenseite der Bilanz unvermeidbar. Jedoch ist die entscheidende Angabe des gesamten inländischen Verbrauchs (Apparent consumption) nahezu vollständig und weitestgehend in der geordneten Detaillierung aus den Auswertetabellen erstellbar.

1. Für den Bereich der **flüssigen Brennstoffe** sind in den Auswertetabellen noch keine Angaben zur Im- und Exportbilanz sowie die Bestandsveränderungen enthalten, die für die ersten 5 Spalten der Tabelle 1.A(b) (Production, Imports, Exports, International bunkers, Stock change) benötigt würden. Lediglich die Bunkerungen von Kerosin werden – analog zum bisherigen Vorgehen im Reference Approach – aus den in Tabelle 2.9 (Verkehr) enthaltenen Kerosineinsätzen des Luftverkehrs geschätzt⁵⁸.

⁵⁸

Dabei werden pauschal 80% des Kerosineinsatzes den internationalen Luftbewegungen zugeordnet.

Die Angaben für die zentrale Spalte „Apparent Consumption“ lassen sich ebenfalls den Auswertetabellen entnehmen:

- a) Die Einsätze der flüssigen Sekundärenergieträger (Mineralölprodukte) ergeben sich aus der Bilanz der Endenergieeinsätze nach Energieträgern (Tabelle 2.5) sowie der Bilanz der Energieeinsätze des Verkehrssektors (Tabelle 2.9). Dabei kann auch die in Tabelle 1.A(b) vorgegebene Aufteilung auf Brennstoffkategorien weitestgehend eingehalten werden. Der – quantitativ unbedeutende – Einsatz von LPG muss anhand des Vorjahreswertes geschätzt werden.
 - b) Der Einsatz von Rohöl ergibt sich als Residuum aus dem in der Primärenergieverbrauchsbilanz (Tabelle 2.3) angegebenen Verbrauch von Mineralölen und dem nach o.g. Verfahren zusammengestellten Verbrauch von Mineralölprodukten.
2. Die Bilanz der **festen Brennstoffe** lässt sich nahezu vollständig aus den Auswertetabellen zusammenstellen:
- a) Für die Braunkohle werden die Produktionsmenge (Tabelle 2.2.1) und der primärenergetische Verbrauch (Tabelle 2.3) angegeben. Als Differenz ergibt sich die Nettobestandsveränderung, da Im- und Exporte als vernachlässigbar angesehen werden. Die Bilanz der Braunkohlenprodukte, d.h. Importsaldo und Bestandsveränderungen, kann aufgrund der Auswertetabellen nicht erstellt werden. Dies ist in der ersten Hälfte der 90er Jahre noch eine relevante Fehlerquelle, inzwischen ist aber der Einsatz hier so stark zurückgegangen, dass diese Größen keine signifikante Rolle mehr spielen.
 - b) Ähnlich lässt sich die Bilanz für Steinkohle aufstellen. Hier wird die Differenz zwischen Produktion (Tabelle 2.2.1) und primärenergetischem Verbrauch (2.3) als Importsaldo interpretiert. Bestandsveränderungen und Bunkerungen werden vernachlässigt. Die – sehr geringen – Exporte werden mit konstantem Anteil an der Inlandsproduktion geschätzt.
Der Einsatz von Koksofen- und Kokereigas sowie Koks kohle wird der Endenergiebilanz (Tabelle 2.5) entnommen. Dabei werden hier sämtliche „hergestellten Gase“ (Differenz zwischen Einsatz von Gas und Einsatz von Naturgasen in Tabelle 2.5) verbucht. Der restliche Primärenergieeinsatz wird sodann als Einsatz subbituminöser Kohlen verbucht⁵⁹.
3. Die Bilanz der **gasförmigen Brennstoffe** ergibt sich aus den Tabellen 2.2.1 (Primärenergiegewinnung) und 2.3 (Primärenergieverbrauch). Die Differenz wird als Import gewertet. Bestandsveränderungen und Exporte werden als vernachlässigbar angesehen.

Die **nicht energetische Nutzung von Brennstoffen**, die in Tabelle 1.A.(d) abgebildet wird, lässt sich dagegen aus den Auswertetabellen zur Energiebilanz nur näherungsweise angeben. Bekannt ist aus der Tabelle 2.1 der Auswertetabellen lediglich der Summenwert des „nichtenergetischen Verbrauchs“. Für die Aufteilung des nichtenergetischen Verbrauchs auf einzelne Stoffe sowie die jeweiligen Emissionsfaktoren und die für die einzelnen Stoffe angenommenen Anteile des in den Produkten dauerhaft gespeicherten Kohlenstoffs werden die Faktoren bzw. Anteile des Jahres 1999 unverändert fortgeschrieben. Diese Methode ist

⁵⁹ Hierdurch werden effektiv höhere Mengen an Koks kohle und Koks bzw. Gasen verbucht, als tatsächlich im endgültigen Reference Approach aufgenommen werden. Dieses Vorgehen korrigiert aber teilweise die Unschärfe der Gesamtsumme Primärenergieeinsatz an Steinkohlen, die sich aus unterschiedlichen Produkten zusammensetzt.

zwar recht grob, jedoch schwanken die Anteile der verschiedenen Produkte im Zeitverlauf nur wenig. Zudem weichen die Emissionsfaktoren zwischen den meisten Produkten nur gering voneinander ab, so dass sich der potenzielle Fehler bezogen auf die Gesamtemissionen in engen Grenzen bewegt.

13.8.3 Beurteilung der Prognosegenauigkeit des entwickelten Verfahrens

Bei der vereinfachten Erstellung des Reference Approach ergeben sich eine Reihe prinzipieller Fehlerquellen. Diese sind vor allem:

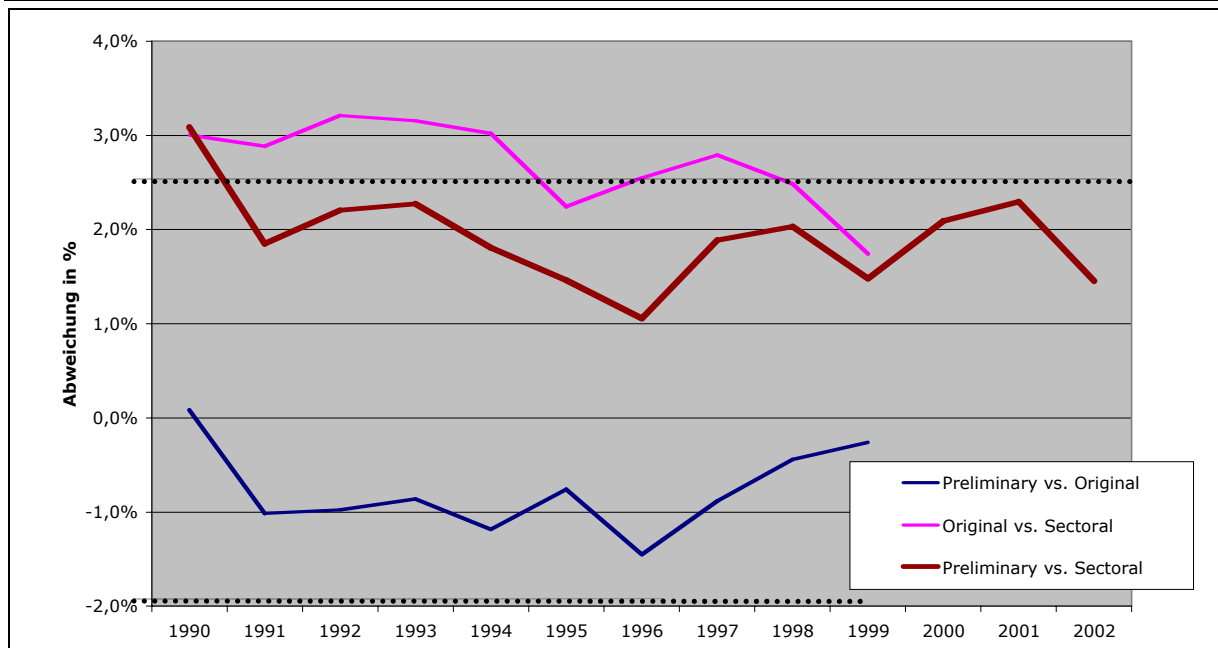
- der Fehler aufgrund der Fortschreibung von Emissionsfaktoren für Energieträger,
- der Fehler aufgrund der Aufteilung des nichtenergetischen Verbrauchs auf Produkte anhand einer älteren Struktur,
- der Fehler, der sich daraus ergibt, dass für die Jahre zwischen dem Berichtsjahr und dem aktuellen Jahr lediglich vorläufige Auswertetabellen existieren, die bei Vorlage der nächsten Ausgabe der Auswertetabellen oder ggf. endgültigen Bilanz in der Regel noch korrigiert werden.
- Alle drei Fehlerquellen wurden systematisch analysiert:
- Um die ersten beiden Fehlerquellen in Bezug auf ihre Bedeutung einschätzen zu können, wurden mit der Struktur des Reference Approach für 1999 (dem letzten verfügbaren Jahr) und nach der hier entwickelten Methodik auf der Basis der Auswertetabellen zur Energiebilanz die jeweiligen Reference Approach Tabellen für alle Jahre von 1990 bis 1998 berechnet.

Die so mit der oben dargestellten Methode aus den Auswertetabellen gewonnenen Ergebnisse wurden mit dem „offiziellen“ aus der vollständigen Energiebilanz erstellten Reference-Approach verglichen, um die Größenordnung des Fehlers der hier gewählten vorgehensweise zu ermitteln. Dabei wird zum einen unterschieden nach dem absoluten Fehler, bezogen auf die Abweichung der Gesamtergebnisse für den Energieeinsatz und die CO₂-Emissionen, zum anderen nach der Genauigkeit der Trendvorausschau, d.h. wie genau die Änderungsrate zum Vorjahr durch den „vorläufigen Reference Approach“ im Vergleich zum endgültigen Reference Approach getroffen wird.

Zusätzlich wurden die Ergebnisse mit denen des detaillierteren Sectoral Approach – der aus systematischen Gründen ebenfalls vom Reference Approach abweicht – verglichen.

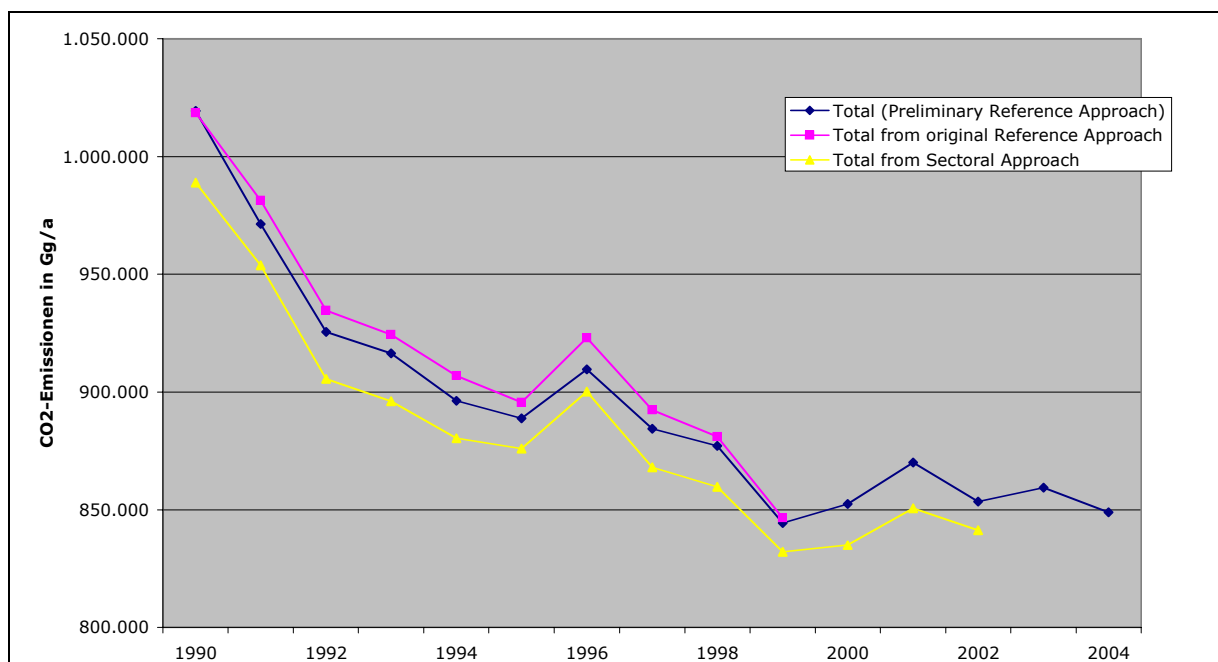
- Der Fehler, der sich aus Korrekturen der vorläufigen Werte der Auswertetabellen zur Energiebilanz ergibt, wird lediglich exemplarisch anhand der zwischen den Auswertetabellen des Jahres 2004 und denen des Jahres 2005 für die Bilanzjahre 2002 und 2003 vorgenommenen Änderungen dargestellt.

Die folgende Abbildung stellt die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen Deutschlands für die Jahre 1990 bis 2004 dar. Dabei werden drei Zeitreihen, je eine für jeden Berechnungsansatz, dargestellt. In der unteren Abbildung werden zusätzlich die Abweichungen des hier entwickelten vorläufigen Reference Approach von den offiziell der Klimarahmenkonvention und der EU gemeldeten Werten gemäß Reference und Sectoral Approach verglichen.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 72: Vergleich der verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen nach verschiedenen Berechnungsansätzen



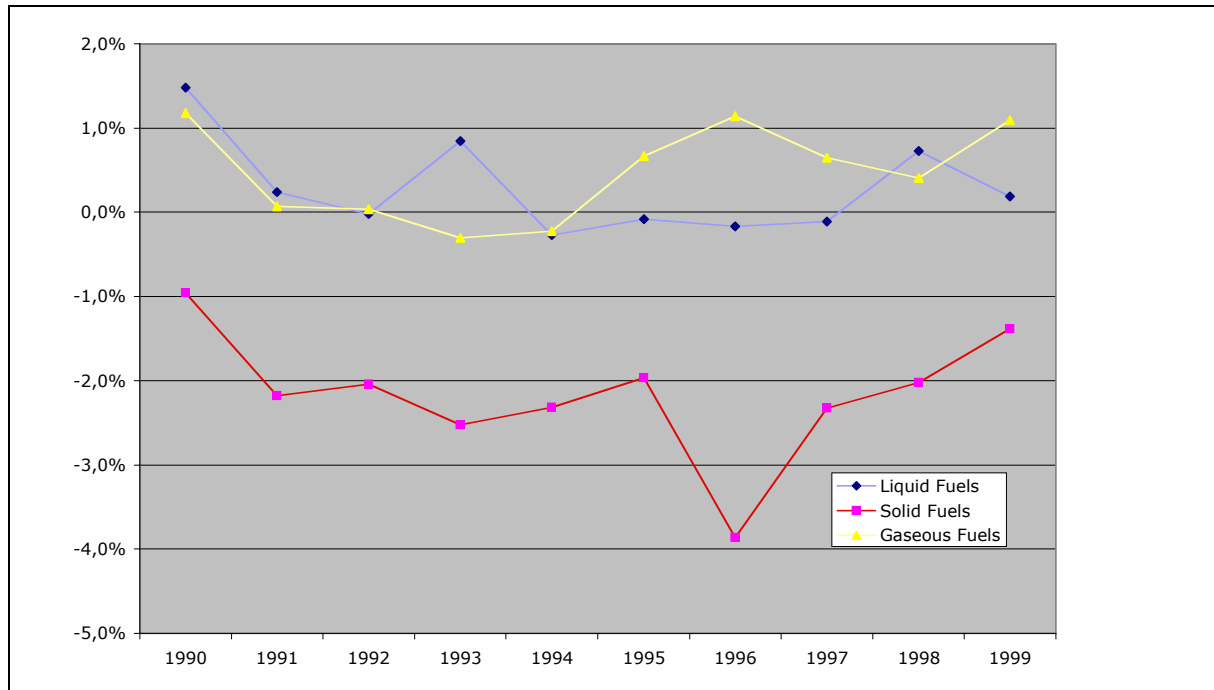
Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 73: Abweichung des vorläufigen Reference Approach (Preliminary) vom Reference Approach (Original) und dem Sectoral Approach

Der Vergleich der verschiedenen Berechnungsansätze zeigt, dass alle drei Kurven eine hohe Ähnlichkeit – sowohl in Bezug auf ihren Abstand als auch ihre Entwicklung – aufweisen. Dabei weicht nicht nur der hier entwickelte vorläufige Reference Approach von den beiden anderen ab, sondern auch diese untereinander. Die Emissionen gemäß vorläufigem Reference Approach liegen dabei für alle betrachteten Jahre zwischen 0,5 und 3% unterhalb der gemäß Reference Approach berechneten Werte. Im Vergleich zum Sectoral Approach liegen die Emissionen dagegen um bis zu 2% höher. Dabei ist auffällig, dass der vorläufige

Reference Approach in allen Jahren näher am Sectoral Approach liegt als der endgültige Reference Approach.

Die Kurven der Abweichung des vorläufigen Reference Approach vom Sectoral wie vom Reference Approach weisen einen weitgehend ähnlichen Kurvenverlauf auf. Das weist auf systematische, im Ansatz selbst – durch die getroffenen Annahmen bzw. Schätzungen – begründete Fehlerquellen hin.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 74: Abweichung Preliminary Reference Approach vom Original Reference Approach (CO₂-Emissionen nach Energieträgern)

Der Vergleich der Abweichungen des vorläufigen vom endgültigen Reference Approach nach Brennstoffkategorien zeigt, dass die Emissionen der flüssigen und der gasförmigen Brennstoffe in beiden Berechnungsmethoden nur geringfügig (in der Regel nicht mehr als 1 %) voneinander abweichen.

Die Emissionen aus festen Brennstoffen dagegen wurden durch den vorläufigen Ansatz in allen Jahren um 1 bis 4 % unterschätzt.

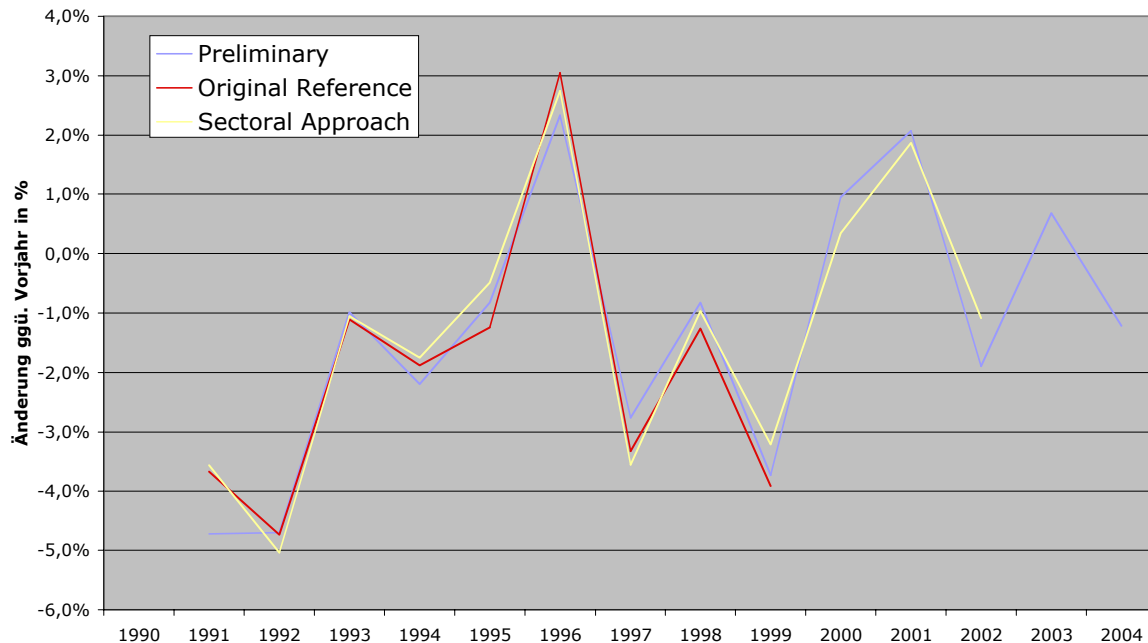
Neben der Genauigkeit der Aussage des vorläufigen Reference Approach zur absoluten Höhe der CO₂-Emissionen ist von (noch höherem) Interesse, wie genau die Änderungen der Emissionen zwischen den Jahren durch den vorläufigen Ansatz abgebildet werden⁶⁰.

Die folgende Abbildung zeigt die Veränderung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Vorjahr in Prozent für alle drei Berechnungsansätze. Hier zeigt sich eine hohe Übereinstimmung zwischen allen Methoden. Die Richtung des Trends wird generell von allen Methoden gleich erfasst. Die Größenordnung der Änderung dagegen weicht z.T. zwischen den Ansätzen ab.

⁶⁰ Da Energieverbräuche und CO₂-Emissionen sehr stark durch feststehende Strukturen bestimmt werden, ändern sie sich im Zeitverlauf nur langsam. Gute Annäherungen über kurze Zeiträume können daher im Grunde bereits durch lineare Extrapolation oder durch Rückgriff auf die Werte des letzten Jahres erreicht werden. Ein echter Erkenntnisgewinn würde dagegen aus einer richtungssicheren und quantitativ möglichst exakten Abschätzung der Veränderungen zum Vorjahr resultieren.

Besonders auffällig ist dabei das Jahr 1995, in dem der vorläufige Ansatz zwar nicht in der Richtung jedoch in der Größe deutlich von den beiden anderen Ansätzen abweicht. Dies lässt sich jedoch möglicherweise zumindest teilweise durch die Umstellung der Energiebilanz zu diesem Stichjahr erklären.

Im Mittel der Jahre 1994 bis 1999 wich der Reference Approach in der Einschätzung der Emissionsänderung um 0,3 %-Punkte über oder unter dem Sectoral Approach. Der vorläufige Reference Approach wich dagegen um 0,4 %-Punkte ab.



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 75: Änderung der CO₂-Emissionen gegenüber dem Vorjahr in %

Generell lässt sich festhalten, dass die durch den vorläufigen Ansatz ermittelten Trends der CO₂-Emissionen in den untersuchten Jahren ihrer Richtung immer richtig eingeschätzt wurden und lediglich Abweichungen von den endgültigen Werten in der Größe der Ausschläge auftraten. Das Gleiche gilt für die Emissionen der flüssigen und der gasförmigen Energieträger und – mit Einschränkungen – auch für die festen Brennstoffe. Der Trend für letztere wurde allerdings in den Jahren 1995 bis 1997 nicht richtig wiedergegeben, was letztlich auch für die etwas schlechtere Trefferquote in Bezug auf das Gesamtergebnis für diese Jahre verantwortlich ist.

Der durch die Korrekturen der vorläufigen Zahlen der Auswertetabellen bedingten Änderungen in den Emissionsberechnungen sind in der Regel relativ gering. Zwischen den 2004 veröffentlichten Auswertetabellen zur Energiebilanz und denen des Jahres 2005 sind nur geringe Unterschiede in den hier relevanten Angaben für die Jahre 2002 und 2003 aufgetreten. Der Einsatz von Mineralölprodukten in der Energiewirtschaft ist 2002 um 20 PJ und 2003 um 54 PJ nach oben korrigiert worden, der Einsatz in Haushalten nur in 2003 um 12 PJ. Für das Jahr 2003 ergibt sich aus dieser Änderung eine Zunahme der CO₂-Emissionen um rd. 4,8 Mio. t. bzw. knapp 0,6 %. Für das Jahr 2002 beträgt die Änderung knapp 1,5 Mio. t. bzw. knapp 0,2 %.

Insgesamt kann also der hier entwickelte vorläufige Schätzansatz für den Reference Approach auf der Basis der Auswertetabellen der Energiebilanz als gut geeignet angesehen werden. Er weist sowohl in Bezug auf die absolute Höhe als auch auf die Identifikation des zeitlichen Trends eine gute Übereinstimmung mit dem aufgrund der vollständigen Datenbasis erstellten Zahlenwerk auf.

Vorsicht ist lediglich angebracht, wenn beide Zeitreihen in Verbindung gebracht werden. Durch das leicht unterschiedliche Niveau kann ggf. bei Vergleichen eines Zeitverlaufs zwischen den verschiedenen Ansätzen ein größerer Fehler entstehen. In diesen Fällen wäre es sinnvoller, Zeitreiheninformationen jeweils nur auf einen Berechnungsansatz zu beziehen um die Einflüsse derartiger Effekte auszuschließen.

Verbesserungsmöglichkeiten bestehen ggf. im Bereich der festen Brennstoffe, da hier die fehlenden Werte in der Regel in separaten Bilanzen rechtzeitig vorliegen und ggf. in Ergänzung der Auswertetabellen zur Energiebilanz genutzt werden können.

13.9 Analyse der CO₂-Emissionen aus der nichtenergetischen Verwendung von Energieträgern

Der folgende Text ist die Zusammenfassung des Forschungsvorhabens *"Estimating CO₂ Emissions from the Non- Energy Use of Fossil Fuels in Germany"* des *Copernicus Institute Department of Science, Technology, and Society* der *Utrecht University* (UU STS, 2007), FKZ 203 41 253/02.

13.9.1 Zusammenfassung

Die Erfassung von Emissionen aus der nichtenergetischen Nutzung fossiler Energieträger ist komplex und daher mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Um einen detaillierten Einblick in die Struktur des nichtenergetischen Verbrauchs und den daraus resultierenden Emissionen zu erhalten, wurde an der Universität Utrecht (Niederlande) das NEAT-Modell (NEAT steht für Non-energy Use Emissions Accounting Tables) entwickelt. NEAT berechnet mit Hilfe einer Massenbilanz- und Materialfluss-Analyse den nichtenergetischen Verbrauch fossiler Energieträger sowie die daraus resultierenden CO₂-Emissionen. Diese Berechnungen sind (weitestgehend) unabhängig von Daten aus der offiziellen Energiebilanz. Im Rahmen des Forschungsvorhabens zur Methodenaktualisierung für die Emissionsberechnung (F+E-Vorhaben 203 412 53/02 des UFOPLAN 2003) wurde das bereits existierende NEAT-Modell (Version 2.0) erweitert und für Deutschland im Zeitraum von 1990-2003 angewandt.

Für die Modellberechnungen wurden Produktions- und Außenhandelsdaten für mehr als 90 Chemikalien, Nichteisenmetalle, Ferrolegierungen und andere anorganische Produkte (z.B. Carbide und Phosphor) sowie detaillierte Informationen zu Produktionsrouten in der chemischen Industrie Deutschlands als Dateninput genutzt. Darüber hinaus wurden zwei zusätzliche Module in das bereits bestehende NEAT-Modell integriert, um Emissionen (i) aus der Abfall- und Abwasserbehandlung sowie (ii) aus Umwandlungsprozessen in der chemischen Industrie zu berechnen. Zusätzlich erfolgte eine Anpassung des NEAT-Modells, um den in Deutschland angewandten Prozessrouten Rechnung zu tragen.

13.9.1.1 Systemgrenzen des nichtenergetischen Verbrauchs in der deutschen Energiebilanz

Um die Resultate des NEAT-Modells mit offiziellen Daten vergleichen zu können, ist es wichtig, Kenntnis über die Systemgrenzen bzw. die Definition des nichtenergetischen Verbrauchs in der deutschen Energiebilanz zu haben. Im Rahmen dieses Projektes war es möglich, einen relativ detaillierten Einblick hinsichtlich Datenquellen und Methodik für die Erhebung des nichtenergetischen Verbrauchs in der Energiebilanz zu erhalten. Darüber hinaus verbleiben einzelne Unklarheiten, die im Rahmen zukünftiger Forschungsvorhaben abgeklärt werden sollten (siehe auch UU STS, 2007: Kapitel 3.3).

Unsere Recherchen ergaben, dass in der deutschen Energiebilanz unterschiedliche Systemgrenzen für den nichtenergetischen Verbrauch verschiedener fossiler Energieträger verwendet werden. Für den Einsatz von Koks und anderer auf Kohle basierter Energieträger sowie für die Verwendung von Mineralölprodukten (z.B. Rohbenzin, Heizöle) wird der nichtenergetische Verbrauch als Bruttoeinsatz definiert; dies bedeutet, dass die Anteile an den Einsatzmengen, die (zum Beispiel beim Steamcracken von Rohbenzin) zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt werden, in den Daten zum nichtenergetischen Verbrauch enthalten sind. Im Gegensatz dazu wird für den Erdgaseinsatz in der chemischen Industrie (z.B. zur Herstellung von Ammoniak und Methanol) eine Nettodefinition genutzt, wobei die Erdgasanteile, die zur Erzeugung von Prozesswärme verwendet werden, im nichtenergetischen Verbrauch nicht enthalten sind.

Diese Inkonsistenz liegt darin begründet, dass Organisationen, die an unterschiedlichen Stellen der Prozesskette operieren, Daten für die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen bereitstellen. Informationen zur nichtenergetischen Nutzung von Kohle- und Mineralölprodukten werden zum Beispiel vom Bundesverband Braunkohle oder dem Mineralölwirtschaftsverband bereitgestellt. Beide Organisationen operieren angebotsseitig. Dies bedeutet, dass sie zwar Einblick in die Mengen an Energieträgern haben, die beispielsweise an die chemische Industrie geliefert werden, sich aber die weiteren Verwendungsstrukturen ihrer Kenntnis entziehen. Im Gegensatz dazu werden die Daten zum nichtenergetischen Verbrauch von Erdgas durch den VCI (Verband der Chemischen Industrie) an das DIW (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung) geliefert. Dieser Verband umfasst Firmen, die verbrauchsseitig operieren und daher detaillierte Angaben zum Einsatz der Erdgasmengen für bestimmte Verwendungszwecke machen können.

Eine eher indirekte Empfehlung, die aus unseren Arbeiten zum nichtenergetischen Verbrauch resultiert, wäre deshalb, die Systemgrenzen in der deutschen Energiebilanz für die unterschiedlichen Energieträger zu harmonisieren. Dazu sollte die Erstellung der Energiebilanz enger mit der Erarbeitung der Treibhausgasinventare koordiniert werden. Auf diese Weise könnte sichergestellt werden, dass die Qualität der Energiebilanz den Anforderungen genügt, die für die konsistente, genaue und vollständige Abschätzung der aus dem nichtenergetischen Verbrauch resultierenden Emissionen erforderlich ist.

Wichtige Details, wie zum Beispiel die Berechnungen zum nichtenergetischen Verbrauch von (i) Koks und anderen kohlebasierten Produkten, (ii) der Butadien- und Aromatenerzeugung in Raffinerien sowie (iii) die vielfältigen Butenströme zwischen Raffinerien und Crackanlagen, bleiben trotz aufwändiger Recherchen für dieses Forschungsvorhaben unklar und sollten im Rahmen zukünftiger Arbeiten untersucht werden.

Darüber hinaus zeigte sich, dass die deutschen Energiebilanzen im Hinblick auf die Produktion von Propylen (Propen) in Raffinerien sowie in Bezug auf den Verbrauch von Rohbenzol (Rohbenzol ist ein Produkt, das bei der Verkokung von Kohle entsteht) unvollständig sind. Für Rohbenzol wird höchstwahrscheinlich nur die Inlandsproduktion, nicht aber der Handel in die Energiebilanzdaten einbezogen. Aus diesem Grund ist die Menge an 'Anderen Steinkohleprodukten', wie sie in der Energiebilanz für den nichtenergetischen Verbrauch ausgewiesen wird, unvollständig. Oder mit anderen Worten, die Menge an 'Anderen Steinkohle Produkten' ist zu gering, gemessen an der Inlandsproduktion von Benzol.

13.9.1.2 Diskussion der NEAT-Ergebnisse in Bezug auf den IPCC-SA (IPCC-Sektorales Verfahren)

Mit NEAT werden Emissionen aus dem nichtenergetischen Verbrauch (ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten) für alle relevanten Quellkategorien im IPCC-SA, d.h. für Energie, Industrieprozesse, Produktnutzung und Abfall berechnet.

Die mit NEAT berechneten Emissionen für die Produktion von Ammoniak (2,6 - 4,6 Mt CO₂ pro Jahr) sind deutlich höher als die IPCC-SA Berechnungen im Treibhausgasinventar des Jahres 2005 und etwas niedriger als die Werte im Inventar des Jahres 2006.

Die niedrigeren NEAT Werte (verglichen mit dem 2006er Inventar) lassen sich damit erklären, dass in NEAT vergleichsweise effiziente Anlagen angenommen werden und darüber hinaus die Mengen an Kohlenstoff, die bei der Herstellung von Harnstoff eingesetzt werden, von den Prozessemissionen abgezogen werden. Im Gegensatz dazu wird im IPCC-SA (Inventar aus dem Jahr 2006) der IPCC-Standardemissionsfaktor von 1,5 kg CO₂/kg Ammoniak verwendet, welcher weder die Produktion von Harnstoff berücksichtigt noch die Emissionen aus der energetischen Nutzung von Teilen des gesamten Prozesseinsatzes von Erdgas und Schweröl beinhaltet. Im Gegensatz zum IPCC Standardemissionsfaktor folgen wir in NEAT den Systemgrenzen der Energiebilanz. Daher werden die aus der energetischen Nutzung von Teilen (30 %) des Erdgaseinsatzes resultieren Emissionen aus den Prozessemissionen ausgeschlossen. Emissionen, die durch die Verwendung von Schweröl ebenfalls für energetische Zwecke bei der Ammoniaksynthese resultieren, sind demgegenüber im NEAT Emissionsfaktor enthalten. In diesem Zusammenhang ist es bedeutsam, dass UBA überprüft, in wieweit Emissionen aus der Ammoniakproduktion im 2006er Inventar korrekt bilanziert sind und ob Emissionen aus der energetischen Nutzung von Erdgas und Schweröl in der Quellkategorie 'Energie' angemessen berücksichtigt werden.

Die Emissionen, wie sie von NEAT für die Produktion von Aluminium berechnet werden (0,9 - 1,9 Mt CO₂ pro Jahr), sind wesentlich höher als die Werte aus dem IPCC-SA (0,7 - 1,0 Mt CO₂). Ein Hauptgrund für die Differenzen liegt darin, dass für die Emissionsberechnungen im IPCC-SA ein wesentlich niedriger Emissionsfaktor verwendet wird als in NEAT.

Im Rahmen einer externen Inventarprüfung wurde der zu niedrige Emissionsfaktor bereits kritisiert (UNFCCC, 2005). Wir empfehlen daher, den derzeitigen IPCC-SA Emissionsfaktor noch einmal zu überprüfen und gegebenenfalls zu korrigieren.

Die NEAT-Abschätzung zu den Emissionen aus der Carbidproduktion (0,3 - 0,8 Mt CO₂ pro Jahr) übersteigt die Werte aus dem deutschen Treibhausgasinventar (0,0 - 0,4 Mt CO₂).

Im Rahmen dieser Studie war es nicht möglich, die exakten Ursachen für die Differenzen zu identifizieren, da weder Aktivitäten noch Emissionsfaktoren für die Carbidherstellung im IPCC-SA gegeben sind. Ein mögliche Erklärung für die unterschiedlichen Emissionsabschätzungen könnte beispielsweise sein, dass bei den NEAT-Modellierungen über die Elektrodenutzung hinaus auch die Verwendung 'Anderer Kohleprodukte' als Reduktionsmittel für die Carbidproduktion in die Emissionsberechnungen einbezogen werden.

Neben den bisher genannten Prozessen werden im IPCC-SA aus dem Inventar des Jahres 2005 keine weiteren CO₂-Emissionen in der Quellkategorie 'Industrieprozesse' quantifiziert. Im Treibhausgasinventar aus dem Jahr 2006 werden demgegenüber auch CO₂-Emissionen für die Herstellung von Methanol, Ruß, Eisen und Stahl, Ferrolegierungen sowie aus Umwandlungsverlusten in der chemischen Industrie und dem Abbrand zum Regenerieren von Katalysatoren bilanziert.

Die Kohlenstoffemissionen aus der Eisen- und Stahlerzeugung sowie aus der Regeneration von Katalysatoren ist nicht Bestandteil des nichtenergetischen Verbrauchs in der Energiebilanz und bleibt daher in den folgenden Diskussionen unberücksichtigt.

Gemessen an der physischen Produktion in Deutschland, sind die im IPCC-SA ermittelten Emissionen (aus der Oxidation von Elektroden und anderem Kohlenstoff) für die Herstellung von Ferrolegierungen zu niedrig. Die NEAT-Berechnungen ergeben Emissionen für der Herstellung von Eisenlegierungen, Nichteisen-Metallen und anderen Anorganika (ohne die Herstellung von Aluminium und Carbiden) zwischen 1,1 - 1,8 Mt CO₂ pro Jahr und sind damit um ein Vielfaches höher als in den Inventaren ausgewiesen.

Wir empfehlen daher, die Emissionsschätzungen aus dem NEAT-Modell zu benutzen, um die Emissionsdaten im deutschen Inventar zu komplettieren.

In NEAT werden darüber hinaus auch Emissionen aus Umwandlungsverlusten in der chemischen Industrie berechnet (2,6 - 3,8 Mt CO₂-Äquivalente pro Jahr. Emissionen aus dieser Quelle umfassen direkte CO₂-Emissionen sowie darüber hinaus VOC und NMVOC (bilanziert als oxidiertes Produkt, d.h. als CO₂).

UBA hat die NEAT-Werte bereits in das Inventar des Jahres 2006 integriert. Wir begrüßen diesen Schritt, der maßgeblich zur Vervollständigung der deutschen Treibhausgasinventare beiträgt, würden aber dennoch vorschlagen, Emissionen, die aus Umwandlungsverlusten resultieren, detaillierter darzustellen. Dazu könnten die NEAT Ergebnisse dieses Berichtes genutzt werden, welcher zwischen Emissionen aus der Herstellung von (i) Ethylenchlorid, (ii) Acrylnitril, (iii) Ethylenoxid sowie einer Kategorie 'andere Umwandlungsverluste' unterscheidet. Die NEAT-Emissionen aus Umwandlungsverlusten sind mit Unsicherheiten behaftet. Um diese zu verringern, empfehlen wir tiefergehende bottom-up Analysen.

NEAT berechnet darüber hinaus Emissionen für die Produktion von Methanol (0,8-2,2 Mt CO₂ pro Jahr) und Ruß (0,5 - 0,7 Mt CO₂ pro Jahr). Diese Emissionen stammen ausschließlich aus der energetischen Nutzung der eingesetzten Energieträger. UBA

nutzt diese Werte direkt für die Abschätzung von Prozessemissionen im IPCC-SA (Inventar aus dem Jahr 2006).

Emissionen, die aus dem Steamcracken resultieren (5,8 - 8,6 Mt CO₂, basierend auf NEAT-Berechnungen), werden demgegenüber nicht in der Quellkategorie 'Industrieprozesse' im IPCC-SA aufgelistet. Diesbezüglich ist zu prüfen, ob die CO₂-Emissionen aus Steamcrackern bereits als energiebedingte Emissionen unter der Quellkategorie 'Energy' im Inventar berücksichtigt sind.

Darüber hinaus ergeben sich Inkonsistenzen bei der Erfassung von Prozessemissionen im IPCC-SA (Inventar des Jahres 2006): Während die Emissionen aus der energetischen Nutzung von Energieträgern beim Steamcracken und zur Produktion von Ammoniak nicht als Prozessemissionen bilanziert sind, werden die energiebedingten Emissionen aus der Herstellung von Methanol und Ruß im IPCC-SA als Prozessemissionen betrachtet (für beide Prozesse sind die reinen Prozessemissionen aus der stofflichen Nutzung von Energieträgern null).

Wir empfehlen daher, Emissionen aus der energetischen Nutzung von Energieträgern in Industrieprozessen nach einer einheitlichen Methodik zu erfassen und eine Entscheidung zu treffen, ob entweder alle Emissionen aus der energetischen Nutzung von Einsatzstoffen im IPCC-SA in der Hauptquellkategorie 'Energie' erfasst werden sollen (in diesem Fall sollten die Emissionen aus der Herstellung von Methanol und Ruß aus der Kategorie 'Industrieprozesse' entfernt werden und unter 'Energie' aufgelistet werden) oder ob Emissionen konsistent mit den Systemgrenzen des nichtenergetischen Verbrauchs in der Energiebilanz zugeordnet werden sollen. In diesem Fall würden die Emissionen aus den Steamcrackern und aus der Produktion von Ammoniak, Methanol und Ruß, die aus dem Einsatz von kohle- und ölbasierten Energieträgern resultieren, unter der Quellkategorie 'Industrieprozesse' erfasst und lediglich die energetisch genutzten Anteile des Erdgaseinsatzes (zur Herstellung von Ammoniak, Methanol und Ruß) der Quellkategorie 'Energie' zugeordnet.

In den aktuellen Inventaren des Jahres 2006 werden fossile Kohlenstoffemissionen aus der Abwasserreinigung nicht berücksichtigt. Demgegenüber berechnen wir mit dem NEAT-Modell jährliche fossile Emissionen von 1,4 - 1,7 Mt CO₂-Äquivalenten basierend auf (i) dem chemischen Sauerstoffbedarf von Abwässern aus der chemischen Industrie sowie (ii) dem durchschnittlichen Tensidverbrauch in Deutschland.

Die NEAT Werte repräsentieren überschlagsmäßige Schätzungen, die als Richtgrößen für detaillierte Abschätzungen verwendet werden können.

Im Unterschied zu den Prozessemissionen sind die NEAT-Berechnungen für die Emissionen aus der Produktnutzung mit großen Unsicherheiten behaftet. Die aus der Verwendung von Produkten resultierenden Emissionen werden mit dem NEAT-Modell auf minimal $6,9 \pm 2,7$ Mt CO₂ (im Jahr 1996) bis maximal $9,3 \pm 3,4$ Mt CO₂ (im Jahr 2000) geschätzt (vgl. 1.6 - 2.7 Mt CO₂-Äquivalente im IPCC-SA).

Die Genauigkeit der NEAT-Berechnungen wird direkt durch die Qualität der verwendeten Produktions- und Außenhandelsdaten sowie der Richtigkeit der angenommenen Produktionsrouten bestimmt. Diese Parameter sind maßgeblich für die Ergebnisse der Massenbilanz im NEAT-Modell und damit, im Unterschied zur Berechnung von

Industrieprozessemissionen (die getrennt von der Massenbilanz berechnet werden), ausschlaggebend für die Höhe der errechneten Produktnutzungsemissionen. Aus diesem Grund sind die mit NEAT berechneten Emissionen aus der Produktnutzung besonders sensitiv gegenüber Doppelzählungen in der Kohlenstoffbilanz, welche aus fehlerhaften Produktions- oder Außenhandelsdaten sowie ungenau definierten Produktkategorien resultieren können. Die Tatsache, dass NEAT in der Regel einen höheren nichtenergetischen Verbrauch (68 - 87 Mt CO₂) im Zeitraum von 1990 bis 1999 errechnet als im IPCC-RA (IPCC-Referenz Ansatz) angegeben wird (64 - 77 Mt CO₂), könnte einen Hinweis auf mögliche Doppelzählungen sein (siehe auch folgenden Absatz).

Angesichts dieser Schwierigkeiten wurde eine bottom-up Berechnung zur unabhängigen Abschätzung der Produktnutzungsemissionen durchgeführt. Dabei wird zwischen (i) Lösemitteln, (ii) Pestiziden sowie (iii) festen paraffinischen Produkten als Emissionsquellen unterschieden (Emissionen für die Verwendung von Schmierstoffen als vierte Emissionsquelle können dem NEAT-Modell entnommen werden). Diese bottom-up Berechnung ist in verfeinerter Form Bestandteil eines deutlich vereinfachten NEAT-Modells (NEAT-SIMP), welches im Rahmen eines EU-Projektes (NEU-CO2-III) erarbeitet wurde (siehe Anhang C).

Mit Hilfe des bottom-up Ansatzes errechnen sich Emissionen von 2,8 - 3,6 Mt CO₂-Äquivalenten pro Jahr (für einen Zeitraum am Ende der 1990er Jahre). Dieser Wert ist 60 - 70% niedriger als das NEAT Ergebnis für Produktnutzungsemissionen im Jahr 2000 (9,3 Mt CO₂-Äquivalente). Das Ergebnis unserer bottom-up Berechnung liegt damit deutlich unter den Emissionswerten, die NEAT für die Produktnutzung berechnet. Dieses Resultat erhärtet unsere Zweifel an der Genauigkeit der NEAT-Berechnungen bezüglich der Produktnutzungsemissionen. Aus diesem Grund raten wir davon ab, die NEAT Ergebnisse zur Verbesserung der Emissionsabschätzungen in der Hauptquellkategorie 'Lösemittel und andere Produktnutzung' zu verwenden.

Wir empfehlen stattdessen, die Ergebnisse der unabhängigen bottom-up Berechnungen sowie die Daten aus dem in Anhang C näher beschriebenen NEAT-SIMP Ansatz zu verwenden, um eine detaillierte Berechnung der Emissionen aus der Produktnutzung für die einzelnen Emissionsquellen durchzuführen, wenngleich dieses Vorgehen tendenziell die Gesamtemissionen unterschätzt. Für die bottom-up Berechnungen können die Daten von Theloke et al. (2000) und Jepsen et al. (2004) zu Lösemittelmmissionen in Deutschland zusammen mit Berechnungen für die Emissionsquellen (i) Schmierstoffe, (ii) Wachse und wachshaltige Produkte sowie (iii) Pestizide kombiniert werden. Die Ergebnisse der unabhängigen bottom-up Berechnung (siehe Tabelle 15) sowie aus den Modulen des NEAT-SIMP Modells können diese Arbeiten unterstützen.

13.9.1.3 Diskussion der NEAT Ergebnisse in Bezug auf den IPCC-RA (IPCC-Referenz Verfahren)

Unter Berücksichtigung der Systemgrenzen, wie sie für den nichtenergetischen Verbrauch der einzelnen Energieträger in der deutschen Energiebilanz angewendet werden, errechnet sich mit dem NEAT-Modell ein nichtenergetischer Verbrauch von 68 - 87 Mt CO₂-Äquivalenten pro Jahr im Zeitraum von 1990 bis 2003. Mit Ausnahme des Jahres 1990 liegen die NEAT-Werte damit um 1 - 12 Mt CO₂-Äquivalente über den

Daten aus dem IPCC-RA (64 - 77 Mt CO₂-Äquivalente im Zeitraum von 1990-1999, Inventar aus dem Jahr 2005).

Wesentliche Gründe für die Unterschiede sind:

- Produktions- und Außenhandelsdaten sowie Informationen zu den Produktionsrouten in der chemischen Industrie Deutschlands sind mit Unsicherheiten behaftet. Dies könnte eine geringfügige Überschätzung des nichtenergetischen Verbrauchs im NEAT-Modell zur Folge haben.
- Die Daten zur Produktion von Buten sind mit Unsicherheiten behaftet. Darüber hinaus bleibt unklar, welche Anteile der Gesamtproduktion stofflich und welche energetisch, d.h. als Kraftstoffadditiv genutzt werden. Diese Unsicherheiten könnten eine Überschätzung des nichtenergetischen Verbrauchs in NEAT zur Folge haben.
- NEAT bezieht auch die Anteile von Erdgas in den nichtenergetischen Verbrauch mit ein, die zur Herstellung von Ruß eingesetzt werden (im Untersuchungszeitraum etwa 0,2 Mt CO₂-Äquivalente pro Jahr). Diese Mengen sind in den IPCC-RA Daten nicht enthalten.
- Der Verbrauch von 'Koks und anderen kohlebasierten Produkten' zur Herstellung von Nichteisenmetallen und Eisenlegierungen (1,1 - 1,8 Mt CO₂) wird bei den NEAT-Modellierungen dem nichtenergetischen Verbrauch zugerechnet. Trotz intensiver Expertenkontakte (DIW, 2005) konnte im Rahmen dieses Forschungsvorhabens nicht geklärt werden, ob diese Mengen auch in den Daten der Energiebilanz (bzw. des IPCC-RA) beinhaltet sind.
- Die Daten zum nichtenergetischen Verbrauch aus der Energiebilanz umfassen nicht die in Raffinerien erzeugten Mengen an Propylen (Propen). Dies führt zu einer deutlichen Unterschätzung des nichtenergetischen Verbrauchs von etwa 1,9 Mt CO₂-Äquivalenten pro Jahr. Darüber hinaus ist es wahrscheinlich, dass auch die Mengen an Aromaten und Butadien, die in Raffinerien erzeugt werden und einer stofflichen Verwendung zufließen, nicht als nichtenergetischer Verbrauch in der Energiebilanz berücksichtigt werden.
- Der nichtenergetische Verbrauch von 'Koks und anderen Kohleprodukte' beinhaltet unter anderem die Produktion und den Handel von Rohteer, allerdings nicht den Handel von Rohteer-Folgeprodukten, wie zum Beispiel Rohbenzol oder Pech. Wie bereits angedeutet, hat dies zur Folge, dass die Mengen an 'Koks und anderen Kohleprodukten', die als nichtenergetischer Verbrauch in der Energiebilanz aufgeführt werden, für die Produktion von Benzol nicht ausreichen. Aus diesem Grund erachten wir die Mengen an 'Koks und anderen Kohleprodukten', die in der Energiebilanz dem nichtenergetischen Verbrauch zugeordnet werden, als unvollständig.

Zusammenfassend stellen wir fest, dass die Energiebilanz (und folglich auch der IPCC-RA) den nichtenergetischen Verbrauch fossiler Energieträger in Deutschland mit hoher Wahrscheinlichkeit unterschätzen.

Außer dem soeben diskutierten Gesamteinsatz an nichtenergetisch genutzten fossilen Energieträgern berechnet NEAT auch die Mengen an Kohlenstoff, die pro Jahr in Produkten gespeichert werden und demzufolge nicht emissionsrelevant sind. Die Ergebnisse der NEAT-Berechnungen liegen diesbezüglich mit 40 - 54 Mt CO₂-Äquivalenten pro Jahr unter den Werten aus dem IPCC-RA (46 - 56 Mt CO₂-Äquivalente). Die auf dieser Grundlage mit NEAT berechneten Emissionen (27 - 34 Mt

CO₂-Äquivalente) sind wesentlich höher als die Werte des IPCC-RA (14 - 22 Mt CO₂-Äquivalente).

Wesentliche Gründe für die Unterschiede sind (i) der höhere nichtenergetische Verbrauch gemäß NEAT sowie (ii) inkompatible, weil auf unterschiedlichen Systemgrenzen beruhende, Korrekturfaktoren zur Kohlenstoffspeicherung ('carbon storage fractions'). Der durchschnittliche NEAT-Korrekturfaktor für den Zeitraum 1990-2003 beträgt 61 %. Demgegenüber werden im IPCC-RA durchschnittliche Korrekturfaktoren von 74 % (im Zeitraum von 1990-1999, Inventar aus dem Jahr 2005) verwendet. Diese Unterschiede können durch systematische Abweichungen bei den Berechnungsmethoden der NEAT- und IPCC-RA-Korrekturfaktoren erklärt werden.

Während die IPCC-RA Korrekturfaktoren für die Kohlenstoffspeicherung lediglich Emissionen aus der energetischen Nutzung von Teilen der in der Kategorie nichtenergetischer Verbrauch zusammengefassten Energieträger berücksichtigen, werden die NEAT-Korrekturfaktoren in Anlehnung an die Systemgrenzen des nichtenergetischen Verbrauchs in der Energiebilanz berechnet (siehe UU STS, 2007: Tabelle 45). NEAT berücksichtigt daher auch Emissionen aus der Produktnutzung sowie aus der stofflichen Verwertung von Energieträgern in industriellen Prozessen, so zum Beispiel bei der Ammoniaksynthese.

Nichtsdestotrotz dürfen die mit NEAT berechneten Korrekturfaktoren nicht ohne weiteres im IPCC-RA genutzt werden, da der nichtenergetische Verbrauch (welcher zur Berechnung der Korrekturfaktoren in NEAT verwendet wird) von den Werten aus dem IPCC-RA abweicht. Um sicherzustellen, dass die Emissionen aus dem nichtenergetischen Verbrauch im IPCC-RA korrekt und konsistent mit den Systemgrenzen der Energiebilanzen berechnet werden, empfehlen wir, die brennstoffspezifischen Mengen des gespeicherten Kohlenstoffs, wie sie mit NEAT berechnet werden, vom nichtenergetischen Verbrauch aus dem IPCC-RA abzuziehen, um auf diese Weise die Gesamtemissionen aus dem nichtenergetischen Verbrauch zu berechnen sowie konsistente Korrekturfaktoren für den gespeicherten Kohlenstoff (carbon storage fractions) für den IPCC-RA abzuleiten.

13.9.1.4 Schlussfolgerungen

Basierend auf den Ergebnissen unserer Modellierungen schließen wir, dass eine Stoff- und Materialflussanalyse, wie sie mit NEAT durchgeführt wurde, detaillierte Einblicke in die Struktur des nichtenergetischen Verbrauchs in Deutschland liefert. NEAT berechnet nicht nur die Höhe des nichtenergetischen Verbrauchs fossiler Energieträger, sondern auch im Detail die daraus resultierenden Emissionen. Die Ergebnisse dieses Projektes haben gezeigt, dass NEAT ein geeignetes Instrument ist, um die Qualität von Emissionsdaten zum nichtenergetischen Verbrauch in den offiziellen deutschen Treibhausgasinventaren zu überprüfen und zu verbessern. Auf den NEAT-Analysen basierend, hat das Umweltbundesamt im vergangenen Jahr große Anstrengungen unternommen und wesentliche Unsicherheiten bezüglich der wichtigsten Industrieprozessemissionen (z.B. Emissionen aus der Herstellung von Methanol und Ruß sowie Umwandlungsverluste), wie sie in den Jahre vor 2006 bestanden, im aktuellen Inventar korrigiert. Die Autoren begrüßen diese Anstrengungen des Umweltbundesamtes und empfehlen, auch zur Klärung derzeit noch bestehender Unsicherheiten (z.B. Emissionen aus Steamcrackern sowie bei der

Herstellung von Ammoniak, Eisenlegierungen und Nichteisenmetallen) die Ergebnisse der NEAT-Modellierungen zu berücksichtigen. Auf diese Weise kann das Umweltbundesamt mit Hilfe der Ergebnisse aus diesem Forschungsvorschaben die derzeitig relativ gute Qualität der deutschen Treibhausgasinventare noch weiter verbessern.

Ein wesentlicher Nachteil des detaillierten NEAT-Modells ist es, dass in erheblichem Umfang Produktions- und Außenhandelsdaten sowie ein detaillierter Einblick in die Struktur der chemischen Industrie erforderlich ist.

Der zeit- und datenaufwändigste Teil der Modellberechnungen ist dabei das Erstellen einer geschlossenen Massenbilanz, welche ein zentraler Bestandteil der detaillierten NEAT-Modellierung ist. Dabei ist dieser Teil des NEAT-Modells zugleich auch der am meisten mit Unsicherheiten behaftetste.

Im Gegensatz dazu erfordert die Berechnung von industriellen Prozessemissionen wesentlich weniger Daten und generiert zuverlässige Ergebnisse.

Basierend auf diesen Erkenntnissen wurde ein vereinfachter NEAT-Modellansatz entwickelt (NEAT-SIMP, vgl. auch UU STS, 2007: Anhang C), der ohne die aufwändige Massenbilanzierung auskommt. Die Ergebnisse aus den Berechnungen mit NEAT-SIMP können zukünftig zur Inventarverbesserung genutzt werden. Mit Ausnahme der Produktnutzungsemissionen, können wir darüber hinaus auch das detaillierte NEAT-Modell für die Fortschreibung der Inventare empfehlen.

Die Anwendung des Modells für die Folgejahre sollte weniger zeitaufwändig sein, da bereits wesentliche Informationen zu den Systemgrenzen des nichtenergetischen Verbrauchs in der Energiebilanz sowie zur Struktur der chemischen Industrie in Deutschland vorhanden sind.

Bereits in der gegenwärtigen Version geht die Qualität der Erfassung von CO₂-Emissionen aus dem nichtenergetischen Verbrauch im deutschen Emissionsinventar deutlich über das Niveau praktisch aller anderen Industrieländer hinaus. Dennoch empfehlen wir weitere Verbesserungen. Letztendlich gehen wir davon aus, dass mit Hilfe dieser Studie auch die wichtigsten Defizite und Unklarheiten, wie sie nach den Inventaranpassungen aus dem Jahr 2006 noch teilweise hinsichtlich der Erfassung von Emissionen aus dem nichtenergetischen Verbrauch bestehen, behoben werden können.

14 ANHANG 3: WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR EINZELNE QUELL- UND SENKENKATEGORIEN

14.1 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Energie (1)

14.1.1 *Überarbeitung der Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen der neuen Bundesländer für das Jahr 1990 und der Folgejahre (1.A.1 und 1.A.2)*

14.1.1.1 Aktivitätsraten für das Jahr 1990

Die Probleme der amtlichen Statistik der DDR im Jahr der Wiedervereinigung 1990 und die Schaffung einer einheitlichen gesamtdeutschen amtlichen Statistik wirkten sich spürbar auf

die Qualität der bisher berichteten Zahlen zu den Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen der neuen Bundesländer des Jahres 1990 (und Folgejahre) aus. Daher wurden diese Zahlen durch das Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (IE gGmbH) überarbeitet. Im Forschungsvorhaben „Basisjahr und Aktualisierung“ (UBA, 2005c: FKZ 20541115) wurden im Arbeitspaket 1 „explizit die Aktivitätsraten für stationäre Feuerungsanlagen der neuen Bundesländer (NBL) als Grundlage für die Emissionsinventare und den Bericht zur Festlegung der zugewiesenen Mengen auf evtl. Lücken überprüft, ggf. vervollständigt bzw. korrigiert und dokumentiert.“

Mit dem Zugriff auf u.a. folgende Originärdatenquellen wurde ein realitätsnaher Brennstoffverbrauch herausgearbeitet und auf Datendifferenzen sowie auch Datenlücken zu den bisher im ZSE vorliegenden Daten gemäß der Struktur des BEU-Modells (Bilanz der Emissionsursachen) vergleichend überprüft:

- Energiewirtschaftlicher Jahresbericht 1990 für die NBL, Band 1a,
- Abrechnung der Energiebilanz der DDR 1988,
- Gesamtenergiebilanz 1989, Wirtschaftsraum DDR,
- Gesamtenergiebilanz 1990, Wirtschaftsraum der fünf neuen Länder in der BRD,
- Statistisches Jahrbuch 1992 der Bundesrepublik,
- Präzisierung Energiebedarfsentwicklung in den Bereichen Wirtschaft, Bevölkerung und sonstige Verbraucher im Zeitraum bis zum Jahr 2005 (Im Rahmen dieser Untersuchungen wurde u.a. für die energieintensiven Produkte der spezifische Energieverbrauch und die Produktionshöhe für 1990 eingeschätzt.),
- Eine Überarbeitung des UBA zur Prozessfeuerung,
- eigene Berechnungen.

Fehlende Primärdaten im Jahr 1990 wurden teilweise aus den Daten zu Vor- und Folgejahren mittels Interpolation und teils flankierender Expertenschätzungen generiert.

Vergleichend aufbereitet sind die im Jahr 1990 eingesetzten Brennstoffe von Stein- und Braunkohlen, flüssigen Brennstoffen, Gasen, Ersatzbrennstoffen, wie Müll oder andere Mineralölprodukte sowie erneuerbaren Energien. In den folgenden beiden Unterkapiteln sind die methodischen Grundlagen und die Ergebnisse dokumentiert.

14.1.1.2 Methode zur Überarbeitung der Aktivitätsraten für das Jahr 1990

Als stationäre Feuerungsanlagen gelten alle Kraftwerke, die Strom oder Strom und Wärme, die sowohl für Industrieprozesse eingesetzt als auch als Heizwärme genutzt werden, produzieren. Zudem sind die Kessel der Fernheizwerke zu berücksichtigen sowie ferner der Verbrauch an Hilfsenergie im Umwandlungsbereich. Darüber hinaus ist der Endenergieverbrauch in den Industriekesseln für Prozessfeuerungen im übrigen Bergbau und im verarbeitenden Gewerbe einzubeziehen.

Die Kraftwerke beinhalten eine Typenaufteilung in öffentliche Wärmekraftwerke und Gasturbinen, Grubenkraftwerke sowie Industriekraftwerke (Raffineriekraftwerke sind separat ausgewiesen).

Zusätzlich erfolgt eine Unteraufteilung der Feuerungsanlagen dieser Kraftwerkstypen in Großfeuerungsanlagen (GFA), wie sie der 13. BImSchV entsprechen und in TA-Luft-Anlagen.

Zudem wurden innerhalb der Industriekraftwerke die in den Bahnkraftwerken eingesetzten Brennstoffe gesondert ausgewiesen.

In einem ersten Schritt wurde der in 1990 bestehende Kraftwerkspark datenbanktechnisch mit u.a. Angaben zu elektrischen Leistungen sowie Dampfwärme und Brennstoffverbrauch neu aufgenommen.⁶¹ Dieser umfasste 229 Kraftwerke ohne die Kernkraftwerke Greifswald und Rheinsberg und ohne Laufwasser- und Speicherkraftwerke.

Für die Braunkohlen wurde eine regionale Auftrennung in die Reviere Lausitz und Mitteldeutschland vorgenommen, da zur letztendlichen Berechnung der CO₂-Emissionen deren unterschiedliche CO₂-Emissionsfaktoren zu berücksichtigen sind.

Aus der neu erstellten Kraftwerksparkdatei mit oben beschriebenen Parametern erfolgte eine kraftwerkstypenbezogene Neuberechnung aller eingesetzten Brennstoffe für die Bereitstellung von Strom sowie Industrieprozesswärme und Fernwärme in den jeweiligen Energiebilanzzeilen.

Des Weiteren, d.h. außerhalb der Werte der neu erstellten Kraftwerksparkdatei, wurde der Brennstoffverbrauch für die Fernwärmeerzeugung aus öffentlichen Fernheizwerken in der EBZ 18 erfasst.

Als dritte Position innerhalb der Umwandlungsbilanz wurde in der EBZ 45 der Energieträgereinsatz für den Hilfsenergieverbrauch in Form von Wärme in der Mineralölindustrie, für die Trocknungswärme bei der Herstellung von Braunkohlenbrikett und Braunkohlenstaub sowie für den Hilfsenergieverbrauch in den Kokereien und Ortsgaswerken erfasst.

Im Endenergieverbrauchsbereich wurde der in den einzelnen Kraftwerkstypen für die bereitgestellte Industrieprozesswärme eingesetzte Brennstoffverbrauch in der EBZ 73 bilanziert. Zusätzlich, d.h. außerhalb der Werte der neu erstellten Kraftwerksparkdatei, wird hier der Brennstoffverbrauch in den Industriekesseln sowie der für die Prozessfeuerung abgebildet. Für elf identifizierte Hauptprozesse konnte der Brennstoffverbrauch zur Prozessfeuerung spezifisch den verschiedenen Industriezweigen zugeordnet werden, die restlichen Prozesse wurden als Aggregat zusammengefasst.

14.1.1.3 Ergebnisse (Aktivitätsraten 1990)

Die Grundlage der hier durchgeführten Analyse ist die Gesamtenergiebilanz von 1990. Zu dieser gibt es keine Abweichungen vom im Niveau gleichen Verbrauch aller Energieträger. D.h. aber auch, dass sich die CO₂-Emissionen durch die Überarbeitung nicht wesentlich verändert haben.

Auftauchende Differenzen zur originären Energiebilanz ergeben sich lediglich in der Zuordnung der eingesetzten Brennstoffe in einzelnen Bilanzzeilen. In der Summe aller in den Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzten Brennstoffe wird ein Minderverbrauch in Höhe von 8.640 TJ konstatiert. Bezogen auf den ursprünglich ausgewiesenen Energieverbrauch zur Stromerzeugung in Höhe von 1.046.012 TJ ergibt sich eine relative Verschiebung der eingesetzten Energieträger in Höhe von 0,83 % aus dem Umwandlungsbereich in den

⁶¹ Entsprechend den Festlegungen zur energiewirtschaftlichen Statistik in der ehemaligen DDR erfolgte nach Ablauf des Kalenderjahres die Meldung der zentral vorgegebenen Daten durch alle Kraftwerksbetreiber an das ORGREB – Institut für Kraftwerke in Vetschau, das daraus einen jährlich erschienenen Gesamtbericht erarbeitete [EWJB 90]. Für 1990 erfolgte dieser letztmalig in gekürzter Form, wobei die detaillierte Darstellung der Kraftwerke nur als internes Arbeitspapier dem damaligen IfE übergeben wurde.

Bereich des Endenergieverbrauches mit einem dort ausgewiesenen Mehrverbrauch im übrigen Bergbau und dem verarbeitenden Gewerbe von 8.640 TJ.

Gegenüber der ursprünglichen im ZSE befindlichen Anzahl von 268 Zeitreihen für die Quellgruppen 1.A.1 und 1.A.2 (ohne private Haushalte/Kleinverbraucher und Militär) erfolgte durch das Zurückgreifen auf neue Datenquellen und das Auswerten dieser eine differenziertere Zuordnung und Darstellung mit teils neuen Strukturelementen auf nun 360 Zeitreihen. Hierunter fällt auch die regionale Aufteilung der Braunkohlen auf die Reviere Mitteldeutschland und Lausitz. Diese letztendlich quantitative Einzelbereitstellung der Energiedaten für stationäre Feuerungsanlagen in Zeitreihen erfolgt zur Erfüllung der Berichtspflicht im Rahmen des Nationalen Treibhausgasinventars (NIR 2006).

Einen Überblick über den nach intensiven Datenrecherchen und teils mehrstufigen Berechnungen den Kraftwerken und/oder den Heiz- bzw. Industriekesseln zugeordneten jeweiligen Brennstoffverbrauch in den entsprechenden EBZ bieten die folgenden Tabellen.

Tabelle 128: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Stromerzeugung in GFA der öffentlichen Wärmekraftwerke	Stromerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Wärmekraftwerke	Stromerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke des Braunkohlenbergbaus	Stromerzeugung der übrigen Industriewärmekraftwerke (GFA)	davon Bahnkraftwerke	Stromerzeugung der übrigen Industriewärmekraftwerke (TA-Luft)	davon Bahnkraftwerke	Stromerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	Summe
Installierte Leistung	MW	14.544	1.253	2.872	1.401	44	118	2	682	20.870
Engpassleistung	MW	11.367	989	1.727	574	20	26	1	236	14.918
Kesselwirkungsgrad	%	82,64%	94,72%	80,52%	81,44%	79,72%	73,17%	80,25%	82,96%	82,30%
Stromerzeugung	GWh	74.084	92	13.035	4.219	169	191	1	1.926	93.546
Wärme für Stromerzeugung	TJ	685.440	1.175	115.910	32.919	2.490	1.606	3	16.747	853.797
Brennstoff für Stromerzeugung	TJ	829.386	1.240	143.944	40.419	3.124	2.195	3	20.187	1.037.372
- Rohbraunkohle	TJ	813.525	0	124.106	18.378	3.088	714	3	7.881	964.605
> Revier Lausitz	TJ	662.638	0	97.829	4.551	504	165	0	0	765.183
> Revier Mitteldeutschland	TJ	150.887	0	26.277	13.827	2.584	550	3	7.881	199.422
- Braunkohlenbriketts	TJ	488	0	690	1.791	0	402	0	24	3.394
> Revier Lausitz	TJ	98	0	171	398	0	200	0	0	867
> Revier Mitteldeutschland	TJ	390	0	519	1.392	0	203	0	24	2.527
- Trockenkohle	TJ	0	0	5.941	0	0	0	0	238	6.178
> Revier Lausitz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Revier Mitteldeutschland	TJ	0	0	5.941	0	0	0	0	238	6.178
- Braunkohlenschwelkoks	TJ	1	0	5.462	2.113	0	223	0	876	8.674
> BTT-Koks	TJ	1	0	5.462	2.113	0	223	0	876	8.674
> BHT-Koks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohle	TJ	37	0	1.047	2.787	0	286	0	0	4.157
- Steinkohlenkoks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohlenbrikett	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Brennholz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Heizöl leicht	TJ	0	94	0	0	0	0	0	0	94
- Heizöl schwer	TJ	6.984	0	162	2.205	13	12	0	883	10.245
- Dieselmotorkraftstoff	TJ	0	146	0	0	0	0	0	0	146
- Erdgas	TJ	7.705	1.000	77	9.271	0	31	0	4.322	22.406
> importiertes Erdgas	TJ	5.663	1.000	25	4.835	0	0	0	4.322	15.845
> Inländerdgas	TJ	2.042	0	53	4.436	0	31	0	0	6.561
- Flüssigas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Klärgas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Stadtgas/Sonst. Gas	TJ	29	0	2.877	1.287	0	93	0	1.318	5.604
- Gichtgas	TJ	0	0	0	1.940	0	0	0	0	1.940
- Sonderbrennstoff	TJ	618	0	3.582	648	23	434	0	4.646	9.926
		EBZ 13	EBZ 13	EBZ 14	EBZ 15		EBZ 15		EBZ 15	

Tabelle 129: Brennstoffeinsatz zur Industriewärmeerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Wärme- und Kraftwerke	Wärmeerzeugung in GFA der Gruben- und Kraftwerke des Braunkohlenbergbaus	Wärmeerzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (GFA)	davon Brennkraftwerke	Wärmeerzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (TA-Luft)	davon Brennkraftwerke	Wärmeerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	Summe
Kesselwirkungsgrad	%	82,44%	78,82%	79,27%	79,21%	74,27%	80,25%	83,06%	79,48%
Industriewärmeerzeugung	TJ	3.611	128.533	100.426	171	10.291	158	44.878	287.740
Brennstoff für Industriewärme	TJ	4.380	163.065	126.687	216	13.856	196	54.031	362.020
- Rohbraunkohle	TJ	4.122	150.799	60.263	207	6.892	196	18.303	240.379
> Revier Lausitz	TJ	1.759	96.135	10.294	207	1.743	0	0	109.931
> Revier Mitteldeutschland	TJ	2.364	54.664	49.969	0	5.149	196	18.303	130.448
- Braunkohlenbrikett	TJ	0	333	8.084	0	3.640	0	0	12.057
> Revier Lausitz	TJ	0	79	3.328	0	2.021	0	0	5.428
> Revier Mitteldeutschland	TJ	0	255	4.756	0	1.619	0	0	6.630
- Trockenkohle	TJ	0	2.912	0	0	0	0	0	2.912
> Revier Lausitz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
> Revier Mitteldeutschland	TJ	0	2.912	0	0	0	0	0	2.912
- Braunkohlenschwelkoks	TJ	0	2.677	6.199	0	944	0	58	9.878
> BTT-Koks	TJ	0	2.677	6.199	0	944	0	58	9.878
> BHT-Koks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohle	TJ	0	378	10.353	0	951	0	0	11.682
- Steinkohlenkoks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohlenbrikett	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Brennholz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Heizöl leicht	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Heizöl schwer	TJ	113	119	9.070	0	303	0	2.520	12.124
- Dieselloststoff	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Erdgas	TJ	145	0	26.000	0	606	0	8.933	35.684
> importiertes Erdgas	TJ	2	0	12.887	0	0	0	8.933	21.822
> Inländerdgas	TJ	143	0	13.113	0	606	0	0	13.862
- Flüssigas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Klärgas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0
- Stadtgas/Sonst. Gas	TJ	0	3.119	1.988	0	0	0	12.599	17.706
- Gichtgas	TJ	0	0	1.479	0	0	0	0	1.479
- Sonderbrennstoff	TJ	0	2.728	3.252	9	521	0	11.619	18.120
		↓ EBZ 73	↓ EBZ 45 / 73	↓ EBZ 73		↓ EBZ 73		↓ EBZ 45	

Tabelle 130: Brennstoffeinsatz zur Fernwärmezeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Wärmekraftwerke	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Wärmekraftwerke	Wärmeerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke des Braunkohlenbergbaus	Wärmeerzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (GFA)	davon Bahnkraftwerke	Wärmeerzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (TA-Luft)	davon Bahnkraftwerke	Wärmeerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	Summe
Kesselwirkungsgrad	%	83,26%	68,11%	79,30%	80,59%	79,37%	76,97%		85,02%	82,57%
Fernwärmeerzeugung	TJ	109.565	167	10.874	14.253	723	2.659	0	3.952	141.469
Brennstoff für Fernwärme	TJ	131.588	245	13.713	17.686	911	3.454	0	4.648	171.334
- Rohbraunkohle	TJ	87.000	0	10.557	8.770	880	1.128	0	1.023	108.478
> Revier Lausitz	TJ	46.503	0	6.603	4.321	645	598	0	0	58.024
> Revier Mitteldeutschland	TJ	40.497	0	3.954	4.449	235	530	0	1.023	50.453
- Braunkohlenbrikett	TJ	7.939	0	503	2.462	0	1.247	0	0	12.151
> Revier Lausitz	TJ	1.012	0	333	780	0	722	0	0	2.847
> Revier Mitteldeutschland	TJ	6.927	0	170	1.682	0	525	0	0	9.304
- Trockenkohle	TJ	0	0	169	0	0	0	0	0	169
> Revier Lausitz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Revier Mitteldeutschland	TJ	0	0	169	0	0	0	0	0	169
- Braunkohlenschwelkoks	TJ	64	0	0	165	0	11	0	0	240
> BTT-Koks	TJ	64	0	0	165	0	11	0	0	240
> BHT-Koks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohle	TJ	1.282	0	2.090	1.503	0	907	0	0	5.782
- Steinkohlenkoks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohlenbrikett	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Brennholz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Heizöl leicht	TJ	0	245	0	0	0	0	0	0	245
- Heizöl schwer	TJ	13.820	0	50	504	1	0	0	3	14.378
- Dieseldieselkraftstoff	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Erdgas	TJ	20.956	0	2	3.891	0	150	0	501	25.500
> importiertes Erdgas	TJ	13.268	0	1	1.641	0	0	0	501	15.410
> Inländerdieselgas	TJ	7.688	0	1	2.250	0	150	0	0	10.089
- Flüssiggas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Klärgas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Stadtgas/Sonst. Gas	TJ	134	0	205	223	0	0	0	2.931	3.494
- Gichtgas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Sonderbrennstoff	TJ	391	0	136	167	29	11	0	190	896
		EBZ 18	EBZ 18	EBZ 18	EBZ 18		EBZ 18		EBZ 18	

Tabelle 131: Gesamter Brennstoffeinsatz in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Gesamtwärme- erzeugung in GFA der öffentlichen Wärme- und Kraftwerke	Gesamtwärme- erzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Wärme- und Kraftwerke	Gesamtwärme- erzeugung in GFA der Gruben- und Kraftwerke des Braunkohlen- bergbaus	Gesamtwärme- erzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (GFA)	davon Bahn- kraft- werke	Gesamtwärme- erzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (TA-Luft)	davon Bahn- kraft- werke	Gesamtwärme- erzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	Summe
Kesselwirkungsgrad	%	82,73%	90,33%	79,61%	79,87%	79,62%	74,63%	80,25%	83,15%	81,68%
Gesamtwärmeerzeugung	TJ	798.616	1.342	255.317	147.599	3.384	14.556	160	65.576	1.283.006
Brennstoff für Gesamtwärme	TJ	965.354	1.486	320.722	184.792	4.251	19.505	200	78.866	1.570.725
- Rohbraunkohle	TJ	904.647	0	285.462	87.411	4.175	8.735	200	27.207	1.313.462
> Revier Lausitz	TJ	710.899	0	200.568	19.166	1.356	2.506	0	0	933.138
> Revier Mitteldeutschland	TJ	193.748	0	84.895	68.245	2.819	6.229	200	27.207	380.323
- Braunkohlenbrikett	TJ	8.427	0	1.526	12.336	0	5.290	0	24	27.603
> Revier Lausitz	TJ	1.111	0	582	4.506	0	2.944	0	0	9.142
> Revier Mitteldeutschland	TJ	7.317	0	944	7.830	0	2.346	0	24	18.461
- Trockenkohle	TJ	0	0	9.021	0	0	0	0	238	9.259
> Revier Lausitz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Revier Mitteldeutschland	TJ	0	0	9.021	0	0	0	0	238	9.259
- Braunkohlenschwelkoks	TJ	65	0	8.140	8.477	0	1.177	0	934	18.792
> BTT-Koks	TJ	65	0	8.140	8.477	0	1.177	0	934	18.792
> BHT-Koks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohle	TJ	1.320	0	3.515	14.643	0	2.144	0	0	21.621
- Steinkohlenkoks	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohlenbrikett	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Brennholz	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Heizöl leicht	TJ	0	339	0	0	0	0	0	0	339
- Heizöl schwer	TJ	20.917	0	331	11.779	14	315	0	3.406	36.748
- Dieselmotorkraftstoff	TJ	0	146	0	0	0	0	0	0	146
- Erdgas	TJ	28.807	1.000	79	39.162	0	787	0	13.755	83.590
> importiertes Erdgas	TJ	18.934	1.000	25	19.363	0	0	0	13.755	53.078
> Inländerdgas	TJ	9.873	0	54	19.799	0	787	0	0	30.513
- Flüssigas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Klärgas	TJ	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Stadtgas/Sonst. Gas	TJ	164	0	6.202	3.498	0	93	0	16.847	26.803
- Gichtgas	TJ	0	0	0	3.420	0	0	0	0	3.420
- Sonderbrennstoff	TJ	1.009	0	6.446	4.067	62	966	0	16.455	28.942

Tabelle 132: Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Fernheizwerken (EBZ 18) (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Brennstoffe für Fernwärmeerzeugung 1990 EB Zeile 18	Fernwärmeerzeugung in GFA der öff. Wärme-kraftwerke	Fernwärmeerzeugung aus Gasturbinen öff. Wärme-kraftwerke	Fernwärmeerzeugung in GFA der Gruben-kraftwerke des Braunkohlen-bergbaus	Fernwärmeerzeugung in GFA der IKW des verarb. Gewerbes und uebr. Bergbaus	Fernwärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der IKW des verarb. Gewerbes und uebr. Bergbaus	Fernwärmeerzeugung in GFA der Raffinerie-kraftwerke	Fernwärmeerzeugung aus öffentlichen Fern-heizwerken	davon Fernwärmeerzeugung in GFA	davon Fernwärmeerzeugung in TA-Luft
Jahreswirkungsgrad	%	81,60%	83,26%	68,11%	79,30%	80,59%	76,97%	85,02%	80,04%		
Fernwärmeerzeugung	TJ	227.490	109.565	167	10.874	14.253	2.659	3.952	86.021		
Brennstoff für Fernwärme	TJ	278.801	131.588	245	13.713	17.686	3.454	4.648	107.467	33.394	74.074
- Rohbraunkohle	TJ	189.784	87.000	0	10.557	8.770	1.128	1.023	81.306	25.265	56.042
> Revier Lausitz	TJ		46.503	0	6.603	4.321	598	0	32.522	10.106	22.417
> Revier Mitteldeutschland	TJ		40.497	0	3.954	4.449	530	1.023	48.784	15.159	33.625
- Braunkohlenbriketts	TJ	19.569	7.939	0	503	2.462	1.247	0	7.418	2.305	5.113
> Revier Lausitz	TJ		1.012	0	333	780	722	0	1.738	540	1.198
> Revier Mitteldeutschland	TJ		6.927	0	170	1.682	525	0	5.680	1.765	3.915
- Staub-/Trockenkohle	TJ	532	0	0	169	0	0	0	363	113	250
> Revier Lausitz	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Revier Mitteldeutschland	TJ		0	0	169	0	0	0	363	113	250
- Braunkohlenkoks	TJ	243	64	0	0	165	11	0	3	1	2
> BTT-Koks	TJ		64	0	0	165	11	0			
> BHT-Koks	TJ		0	0	0	0	0	0			
- Steinkohle	TJ	11.835	1.282	0	2.090	1.503	907	0	6.053	1.881	4.172
- Steinkohlenkoks	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Steinkohlenbriketts	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Brennholz	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Heizöl, leicht	TJ	1.217	0	245	0	0	0	0	972	302	670
- Heizöl, schwer	TJ	16.028	13.820	0	50	504	0	3	1.650	513	1.137
- Dieselmotoren	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Erdgas	TJ	32.724	20.956	0	2	3.891	150	501	7.224	2.245	4.979
> importiertes Erdgas	TJ		13.268	0	1	1.641	0	501			
> Inländerdgas	TJ		7.688	0	1	2.250	150	0			
- Fluessiggas	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Klärgas	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Sonstiges Gase	TJ	5.973	134	0	205	223	0	2.931	2.479	770	1.709
> Brenngas			0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Kokerei-/Stadtgas	TJ	5.973	134	0	205	223	0	2.931	2.479	770	1.709
> Raffineriegas			0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Gichtgas	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Sonderbrennstoff	TJ	896	391	0	136	167	11	190	0	0	0
> Andere Mineraloelprodukte			0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Braunkohlenteer			0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Industriemüll		896	391	0	136	167	11	190	0	0	0

Tabelle 133: Brennstoffeinsatz im Umwandlungsbereich (Hilfsenergie / EBZ 45) (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Korrigierte EBZ 45	Waermeerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke des Braunkohlenbergbaus	Herstellung von Steinkohlenkoks	Waermeerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	Summe (Umwandlung für KW)	übrigen Prozess- feuerungen
Industriewärmeerzeugung	TJ		118.198		44.878	163.076	
Brennstoff für Endenergie	TJ	224.150	149.953	3.053	54.031	207.037	17.113
- Rohbraunkohle	TJ	156.976	138.673	0	18.303	156.976	0
> Revier Lausitz	TJ		88.405		0	88.405	
> Revier Mitteldeutschland	TJ		50.268		18.303	68.571	
- Braunkohlenbriketts	TJ	306	306	0	0	306	0
> Revier Lausitz	TJ		72		0	72	
> Revier Mitteldeutschland	TJ		234		0	234	
- Staub-/Trockenkohle	TJ	2.677	2.677	0	0	2.677	0
> Revier Lausitz	TJ		0		0	0	
> Revier Mitteldeutschland	TJ		2.677		0	2.677	
- Braunkohlenkoks	TJ	2.520	2.462	0	58	2.520	0
> BTT-Koks	TJ		2.462		58	2.520	
> BHT-Koks	TJ		0		0	0	
- Steinkohle	TJ	348	348	0	0	348	0
- Steinkohlenkoks	TJ	60	0	0	0	0	60
- Steinkohlenbriketts	TJ	0	0	0	0	0	0
- Brennholz	TJ	0	0	0	0	0	0
- Heizöl, leicht	TJ	0	0	0	0	0	0
- Heizöl, schwer	TJ	5.438	109	0	2.520	2.629	2.809
- Dieselkraftstoff	TJ	0	0	0	0	0	0
- Erdgas	TJ	10.459	0	1.526	8.933	10.459	0
> Importiertes Erdgas	TJ		0		8.933	8.933	
> Inländerdgas	TJ		0		0	0	
- Fluessiggas	TJ	644	0	0	0	0	644
- Klärgas	TJ	0	0	0	0	0	0
- Sonstiges Gase	TJ	28.311	2.868	1.527	12.599	16.994	11.317
> Brenngas	TJ	9.598	0	1.527	0	1.527	8.071
> Kokerei-/Stadtgas		2.868	2.868	0	0	2.868	0
> Raffineriegas		15.845	0	0	12.599	12.599	3.246
- Gichtgas	TJ	0	0	0	0	0	0
- Sonderbrennstoff	TJ	16.410	2.509	0	11.619	14.128	2.282
> Andere Mineraloelprodukte	TJ	13.901	0	0	11.619	11.619	2.282
> Braunkohlenteer		0	0	0	0	0	0
> Industriemüll		2.509	2.509	0	0	2.509	0

Tabelle 134: Endenergieverbrauch übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe: Prozessfeuerung (EBZ 73) (Neue Bundesländer 1990)

Endenergieverbrauch verarbeitendes Gewerbe 1990	Dimension	Korrigierte EBZ 73	Herstellung von Calcium- carbid (Prozess- feuerung)	Herstellung von Eisen-, Stahl- und Temperguß (Prozess- feuerung)	Herstellung von Glas (Prozess- feuerung)	Herstellung von Grob- keramik (Prozess- feuerung)	Herstellung von Kalk (Prozess- feuerung)	Herstellung von Nichtisen- Schwe- rmetalle (Prozess- feuerung)	Herstellung von Roheisen (Prozess- feuerung)	Herstellung von Siemens- Martin- Stahl (Prozess- feuerung)	Herstellung von Sinter (Prozess- feuerung)	Herstellung von Walzstahl (Prozess- feuerung)	Herstellung von Zement (Prozess- feuerung)	Herstellung von Zucker (Prozess- feuerung)	Zwischen- summe Prozess- feuerung (ohne Carbid)
Industriewärmeerzeugung	TJ			2-9	10-16	17-25	26-37	38-43+80	44-48	49-52	53-55	56-58+81	59-71	72-79	
Brennstoff für Endenergie	TJ	547.693		2.981	6.240	7.569	7.560	6.155	25.732	12.932	5.340	6.660	26.248	4.633	112.050
- Rohbraunkohle	TJ	169.921		0	401	2.225	0	0	0	0	0	0	0	0	2.626
> Revier Lausitz	TJ			0	241	890	0	0	0	0	0	0	0	0	1.130
> Revier Mitteldeutschland	TJ			0	160	1.335	0	0	0	0	0	0	0	0	1.495
- Braunkohlenbriketts	TJ	74.324		0	23	3.300	0	1.102	0	0	0	0	0	0	4.425
> Revier Lausitz	TJ														
> Revier Mitteldeutschland	TJ														
- Staub-/Trockenkohle	TJ	27.266		0	0	0	0	365	0	0	0	0	14.836	0	15.201
> Revier Lausitz	TJ														
> Revier Mitteldeutschland	TJ														
- Braunkohlenkoks	TJ	22.149		0	0	0	2.100	0	0	0	3.348	0	0	0	5.448
> BTT-Koks	TJ														
> BHT-Koks	TJ														
- Steinkohle	TJ	37.442		0	0	22	0	0	0	0	197	0	7.418	3.682	11.318
- Steinkohlenkoks	TJ	32.260		2.510	0	18	5.250	3.645	16.851	0	1.795	0	0	951	31.021
- Steinkohlenbriketts	TJ	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Brennholz	TJ	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Heizöl, leicht	TJ	2.402		0	141	71	0	0	0	0	0	0	0	0	212
- Heizöl, schwer	TJ	23.070		0	0	0	0	324	3.032	3.816	0	740	0	0	7.912
- Dieseldieselkraftstoff	TJ	10		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Erdgas	TJ	107.410		471	4.332	1.658	210	720	835	8.904	0	4.810	3.994	0	25.934
> importiertes Erdgas	TJ														0
> Inländerdieselgas	TJ														0
- Fluessiggas	TJ	2.395		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Klärgas	TJ	0		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Sonstiges Gase	TJ	28.956		0	1.342	276	0	0	0	212	0	1.110	0	0	2.940
> Brenngas	TJ	2.803		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Kokerei-/Stadtgas	TJ	24.762		0	1.342	276	0	0	0	212	0	1.110	0	0	2.940
> Raffineriegas	TJ	1.392		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Gichtgas	TJ	11.417		0	0	0	0	0	5.013	0	0	0	0	0	5.013
- Sonderbrennstoff	TJ	8.674		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Andere Mineraloelprodukte	TJ	301		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Braunkohlenteer	TJ	511		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Industriemüll	TJ	7.862		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 135: Endenergieverbrauch übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe: Industriewärme aus Kraftwerken und Heizkesseln (EBZ 73) (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Korrigierte EBZ 73	Zwischen- summe Prozess- feuerung (ohne Carbid)	Wärmeerzeu- gung in GFA der öff. Wärme- kraftwerke	Wärmeerzeu- gung in GFA der Grubenkraftwerke (ohne Wä. f. Brikettfab.)	Wärmeerzeu- gung in GFA aus IKW des VGew u. uebr. Bergbaus	Wärmeerzeu- gung in TA Luft aus IKW des VGew u. uebr. Bergbaus	Wärmeer- zeugung Industrie- Kessel des Vgew	davon Wärmeer- zeugung in GFA (Industrie- Kessel) des Vgew	davon Wärmeer- zeugung in TA Luft (Industrie- Kessel) des VGew	übrige Prozess- feuerungen
Industriewärmeerzeugung	TJ			3.611	10.335	100.426	10.291				
Brennstoff für Endenergie	TJ	547.693	112.050	4.380	13.112	126.687	13.856	160.370	62.305	98.065	117.238
- Rohbraunkohle	TJ	169.921	2.626	4.122	12.126	60.263	6.892	76.000	29.527	46.473	7.892
> Revier Lausitz	TJ		1.130	1.759	7.730	10.294	1.743	30.400	11.811	18.589	3.398
> Revier Mitteldeutschland	TJ		1.495	2.364	4.395	49.969	5.149	45.600	17.716	27.884	4.494
- Braunkohlenbriketts	TJ	74.324	4.425	0	27	8.084	3.640	40.000	15.540	24.460	18.148
> Revier Lausitz	TJ			0	6	3.328	2.021	16.000	6.216	9.784	
> Revier Mitteldeutschland	TJ			0	20	4.756	1.619	24.000	9.324	14.676	
- Staub-/Trockenkohle	TJ	27.266	15.201	0	234	0	0	3.500	1.360	2.140	8.331
> Revier Lausitz	TJ			0	0	0	0	1.400	544	856	
> Revier Mitteldeutschland	TJ			0	234	0	0	2.100	816	1.284	
- Braunkohlenkoks	TJ	22.149	5.448	0	215	6.199	944	3.500	1.360	2.140	5.843
> BTT-Koks	TJ			0	215	6.199	944				
> BHT-Koks	TJ			0	0	0	0				
- Steinkohle	TJ	37.442	11.318	0	30	10.353	951	13.500	5.245	8.255	1.289
- Steinkohlenkoks	TJ	32.260	31.021	0	0	0	0		0	0	1.239
- Steinkohlenbriketts	TJ	0	0	0	0	0	0		0	0	0
- Brennholz	TJ	0	0	0	0	0	0		0	0	0
- Heizöl, leicht	TJ	2.402	212	0	0	0	0		0	0	2.190
- Heizöl, schwer	TJ	23.070	7.912	113	10	9.070	303	2.000	777	1.223	3.662
- Dieselmotoren	TJ	10	0	0	0	0	0		0	0	10
- Erdgas	TJ	107.410	25.934	145	0	26.000	606	11.000	4.274	6.726	43.724
> importiertes Erdgas	TJ		0	2	0	12.887	0				
> Inländerdgas	TJ		0	143	0	13.113	606				
- Fluessiggas	TJ	2.395	0	0	0	0	0		0	0	2.395
- Klärgas	TJ	0	0	0	0	0	0		0	0	0
- Sonstiges Gase	TJ	28.956	2.940	0	251	1.988	0	7.000	2.720	4.280	16.778
> Brenngas		2.803	0	0	0	1.988	0		0	0	815
> Kokerei-/Stadtgas	TJ	24.762	2.940	0	251	0	0	7.000	2.720	4.280	14.571
> Raffineriegas		1.392	0	0	0	0	0		0	0	1.392
- Gichtgas	TJ	11.417	5.013	0	0	1.479	0		0	0	4.924
- Sonderbrennstoff	TJ	8.674	0	0	219	3.252	521	3.870	1.503	2.366	812
> Andere Mineraloelprodukte		301	0	0	0	0	0		0	0	301
> Braunkohlenteer	TJ	511	0	0	0	0	0		0	0	511
> Industriemüll		7.862	0	0	219	3.252	521	3.870	1.503	2.366	0

14.1.1.4 Überarbeitung der Aktivitätsraten für die Jahre 1991 bis 1994

Die Überarbeitung der Daten für die neuen Bundesländer für 1990 machte es erforderlich, auch die Aktivitätsraten in den Folgejahren bis 1994 zu überarbeiten.

Ein bottom-up-Verfahren auf der Grundlage detaillierter Primärdaten wie im Jahr 1990 ist für diese Jahre jedoch nicht in gleicher Qualität möglich. So liegen zum Beispiel die kraftwerksbezogenen Daten in der detaillierten Ausgestaltung letztmalig für das Jahr 1990 vor.

14.1.1.4.1 Methode (Aktivitätsraten 1991-1994)

Den Anforderungen an die Zeitreihenkonsistenz wird insofern Rechnung getragen, als dass auf konsistente Datenquellen (z. B. Statistische Jahrbücher, Energiebilanzen, bereits vorliegende Auswertung des UBA) zugegriffen wird und für die Folgejahre kongruente Berechnungsmethoden herangezogen und einheitliche Verrechnungsschlüssel angewendet werden.

Die Ermittlung und Zuordnung der Brennstoffe in den Jahren 1991 bis 1994 zu den jeweiligen Verbrennungseinsätzen beruht auf einem mehrstufigen Verfahren:

1. Auf der Basis der "Jahresberichte zur Entwicklung der Braunkohle in den neuen Bundesländern" von 1991 bis 1994 (BMWA o.J.) und zu Kontrollzwecke für bereits im ZSE enthaltene Werte werden Daten zur Braunkohlenförderung nach einerseits Revieren und andererseits dem Einsatz der Braunkohle für die Veredelung sowie für Kesselanlagen und Feuerungen nach Verbraucherbereichen ermittelt.
2. Darüber hinaus wird der Brennstoffwärmebedarf für die Brikett- und Braunkohlenstaubproduktion (Trocknungswärme) nach den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland ermittelt.
3. Ferner wird der Endenergieverbrauch der bereits für das Basisjahr identifizierten, energieintensiven Prozesse unter Zuhilfenahme der Statistischen Jahrbücher und den Daten einer unveröffentlichten Fachserie auch für die Jahre 1991 bis 1994 ermittelt.
4. Das Ermitteln des weiteren Brennstoffverbrauches beruht auf Berechnungen.

So wird der anhand obiger Quellen nachgewiesene Brennstoffverbrauch für die Industrieprozesse von den in den Energiebilanzen der Jahre 1991 bis 1994 dargestellten Gesamtwerten für die jeweiligen Brennstoffe in der EBZ 73 abgezogen.

Die in den einzelnen Jahren verbleibende Differenz zwischen dem für diese Prozesse identifizierten Brennstoffverbrauch und den für die einzelnen Brennstoffe in gesamter Höhe ausgewiesenen Werten in der jeweiligen Energiebilanz wird anteilig auf die verbleibenden Zeitreihen aufgeteilt. Für diese Restgröße und ebenso für alle anderen Brennstoffeinsätze in Kraftwerken, Heiz- und weiteren Industriekesseln gilt der folgende Berechnungsmodus:

- Als Referenzwerte für eine Aufteilung der eingesetzten Brennstoffe in stationären Verbrennungsanlagen in den Jahren 1991 bis 1994 dienen die neuen Zeitreihendaten zu 1990 in der Zuordnung zu den EBZ 13-15, 18, 45 sowie 73.
- Entsprechend der anteiligen Zuordnung des Wertes der einzelnen Brennstoffe in der EBZ 1990 erfolgte die Zuordnung der Werte der einzelnen Brennstoffe in den Energiebilanzen der Jahre 1991 -1994 mit gleichem Anteil.
- Von der anteiligen Verrechnung wurde dann abgewichen, wenn in den Energiebilanzen 1991 bis 1994 ein Brennstoffverbrauch in den Energiebilanzzeilen ausgewiesen ist,

aber der entsprechende Brennstoffeinsatz in der Energiebilanzrevision 1990 Null ist (Multiplikation mit Null). Hier wurde stattdessen der in der jeweiligen Energiebilanzzelle der Jahre 1991 bis 1994 dargestellte Brennstoffverbrauch übernommen. Damit wurde gewährleistet, dass alle in den Energiebilanzen der Folgejahre ausgewiesenen Brennstoffe berücksichtigt sind.

14.1.1.5 Ergebnisse (Aktivitätsraten 1991-1994)

14.1.1.5.1 Braunkohlen

Wie für das Jahr 1990 musste der Braunkohlenverbrauch nach Revieren unterteilt ermittelt werden. Die Tabelle 136 gibt einen Überblick über die Braunkohlenförderung nach Revieren und den Einsatz der Braunkohle für die Veredelung sowie für Kesselanlagen und Feuerungen nach Verbraucherbereichen. Die Daten wurden zur Kontrolle auf den Gesamtverbrauch umgerechnet und mit dem bisher im ZSE ausgewiesenen Gesamtverbrauch an Braunkohle verglichen.

Mit einem nach Regionen unterteilten durchschnittlichen Heizwert reflektiert der in der Tabelle 136 dargestellte Einsatz in Braunkohlefabriken in der Lausitz und Mitteldeutschland für die Brikettierkohle plus der Verbrauch für die Trocknungswärme (siehe Tabelle 137) die Werte in der EBZ 12 in den jeweiligen Energiebilanzen. Der Einsatz in den Kraftwerken der Braunkohlenindustrie beider Reviere entspricht den Werten für die Grubenkraftwerke in der EBZ 14 der Energiebilanzen 1991 bis 1994.

Tabelle 136: Braunkohleförderung nach Förderrevieren

		1990	1991	1992	1993	1994
Braunkohlenförderung	kt	248.900	167.700	129.400	115.600	101.800
Lausitz	kt	168.000	116.800	93.100	87.400	79.400
Mitteldeutschland	kt	80.900	50.900	36.300	28.200	22.400
Bestandsentnahme inkl. Saldo Einfuhr/Ausfuhr	kt	4.338	3.704	2.908	2.162	797
Braunkohlenförderung & Bestandsentnahme (aufgeteilt auf Reviere nach Fördermengen)						
Lausitz	kt	170.928	119.380	95.192	89.035	80.022
Mitteldeutschland	kt	82.310	52.024	37.116	28.727	22.575
Braunkohlenverbrauch	kt	253.238	171.404	132.308	117.762	102.597
Braunkohlenverbrauch in Revieren						
Verbrauch Lausitz in ...	kt	170.928	119.380	95.192	89.035	80.022
Brikettfabriken (Brikettierkohle)	kt	45.644	25.960	14.677	11.974	9.497
Kraftwerken der Braunkohlenindustrie der Lausitz	kt	23.533	17.240	10.431	9.119	7.556
Kraftwerken der VEAG	kt	80.020	62.500	60.800	60.548	57.488
Sonstigen Kraftwerken	kt	9.008	5.686	3.552	3.035	2.757
Industriekesseln	kt	7.415	5.641	4.005	3.269	2.106
Absatz in Bevölkerung und Kleinverbrauch	kt	5.308	2.352	1.728	1.089	618
Verbrauch Mitteldeutschland in ...	kt	82.310	52.024	37.116	28.727	22.575
Brikettfabriken (Brikettierkohle)	kt	29.506	12.058	7.034	5.075	2.864
Kraftwerken der Braunkohlenindustrie in Mitteldeutschland	kt	8.570	7.342	6.301	5.438	4.898
Kraftwerken der VEAG	kt	15.880	12.700	10.128	8.639	8.025
Sonstigen Kraftwerken	kt	16.354	11.908	8.151	5.826	4.314
Industriekessel	kt	9.444	6.989	4.830	3.397	2.300
Absatz in Bevölkerung und Kleinverbrauch	kt	2.556	1.027	672	352	174

Quelle: Jahresberichte der Jahre 1991 bis 1994 zur Entwicklung der Braunkohle in den neuen Bundesländern, Bundesministerium für Wirtschaft (BMWA, o.J.).

Den Brennstoffbedarf für die Trocknung der Brikett- und Staubproduktion nach den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland zeigt folgende Übersicht in Tabelle 137.

Tabelle 137: Brennstoffbedarf für die Trocknung der Brikett- und Staubproduktion nach Revieren

		1990	1991	1992	1993	1994
Brikettproduktion*	kt	37.648	18.198	9.746	7.716	5.026
Lausitz	kt	22.200	12.200	6.500	5.300	3.900
Mitteldeutschland	kt	15.448	5.998	3.246	2.416	1.126
Staub- und Trockenkohle*	kt	1.817	1.641	1.590	1.166	1.378
Lausitz	kt	981	985	954	781	923
Mitteldeutschland	kt	836	656	636	385	455
Gesamtproduktion	kt	39.465	19.839	11.336	8.882	6.404
Spezifischer Wärmebedarf für Trocknung	GJ/t	2,995	2,95	2,95	2,95	2,95
Wärmebedarf für Trocknung	TJ	118.198	58.525	33.441	26.202	18.892
Kesselwirkungsgrad	%	78,82	79	79	79	79
Brennstoffbedarf	TJ	149.953	74.082	42.331	33.167	23.914

* Quelle: Energiebilanzen 1990 bis 1994 sowie Jahresberichte der Jahre 1991 bis 1994 zur Entwicklung der Braunkohle in den neuen Bundesländern, Bundesministerium für Wirtschaft (BMWA, o.J.).

Da im Jahr 1990 noch alle Brikettfabriken in Betrieb blieben, führte der Produktionsrückgang zu einer Reduzierung der Trocknerauslastung und damit zu einem Anstieg des spezifischen Wärmeverbrauchs. Die reduzierte Auslastung der Brikettfabriken hatte gleichzeitig eine Erhöhung des Brikettierfaktors zur Folge.

In den Jahren ab 1991 wurden in zunehmendem Maße Brikettfabriken stillgelegt. Die weiter in Betrieb verbliebenen Anlagen waren aber trotzdem nicht mehr ausgelastet, so dass der spezifische Wärmeverbrauch zur Kohletrocknung etwa die Größenordnung von 2,95 GJ/tBB über die Jahre 1991 - 1994 beibehielt.

Die Trocknungswärme wurde überwiegend in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der Kraftwerke der Braunkohlenindustrie hergestellt. Mit dem Rückgang des absoluten Wärmebedarfs in den Brikettfabriken, der gleichzeitig auch mit einem Rückgang des Strombedarfs verbunden war, ging auch die Auslastung der Kraftwerke deutlich zurück.

Für die Jahre 1991 - 1994 wird für den Trocknungswärmeverbrauch in den Brikettfabriken nach Berücksichtigung der Stilllegungstermine (BMWA, o.J.: 91-939) ein spezifischer Wärmebedarf von etwa 2,95 GJ/tBB und ein mittlerer Kesselwirkungsgrad der Kraftwerke der Braunkohlenindustrie von etwa 79 % zur Ermittlung des Brennstoffverbrauchs für die Bereitstellung der Trocknungswärme unterstellt.

14.1.1.5.2 Energieintensive Industrieprozesse

Die folgenden Übersichten (Tabelle 138 bis Tabelle 145) verdeutlichen die Entwicklung des Brennstoffverbrauchs in verschiedenen energieintensiven Industrieprozessen. Als primäre Quelle für die Produktionszahlen der Jahre 1991 und 1992 dient das Statistische Jahrbuch 1993. Die Produktionszahlen für die Jahre 1993 und 1994 sind der unveröffentlichten Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes für 1993/1994 entnommen.

Zur Ermittlung des Verbrauches an Brennstoffen in den ausgewählten Industrieprozessen werden die strukturelle Veränderung der Brennstoffeinsätze entsprechend den Änderungen der Energiebilanz sowie die teilweise Verbesserung der spezifischen Kennziffern im Laufe

der Jahre 1991 bis 1994 berücksichtigt. So wurde beispielsweise ab dem Jahr 1993/94 kein Kokerei-/Stadtgas mehr verwendet. Als Substitut wurde hier Erdgas unterstellt.

Tabelle 138: Walzstahl

		1990	1991	1992	1993	1994
Produktion*	Kt	3.700	2.700	2.300	2.000	2.300
spez. Energieverbrauch** (ohne Strom und Wärme)	TJ/kt	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
Erdgas	TJ/kt	1,3	1,5	1,6	1,6	1,7
Kokerei-/Stadtgas	TJ/kt	0,3	0,2	0,1	0,1	0
Heizöl, schwer	TJ/kt	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Absoluter Energieverbrauch						
Erdgas	TJ	4.810	4.050	3.680	3.200	3.910
Kokerei-/Stadtgas	TJ	1.110	540	230	200	0
Heizöl, schwer	TJ	740	270	230	200	230
Summe	TJ	6.660	4.860	4.140	3.600	4.140

* Quelle: http://www.stahl-online.de/wirtschafts_und_Politik/stahl_in_zahlen/2005/Stahlerzeugung_in_OstDE.jpg

** Anmerkung für die Kenngröße spezifischer Energieverbrauch in allen hier abgebildeten Industrieprozessen: Aufgrund der vorgegebenen Systematik, den Stromverbrauch in den EBZ 13-15 zu berücksichtigen, sowie die bereitgestellte Wärme aus den Kraftwerken für die Industrieprozesse ebenfalls gesondert zu erfassen, umfasst der spezifische Energieverbrauch hier lediglich den Verbrauch an Brennstoffen ohne Elektroenergie und Wärme.

Tabelle 139: Roheisen

		1990	1991	1992	1993	1994
Produktion*	kt	2.166	1.165	810	759	842
spez. Energieverbrauch (ohne Strom und Wärme)	TJ/kt	11,88	11,37	11,48	11,11	11,28
Erdgas	TJ/kt	0,39	0,39	0,4	0,4	0,4
Gichtgas	TJ/kt	2,31	2,3	2,3	2,3	2,3
Heizöl, schwer	TJ/kt	1,4	1,4	2	2,2	2,3
Steinkohlenkoks**	TJ/kt	7,78	7,28	6,78	6,21	6,28
Absoluter Energieverbrauch						
Erdgas	TJ	845	454	324	304	337
Gichtgas	TJ	5.003	2.680	1.863	1.746	1.937
Heizöl, schwer	TJ	3.032	1.631	1.620	1.670	1.937
Steinkohlenkoks	TJ	16.851	8.481	5.492	4.713	5.288
Summe	TJ	25.732	13.246	9.299	8.432	9.498

* Quelle: Statistische Jahrbücher 1991 bis 1993 sowie Datenmaterial vom UBA (unveröffentlichte Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes für 1993/1994)

** Nach Verrechnung mit Gichtgasäquivalent

Tabelle 140: Siemens-Martin-Stahl

		1990	1991	1992	1993	1994
Produktion*	kt	2.120	780	550	550	0
spez. Energieverbrauch (ohne Strom und Wärme)	TJ/kt	6,1	6,1	6,1	6,1	0
Erdgas	TJ/kt	4,2	4,2	4,2	4,2	0
Kokerei-/Stadtgas	TJ/kt	0,1	0,1	0,1	0,1	0
Heizöl, schwer	TJ/kt	1,8	1,8	1,8	1,8	0
Absoluter Energieverbrauch						
Erdgas	TJ	8.904	3.276	2.310	2.310	0
Kokerei-/Stadtgas	TJ	212	78	55	55	0
Heizöl, schwer	TJ	3.816	1.404	990	990	0
Summe	TJ	12.932	4.758	3.355	3.355	0

* Quelle: http://www.stahl-online.de/wirtschafts_und_Politik/stahl_in_zahlen/2005/Stahlerzeugung_in_OstDE.jpg

Tabelle 141: Zementklinker

		1990	1991	1992	1993	1994
Produktion*	kt	5.706	1.948	3.726	3.876	4.897
spez. Energieverbrauch (ohne Strom und Wärme)	TJ/kt	4,6	3,9	3,8	3,8	3,8
Andere Mineralölprodukte	TJ/kt		0,0	0,0	0,0	0,1
Heizöl, schwer	TJ/kt		0,5	0,5	0,5	0,5
Rohbraunkohle Mitteldeutschland	TJ/kt		0,6	0,3	0,0	0,0
Erdgas	TJ/kt	0,7	0,0	0,0	0,1	0,1
Steinkohle	TJ/kt	1,3	1,8	1,2	1,2	1,1
Staub-/Trockenkohle	TJ/kt	2,6	0,9	1,7	2,0	1,9
Absoluter Energieverbrauch						
Andere Mineralölprodukte	TJ		0	0	0	656
Heizöl, schwer	TJ		1.049	1.969	1.906	2.592
Rohbraunkohle Mitteldeutschland	TJ		1.188	1.287	0	0
Erdgas	TJ	3.994	91	91	214	277
Steinkohle	TJ	7.418	3.447	4.580	4.813	5.607
Staub-/Trockenkohle	TJ	14.836	1.822	6.232	7.796	9.477
Summe	TJ	26.248	7.597	14.159	14.729	18.609

* Quelle: Datenmaterial vom UBA (unveröffentlichte Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes für 1993/1994)

Tabelle 142: Gebrannter Kalk

		1990	1991	1992	1993	1994
Produktion*	kt	2.100	599	650	780	1.132
spez. Energieverbrauch (ohne Strom und Wärme)	TJ/kt	3,6	3,6	3,5	3,5	3,5
Erdgas	TJ/kt	0,1	0,4	0,4	0,7	1
Steinkohlenkoks	TJ/kt	2,5	3,1	3	2,7	2,3
Braunkohlenkoks	TJ/kt	1	0	0	0	0
Heizöl, schwer	TJ/kt	0	0,1	0,1	0,1	0,2
Absoluter Energieverbrauch						
Erdgas	TJ	210	240	260	546	1.132
Steinkohlenkoks	TJ	5.250	1.857	1.950	2.106	2.604
Braunkohlenkoks	TJ	2.100	0	0	0	0
Heizöl, schwer	TJ	0	60	65	78	226
Summe	TJ	7.560	2.156	2.275	2.730	3.962

* Quelle: Eigene Berechnung sowie Datenmaterial vom UBA (unveröffentlichte Sonderauswertung des Statistischen Bundesamtes für 1993/1994)

Tabelle 143: Zucker, Glas und Grobkeramik

Da dem IE Leipzig keine belastbaren Quellen und Statistiken vorlagen, bleiben die vom UBA bisher berichteten Werte für 1990 bis 1994 unverändert.

Tabelle 144: Eisen-, Stahl- und Temperguss

		1990	1991	1992	1993	1994
Produktion*	kt	523	330	260	150	125
spez. Energieverbrauch (ohne Strom und Wärme)	TJ/kt	5,7	5,7	5,7	5,7	5,7
Erdgas	TJ/kt	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Steinkohlenkoks	TJ/kt	4,8	4,8	4,8	4,8	4,8
Absoluter Energieverbrauch						
Erdgas	TJ	471	297	234	135	113
Steinkohlenkoks	TJ	2.510	1.584	1.248	720	600
Summe	TJ	2.981	1.881	1.482	855	713

* Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 145: Nichteisen-Schwermetalle

		1990	1991	1992	1993	1994
Produktion*	kt	108	35	30	20	10
spez. Energieverbrauch (ohne Strom und Wärme)	TJ/kt	57	46	43	53	52
Erdgas	TJ/kt	6,67	15	15	15	15
Heizöl, schwer	TJ/kt	3	3	3	3	3
Steinkohlenkoks	TJ/kt	33,75	22	23	34	34
Staub-/Trockenkohle		3,38	0	0	0	0
Braunkohlenbrikett	TJ/kt	10,2	6	2	1	0
Absoluter Energieverbrauch						
Erdgas	TJ	720	520	450	300	150
Heizöl, schwer	TJ	324	105	90	60	30
Steinkohlenkoks		3.645	760	690	680	340
Staub-/Trockenkohle	TJ	365	0	0	0	0
Braunkohlenbrikett	TJ	1.102	210	60	20	0
Summe	TJ	6.156	1.600	1.290	1.060	520

* Quelle: Eigene Berechnungen

Aus der Anwendung des Berechnungsverfahrens für alle Strukturelemente ergibt sich, dass auf der nun verbesserten Datenbasis zu 1990 diese nun auch in den Folgejahren anteilig berücksichtigt werden. Darüber hinaus wurde dort von dem proportionalen Verrechnungsschlüssel abgewichen, wo bereits Primärdaten aus gesicherten Quellen ermittelt werden konnten.

Die Unsicherheiten wurden qualitativ bestimmt.

14.1.2 Energy Industries (1.A.1)

14.1.2.1 Methodische Aspekte der Ermittlung der Emissionsfaktoren (Kap. 3.1.1.2)

Dieser Teil des Anhangs erläutert die wesentlichen Schritte im Forschungsvorhaben RENTZ et al (2002) zur Bestimmung von Emissionsfaktoren; unter Ausschluss der CO₂-Emissionsfaktoren, deren Ermittlung dem Anhang 2 (Kapitel 13.7) zu entnehmen ist.

Die Ermittlung von Emissionsfaktoren erfordert eine detaillierte Analyse des Anlagenparks hinsichtlich der eingesetzten Technologien und des bauartspezifischen Emissionsverhaltens. Dabei werden drei übergeordnete Quellgruppen gebildet: Großfeuerungsanlagen, Feuerungsanlagen im Geltungsbereich der TA Luft sowie Gasturbinen. Der Anlagenbestand wird hinsichtlich der emissionsbestimmenden Eigenschaften klassifiziert und die zugehörigen Emissionsfaktoren bestimmt. Diese so genannten technikspezifischen Faktoren können dann in adäquater Weise aggregiert werden. Diese Datenbasis bildet weiterhin die Grundlage für eine Abschätzung künftiger Emissionen (Veränderung der Anteile der Anlagentypen am Anlagenpark). Aus dieser Vorgehensweise ergeben sich folgende Arbeitsschritte:

1. Charakterisierung des technikspezifischen Emissionsverhaltens der Feuerungsanlagen.

In einem ersten Schritt werden die in Deutschland zum Einsatz kommenden Feuerungs- und Emissionsminderungstechniken kurz beschrieben und die emissionsbestimmenden Einflussfaktoren dargestellt. Ausgehend von dieser Charakterisierung werden für die verschiedenen Techniken, differenziert nach Größenklasse und Brennstofftyp, Emissionsfaktoren abgeleitet. Die gewählte Klassifikation orientiert sich dabei auch an den immissionsschutzrechtlichen Vorgaben, was eine Gegenüberstellung der abgeleiteten Emissionsfaktoren mit derzeit oder künftig geltenden Grenzwerten ermöglicht.

2. Analyse der Quellgruppenstruktur

Die Emissionsberechnung erfordert Emissionsfaktoren, die den gleichen Bezug wie die zugehörigen Energieeinsatzdaten aufweisen. Letztere sind nach Quellgruppen gegliedert, die sich aus der nationalen Energiebilanz (vergleiche Kapitel 3.1) ableiten und sich nicht an den eingesetzten Feuerungstechniken orientieren. Als Quellgruppen bezeichnet und analysiert werden im Rahmen des Vorhabens: Öffentliche Energieversorgung (CRF 1.A.1a), Industriekraftwerke (CRF 1.A.1c bei Kraftwerken des Bergbaus, sonst CRF 1.A.2), Fernheizwerke (CRF 1.A.1a), Raffineriekraftwerke (CRF 1.A.1b), Industriefeuerungen (CRF 1.A.1c und 1.A.2) sowie Kleinverbraucher (CRF 1.A.4 und 1.A.5).

Bei der Analyse sind die Anteile der verschiedenen Techniken am Energieeinsatz zu ermitteln. Wesentliche Datenquellen hierfür sind die Kraftwerksdatenbank des DFIU, einschlägige Statistiken, Verbandsmitteilungen (VGB, VDEW, VIK), Betreiberangaben und Fachveröffentlichungen. Weiterhin wurden die von einigen Landesbehörden zur

Verfügung gestellten Auszüge aus den Emissionserklärungen des Jahres 1996 diesbezüglich ausgewertet.

3. Aggregation der Emissionsfaktoren

Auf der Grundlage der Anteile der einzelnen Techniken, die getrennt nach alten und neuen Bundesländern ermittelt wurden, werden die technikspezifischen Emissionsfaktoren zu quellgruppenspezifischen Faktoren aggregiert. Abschließend werden Faktoren für Deutschland insgesamt gebildet. Die quellgruppenspezifischen Faktoren untergliedern sich weiterhin nach Großfeuerungen, TA Luft Feuerungen und Gasturbinen sowie nach dem eingesetzten Brennstoff. Die aggregierten Emissionsfaktoren werden zunächst für das Bezugsjahr 1995 gebildet.

4. Projektionen für die Jahre 2000 und 2010

Zur Beschreibung der fortschreitenden technischen Entwicklung werden wiederum technikspezifische Emissionsfaktoren bestimmt. Diese leiten sich aus der Charakterisierung fortschrittlicher Technologien ab. Eine Zunahme emissionsarmer Techniken an der Gesamtaktivität kann so über eine entsprechende Veränderung der Technologieanteile abgebildet werden. Als Rahmenbedingung für die Fortschreibung für das Jahr 2000 werden die geltenden immissionsschutzrechtlichen Regelungen herangezogen. Für das Bezugsjahr 2010 wird davon ausgegangen, dass die Anforderungen der novellierten TA Luft und der EU-Großfeuerungsanlagenrichtlinie umgesetzt sind.

Mit Hilfe der hier angewandten Methodik, ausgehend von der Emissionscharakteristik der eingesetzten Feuerungstechnik schrittweise zu aggregierten Faktoren auf unterschiedlicher regionaler und quellgruppenspezifischer Ebene zu gelangen, können die benötigten Faktoren in transparenter Weise gebildet werden.

Die gewählte Methodik zur Ableitung der Emissionsfaktoren für ein gegebenes Bezugsjahr ist in der nachfolgenden Abbildung 76 dargestellt.

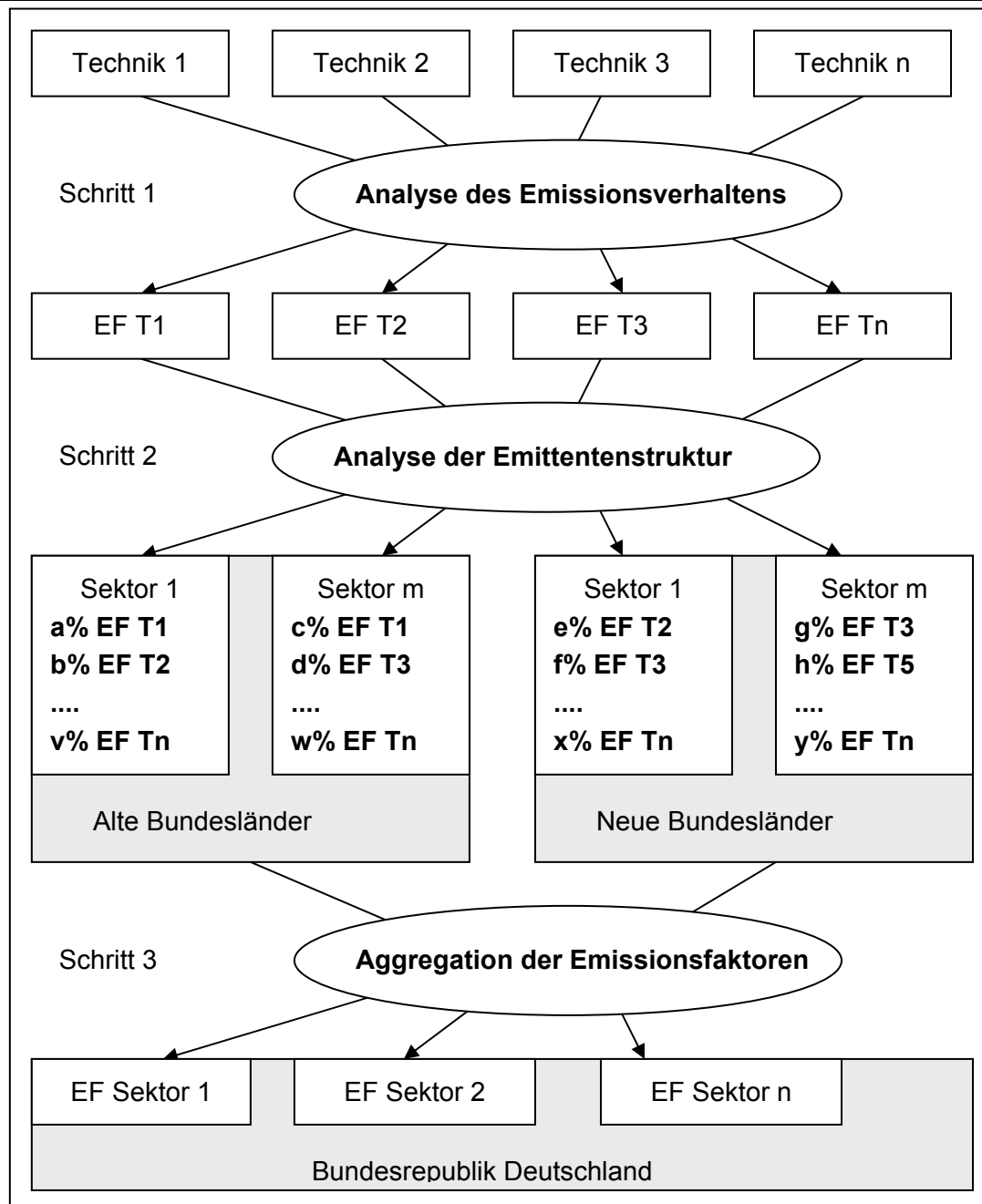


Abbildung 76: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung

Die Herkunft und Qualität der Daten wird im Vorhabensbericht (RENTZ et al, 2002) eingehend beschrieben. Ein großer Teil der Daten entstammt den Emissionserklärungen der Bundesländer Baden-Württemberg, Brandenburg, Nordrhein-Westfalen und Thüringen für das Jahr 1996. Die darin angegebenen jährlichen Frachten beruhen dabei je nach Schadstoff entweder auf Messergebnissen einer kontinuierlichen Überwachung, auf Einzelmessungen oder auf einer Rechnung auf der Basis physikalischer Gesetzmäßigkeiten, Massenbilanzen oder Emissionsfaktoren. Am Beispiel der Emissionserklärungen des Landes Baden-Württemberg wird exemplarisch analysiert, für welche Feuerungsarten und Schadstoffe welche Ermittlungsart überwiegt. Dies erlaubt im Anschluss eine Einordnung der Qualität der Datengrundlage für die abgeleiteten technikspezifischen Emissionsfaktoren. Gleichzeitig verdeutlicht die Darstellung die Vorgehensweise bei der Datenauswertung. Soweit eine ausreichende Anzahl von Daten einer Quellengruppe zur Verfügung steht, wird

der Wertebereich über den Median sowie das Perzentil bei 25 % und 75 % charakterisiert⁶². Daraus erhält man eine robuste Schätzung, die, anders als bei der Charakterisierung über den Mittelwert, durch Extremwerte nicht verzerrt wird. Um grundsätzlich die Streuung der Werte zu beschreiben, werden auch die Perzentile bei 5 % und 95 % aufgeführt. Vergleichbare Auswertungen nach Perzentilen erfolgten ebenfalls für die Emissionserklärungen der anderen Bundesländer.

Nachfolgend wird zwischen gemessenen Daten (kontinuierliche Messung oder Einzelmessung) und solchen Daten unterschieden, die auf Rechnung oder Emissionsfaktoren beruhen. Bei der Auswertung werden die Einzeldaten daher zunächst nach Messdaten (M) und Annahmen (A) klassifiziert. Dieser allgemeine Überblick gliedert sich wiederum in Großfeuerungsanlagen, TA Luft Feuerungsanlagen und Gasturbinen. Diese werden weiterhin hinsichtlich der Erklärungspflicht unterteilt in verkürzt (K) und vollständig (V) zu erklärende Anlagen. Für jede der drei Anlagengruppen wird exemplarisch am Beispiel der Daten von Baden-Württemberg eine nach Messdaten und Annahmen getrennte Auswertung und Ableitung von Emissionsfaktoren vorgenommen.

Die Tabelle 146 fasst die berücksichtigten Anlagenarten nochmals nach 4. BImSchV-Nummer und Erklärungsart zusammen.

Tabelle 146: Anlagentypen nach Anhang der 4.BImSchV

Kennung	Großfeuerungsanlagen		Erklärungsart
1 01 1	Kraftwerke	≥ 50 MW für feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe	V
1 02A 1	Feuerungsanlagen	≥ 50 MW für feste und flüssige Brennstoffe	V
1 02B 1	Feuerungsanlagen	≥ 50 MW für gasförmige Brennstoffe	V
Kennung	TA Luft Anlagen		Erklärungsart
1 02A 2	Feuerungsanlagen	1 - < 50 MW feste und flüssige Brennstoffe (außer Heizöl EL)	V
1 02B 2	Feuerungsanlagen	5 - < 50 MW Heizöl EL	K
1 02C 2	Feuerungsanlagen	10 - < 50 MW für Erdgas	K
	Feuerungsanlagen	10 - < 50 MW außer Erdgas	V
1 03 1	Feuerungsanlagen	> 1 MW andere Brennstoffe	V
Kennung	Gasturbinenanlagen		Erklärungsart
1 05 1	Gasturbinen	≥ 50 MW für Erdgas	K
	Gasturbinen	≥ 50 MW außer Erdgas	V
1 05 2	Gasturbinen	< 50 MW für Erdgas	K
	Gasturbinen	< 50 MW außer Erdgas	V

Bei den Analysen werden die Emissionsdaten nach Feuerungstechnik differenziert. Hierfür gibt Tabelle 147 einen Überblick über die Technologieeinteilung nach der Art/Typ Klassifikation. Dabei umfassen die Kategorien 110 bis 118 im Wesentlichen feste Brennstoffe, 120 bis 125 flüssige Brennstoffe und 130 bis 132 gasförmige Brennstoffe.

⁶² Für den gesamten Wertebereich einer Variablen X lässt sich mit Hilfe der Summenhäufigkeitsverteilung abschätzen, welcher Anteil aller Untersuchungseinheiten maximal einen Wert x aufweist. Diesen Wert bezeichnet man als *Quantil* (engl.: quantile) bzw. bei Verwendung von prozentualen Anteilen als *Perzentil* (engl.: percentile). Das bekannteste Perzentil, das die untere Hälfte aller Werte von der oberen trennt, ist das 50% Perzentil, der sogenannte *Median*. Das 25 und 75% Perzentil schneiden das untere und das obere Viertel der Verteilung ab. Man bezeichnet sie daher auch als untere und obere *Quartile* bzw. als erstes und drittes Quartil (der Median ist quasi das zweite Quartil).

Tabelle 147: Klassifikation der Quellen nach Feuerungstyp

Technologie	
Art/Typ	Typ Bedeutung
110	Feuerungen für feste Brennstoffe / Abfälle
111	Füllschachtfeuerungen
112	Feuerung mit Wurfbeschickung
113	Feuerung mit pneumatischer Beschickung
114	Unterschubfeuerung
115	Feuerung mit mechanisch bewegtem Rost
116	Staubfeuerung mit trockenem Ascheabzug
117	Staubfeuerung mit flüssigem Ascheabzug
118	Wirbelschichtfeuerung
120	Feuerungen für flüssige Brennstoffe / Abfälle
121	Mit Verdampferbrenner
122	Mit Druckzerstäubungsbrenner
123	Mit Dampfzerstäubungsbrenner
124	Mit Drehzerstäubungsbrenner
125	Mit Luftzerstäubungsbrenner
130	Feuerungen für gasförmige Brennstoffe / Abfälle
131	Mit atmosphärischem Gasbrenner
132	Mit Gasgebläsebrenner
141	Mehrstofffeuerungen
142	Mischfeuerungen
815	Gasturbinen

14.1.2.2 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren

Dieser Teil des Anhangs erläutert die wesentlichen Schritte im Forschungsvorhaben RENTZ et al (2002) zur Bestimmung der Unsicherheit von Emissionsfaktoren (ausgenommen CO₂-Emissionsfaktoren).

Im Leitfaden zur Angabe der Unsicherheit beim Messen (DIN, 1995: DIN 1319) wird folgende systematische Vorgehensweise empfohlen, wenn die Anzahl der Beobachtungen nicht ausreicht, um über Mittelwertbildung und die Bestimmung der Standardabweichung zu einem aussagefähigen Ergebnis zu kommen:

Auf der Basis der verfügbaren Information werden Schranken (obere und untere Grenze a_+ bzw. a_-) für den zu ermittelnden Wert X_i bestimmt. Liegen keine speziellen Kenntnisse zu möglichen Werten von X_i innerhalb dieses Bereichs vor, so muss davon ausgegangen werden, dass etwa die gleiche Wahrscheinlichkeit besteht, was einer Gleich- bzw. Rechteckverteilung möglicher Werte entspricht. Dann liegt der Erwartungswert x_i in der Mitte des geschätzten Bereichs. Für die zugehörige Varianz gilt:

$$u^2(x_i) = (a_+ - a_-)^2 / 12 \quad (A1)$$

Physikalisch realistischer ist es häufig, dass Werte um den Mittelpunkt des Bereichs eine höhere Wahrscheinlichkeit aufweisen, als Werte in der Nähe der Schranken. Damit gelangt man zur Annahme einer symmetrischen Trapezverteilung mit einer unteren Grundlinie der Länge $a_+ - a_-$ ($= 2a$) und einer oberen Grundlinie der Länge $2a\beta$ mit $0 < \beta < 1$. Für $\beta = 0$ ergibt sich eine Dreieckverteilung. Für die zugehörige Varianz gilt:

$$u^2(x_i) = a^2 (1 + \beta^2) / 6$$

Die geschätzte Standardabweichung u berechnet sich entsprechend als die positive Quadratwurzel von u^2 .

Eine Grobschätzung der Standardabweichung von angenähert normalverteilten Werten kann auch über den Interdezilbereich durchgeführt werden (Sachs 1992). Annähernd gilt:

$$u \approx 0,39 (DZ_9 - DZ_1), \quad (A2)$$

wobei DZ_9 und DZ_1 für das 90- bzw. 10-Perzentil stehen.

Die IPCC-Richtlinien empfehlen zur Angabe der Unsicherheit den 95%-Vertrauensbereich, der mit dem 2-fachen Wert der Standardabweichung angenähert werden kann. Um zur Angabe eines relativen Fehlers zu kommen, ermittelt man den Anteil von $2u$ am Wert X_i . Bei einer multiplikativen Verknüpfung von mit Unsicherheiten behafteten Größen, die unabhängig voneinander sind, berechnet sich die *kombinierte Standardabweichung* als die positive Quadratwurzel der Summe der Varianzen. Diese Näherung gilt gemäß IPCC-GPG (2000), solange die relative Standardabweichung einer Komponente den Wert von 30 % nicht überschreitet.

$$u_{gesamt} = \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + \dots + u_n^2} \quad (A3)$$

Quantifizierung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen

Für die Ableitung der Emissionsfaktoren stehen für Deutschland je nach Schadstoff und Quellgruppe jeweils unterschiedlich umfangreiche Daten zur Verfügung, auf deren Basis die damit verknüpften Unsicherheiten ermittelt werden können. Die Einordnung erfolgt entsprechend den im Bericht gebildeten Obergruppen Großfeuerungen, TA Luft Feuerungen und Gasturbinen. Dabei wird zunächst die Unsicherheit der technikspezifischen Faktoren bewertet. Weiterhin ist die Unsicherheit zu berücksichtigen, die aus der Aggregation dieser Faktoren für die verschiedenen Quellgruppen resultiert, anhand derer die Emissionsberechnung erfolgt. Schließlich muss die Unsicherheit bei der Fortschreibung der Emissionsfaktoren für die Jahre 2000 und 2010 berücksichtigt werden.

Die genannten Ansätze A1 und A2 zur Ermittlung der Standardabweichung bzw. von $2u$ wurde anhand von Beispielen überprüft, für die eine vergleichsweise große Anzahl von Einzeldaten vorliegt (30 – 70) und so die Standardabweichung der Stichprobe rechnerisch bestimmt werden kann.

Beispiel: NO_x -Emissionen aus Großfeuerungen (Braunkohle)

a) Neue Bundesländer

Stichprobe: $n = 77$;

DZ_1 : 68,4 g/GJ; Quartil 25%: 113,5 g/GJ; Median: 134 g/GJ; Mittelwert: 135,6 g/GJ;

Quartil 75%: 154,5 g/GJ; DZ_9 : 187,7 g/GJ.

Berechnete Standardabweichung $u = 45,3$ g/GJ (relativer Fehler 67,6 %)

Schätzung von u nach A1: 46,9 g/GJ (69,9 %)

Schätzung von u nach A2: 46,4 g/GJ (69,2 %)

b) Alte Bundesländer

Stichprobe: $n = 30$;

DZ_1 : 67,5 g/GJ; Quartil 25%: 70,6 g/GJ; Median: 74 g/GJ; Mittelwert: 72,6 g/GJ;

Quartil 75%: 75,9 g/GJ; DZ_9 : 77,7 g/GJ.

Berechnete Standardabweichung $u = 6,1 \text{ g/GJ}$ (relativer Fehler 16,6 %)

Schätzung von u nach A1: $5,3 \text{ g/GJ}$ (14,3 %)

Schätzung von u nach A2: 4 g/GJ (10,8 %)

Die untersuchten Beispiele haben gezeigt, dass gerade bei kleineren Stichproben die Schätzung über A1 eine bessere Übereinstimmung mit der berechneten Standardabweichung ergibt, als die Schätzung über A2. Als obere und untere Grenze wurden dabei die Quantile bei 5 % und bei 95 % eingesetzt. Bei noch kleineren Stichproben ergeben sich bei der herkömmlichen Berechnung höhere Werte für die Standardabweichung. Im Gegensatz zur Beurteilung der Richtigkeit einer Messung geht es bei der Ermittlung von Emissionsfaktoren vielmehr um eine Bewertung der Robustheit des Ergebnisses. Bei der tatsächlichen Emissionsberechnung tritt teilweise eine Kompensation auf durch das gleichzeitige Über- und Unterschätzen innerhalb der Gesamtheit der Quellen. So ist bei dem aufgeführten Beispiel a) eine weite Streuung der einzelnen Faktoren zu beobachten, die Anteile der höheren Emissionsfaktoren an den Aktivitäten sind jedoch geringer. Betrachtet man die Stichprobe als vollständige Erhebung, so resultiert für die beobachtete Emission ein Faktor von 119 g/GJ , was einer Abweichung vom Median von 15 g/GJ entspricht.

Um die Robustheit der Emissionsberechnung zu charakterisieren, führt die Berücksichtigung der gesamten Bandbreite der Faktoren voraussichtlich zu einer Überbewertung der tatsächlichen Unsicherheit. Zur Schätzung der oberen und unteren Bereichsgrenze werden daher das obere und untere Quartil verwendet. Im Falle von Beispiel a) resultiert daraus ein relativer Fehler von 18 %. Dies entspricht auch der Größenordnung, die in anderen Untersuchungen für die Unsicherheit von NO_x -Emissionsfaktoren aus der Energieumwandlung abgeschätzt wurden.

Zur Evaluierung der Unsicherheit der vorgeschlagenen Emissionsfaktoren wird auf der Basis der erhobenen Einzeldaten das obere (a_+) und das untere Quartil (a_-) bestimmt und nach Gleichung (A1) die Standardabweichung u abgeschätzt. Die relative Unsicherheit berechnet sich entsprechend als $2u/X_i$. Diese Vorgehensweise wird zunächst für die Bestimmung der Unsicherheiten der technikspezifischen Faktoren gewählt. Anschließend werden sie mit jener Unsicherheit verknüpft, die sich aus der Aggregation zu quellgruppenspezifischen Faktoren ergibt.

Bei der Aggregation der technikspezifischen Faktoren zu quellgruppenspezifischen Faktoren werden die erstgenannten nach ihrem Anteil an der Quellgruppenstruktur gewichtet und addiert. Vereinfachend wird auch bei der Verknüpfung der relativen Fehler eine solche Gewichtung vorgenommen.

14.1.2.3 Methan-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben RENTZ et al, 2002

Die folgende Tabelle 148 fasst die Emissionsfaktoren der Tabellen 3, 4 und 5 des Anhangs E des Forschungsvorhabens RENTZ et al (2002) zusammen:

Tabelle 148: Methan-Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen < 50 MW FWL und für Gasturbinen nach RENTZ et al, 2002

Anlagenart	Brennstoff	Länder	CH ₄ -E-Faktor [kg/TJ]
Feuerungsanlagen < 50 MW FWL	Steinkohle	ABL	3,4
		NBL	3,3
	Steinkohlenkoks	ABL/NBL	19
	Braunkohle	NBL-Lausitzer Revier	269
		NBL-Mitteldeutsches Revier	184
	Heizöl EL	ABL	0,02
	Erdgas	ABL / NBL	0,02
Gasturbinen	Heizöl EL	D	0,5
	Erdgas	D	2

ABL Alte Bundesländer

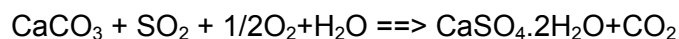
NBL Neue Bundesländer

D Bundesrepublik Deutschland gesamt

14.1.2.4 CO₂-Emissionen aus der Abgasentschwefelung (CRF 1.A.1, Kalksteinbilanz)

Im Rahmen des Forschungsprojekts Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02) wurden für die Quellgruppe Strom- und Wärmezeugung in Öffentlichen Kraftwerken die Daten für die CO₂-Emissionen aus der Abgasentschwefelung (REA) ermittelt (siehe 4.1.3). Abgasentschwefelungsanlagen haben die Aufgabe, das in den Verbrennungsgasen enthaltene Schwefeldioxid durch chemisch-physikalische Prozesse in weniger schädliche Substanzen umzuwandeln. Kalkstein dient bei der Entschwefelung von Abgasen typischerweise als Reagenz. Die Entschwefelungstechnik richtet sich im Wesentlichen nach den immissionsschutzrechtlichen Anforderungen und der ökonomischen Verwertbarkeit der anfallenden Reststoffe (Gips). Im Bereich der Stromerzeugungsanlagen dominiert das Kalkstein-Waschverfahren. Gemessen an der installierten Leistung nutzen etwa 87 % der Kraftwerke in Deutschland dieses Verfahren (RENTZ et al. 2002b).

Die Entschwefelung mit CaCO₃ erfolgt nach mehreren Teilreaktionen. Zur stöchiometrischen Berechnung des Kalksteineinsatzes im Kalkstein-Waschverfahren wird die relevante chemische Brutto-Reaktionsgleichung für das Verfahren zugrunde gelegt (STRAUSS 1998):



Daraus kann das molare Gewichts-Verhältnis von Kalkstein zu Gips abgeleitet werden. Daraus folgt, dass pro angefallener Tonne Gips 581,39 Kilogramm Kalkstein eingesetzt werden. Aus den Angaben zum Gipsaufkommen lässt sich der Kalksteineinsatz für REA in Stein- und Braunkohlekraftwerken ableiten. Aus dem Gipsaufkommen ist jedoch nicht ersichtlich, ob Kalkstein oder Kalk eingesetzt wird. Um hierzu eine Aussage treffen zu können wurden Angaben des Bundesverbandes Kalk zur Absatzstatistik für ungebrannten und gebrannten Kalk für den Absatzbereich der Luftreinhaltung herangezogen. Die aus diesen Angaben ermittelten Kalksteineinsatzmengen erlauben über das Massenverhältnis zwischen CaCO₃ und CO₂ gemäß obiger Reaktionsgleichung die Bestimmung der prozessbedingten CO₂-Emissionen. Die Ergebnisse der Rechnung sind in folgender Tabelle wiedergegeben. Die Berücksichtigung des Anteils gebrannten Kalks führt sowohl für das Basisjahr wie auch für die Jahre bis 2004 zu geringeren Emissionswerten im Vergleich zu den vorläufigen Ergebnissen, die wir im NIR 2006 berichtet haben. Für 2005 haben wir mangels aktueller Daten den Wert für das Jahr 2004 konstant fortgeschrieben.

Tabelle 149: CO₂-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung in Öffentlichen Kraftwerken

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
CRF 1.A.1	Angaben in Gg															
CO ₂ aus REA der öffentlichen Kraftwerke	679	739	714	755	718	769	1.003	1.031	998	1.142	1.266	1.193	1.326	1.410	1.394	1.394

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02)

Diese CO₂-Emissionen wurden im Inventar den Emissionen aus dem Einsatz fester Brennstoffe zugeordnet, weil hier die Ursache für die REA und die CO₂-Emissionen liegen. Nach einer Expertenschätzung des Forschungsnehmers liegt die Unsicherheit des Kalksteineinsatzes und damit auch die Unsicherheit der damit verbundenen CO₂-Emissionen bei +/- 10 %.

14.1.3 Transport (1.A.3)

14.1.3.1 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3a)

14.1.3.2 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b)

14.1.3.2.1 Abgleich auf die Energiebilanz

Als Basis der ZSE-Datenerfassung des Straßenverkehrs wird der Endenergieverbrauch entsprechend den Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zugrunde gelegt. Die Summe der Aktivitätsraten der einzelnen Strukturelemente muss für jedes Jahr den Angaben der Energiebilanz in TJ entsprechen. Die Eckdaten der Energiebilanz sind in folgender Tabelle 150 dargestellt.

Tabelle 150: Energiebilanzen 1990-2005

Jahr	Land	Zeile	Ottokraftstoff	Petroleum	Dieselmkraftstoff	Flüssiggas	Bio-Diesel
Energieeinsatz im Straßenverkehr gemäß Energiebilanzen 1990-2002 (Stand: 08/2006) in TJ							
1990	ABL	75	1.159.942	0	657.443	138	0
1990	NBL	75	170.537	0	78.477	0	0
1991	ABL	75	1.156.589	0	700.405	137	0
1991	NBL	75	175.696	0	84.769	0	0
1992	ABL	75	1.157.939	0	740.248	229	0
1992	NBL	75	186.190	0	113.254	0	0
1993	ABL	75	1.158.636	473	777.146	184	0
1993	NBL	75	191.981	0	130.641	0	0
1994	ABL	75	1.082.653	559	787.800	184	0
1994	NBL	75	193.984	0	144.260	0	0
1995	D	62	1.299.982	610	964.013	138	1.504
1996	D	62	1.299.879	638	964.580	115	2.046
1997	D	62	1.297.487	357	979.586	106	3.652
1998	D	62	1.300.463	637	1.022.794	106	4.081
1999	D	62	1.300.602	637	1.097.036	100	5.370
2000	D	62	1.237.055	600	1.108.726	100	9.306
2001	D	62	1.199.318	600	1.098.488	100	13.032
2002	D	62	1.166.381	600	1.105.842	100	20.460
Vorläufige Angaben gemäß Auswertetabellen *							
2003	D	62	1.109.000	600	1.078.382	100	29.784
2004	D	62	1.074.121	600	1.114.597	100	44.676
2005	D	62	1.008.357	600	1.073.613	100	70.737

Quellen: Auswertetabellen Stand 09/2004, Daten der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik und NWV-Mineralölwirtschaftszahlen 2005 (MWV 2006).

Die Energiebilanz wird auch zur Modellierung der Verkehrsmengengerüste in TREMOD herangezogen. So führt das DIW zur Ableitung der Gesamtfahrleistung eine Kraftstoffverbrauchsrechnung durch (DIW, 2002). Die Ergebnisse der Berechnung werden für den Pkw-Verkehr z.T. in TREMOD übernommen. Da das DIW mit der Kraftstoffverbrauchsrechnung die Inländerfahrleistung abbildet, werden in TREMOD zur Abschätzung der Inlandsfahrleistung - insbesondere für den Güterverkehr - z.T. andere Quellen und Annahmen verwendet (siehe ausführliche Beschreibung in IFEU, 2002). Auch diese Abschätzung berücksichtigt die Eckwerte der Energiebilanz.

Allerdings ist es aufgrund der zahlreichen Abhängigkeiten und Unsicherheiten in der Modellierung sowie der zu berücksichtigenden Eckdaten nicht mit vernünftigem Aufwand möglich, Fahrleistung und Energieverbrauch für jedes Jahr und jede Fahrzeugschicht so abzugleichen, dass die Ergebnisse einerseits die Summe der Energiebilanz ergeben und andererseits die Fahrleistungen und durchschnittlichen Energieverbräuche in der Zeitreihe plausibel sind. Aus diesem Grunde werden die TREMOD-Ergebnisse für den Energieverbrauch am Ende so korrigiert, dass sie jedes Bezugsjahr in der Summe den Werten der Energiebilanz entsprechen.

Da TREMOD den Energieverbrauch in Tonnen berechnet müssen die Ergebnisse zunächst in TJ umgerechnet werden. Dazu werden die Heizwerte der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen angesetzt (siehe Tabelle 151).

Tabelle 151: Heizwerte für Otto- und Diesekraftstoff

Jahr	Ottokraftstoff	Diesekraftstoff
1990-1992	43,543 MJ/kg	42,704 MJ/kg
Ab 1993	43,543 MJ/kg	42,960 MJ/kg

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen

Die Korrekturfaktoren werden in TREMOD separat für die einzelnen Fahrzeugkategorien wie folgt abgeleitet:

- Zunächst wird ein Korrekturfaktor für Otto-Kraftstoff aus dem berechneten Otto-Kraftstoff-Verbrauch aller Fahrzeugkategorien und dem Otto-Kraftstoffabsatz gemäß der Energiebilanz abgeleitet.
- Der Korrekturfaktor für den Otto-Kraftstoff wird auch für Diesel verbrauchende Fahrzeuge der Pkw und sonstigen Fahrzeuge $\leq 3,5$ t (Leichte Nutzfahrzeuge (LNF), Wohnmobile, motorisierte Zweiräder (MZR)) zur Kraftstoffanpassung an die Energiebilanz verwendet.
- Die Differenz zwischen dem korrigierten Diesel-Kraftstoff-Verbrauch der Pkw sowie der sonstigen Fahrzeuge $\leq 3,5$ t und der Energiebilanz wird den schweren Nutzfahrzeugen und Bussen zugeordnet.
- Der Korrekturfaktor für die schweren Nutzfahrzeuge und Busse berechnet sich damit aus deren nach dem Inlandsprinzip berechneten Energieverbrauch und der für diese Gruppe berechneten Differenz zur Energiebilanz.

Die folgende Tabelle 152 fasst die verwendeten Anpassungsfaktoren zusammen.

Tabelle 152: Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz

Jahr	Land	Ottokraftstoff	Diesekraftstoff (inkl. Biokraftstoffe)	
		Pkw, LNF, MZR	Pkw, LNF, MZR	Übrige
1990	ABL	1,016	1,016	1,147
1990	NBL	1,024	1,024	1,588
1991	ABL	1,017	1,017	1,102
1991	NBL	1,036	1,036	1,097
1992	ABL	1,025	1,025	1,176
1992	NBL	0,989	0,989	1,253
1993	ABL	1,029	1,029	1,282
1993	NBL	0,974	0,974	1,186
1994	ABL	0,971	0,971	1,177
1994	NBL	0,971	0,971	1,177
1995	D	0,984	0,985	1,199
1996	D	0,988	0,990	1,177
1997	D	0,990	0,994	1,176
1998	D	0,988	0,992	1,239
1999	D	0,996	1,001	1,300
2000	D	0,971	0,979	1,322
2001	D	0,965	0,976	1,222
2002	D	0,963	0,980	1,180
2003	D	0,953	0,980	1,114
2004	D	0,966	1,005	1,053
2005	D	0,966	1,030	0,936

Anmerkungen: 1994 Korrekturfaktoren ABL und NBL wie in D gesamt

14.1.3.2.2 Zuordnung von Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas auf die Strukturelemente

Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas sind in der Energiebilanz für den Bereich Verkehr ausgewiesen und wurden bisher nicht in TREMOD berücksichtigt. Für den Import nach ZSE werden Ergebnisse für diese Energieträger daher zusätzlich abgeleitet. Dazu wird der Energieverbrauch nach Energiebilanz den einzelnen Strukturelementen nach den Vorgaben des Umweltbundesamtes (Abkürzungen siehe Tabelle 163) zugeordnet:

- **Biodiesel** wird allen Strukturelementen mit Dieselantrieb entsprechend ihrem Anteil am Verbrauch von konventionellem Dieselmotorkraftstoff zugeordnet.
- **Petroleum** wird den Bussen auf Außerortsstraßen und damit den Strukturelementen SV BUS KOAO und SV BUS MTAO entsprechend ihrem Anteil am Verbrauch von konventionellem Dieselmotorkraftstoff zugeordnet
- **Flüssiggas** wird den Otto-Pkw, konventionell, auf Innerortsstraßen (Strukturelement SV PKWO KOIO) zugeordnet.

14.1.3.2.3 Aktivitätsrate für Verdunstung

Als Aktivitätsrate für die Verdunstungsemissionen wird der gesamte Otto-Kraftstoffverbrauch innerorts nach TREMOD angesetzt, bei Mopeds der Gesamtverbrauch. Es werden die Energiebilanz-korrigierten Werte verwendet.

14.1.3.3 Ableitung der Emissionsfaktoren

14.1.3.3.1 Emissionsfaktoren aus TREMOD

Die Emissionsfaktoren werden im ZSE für den Bereich „Antrieb“ in kg/TJ, für den Bereich „Verdunstung“ in kg/t angegeben. Für die Materialien „Ottokraftstoff“ und „Dieselmotorkraftstoff“ können diese Werte für alle Strukturelemente aus TREMOD abgeleitet werden. Hierfür werden die Emissionen in Tonnen und der Energieverbrauch in TJ (umgerechnet aus den Ergebnissen „Energieverbrauch in t“ mit den Heizwerten nach Tabelle 151) aus den TREMOD-Ergebnissen abgeleitet und den entsprechenden Strukturelementen zugeordnet. Der Emissionsfaktor je Strukturelement ergibt sich dann als Quotient aus den Emissionen in Tonnen je Strukturelement dividiert durch den Energieverbrauch je Strukturelement in TJ. Bei den Emissionsfaktoren für die Verdunstung wird analog (Verdunstungsemissionen in kg / Innerortsverbrauch in t) vorgegangen.

Für diese Ableitung werden die nicht auf die Energiebilanz korrigierten Ergebnisse von TREMOD verwendet, da diese Korrektur in den Aktivitätsraten für ZSE bereits enthalten ist. Eine Verwendung der korrigierten Werte (Emissionen und Energieverbrauch) führt allerdings zu den gleichen Ergebnissen, da sich der Korrekturfaktor bei der Berechnung der mittleren Emissionsfaktoren ($\text{Emissionen korrigiert} / \text{Energie korrigiert} = \text{Emission unkorrigiert} / \text{Energie unkorrigiert}$) herauskürzt.

14.1.3.3.2 Emissionsfaktoren für Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas

Die Emissionsfaktoren für Biodiesel und Petroleum werden für alle Strukturelemente entsprechend den Vorgaben des Umweltbundesamtes denjenigen von konventionellem Diesel gleichgesetzt. Ausnahmen:

- Der CO₂-Emissionsfaktor von Biodiesel wird mit 0 angesetzt

- Der SO₂-Emissionsfaktor von Petroleum wird in den Jahren, in denen Dieselmotorkraftstoff einen höheren Wert aufweist, mit 24 kg/TJ angesetzt. In allen anderen Jahren wird der niedrigere Wert von Dieselmotorkraftstoff übernommen.

Die Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggas werden entsprechend den Vorgaben des Umweltbundesamtes folgendermaßen angesetzt:

Tabelle 153: Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggasantrieb

Schadstoff	Technik	Strukturelement	EBZ	Einheit	1995-2001
CH ₄	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	3
CO	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	350
CO ₂	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	65.000,00
N ₂ O	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	1,7
NH ₃	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	0,5
NMVOC	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	157
NO _x	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	975
SO ₂	PKW	SV PKWO KOIO	EBZ 62	kg/TJ	1,7

14.1.3.4 Erweiterung um den Energieträger Erdgas

Die Aktualisierung von TREMOD umfasst auch die Option, Erdgas als Energieträger zu berücksichtigen, wenn die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zukünftig Erdgas als Energieträger des Verkehrs ausweist. Eine solche Berücksichtigung in der jetzigen Schnittstelle kann nur erfolgen, wenn die genauen Zuordnungskriterien analog dem Vorgehen bei Biodiesel, Erdgas und Petroleum festgelegt werden:

- Angabe der betroffenen Strukturelemente und ihre Anteile am Verbrauch
- Angabe von Emissionsfaktoren für die betroffenen Strukturelemente

Dazu könnten zum jetzigen Zeitpunkt allgemeine Datentabellen definiert werden, in die diese Angaben dann explizit eingegeben werden können. Die Mindestanforderungen sind in den folgenden Tabellen (Tabelle 154 und Tabelle 155) dargestellt:

Tabelle 154: Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch

Material	Strukturelement	Anteil/Jahr
Erdgas	z.B. SV BUS MTIO	60%
Erdgas	...	...
Erdgas	Summe	100%

Tabelle 155: Eingabestruktur Erdgas: Emissionsfaktoren

Schadstoff	Strukturelement	Einheit	Werte/Bezugsjahr
CH ₄	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
CO	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
CO ₂	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
N ₂ O	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
NH ₃	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
NMVOC	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
NO _x	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	
SO ₂	z.B. SV BUS MTIO	kg/TJ	

Alternativ besteht die Möglichkeit, die Anteile der Strukturelemente analog zu bestehenden Strukturen anzugeben (wie bei Petroleum und Biodiesel). Hierzu muss jedoch eine Rechenvorschrift entwickelt werden, die vorher definiert werden müsste (z.B. Aufteilung Erdgas auf die Fahrzeugkategorien BUS, LNF und SNF im Innerortsverkehr entsprechend ihren Anteilen am Dieserverbrauch). Dieser Weg ist aufwendiger und schwerer an geänderte

Zuordnungsvorschriften anzupassen mit dem Vorteil, dass die Anteilswerte nicht explizit für jedes Jahr in einer Tabelle definiert werden müssen.

Da eine solche Rechenvorschrift zum jetzigen Zeitpunkt schwer festzulegen ist, sollte in der aktuellen Schnittstelle Tabellen für Erdgas aufgenommen werden, die bei Bedarf gefüllt werden können. Diese Tabellen werden gegebenenfalls in die Endversion integriert. Zukünftig sollte jedoch versucht werden, die Energieträger Biodiesel, Petroleum, Flüssiggas und Erdgas direkt in TREMOD zu integrieren.

14.1.3.5 Ableitung der Daten für West- und Ostdeutschland 1994

In TREMOD wird zwischen alten und neuen Bundesländern nur bis zum Jahr 1993 unterschieden. Da ZSE eine Differenzierung auch für 1994 erfordert, muss eine Aufteilung mit vereinfachten Annahmen erfolgen. Randbedingungen sind:

- Die Aktivitätsraten für Antrieb müssen in der Summe den Werten der Energiebilanz (jeweils alte und neue Bundesländer) entsprechen.
- Die Emissionen, die sich durch Verknüpfung der Aktivitätsraten mit den Emissionsfaktoren ergeben, müssen im Gesamtergebnis den TREMOD-Ergebnissen für Deutschland entsprechen.
- Unter diesen Randbedingungen kann im Rahmen dieser Arbeit eine Aufteilung nur unter den folgenden Annahmen vorgenommen werden:
 - Die Emissionsfaktoren für alte und neue Bundesländer werden für alle Strukturelemente so angesetzt wie für Deutschland insgesamt im Jahr 1994.
 - Die Anteile der Strukturelemente an den Aktivitätsraten je Energieträger werden für alte und neue Bundesländer jeweils gleich angesetzt und entsprechen denen von Deutschland insgesamt im Jahr 1994.

Mit diesen Annahmen werden die genannten Randbedingungen erfüllt. Nicht erfüllt wird eine dritte Randbedingung: die Plausibilität der Emissionsergebnisse in der Zeitreihe jeweils für alte bzw. neue Bundesländer. Zur Erfüllung dieser Randbedingung sollte das Jahr 1994 in TREMOD zukünftig neu modelliert werden, indem zunächst Bestände und Fahrleistungen für alte und neue Bundesländer getrennt abgeleitet werden und die Emissionsberechnung aufgrund dieser Daten neu durchgeführt wird.

14.2 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Industrieprozesse (2)

14.2.1 Mineralische Produkte (2.A)

14.2.2 Chemische Industrie (2.B)

14.2.2.1 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2)

14.2.2.1.1 Anforderungen des IPCC an die Emissionsberechnung

Die Lachgas-Emissionen E_{N_2O} [kg] berechnen sich aus der Aktivitätsrate [t HNO_3], einem zugehörigen Emissionsfaktor [kg N_2O /t HNO_3] und ggf. der Effizienz und relativen Betriebszeit einer Anlage zur N_2O -Emissionsreduktion, wobei:

$$E_{N_2O} = AR \times EF \times (1 - N_2O\text{-Minderungsfaktor} \times \text{rel. Betriebszeit Minderungssystem})$$

Die relative Betriebszeit der Anlage zur N_2O -Minderung wurde aufgenommen, um Ausfallzeiten berücksichtigen zu können. Alternativ kann auch der gesamte letzte Term in den EF aufgenommen werden.

Da die EF sehr stark vom Typ der Anlage und verwendeter N_2O -Reduktionsmethode abhängen, sollen für Hauptquellgruppen die Emissionen auf Anlagenebene bestimmt werden. Dafür müssen jeweils Aktivitätsrate und Emissionsfaktor bestimmt oder Emissionsmessungen in jeder Anlage durchgeführt werden. Falls die Daten vom Betreiber zur Verfügung gestellt werden, muss sichergestellt sein, dass ausreichende QK/QS-Maßnahmen durchgeführt werden.

Die in der IPCC Good Practice Guidance (2000: Tab. 3.8) angegebenen EF liegen zwischen kleiner 2 und 19 kg N_2O /t HNO_3 und hängen stark von Alter, Bauart und verwendeter NO_x -Minderungstechnologie ab. Falls zwar Produktionsdaten aber keine Emissionsmessungen zu jedem Anlagentyp vorliegen, sollen adäquate IPCC Default-Werte verwendet werden. Über verschiedene Anlagentypen aggregierte Aktivitätsraten sollen nur verwendet werden, falls keine detaillierteren Daten ermittelt werden können.

Um anlagenspezifische EF zu bestimmen, sind normalerweise regelmäßige Messungen zu unterschiedlichen Zeitpunkten ausreichend, um systematische Fehler zu vermeiden und den gewünschten Grad an Genauigkeit zu erreichen. In der Regel ist es gute Praxis, Messungen und Analysen immer dann durchzuführen, wenn es zu signifikanten Änderungen im Prozessablauf einer Anlage kommt, die sich auf die Entstehungsrate von N_2O auswirken. Darüber hinaus soll durch diese Messungen sichergestellt werden, dass die Betriebsbedingungen konstant geblieben sind. Die Anlagenbetreiber sollten jährlich zu den verwendeten Minderungstechnologien befragt werden und ihre Verwendung bestätigen. Eine genaue Bestimmung der Emissionsraten und der Effizienz des N_2O -Minderungssystems erfordern Messungen des kontrollierten und des unkontrollierten Abgasstroms. Gibt es nur Messdaten der kontrollierten Abgase, ist es gute Praxis, die Emissionen auf diesen Daten zu basieren. In dem Fall sollten Schätzungen der Effizienz des N_2O -Minderungssystems nur für Auskunftszwecke genutzt und nicht in den Emissionsberechnungen verwendet werden.

Für europäische Anlagen („dual pressure, double absorption“) wird als Default-Wert 8-10 kg N_2O /t vorgeschlagen, für ältere Anlagen vor 1975 10-19 kg N_2O /t. Durch eine Nicht-selektive katalytische Reduktion (NSCR) zur Verminderung von NO_x -Emissionen wird auch

N₂O zerstört, die Minderungsrate wird mit 80-90% angegeben. Andere Methoden zur NO_x-Minderung haben keinen Einfluss auf die N₂O-Emissionen oder können sie sogar steigern.

14.2.3 Metall Produktion (2.C)

14.2.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1, 1.A.2.a)

14.2.3.1.1 Ermittlung der Gesamtemissionen

Die Ermittlung der Gesamtmenge der Emissionen der eisenschaffenden Industrie und Stahlherstellung ergeben sich aus der Summe der Emissionen aus eingesetzten Reduktionsmitteln und Brennstoffen. Die Stahlherstellung wird hierbei in einem Schritt betrachtet. Die Bilanzierung der Roheisenherstellung erfolgt nicht einzeln (siehe auch Kapitel 3.1.4 und 4.3.1).

Die Ermittlung dieser Gesamtmenge entspricht methodisch den früher unter 1.A.2 berichteten Emissionen der eisenschaffenden Industrie und Stahlindustrie.

14.2.3.1.2 Ermittlung der prozessbedingten Emissionen

Um Kongruenz mit den Daten der Deutschen Emissionshandelsstelle zu gewähren, werden im Sektor 2.C.1 „Eisen und Stahlindustrie“ die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus der Stahlherstellung ebenso wie in der Zuteilungsverordnung für den Emissionshandel (ZuV auf Grund des TEHG) mit Hilfe des Faktors für den idealen Hochofenprozess berechnet (SCHOLZ, 2003).

Es ergibt sich ein Emissionsfaktor von 1,307 t CO₂ / t Produkt. Dieser errechnet sich aus dem Faktor für den idealen Hochofenprozess von 356,5 kg C pro Tonne Roheisen, multipliziert mit 44/12 (Massenverhältnis CO₂ zu C).

Die über die so berechnete CO₂-Menge hinausgehenden Emissionen aus Reduktionsmitteln werden zu den energiebedingten Emissionen addiert, siehe unten.

Die Emissionen aus Elektrodenabbrand und Kalksteineinsatz werden separat bestimmt und zuletzt zu den übrigen prozessbedingten Emissionen addiert.

Die CO₂-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz werden nach Tier 1 bestimmt (UBA 2006, FKZ 20541217/02). Die Stahlindustrie setzt Kalkstein (CaCO₃) nur bei Aufbereitung der Eisenerze (Sinteranlagen) und bei der Roheisenerzeugung im Hochofen ein. Auf der Ebene des eigentlichen Frischens von Rohstahl im Oxygenstahl- oder Elektrostahlverfahren kommt hingegen (gebrannter) Stahlwerkalk (CaO) u.a. als Schlackenbildner zum Einsatz. Die Kalksteineinsätze bei der Sinter- und Roheisenherstellung werden jährlich in der Eisen- und Stahlstatistik veröffentlicht (DESTATIS Fachserie 4, Reihe 8.1). Damit ergibt sich der in der folgenden Tabelle zusammengestellte Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung. Für 2005 liegen zurzeit noch keine Daten vor, deshalb wurden die Werte von 2004 fortgeschrieben.

Tabelle 156: Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung

Kalksteineinsatz [kT]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Sinter	4.681	4.566	4.152	3.988	4.281	4.426	4.273	4.507	4.526	4.190	4.381	4.240	4.091	4.202	4.371	4.371
Roheisen	705	726	669	632	701	703	649	725	707	654	723	684	689	691	703	703

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02)

Die Aktivitätsraten des Kalksteineinsatzes werden mit dem IPCC-Default-Wert für Kalkstein multipliziert und ergeben dann in der Summe folgende CO₂-Emissionen.

Tabelle 157: CO₂-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung

[Gg CO ₂]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Sinter und Roheisen	2370	2328	2121	2033	2192	2257	2166	2302	2302	2132	2246	2166	2103	2152	2233	2233

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02)

14.2.3.1.3 Ermittlung der energiebedingten Emissionen

Die energiebedingten CO₂-Emissionen ergeben sich aus der Differenz der Gesamtemissionen und den prozessbedingten Emissionen (ohne Emissionen aus Elektrodenabbrand und Kalksteineinsatz).

Die beschriebene Differenzbildung erfolgt in 2 Schritten.

Erstens werden die Emissionsfaktoren für alle im Hochofen eingesetzten Reduktionsmittel energieseitig auf Null gesetzt.

Im zweiten Schritt werden über eine Korrekturzeitreihe im ZSE die nicht prozessbedingten Emissionen aus dem Hochofen zu den energiebedingten Emissionen unter 1.A.2.a hinzuaddiert. Eine brennstoffspezifische Zuordnung ist hier nur schwer möglich und führt nicht zu größerer Genauigkeit.

Der Erdgaseinsatz im Hochofen (Winderhitzer) wird vollständig bei den energiebedingten Emissionen berichtet.

Alle Emissionsfaktoren für Gichtgaseinsatz (auch in Kraftwerken und bei der Sinterherstellung) werden Null gesetzt, da die Emissionen bereits bei der Entstehung des Gichtgases im Hochofen berücksichtigt werden (prozessbedingte Emissionen in 2.C.1). (Im Nationalen Inventarbericht 2005 waren die CO₂-Emissionen aus Gichtgas der Eisenschaffenden Industrie noch im Sektor 1.A.2 berichtet worden.)

Doppelzählungen werden so ausgeschlossen.

Tabelle 158: Zuordnung der fossilen CO₂-Emissionen in der Eisenschaffenden Industrie zu prozess- und energiebedingten Emissionen

	Sinteranlage/ Herstellung von Sinter	Hochofen/ Herstellung von Roheisen	Warmwalzwerk/ Herstellung von Walzstahl	Elektrostahlwerk/ Herstellung von Elektrostahl	Eisen-, Stahl-, Tempergieß- ereien
Steinkohle	E	E/P*			
Steinkohlenkoks		E/P*			E
Braunkohlenbriketts	E				
Braunkohlenkoks	E				
Heizöl-S		E/P*			
Andere Mineralölprodukte		E/P*			
Koksgrus (ist unter Steinkohlenkoks verbucht)	E				
Erdgas	E	E**	E		E
Kokereigas	E				
Gichtgas	P	E/P*			
Altkunststoff		E/P*			
Elektrodenabbrand				P	

E: energiebedingt (Emissionen in 1.A.2 berichtet);

P: prozessbedingt (Emissionen in 2.C.1 berichtet)

Anm.: Im Anlagenteil Oxygenstahlwerk erfolgt kein relevanter Einsatz von Brennstoffen. Daher ist diese Rubrik hier nicht aufgeführt.

*) Aufteilung über den Faktor für den idealen Hochofenprozess, siehe Text.

**) Der Einsatz von Erdgas in den Hochofenwinderhitzern verursacht keine prozessbedingten, sondern energiebedingte CO₂-Emissionen

14.2.3.1.4 Sekundärbrennstoffe

In der Eisenschaffenden Industrie werden nur bei der Erzeugung von Roheisen im Hochofenprozess Sekundärbrennstoffe als Ersatzreduktionsmittel anstelle von Koks eingesetzt. Diese Materialien wurden bisher nicht in nationalen Statistiken und der Energiebilanz berücksichtigt. Als Quelle für die Produktionsangaben und Brennstoffeinsätze wurden Angaben der Wirtschaftsvereinigung Stahl genutzt. Das Verfahren für die Zusammenstellung der Aktivitätsraten mit Raumbezug Deutschland ab 1995 ist im Endbericht des Forschungsprojekts „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ dokumentiert (UBA 2005b, FKZ 20442203/02). Die Arten, Mengen, Energieeinsätze und CO₂-Emissionsfaktoren wurden von der Wirtschaftsvereinigung Stahl zur Verfügung gestellt.

Tabelle 159: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in Hochöfen: CO₂-Emissionsfaktoren und deren biogene Anteile

Sekundärbrennstoff (Bezeichnung im ZSE)	CO ₂ -Emissionsfaktor [kg/ TJ]	biogener Massen-Anteil [%]
Tierfett	71.380	100
Altkunststoff	74.630	0

Allerdings werden die Emissionen aus dem Einsatz von Sekundärbrennstoffen im Hochofenprozess nicht unter 1.A.2.a berichtet sondern sind unter die prozessbedingten Emissionen in 2.C.1 subsummiert.

14.2.4 Andere Produktion (2.D)

14.2.4.1 Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1)

Der Faserstoff zur Papierherstellung wird mittels chemischer oder mechanischer Verfahren entweder aus Frischfasern oder durch die Aufbereitung von Altpapier erzeugt. Es wird

zwischen integrierten und nichtintegrierten Zellstoff- und Papierfabriken unterschieden. In nichtintegrierten Zellstoffwerken (zur Erzeugung von Marktzellstoff) wird lediglich Zellstoff zum Verkauf auf dem freien Markt hergestellt. Demgegenüber werden in integrierten Fabriken Zellstoff- und Papier am gleichen Standort erzeugt. Eine Papierfabrik kann entweder den an einem anderen Standort erzeugten Faserstoff einfach zu Papier verarbeiten oder in den gesamten Aufschlussprozess an ein und demselben Standort integriert sein.

Sulfatzellstofffabriken werden sowohl integriert als auch nichtintegriert betrieben, während Sulfitzellstoffanlagen normalerweise in die Papiererzeugung eingebunden, also integriert, sind. In den meisten Fällen sind auch der mechanische Aufschluss und die Aufbereitung von Altpapier fester Bestandteil der Papierproduktion, jedoch gibt es auch einige Einzelfälle, in denen diese Prozesse separat ausgeführt werden.

14.2.4.1.1 Verfahren zur Fasergewinnung

Sulfatverfahren

Beim Sulfatverfahren handelt es sich um das weltweit am häufigsten eingesetzte Aufschlussverfahren, da damit höhere Zellstofffestigkeiten erzielt werden und das Verfahren bei sämtlichen Holzarten eingesetzt werden kann. In den beiden deutschen Anlagen wird zur Ausschleusung von Carbonat aus dem Laugenkreislauf dieses an Calcium gebunden (Kaustifizierung) und in einem eigenen Kalkofen unter Freisetzung von CO₂ zu Branntkalk gebrannt, der dann wieder zur Kaustifizierung genutzt wird. Das aus dem eingesetzten CaCO₃ freigesetzte CO₂ ist entsprechend der *IPCC Good Practice Guidelines* mit dem Emissionsfaktor „0“ zu bewerten, da dessen Kohlenstoff ausschließlich aus dem aufgeschlossenen Holz stammt. Der Verlust an Calcium aus dem Kreislauf wird ausschließlich durch Zugabe von Branntkalk ausgeglichen und führt hier somit ebenfalls nicht zu berichtsrelevanten CO₂-Emissionen (das bei der Herstellung des Branntkalks freigesetzte CO₂ ist bereits in den Angaben für die Kalkindustrie (CRF 2.A.2) enthalten).

Emissionen in die Atmosphäre entstehen bei diesem Verfahren außerdem am Laugen-Rückgewinnungskessel, bei der Rindenverbrennung, am Kalkofen, bei der Hackschnitzzellagerung, am Zellstoffkocher, bei der Zellstoffwäsche, in der Bleichanlage, bei der Aufbereitung der Bleichchemikalien, beim Eindampfen, Sortieren und Waschen sowie bei der Aufbereitung des Kreislaufwassers und an verschiedenen Tanks. Dazu gehören ebenfalls diffuse Emissionen, die an verschiedenen Punkten des Prozesses entweichen, in der Hauptsache am Laugen- Rückgewinnungskessel, am Kalkofen sowie an den Hilfskesseln. Hauptbestandteile der Emissionen sind Stickstoffoxide, schwefelhaltige Verbindungen, wie z.B. Schwefeldioxid, sowie übelriechende reduzierte Schwefelverbindungen.

Die beiden deutschen Sulfatzellstoff-Anlagen werden mit einer Nachverbrennung von übelriechenden Schwefelverbindungen und NO_x-mindernder Verbrennungstechnik im Rückgewinnungskessel betrieben (> 20 % NO_x-Reduktion, Angaben des Verbandes Deutscher Papierfabriken (VDP), September 2004).

Weitere emissionsmindernde Techniken werden in Deutschland bisher nicht angewendet:

- *Scrubber* nach dem Rückgewinnungskessel (> 85 % SO₂-Reduktion)
- SNCR-Technik zur NO_x-Reduktion nach dem Hilfskessel (> 30 % NO_x-Reduktion)
- SNCR-Technik zur NO_x-Reduktion nach dem Rückgewinnungskessel (> 30 % NO_x-Reduktion)

- NO_x-mindernder Verbrennungstechnik im Hilfskessel (> 20 % NO_x-Reduktion, ebd.)

Sulfitverfahren

Sulfitzellstoff wird in 4 von 6 Anlagen in Deutschland hergestellt. Das Aufschlussverfahren kann hier unter Einsatz verschiedener Aufschlusschemikalien durchgeführt werden. Das Sulfatverfahren und das Sulfitverfahren weisen zahlreiche Ähnlichkeiten auf, nicht zuletzt im Hinblick auf die Möglichkeiten zum Einsatz unterschiedlicher interner und externer Maßnahmen zur Verminderung der Emissionen. Die Hauptunterschiede zwischen den beiden Verfahren zur Zellstoffherstellung aus Sicht des Umweltschutzes liegen in der chemischen Beschaffenheit des Kochprozesses, im System der Chemikalienvor- und -aufbereitung sowie in einem weniger intensiven Bleichvorgang, da Sulfitzellstoff über eine höhere Ausgangsweiße verfügt.

Emissionen in die Atmosphäre entstehen insbesondere am Laugen- Rückgewinnungskessel und bei der Rindenverbrennung. Abgasemissionen mit weniger konzentriertem SO₂ werden bei Wasch- und Sortiervorgängen sowie an Entlüftungskanälen der Eindampfer und an verschiedenen Tanks freigesetzt. Diese Emissionen entweichen teilweise diffus an verschiedenen Stellen des Prozesses. Sie bestehen hauptsächlich aus Schwefeldioxid, Stickstoffoxiden und Staub.

Zur Senkung des Verbrauchs von Frischdampf und elektrischer Energie und zur Steigerung der anlageninternen Erzeugung von Dampf und Strom stehen eine Reihe von Maßnahmen zur Verfügung. Anlagen zur Herstellung von Sulfitzellstoff können sich durch die Nutzung des Heizwertes von Dicklauge, Rinde und Holzabfällen selbst mit Wärme und elektrischer Energie versorgen. In integrierten Anlagen besteht jedoch Bedarf an zusätzlichem Dampf und zusätzlicher elektrischer Energie, die entweder in Anlagen vor Ort oder an anderen Standorten erzeugt werden. Integrierte Fabriken zur Herstellung von Sulfitzellstoff und Papier verbrauchen 18 - 24 GJ/t Zellstoff Prozesswärme und 1,2 - 1,5 MWh/t Zellstoff elektrische Energie.

Alle vier Sulfitzellstoff-Anlagen in Deutschland werden mit SO₂-Scrubber nach dem Rückgewinnungskessel (> 98 % SO₂-Reduktion) betrieben. Eine Anlage wendet NO_x-mindernder Verbrennungstechnik im Rückgewinnungs- und im Hilfskessel an (insgesamt > 40 % NO_x-Reduktion, ebd.).

Weitere emissionsmindernde Techniken werden in Deutschland bisher nicht angewendet:

- SNCR-Technik zur NO_x-Reduktion nach dem Hilfskessel (> 30 % NO_x-Reduktion)
- SNCR-Technik zur NO_x-Reduktion nach dem Rückgewinnungskessel (> 30 % NO_x-Reduktion, ebd.)

Holzstoff

Holzstoff wird in 9 Anlagen in Deutschland produziert. Beim mechanischen Aufschluss werden die Holzfasern durch die auf die Holzmatrix wirkende mechanische Energie voneinander getrennt. Ziel dieses Vorganges ist die Erhaltung des Hauptanteils an Lignin, um dadurch eine hohe Ausbeute bei gleichzeitiger ausreichender Festigkeit und Weiße zu erzielen. Dabei ist zwischen zwei Hauptverfahren zu unterscheiden:

- Das Holzschliff-Verfahren, bei dem Holzprügel unter Wasserzusatz gegen einen rotierenden Schleifstein gedrückt wird, sowie
- das *Refiner*-Verfahren, bei dem Hackschnitzel in Scheibenrefinern zerfasert werden.

Die Eigenschaften des Holzstoffs können durch die Erhöhung der Prozesstemperatur und im Falle des *Refiner*-Verfahrens durch eine chemische Vorbehandlung der Hackschnitzel beeinflusst werden. Das Aufschlussverfahren, bei dem das Holz durch die Zugabe von Chemikalien vorgeweicht und unter Druck zerfasert wird, wird als chemisch-thermisch-mechanischer Aufschluss (CTMP = *Chemi-Thermo-Mechanical-Pulp*) bezeichnet.

Die Abgasemissionen sind in den meisten Fällen Emissionen aus der Wärme- und Energieerzeugung in Hilfskesseln sowie flüchtige organische Kohlenstoffe (VOC). VOC-Emissionen entstehen bei der Lagerung der Hackschnitzel, bei der Luftabführung aus Behältern zum Waschen der Hackschnitzel und anderen Behältern sowie bei Kondensaten, die bei der Dampfrückgewinnung aus den *Refinern* anfallen und mit flüchtigen Holzbestandteilen kontaminiert sind. Ein Teil dieser Emissionen entweicht diffus an verschiedenen Punkten der Fabrik.

Die besten verfügbaren Techniken zur Verminderung der Abgasemissionen bestehen in einer wirksamen Wärmerückgewinnung aus den Refinern sowie in der Senkung der VOC-Emissionen aus kontaminiertem Dampf. Neben den VOC-Emissionen kommt es beim mechanischen Aufschluss zu Abgasemissionen, die nicht verfahrensbedingt sind, sondern aus der Energieerzeugung vor Ort herrühren. So werden Wärme und elektrische Energie mittels Verbrennung verschiedener fossiler Brennstoffe bzw. erneuerbarer Holzrückstände, wie z.B. Rinde, erzeugt. Die besten verfügbaren Techniken für Hilfskessel werden weiter unten dargelegt.

Recyclingfasern

Generell können Verfahren unter Einsatz von Recyclingfasern (Verfahren zur Aufbereitung von Altpapier) in zwei Hauptkategorien unterteilt werden:

- Verfahren mit ausschließlich mechanischer Reinigung, d.h. ohne Druckfarbenentfernung (Deinking), die z.B. zur Herstellung von Testliner, Wellenpapier, Karton und Karton eingesetzt werden;
- Verfahren unter Verwendung mechanischer und chemischer Technologien, d.h. einschließlich Druckfarbenentfernung, die u.a. bei der Herstellung von Zeitungsdruckpapier, *Tissue*, Druck- und Kopierpapier, Zeitschriftendruckpapiere (SC/LWC) sowie bei einigen Sorten von Karton bzw. Handels-DIP (deinkter Altpapierstoff) zur Anwendung kommen.

Die Rohstoffe für die Papierproduktion auf der Grundlage von Recyclingfasern sind hauptsächlich Altpapier, Wasser, chemische Zusatzstoffe und Energie in Form von Dampf und elektrischer Energie. Abgasemissionen treten vor allem bei der Energieerzeugung durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen in Kraftwerken auf.

Die Abgasemissionen aus Altpapier verarbeitenden Fabriken fallen hauptsächlich in Anlagen zur Erzeugung von Wärme und in einigen Fällen auch in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung an. Daher ist die Energieeinsparung eng mit der Verminderung der Abgasemissionen verbunden. Bei den Energieerzeugungsanlagen handelt es sich gewöhnlich um Standardkessel, so dass sie wie jedes andere Kraftwerk dieser Art behandelt werden können. Bei der Senkung des Energieverbrauchs und der Emissionen in die Atmosphäre gelten folgende Maßnahmen als beste verfügbare Techniken: Kraft-Wärme-Kopplung, Modernisierung der vorhandenen Kessel sowie Einsatz von technischen Einrichtungen mit geringerem Energiebedarf bei Ersatzinvestitionen.

In energieeffizienten Fabriken zur Aufbereitung von Altpapier wird Prozesswärme und Elektroenergie in folgenden Größenordnungen verbraucht:

- Integrierte Altpapier verarbeitende Fabriken ohne Deinking (z.B. zur Fertigung von Testliner und Wellenpapier):
6 – 6,5 GJ/t Prozesswärme und
0,7 – 0,8 MWh/t elektrische Energie;
- Integrierte Fabriken zur Produktion von *Tissue* einschließlich DIP-Anlage:
7 - 12 GJ/t Prozesswärme und
1,2– 1,4 MWh/t elektrische Energie;
- Integrierte Fabriken zur Herstellung von Zeitungsdruckpapier bzw. integrierte Fabriken zur Herstellung von Druck- und Schreibpapier einschließlich DIP-Anlage:
4 – 6,5 GJ/t Prozesswärme und
1 – 1,5 MWh/t elektrische Energie.

14.2.4.1.2 Papier und Kartonherstellung

Papier wird aus Faserstoffen, Wasser und chemischen Additiven hergestellt. Darüber hinaus besteht ein hoher Energiebedarf, um das gesamte Verfahren zu realisieren. Elektrische Energie wird vor allem zum Betrieb der verschiedenen Motorantriebe und bei der Mahlung der Fasern benötigt. Prozesswärme wird in der Hauptsache zur Erwärmung von Wasser, anderen Flüssigkeiten und Luft sowie zur Wasserverdampfung in der Trockenpartie der Papiermaschine und zur Umwandlung von Dampf in Elektroenergie (bei Kraft-Wärme-Kopplung) genutzt. Große Mengen an Wasser werden als Prozesswasser und zur Kühlung benötigt. In der Papierproduktion selbst können verschiedene Zusätze als Prozesshilfsmittel bzw. zur Verbesserung der Produkteigenschaften (Papierhilfsmittel) zur Anwendung kommen.

Die Abgasemissionen aus nichtintegrierten Papierfabriken gehen meist von Dampferzeugern und Energieerzeugungsanlagen aus. Dabei handelt es sich in der Regel um Standardkessel, die sich nicht von anderen Verbrennungsanlagen unterscheiden. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen in der gleichen Weise wie sonstige Hilfskessel gleicher Kapazität betrieben werden (siehe weiter unten).

In energieeffizienten nichtintegrierten Papierfabriken werden Wärme und Energie in folgenden Größenordnungen verbraucht:

- In nichtintegrierten Fabriken zur Herstellung von ungestrichenem Feinpapier besteht ein Prozesswärmebedarf von 7 – 7,5 GJ/t und ein Energiebedarf von 0,6 – 0,7 MWh/t;
- In nichtintegrierten Fabriken zur Herstellung von gestrichenem Feinpapier beläuft sich der Prozesswärmebedarf auf 7 - 8 GJ/t und der Energiebedarf auf 0,7 – 0,9 MWh/t;
- Nichtintegrierte Fabriken zur Herstellung von *Tissue* aus Frischfasern benötigen Prozesswärme in Höhe 5,5– 7,5 GJ/t und elektrische Energie in Höhe von 0,6 – 1,1 MWh/t.

Hilfskessel

Die Abgasemissionen aus Hilfskesseln sind unter Berücksichtigung der tatsächlichen Energiebilanz einer konkreten Zellstoff- bzw. Papierfabrik, der Art der außerhalb bezogenen Brennstoffe und dem Einsatz möglicher Biomassebrennstoffe wie Rinde und Holzabfall zu

betrachten. Zellstoff- und Papierfabriken, die Faserstoffe aus Primärfasern herstellen, betreiben im Allgemeinen rindenbefeuerte Kessel. Bei nichtintegrierten Papierfabriken und Altpapier verarbeitende Fabriken fallen Abgasemissionen hauptsächlich an Dampferzeugern und/oder Energieerzeugungsanlagen an. Bei diesen Anlagen handelt es sich generell um Standardkessel, wobei sich die Anlagen selbst von sonstigen Verbrennungsanlagen nicht unterscheiden. Es wird davon ausgegangen, dass diese Anlagen wie alle anderen derselben Kapazität betrieben werden. Bei diesen Techniken handelt es sich um folgende:

- Einsatz der Wärme-Kraft-Kopplung, wenn das Wärme/Kraft-Verhältnis dies zulässt;
- Verwendung erneuerbarer Brennstoffe wie Holz bzw. eventuell anfallender Holzabfall zur Verminderung des Ausstoßes von fossilem CO₂;
- Minderung der NO_x-Emissionen aus Hilfskesseln durch Regelung der Feuerungsbedingungen sowie Einbau von Brennern mit geringen NO_x-Emissionen;
- Verminderung der SO₂-Emissionen durch den Einsatz von Rinde, Gas bzw. schwefelarmen Brennstoffen oder Reinigung des Abgases von Schwefelverbindungen;
- Verwendung wirksamer Elektrofilter (bzw. Schlauchfilter) zur Staubabscheidung in Hilfskesseln, die mit festen Brennstoffen befeuert werden.

Es ist festzustellen, dass die produktspezifischen Abgasemissionen insgesamt in hohem Maße standortabhängig sind (z.B. eingesetzte Brennstoffart, Größe und Typ der Fabrik, integrierte bzw. nichtintegrierte Bauart des Werkes, Stromerzeugung). In diesem Zusammenhang muss festgestellt werden, dass die in Deutschland eingesetzten Hilfskessel sehr unterschiedliche Größen aufweisen (von 10 bis mehr als 200 MW). Bei kleineren Kesseln lohnt sich nur die Nutzung von schwefelarmen Brennstoffen und der entsprechenden Verbrennungstechnologien, während bei größeren Kesseln auch sekundäre Minderungsmaßnahmen hilfreich sein können.

Weitere Informationen zu Aktivitätsraten sind in Kapitel 13 erläutert.

- 14.3 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Lösemittel und andere Produktverwendung (3)**
- 14.4 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Landwirtschaft (4)**
- 14.5 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quell/Senkenkategorie Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (5)**

Informationen zur Berichterstattung in diesem Bereich siehe Kapitel 7.

14.6 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Abfall und Abwasser (6)

14.6.1 Abfall (6.A)

14.6.1.1 Unsicherheiten für die Quellgruppe Abfalldeponierung

Die folgenden Unsicherheiten sind vom zuständigen UBA-Fachexperten am 23.02.04 geschätzt worden. Die Unsicherheiten haben zunächst vorläufigen Charakter, da noch keine nationalen Erfahrungen mit der FOD-Methode vorliegen. Zudem wird ein Experten Hearing angestrebt um die geschätzten Unsicherheiten ggf. anzupassen und so auf eine breitere und belastbarere Basis zu stellen.

lfd.-Nr.	Definition der Zeitreihe						Unsicherheitsdaten					
	CRF	Quellenbeschreibung			Wertetyp (EF / EM / AR)	Falls EF / EM: Schadstoff	Basisjahr 1990 ⁴		2002		Bemerkungen zu Erwägungsgründen, Literaturquellen etc.	Geschätzt durch
		z.B. ZSE Modulname oder geeignetes Aggregat innerhalb des angegebenen CRF-Codes ¹	ggf. weitere Quelldifferenzierung ²	ggf. ZSE Zeitreihen-ID			Unsicherheit [+/- %] ³	Verteilungstyp ⁵	Unsicherheit [+/- %] ³	Verteilungstyp ⁵		
1	6A1	Deponierung von Abfall			MSW _T (x)							
2	6A1	Deponierung von Abfall			MSW _F (x)		+/-5%	N	+/-2%	N	für 1990: Geringe Belastbarkeit in ABL, keine Daten für NBL	
3	6A1	Deponierung von Abfall			DOC(x)	CH ₄	+/-20%	N	+/-20%	N	Es liegen belastbare Ergebnisse aus Untersuchungsvorhaben zu Rohabfall in MBA vor	
4	6A1	Deponierung von Abfall			DOC _F	CH ₄	+/-30%	N	+/-30%	N		
5	6A1	Deponierung von Abfall			MCF(x) (bei MCF=1)	CH ₄	+ 0% -10%	L	+0% -10%	L	gemäß IPCC-GPG	
6	6A1	Deponierung von Abfall			F	CH ₄	+10% -0%	L	+10% -0%	L		
7	6A1	Deponierung von Abfall			k	CH ₄	+50% -35%	L	+50% -35%	L		
8	6A1	Deponierung von Abfall			R(t)	CH ₄	+/-10%	N	+/-10%	N	gemäß IPCC-GPG gering gegenüber anderen Unsicherheiten	
9	6A1	Deponierung von Abfall			OX	CH ₄	+50% -35%	L	+50% -35%	L	Entspricht Halbwertszeit 3,5 Jahre (k=0,23) bis 8 Jahre (k=0,09)	
¹ Falls ZSE-Modulname und ZSE-Zeitreihen-ID zur Schätzung nicht verfügbar oder zu detailliert sind, können die Quellen auch über CRF und eine sonstige eindeutige Beschreibung im Feld „weitere Quelldifferenzierung“ definiert werden. ² gemäß ZSE-Dimensionen, falls zur Differenzierung notwendig :z.B. Brennstoff, Betriebsart, Material, Technik, Maßnahme ³ bei Lognormal-Verteilung: [+x%; -y%] ⁴ Bei F-Gasen ist das Basisjahr 1995. ⁵ Verteilungstypen: N (Normalverteilung); L (Lognormalverteilung); T (triangular – Dreiecksverteilung); U (uniform – Gleichverteilung)												

14.6.2 Abwasser (6.B) –Angaben zur Bestimmung der Emissionsfaktoren der Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.2)

Die IPCC-Methode gibt vor, dass der Anteil aerober und anaerober Abwasser- und Schlammbehandlung mit Hilfe einer Charakterisierung der Abwasser- und Schlammbehandlungssysteme auf nationaler Ebene bestimmt werden soll.

Eine Auswertung der Nationalen Inventarberichte zeigt, dass die länderspezifischen Emissionsfaktoren von den einzelnen Ländern auf sehr unterschiedliche Art und Weise bestimmt worden sind. Die Datenverfügbarkeit bezüglich der Abwasserbehandlungssysteme ist in einigen Ländern nicht ausreichend für die direkte Anwendung der IPCC-Methode, so dass auf alternative Berechnungsmethoden bzw. aggregierte Werte zurückgegriffen wurde ist. Die Auswertung zeigt folgende Sachverhalte:

- In wenigen Ländern werden konkrete Methan Conversion Factors für die nationalen Behandlungssysteme angegeben (Tschechische Republik, USA, Finnland; vergleiche Tabelle 160). Darüber hinaus zeigt sich keine einheitliche Untergliederung der Abwassersysteme.
- In einigen Ländern wird davon ausgegangen, dass die Abwasserbehandlung in der Regel entweder aerob oder anaerob in geschlossenen Anlagen mit Methangewinnung abläuft, aber dennoch geringe Mengen an Methan in Ausnahmesituationen entweichen können. Es werden dann sehr geringe MCF für die Behandlung kommunaler Abwässer gewählt (Finnland, Tschechische Republik).
- In Großbritannien wird eine nationale Methode angewandt, die auf Charakterisierung der Schlammbehandlungsprozesse basiert.
- In einigen Ländern werden die Emissionsfaktoren nicht wie es der IPCC vorsieht über die organische Fracht, den Anteil anaerober Behandlung und den MCF, sondern bezogen auf Einwohnerwerte ermittelt (Kanada, Österreich, Deutschland).
- Lediglich Österreich differenziert seine Emissionsfaktoren explizit nach mechanischer, biologischer und anderer Behandlung.

Tabelle 160: Berichtete Methan Conversion Factor in den Nationalen Inventarberichten

MCF	Tschechische Republik	Finnland	USA
Häusliche und gewerbliche Abwasserbeseitigung		0,025	0,05
aerob behandeltes kommunales Abwasser	0,05		
anaerob behandeltes kommunales Abwasser	0,5		
Vor-Ort Behandlung	0,15		
unbehandeltes häusliches und gewerbliches Abwasser			
Einleitung in Flüsse	0,05		
Faultanks			0,5
Industrielle Abwasserbeseitigung		0,01	
aerob behandeltes industrielles Abwasser	0,06		
anaerob behandeltes industrielles Abwasser	0,7		
Unbehandeltes industrielles Abwasser	0,05		
sektoral unterschiedlich			0,05 - 0,77
Schlammbehandlung			
aerobe Schlammbehandlung von kommunalen Abwässern	0,1		
anaerobe Schlammbehandlung von kommunalen Abwässern	0,5		
aerobe Schlammbehandlung von Industrieabwässern	0,1		
anaerobe Schlammbehandlung von Industrieabwässern	0,3		

Quelle: Nationale Inventarberichte

Weitere Ausführungen zur Bestimmung der Methanemissionen in der Abwasser- und Schlammbehandlung anderer Länder sind zu finden in (ÖKO-INSTITUT, 2004b).

14.6.3 Bestimmung der Lachgasemissionen in der Abwasserbehandlung (6.B.2)

Die IPCC-Guidelines geben eine Methode zur Abschätzung der Lachgasemissionen bei der Abwasserbehandlung an (IPCC, 1996a: Kap. 6.5). Die Auswertung der Ländererfahrung zeigt (weitere Ausführungen in ÖKO-INSTITUT, 2004b), dass alle Länder, die die Lachgasemissionen aus der Abwasserbehandlung ermitteln, die IPCC Methode verwenden bzw. länderspezifische Anpassungen an der IPCC Methode vornehmen:

- Ausnahme bildet Belgien, das die Emissionen auf Basis des EMEP/CORINAIR Handbuchs ermittelt.
- Einige Länder ermitteln zusätzlich die Lachgasemissionen aus industriellen Abwässern, obwohl vom IPCC keine Methode vorgegeben ist (Österreich, Neuseeland, Schweden und zukünftig USA).
- Die länderspezifischen Anpassungen umfassen insbesondere die Einbeziehung industrieller Abwässer (s.o.), die Bestimmung der Stickstoffrachten in Kläranlagen statt die tägliche menschliche Eiweißzufuhr (Schweden), die Berücksichtigung anderer Stickstoffquellen im kommunalen Abwasser (USA).
- In den Ländern, in denen die Lachgasemissionen u.a. über den Anteil des Stickstoffs im Eiweiß ermittelt wird, wird der IPCC Default-Wert genutzt.
- Wenn der Emissionsfaktor (kg N₂O-N/kg Abwasser-N) für die Ermittlung der Lachgasemissionen relevant ist, wird in allen Ländern der IPCC-Default Wert verwendet.
- Die Daten bezüglich der durchschnittlichen Eiweißzufuhr pro Person stammen entweder aus nationalen Studien und Daten (Großbritannien, Australien) oder aus der Datenbasis der FAO (USA, Österreich etc.) und variieren in großem Maße. Die

ermittelte Eiweißzufuhr in Großbritannien, die im Rahmen einer nationalen Umfrage erhoben worden ist, ist mit Abstand deutlich geringer als die anderen, was auf die Art der Erhebung des Durchschnittswerts zurückzuführen ist. In Tabelle 161 ist der durchschnittliche tägliche Eiweißbedarf sowie die entsprechende Datenquelle derjenigen Länder aufgeführt, die diese explizit in ihrem Nationalen Inventarbericht aufführen.

Tabelle 161: Durchschnittlicher täglicher und jährlicher Eiweißbedarf

Land	Protein [kg/Person & Jahr]	Protein [kg/Person & Tag]	Datenquelle
Großbritannien	8,65	0,024	National Food Survey (DEFRA, 2001). Die Daten basieren auf einer Erhebung bezüglich des Konsums an Lebensmittel im Haushalt und können daher eine niedrige Abschätzung sein.
Australien	36,28	0,099	Australian Institute of Health and Welfare (de Looper and Bhatia
USA	41 (1996)	0,112	FAO- Datenbasis
	41 x1,75	0,197	Anpassung nach umfassender Methode
Schweden	32,85	0,090	nationale Daten.
Kanada	40,15	0,110	keine Datenquelle angegeben
Deutschland	34,68	0,095	FAO Datenbasis (Durchschnitt 1990-2001)
Neuseeland	4,75	0,013	bezogen auf Abwasser-Stickstoff
Belgien			FAO- Datenbasis
Tschechische	25,00	0,068	keine Datenquelle angegeben

Quelle: Nationale Inventarberichte

15 ANHANG 4: CO₂ REFERENZVERFAHREN UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ

Darlegungen zum CO₂ Referenzverfahren und ein Vergleich mit dem Sektoransatz und relevante Informationen zur nationalen Energiebilanz finden sich im Kapitel 3.1.5.5.

16 ANHANG 5: ÜBERPRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT UND DER POTENTIELL NICHT ERFASSTEN QUELLEN UND SENKEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN

Weitreichende Ausführungen zur Überprüfung der Vollständigkeit und der potentiell nicht erfassten Quellen und Senken von Treibhausgasemissionen liegen bisher noch nicht vor.

17 ANHANG 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN

17.1 Zusatzinformationen zur Inventarerstellung und zum Nationalen System

17.1.1 Qualitätsziele des QSE

Das Ziel des QSE ist es, Verfahren einzuführen, aufrechtzuerhalten und zu verbessern, die die Qualität der gesamten Emissionsberichterstattung (d.h. des Nationalen Inventarberichts und der Inventare) im Sinne der *IPCC Good Practice Guidance* kontinuierlich verbessern. Spezifiziert wird dieses Ziel durch fünf allgemeine Qualitätsziele⁶³: (siehe Abbildung 77).

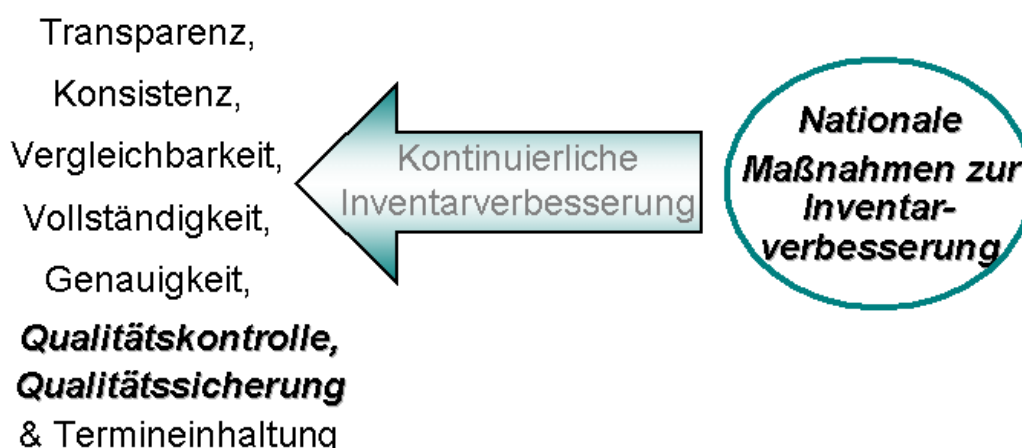


Abbildung 77: QSE - Allgemeine Qualitätsziele

Transparenz bedeutet, dass die Annahmen und Methoden, die bei der Erstellung von Emissionsinventaren genutzt wurden, klar und eindeutig erläutert werden, damit Nutzer der berichteten Informationen diese nachvollziehen und bewerten können. Die Transparenz ist von fundamentaler Bedeutung für den Erfolg eines IPCC-konformen Emissionsberichterstattungsprozesses.

Konsistenz bedeutet, dass alle Elemente eines Emissionsinventars konsistent mit den Elementen aus anderen Jahren sind. Ein Emissionsinventar ist konsistent, wenn die gleichen Methoden für das Basisjahr und alle folgenden Jahre genutzt werden und wenn konsistente Datensätze zur Berechnung von Emissionen und Senken genutzt werden. Unter bestimmten Voraussetzungen kann ein Emissionsinventar auch als konsistent angesehen werden, wenn verschiedene Methoden bei der Emissionsberechnung angewandt wurden, sofern transparente Rekalkulationen (Nachberechnungen) in Übereinstimmung mit den Anforderungen der *IPCC Good Practice Guidance* durchgeführt wurden. Ein konsistentes Gesamtinventar ergibt sich, wenn Doppelzählungen im Inventar vermieden werden und für alle Quellgruppen eine Kongruenz zwischen Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren in der Abgrenzung besteht.

Vergleichbarkeit bedeutet, dass die ermittelten Emissionen und Senken zwischen verschiedenen Quellgruppen, aber auch die gesamten Inventare verschiedener Staaten untereinander vergleichbar sind. Voraussetzung dafür ist eine einheitliche Anwendung von

⁶³ Zu den Erläuterungen/Definitionen siehe auch Annex 3 (Glossar) der *IPCC Good Practice Guidance*

Methoden, wie sie z.B. die *Good Practice Guidance* vorgeben. Weiterhin ist dafür auch eine einheitliche Allokation von Subelementen zu entsprechenden Quellgruppen erforderlich.

Vollständigkeit bedeutet, dass das jeweilige Inventar vollständig in Bezug auf zu berichtende Gase bzw. Schadstoffe sowie in Bezug auf die Quellgruppen und Senken ist. Dies bezieht auch die räumliche/geographische Vollständigkeit mit ein. Zur Vollständigkeit gehört auch eine angemessene Dokumentation.

Genauigkeit ist die relative Messung der Exaktheit von ermittelten Emissionen bzw. Senken. Die ermittelten Emissionen bzw. Senken sollten in diesem Sinne weder systematisch über- noch unterschätzt werden. Unsicherheiten sollten so weit wie möglich reduziert werden. Zu diesem Zweck müssen sie vorher quantifiziert werden.

Die speziellen Qualitätsziele nach Tier 1 wurden von der nationalen Koordinierungsstelle im Rahmen der QK-Checklisten eingeführt. Quellgruppenspezifische Qualitätsziele sollen danach unter Berücksichtigung der oben dargestellten Prinzipien von den jeweiligen Fachverantwortlichen in Abstimmung mit dem QSE-Koordinator festgelegt werden. Die Ziele sollen u.a. aus Ergebnissen von durchgeführten QK/QS-Maßnahmen (interne/externe Überprüfungen, ggf. Audits) abgeleitet und im Inventarplan dokumentiert werden.

17.2 Das Datenbanksystem Zentrales System Emissionen

Als technisches Werkzeug für die Inventarerstellung hat das UBA seit 1998 eine zentrale, nationale Datenbank – das *Zentrales System Emissionen* - entwickelt. Das ZSE setzt vielfältige Anforderungen an die Emissionsberechnung und Berichterstattung um und automatisiert wesentliche Arbeitsschritte. Durch das ZSE wird die Inventarplanung, und -berichterstattung (z.B. Emissionsberechnung, -rekalkulation und Fehleranalyse) erleichtert sowie das Inventarmanagement (z.B. Archivierung, jährliche Evaluierung der Daten) und das Qualitätsmanagement auf der Datenebene ermöglicht (siehe UBA 2003a, Projekthandbuch Decor). Mit dem ZSE sollen die Schlüsselanforderungen Transparenz, Konsistenz, Vollständigkeit, Vergleichbarkeit und Genauigkeit auf der Datenebene erfüllt werden.

Zur Erfüllung der Schlüsselanforderungen wird den Anforderungen an die Dokumentation im ZSE weiter Raum gegeben. Im ZSE werden die zuständigen Bearbeiter, die Datenquellen und Berechnungsverfahren sowie die Unsicherheiten zu den Zeitreihen ebenso gespeichert, wie Datum und Benutzer der letzten Änderung. Das System verfügt über eine Historienverwaltung, in der gelöschte Werte archiviert werden. Rückverfolgungen und Rekonstruktion von Daten werden so ermöglicht und damit auch die unabhängige Überprüfung durch Dritte. Für die Durchführung der Qualitätssicherung auf der Datenebene werden unterstützende Instrumente bereitgestellt oder entwickelt (z.B. System zur Erfassung von Unsicherheiten, Plausibilitätsprüfungen). Der Transparenz wird vor allem dadurch Rechnung getragen, dass die Datenerfassung in der Struktur erfolgt, wie die Daten bereitgestellt werden und sämtliche Bearbeitungen und Transformationen hin zu einem Berichtsformat erst im ZSE erfolgen und somit nachvollziehbar bleiben. So kann das ZSE detaillierte technik-spezifische Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren verwalten, die über Rechenregeln (Berechnungsverfahren) zu aggregierten, quellgruppenspezifischen Werten für die Berichtsformate weiterverarbeitet werden. Die Aggregation der einzelnen ZSE-Zeitreihen zu den CRF-Berichtszeilen sind in Anhang 3 bzw. Kapitel 14ff jeweils bei den einzelnen Quellgruppen beschrieben. Neben der Aggregation und Modellbildung für

Berechnungen ermöglicht das ZSE auch die Durchführung von Szenarien- und Prognoseberechnungen.

Über das ZSE wird auch der Datenaustausch im Rahmen des Nationalen Systems – also innerhalb des UBA und mit Dritten - organisiert. Neben der Direkteingabe können aus vorhandenen Datenbanken aggregierte Werte über eine Standardschnittstelle importiert werden (z.B. TREMOD, GAS-EM). Ziel ist es, dass Inventardaten möglichst direkt von den inhaltlich zuständigen Fachverantwortlichen in das ZSE eingepflegt oder zumindest vom ZSE-Administrator über die Importschnittstelle eingelesen werden. Dies gilt für UBA-interne und für externe Mitwirkende am Nationalen System. Um dies zu erreichen, wurden seit dem Jahr 2001 grundlegende Vorbereitungen getroffen:

- Mit der Bereitstellung eines *Standardisierten Importformats des ZSE* im Jahr 2002 wurde der direkte Datenimport aus anderen emissionsrelevanten Datenbanken ermöglicht.
- Im September 2002 wurde den beteiligten Fachexperten aus dem UBA ein direkter Zugang zum ZSE über das UBA-Netzwerk ermöglicht. Die Betroffenen werden über eine jährliche Interessensumfrage ermittelt, so dass unterdessen ein weitgehend flächendeckender Zugriff der betroffenen Fachexperten im Hause besteht. Die schreibenden Zugriffsrechte für diese Experten sind generell auf die Datenbankinhalte beschränkt, für die eine fachliche Zuständigkeit besteht.
- Im November 2002 und 2003 wurden Schulungen für die betroffenen UBA-Mitarbeiter zur Handhabung des ZSE durchgeführt.
- Den Schulungsteilnehmern wurde mit dem *ZSE/Point Source User Manual* eine Beschreibung der Datenbank zur Verfügung gestellt (UBA, 2002c).

Nachdem mit der Inbetriebnahme der Vollversion des ZSE im Jahr 2002 die wesentlichen technischen Voraussetzungen für die Erfüllung der Kyoto-Anforderungen an die Inventare geschaffen worden sind, gilt es nun, die Umstellung der rechnerischen Verfahren zur Emissionsermittlung sowie die Organisation der Datengewinnung vollständig auf das ZSE umzustellen. Im Jahr 2005 soll die Anbindung des ZSE an das Internet erfolgen. Dies ermöglicht auch den externen Experten die direkte Dateneingabe bzw. -recherche im ZSE.

Weitere Zukunftsaufgaben des Zentralen Systems Emissionen sind die umfassende Anwendung der Datenbank für die:

- Erfassung qualitativer und quantitativer Angaben über die Datenunsicherheit,
- Erfüllung der Berichtsverpflichtungen unter der Genfer Luftreinhaltekonvention und von EU- Regelungen (z.B. NEC-Richtlinie) über das ZSE,
- maßnahmenorientierte Ausrichtung der Emissionsberechnung, um zukünftig die Wirksamkeit von Emissionsminderungsmaßnahmen besser quantifizieren zu können, sowie
- Erstellung von Prognosen und Szenarien um zukünftig Einschätzungen zur Erfüllung von Minderungsverpflichtungen treffen zu können sowie die Identifikation weiterer Maßnahmen zur Zielerreichung zu ermöglichen.

17.2.1 Dokumentation von Berechnungen im CalQlator

Das Umweltbundesamt hat zur transparenten Dokumentation von Berechnungen ein Rechentool für das ZSE entwickelt, dass Ende 2003 in Betrieb genommen werden konnte. Mit dem CalQlator können komplexe Berechnungsmethoden nachvollziehbar in der

Datenbank gespeichert werden. Er erlaubt die Aufstellung von Gleichungen zur Verknüpfung von Eingangsgrößen zu einem Berechnungsverfahren, so dass über die eingegebene Formel das Zustandekommen von Rechenergebnissen rückverfolgt werden kann und über eine Berechnungsänderung die konsistente Neuberechnung einer gesamten Zeitreihe möglich wird. Über die Definition von Ungleichungen kann der CalQlator auch zur Qualitätssicherung eingesetzt werden, indem z.B. Prüfbedingungen für maximale Abweichungen definiert werden. Im Januar 2004 wurden die ersten Mitarbeiter des UBA mit dem CalQlator im Rahmen einer Schulung vertraut gemacht.

17.2.2 Datentransfer zwischen den Datenbanken TREMOD und ZSE

Für die Quellgruppe *Straßenverkehr* wurde für den Transfer der in der Datenbank TREMOD (Transport Emission Estimation Model) abgelegten Emissionsdaten in die Datenbank ZSE in den Jahren 1999/2000 eine Schnittstelle programmiert, die 2003 an die mittlerweile erfolgten Weiterentwicklung der Datenbank ZSE neu angepasst wurde.

Das aktuelle ZSE-Importformat ist in der folgenden Tabelle 162 dargestellt.

Tabelle 162: Dimensionen im ZSE und zugehörige TREMOD-Kategorien

Überschrift ZSE	Beschreibung	Kategorien in TREMOD
SE:Name	Strukturelement	Fahrzeugkategorie, Fahrzeugschicht, Straßenkategorie
Ts:Name	Zeitreihenname	Wie SE:Name
Raumbezug:Name	Deutschland, alte Bundesländer, neue Bundesländer	Szenario, Land
Wertetyp:Name	Aktivitätsrate (Energieverbrauch), Emission	Energie, Komponente
Schadstoff:Name	z.B. Kohlendioxid, Schwefeldioxid...	Komponente
EmiGru:Name	Quellgruppe, z.B. Straßenverkehr innerorts	Straßenkategorie
VwA:Name	Verwendungsart: Antrieb, Verdunstung	Emissionskategorie (warm, Start, Verdunstung)
Material:Name	Material (Input) z.B. Dieselmotorkraftstoff*Energiebilanz	Energie, Energiebilanz, Korrekturfaktor Energiebilanz
Massna:Name	Maßnahme: konventionell, Minderungstechnik	Emissionsstandard (Fahrzeugschicht)
Technik:Name	Technik, z.B. Personenkraftwagen	Fahrzeugkategorie
EBZ:Name	Energiebilanzquelle, z.B. Straßenverkehr 95	-
Unit	Einheit: TJ, kg/TJ, t	

Die wesentliche Kategorie in ZSE ist das Strukturelement (SE). Um Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren aus TREMOD für die Strukturelemente abzuleiten, müssen mehrere TREMOD-Kategorien kombiniert werden. Ein Strukturelement setzt sich demnach zusammen aus

- Straßenkategorien (in ZSE als "Emigruppe")
- Fahrzeugkategorien, in ZSE z.T. aggregiert als Kategorie „Technik“
- Fahrzeugschicht (in ZSE Kategorie „Maßnahme“, unterscheidet „konventionell“ und „Minderungstechnik“)
- Emissionskategorien („warm“ und „Start“ entspricht dem ZSE-Bereich „Antrieb“, „Abstellen“ und „Tankatmung“ dem ZSE-Bereich „Verdunstung“)
- Energie (ZSE-Kategorie „Material“); Die „Materialarten“ Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas sind derzeit nicht in TREMOD enthalten.

Tabelle 163: Zuordnung der ZSE-Strukturelemente (erste Zeile) und TREMOD-Kategorie (zweite Zeile)

SE:Name (ID)	EmiGru	Technik	Massnahme	Bereich	Material
-	SK	FzKat	Fahrzeugschicht	Emissionskat.	Energie
SV LNFO KOAB	AB	LNf	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO KOAO	ao	LNf	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO KOIO	io	LNf	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO KOVD	io	LNf	KO: ohne GKat	Verdunstung	Benzin
SV LNFO MTAB	AB	LNf	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO MTAO	ao	LNf	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO MTIO	io	LNf	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV LNFO MTVD	io	LNf	MT: mit GKat	Verdunstung	Benzin
SV MOPED	io	KKR	KO: Alle	Antrieb	Benzin
SV MOPED VD	io	KKR	KO: Alle	Verdunstung	Benzin
SV MRAD KOAB	AB	KR	KO: vor EURO1	Antrieb	Benzin
SV MRAD KOAO	ao	KR	KO: vor EURO1	Antrieb	Benzin
SV MRAD KOIO	io	KR	KO: vor EURO1	Antrieb	Benzin
SV MRAD KOVD	io	KR	KO: vor EURO1	Verdunstung	Benzin
SV MRAD MTAB	AB	KR	MT: ab EURO 1	Antrieb	Benzin
SV MRAD MTAO	ao	KR	MT: ab EURO 1	Antrieb	Benzin
SV MRAD MTIO	io	KR	MT: ab EURO 1	Antrieb	Benzin
SV MRAD MTVD	io	KR	MT: ab EURO 1	Verdunstung	Benzin
SV PKWO KOAB	AB	PKW	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO KOAO	ao	PKW	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO KOIO	io	PKW	KO: ohne GKat	Antrieb	Benzin, Flüssiggas
SV PKWO KOVD	io	PKW	KO: ohne GKat	Verdunstung	Benzin
SV PKWO MTAB	AB	PKW	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO MTAO	ao	PKW	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO MTIO	io	PKW	MT: mit GKat	Antrieb	Benzin
SV PKWO MTVD	io	PKW	MT: mit GKat	Verdunstung	Benzin
SV BUS KOAB	AB	RBus, LBus	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV BUS KOAO	ao	RBus, LBus	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel, Petroleum
SV BUS KOIO	io	RBus, LBus	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV BUS MTAB	AB	RBus, LBus	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV BUS MTAO	ao	RBus, LBus	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel, Petroleum
SV BUS MTIO	io	RBus, LBus	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD KOAB	AB	LNf	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD KOAO	ao	LNf	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD KOIO	io	LNf	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD MTAB	AB	LNf	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD MTAO	ao	LNf	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV LNFD MTIO	io	LNf	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD KOAB	AB	PKW	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD KOAO	ao	PKW	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD KOIO	io	PKW	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD MTAB	AB	PKW	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD MTAO	ao	PKW	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV PKWD MTIO	io	PKW	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF KOAB	AB	LKW, LZ, SZ	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF KOAO	ao	LKW, LZ, SZ	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF KOIO	io	LKW, LZ, SZ	KO: vor EURO1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF MTAB	AB	LKW, LZ, SZ	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF MTAO	ao	LKW, LZ, SZ	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel
SV SNF MTIO	io	LKW, LZ, SZ	MT: ab EURO 1	Antrieb	Diesel, Biodiesel

Anmerkungen: FzKat: Fahrzeugkategorie, SK: Straßenkategorie, Material: kursive Komponenten nicht in TREMOD enthalten

17.2.3 Weiteres Vorgehen

Die entwickelte Schnittstelle setzt sowohl auf der Struktur als auch auf den Daten der TREMOD-Version 3.0 vom 31.10.2002 auf. Derzeit wird TREMOD im Auftrag der BAST umgestaltet und erweitert (IFEU, 2003). Außerdem ist die Integration der neuen Strukturen und Ergebnisse des Handbuchs Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs (INFRAS, 2003) vorgesehen. Diese Arbeiten werden auch eine Anpassung der ZSE-Schnittstelle erfordern.

Eine einfache Aktualisierung der ZSE-Schnittstelle wird nach jetziger Erkenntnis zumindest die Berücksichtigung der neuen Fahrzeugschichtdefinitionen des Handbuchs erfordern. Diese Anpassung wird ohne großen Aufwand bei der Aktualisierung von TREMOD möglich sein.

Weiterhin erscheint sinnvoll, zukünftig die Integration der bisher nicht in TREMOD berücksichtigten Energieträger Biodiesel, Petroleum, Flüssiggas und Erdgas in das TREMOD-Modell. Im Rahmen der TREMOD-Weiterentwicklung im Auftrag der BAST sollen bis Mitte 2004 entsprechende Strukturen in TREMOD aufgebaut werden, die zukünftig geeignete Basisdaten aufnehmen und Ergebnisse für ZSE liefern könnten.

Die vereinfachte Aufteilung der Daten des Jahres 1994 auf alte und neue Bundesländer sollte ebenfalls durch eine Differenzierung der Eingangsdaten (Bestände, Fahrleistungen) bereits in der TREMOD-Basis ersetzt werden um eine plausible Zeitreihe der Emissionen für West- und Ostdeutschland zu erhalten.

Diese Änderungen sollten möglichst zeitgleich mit der Aktualisierung aufgrund des neuen Handbuchs erfolgen, da sich mit dem neuen Handbuch sowieso fast alle Emissionsfaktoren (auch rückwirkend) ändern werden.

17.3 Die webbasierte German Emission Factor Database (GEREF)

Das Umweltbundesamt (UBA) stellt in GEREf sämtliche Emissionsfaktoren für Deutschland vor, mit denen Berichtspflichten gegenüber dem Klimaschutzsekretariat und der Europäischen Union erfüllt werden. Diese Datenbank umfasst die Emissionsfaktoren der nationalen Berichterstattung Deutschlands.

Um die Transparenz und Nachvollziehbarkeit der deutschen Emissionssituation zu erhöhen, veröffentlicht das UBA diese Emissionsfaktoren im Internet und ermöglicht es externen Sachverständigen (Organisationen, Industrie, Forschungseinrichtungen) neue Emissionsfaktoren und Metadaten dem UBA zu übermitteln und bekannt zu machen. Dadurch kann beim UBA eine nationale Datenbasis für Emissionsfaktoren entstehen, die neben den EF der nationalen Berichte, weitere EF gesammelt darstellt. Dies erlaubt Unterschiede zu anderen EF, wie den internationalen Emissionsfaktoren der Datenbank für Emissionsfaktoren (EFDB), die von der IPCC mit Zusatzinformationen betrieben wird, aufzuzeigen und zu diskutieren. Um deutsche Emissionsfaktoren an die EFDB weiter zu geben bietet GEREf eine Schnittstelle. Der Datenexport von ausgewählten Emissionsfaktoren in die internationale EFDB wird durch das UBA erfolgen.

Die GEREf wurde von der Firma Seven2one GmbH mit der Standardsoftware MESAP implementiert. Der Web-Client (Browser) als Internet Front-End von GEREf ermöglicht der Öffentlichkeit (Besucher) einen lesenden Zugriff auf die Emissionsfaktoren. Registrierte Benutzer können zusätzlich neue Emissionsfaktoren und deren Metainformationen, wie

technische Daten und Literaturhinweise, einspeisen. Dies erfolgt entweder manuell im Web-Client oder automatisch über eine Internet Upload-Funktion.

Die GEREf Webanwendung auf der Grundlage einer MESAP Lösung:

- ist eine Datenbasis zur Verwaltung und Dokumentation von Emissionsfaktoren in Deutschland,
- ermöglicht den Zugang zu Emissionsfaktoren über das Internet,
- erlaubt Besuchern die Suche und Recherche nach Emissionsfaktoren,
- erlaubt Benutzern (registrierten Benutzern) die Einspeisung von neuen Emissionsfaktoren,
- stellt die Kompatibilität zu den bestehenden Datenbanken des UBA sicher,
- lässt sich einfach um indirekte Treibhausgase und andere Luftschadstoffe erweitern
- unterstützt den Datenexport nach EFDB.

18 ANHANG 7: TABELLEN 6.1 UND 6.2 DER IPCC GOOD PRACTICE GUIDANCE

Die Unsicherheiten für die deutschen Treibhausgasinventare sind noch nicht vollständig ermittelt. Begonnen wurde mit einer Ermittlung der Unsicherheiten nach Tier 1 bei den datenliefernden Experten der Facheinheiten im UBA sowie externen Einrichtungen.

Nachfolgend wurden die Voraussetzungen für die Tier-2 Unsicherheiten-Analyse geschaffen und das Programm "Crystal Ball" zur Durchführung der Monte Carlo Simulation implementiert. Parallel wurden weitere Unsicherheitenangaben durch Expertenschätzungen ermittelt und in die Datenbank ZSE überführt. Es liegt aber noch kein vollständig mittels Expertenschätzung bestimmter Unsicherheitsdatensatz vor. Um einen vollständigen Datensatz zu erreichen, der für den Rechenlauf erforderlich ist, werden Literaturwerte und IPCC-Unsicherheiten aus Adjustmentverfahren herangezogen. Eine systematische und vollständige Durchführung der Expertenschätzungen wird durch folgende Sachverhalte erschwert:

- Da die Aktivitätsraten überwiegend aus UBA externen Datenquellen (DESTATIS, Branchenverbänden oder sonstigen Statistiken) entnommen werden, gestaltet sich die Unsicherheitsbestimmung schwierig. Entweder müssen Expertenschätzungen von UBA externen Fachexperten durchgeführt werden oder vorhandene Unsicherheitsangaben der externen datenliefernden Institutionen genutzt werden.
- Des Weiteren erfolgt die Bestimmung der Aktivitätsraten vielfach, in dem eine externe Datenbasis zugrunde gelegt wird, dann jedoch innerhalb des UBA in vielfältiger Weise rechnerisch angepasst wird (beispielsweise BEU, TREMOD u.a.). Hier stellt sich die Frage, wie die Veränderungen der Unsicherheiten durch diese teilweise recht komplexen Rechenoperationen ermittelt werden können.
- Ferner ist die weitere Nutzung der derzeitigen Emissionsfaktoren und Aktivitätsraten in einigen Fällen nicht vorgesehen. Daraus ergibt sich die Frage inwieweit für derartige überarbeitungsbedürftige Werte, zum jetzigen Zeitpunkt eine Ermittlung der Unsicherheiten sinnvoll ist bzw. inwieweit die Änderung der Berechnungsverfahren so weit fortgeschritten ist, dass diejenigen EF und AR vorliegen für welche Unsicherheiten geschätzt werden können.

Die Ergebnisse der Tier-2-Unsicherheitenanalyse sind nach den Vorgaben von Tabelle 6.2 der IPCC Good Practice Guidance in Tabelle 164 und Tabelle 165 dargestellt. Die derzeitige Arbeitsplanung sieht die Erstellung einer Tier-2-Unsicherheitenanalyse alle drei Jahre vor. In den Zwischenjahren werden die Unsicherheiten gemäß dem Tier-1-Ansatz berichtet.

Tabelle 164: Tabelle 6.2 der IPCC Good Practice Guidance - Details

IPCC Source Category	Gas	Year t emissions [Gg CO ₂ equivalent]	Uncertainty %below (2.5 percentile) [%]	Uncertainty %above 97.5 percentile) [%]	Level Assessment Contribution [%]	Tier2 Level Assessment
Total	CO2 equivalent	954.035,28	-5,77%	11,86%		
1 Energy	CO2 equivalent	713.304,84	-2,67%	2,71%		
1.A	CO2	701.386,89	-2,69%	2,73%	11,54%	0,020563342
1.A	CH4	1.186,08	-25,23%	40,26%	0,29%	0,000512111
1.A	N2O	5.243,66	-20,10%	20,70%	0,65%	0,001163996
1.B	CH4	5.488,20	-23,89%	24,00%	0,79%	0,001412735
2 Industrial Processes	CO2 equivalent	106.287,36	-13,31%	22,50%		
2.A	CO2	19.153,52	-7,17%	7,47%	0,86%	0,001534705
2.B	CO2	12.014,22	-9,40%	9,53%	0,69%	0,001227202
2.B	CH4	0,21	-26,23%	29,13%	0,00%	6,54286E-08
2.B	N2O	29.773,85	-45,67%	79,46%	14,24%	0,025371695
2.C	CO2	42.027,12	-6,66%	6,71%	1,70%	0,003024239
2.C	CH4	1,85	-7,83%	7,83%	0,00%	1,55235E-07
2.C	SF6	1.496,62	-52,45%	92,09%	0,83%	0,001477947
2.C	C2F6	42,85	-14,71%	14,75%	0,00%	6,77539E-06
2.C	CF4	294,71	-14,69%	14,69%	0,03%	4,64292E-05
2.C	HFC-134a	1,16	-64,83%	126,20%	0,00%	1,57552E-06
2.E	SF6	176,82	-64,65%	126,33%	0,13%	0,000239561
2.E	HFC-134a	43,82	-34,70%	46,69%	0,01%	2,1938E-05
2.E	HFC-227ea	1,09	-34,68%	46,53%	0,00%	5,41817E-07
2.E	HFC-23	438,14	-34,65%	46,77%	0,12%	0,000219761
2.F	SF6	173,26	-49,31%	83,48%	0,09%	0,000155103
2.F	C2F6	79,88	-64,65%	126,09%	0,06%	0,000108015
2.F	C3F8	30,30	-64,71%	126,12%	0,02%	4,09826E-05
2.F	c-C4F8	1,11	-64,68%	126,08%	0,00%	1,50547E-06
2.F	CF4	72,73	-57,66%	110,52%	0,05%	8,62009E-05
2.F	HFC-134a	440,33	-9,10%	9,08%	0,02%	4,29913E-05
2.F	HFC-227ea	5,30	-1,00%	1,00%	0,00%	5,69545E-08
2.F	HFC-23	14,78	-34,65%	46,91%	0,00%	7,43266E-06
2.F	HFC-236fa	1,86	-26,38%	32,91%	0,00%	6,55874E-07
2.F	HFC-43-10mee	1,82	-1,96%	1,96%	0,00%	3,83029E-08
3 Solvent and Other Product Use	CO2 equivalent	1.055,59	-23,18%	15,94%		
3.D	CO2	1,79	-18,02%	20,76%	0,00%	3,97755E-07
3.D	N2O	1.053,80	-23,21%	15,97%	0,15%	0,000262319

IPCC Source Category	Gas	Year t emissions [Gg CO ₂ equivalent]	Uncertainty %below (2.5 percentile) [%]	Uncertainty %above 97.5 percentile) [%]	Level Assessment Contribution [%]	Tier2 Level Assessment
4 Agriculture	CO2 equivalent	99.564,39	-41,34%	108,74%		
4.A	CH ₄	25.867,20	-4,92%	4,96%	0,77%	0,001375044
4.B	CH ₄	8.173,76	-7,68%	7,71%	0,38%	0,000675508
4.B	N ₂ O	3.035,54	-12,24%	12,08%	0,22%	0,000398509
4.D	N ₂ O	62.487,89	-65,78%	173,29%	65,19%	0,116126371
5 Land-Use Change and Forestry	CO2 equivalent	992,61	-48,71%	48,73%		
5.A	CO ₂	986,41	-49,01%	49,02%	0,29%	0,000518533
5.A	N ₂ O	6,20	-24,50%	24,46%	0,00%	1,6288E-06
6 Waste	CO2 equivalent	11.294,11	-10,33%	11,31%		
6.A	CH ₄	10.382,38	-11,21%	12,25%	0,77%	0,001363897
6.B	CH ₄	0,000091	-44,42%	44,40%	0,00%	4,3376E-11
6.B	N ₂ O	0,001683	-64,65%	126,37%	0,00%	2,28118E-09
6.D	CH ₄	546,49	-17,15%	17,20%	0,06%	0,000100799
6.D	N ₂ O	365,24	-14,82%	14,69%	0,03%	5,80283E-05
	Total:	932.498,89			1,00%	0,178148796

Tabelle 165: Tabelle 6.2 der IPCC Good Practice Guidance - Zusammenfassung

IPCC Source Category	Gas	Year t emissions [Gg CO ₂ equivalent]	Uncertainty %below (2.5 percentile) [%]	Uncertainty %above 97.5 percentile) [%]	Level Assessment Contribution [%]	Tier2 Level Assessment
Total	CO ₂	796.889,87	-2,85%	3,31%	18,58%	0,027677132
Total	CH ₄	51.661,21	-4,51%	4,52%	1,64%	0,002446891
Total	N ₂ O	102.167,61	-45,82%	109,13%	78,46%	0,116868568
Total	SF ₆	1.846,71	-44,70%	75,02%	0,97%	0,001452138
Total	C ₂ F ₆	122,73	-42,49%	82,60%	0,07%	0,000106255
Total	C ₃ F ₈	30,30	-64,71%	126,12%	0,03%	4,00575E-05
Total	c-C ₄ F ₈	1,11	-64,68%	126,08%	0,00%	1,47149E-06
Total	CF ₄	367,44	-17,59%	24,00%	0,06%	9,24508E-05
Total	HFC-134a	485,31	-8,95%	8,96%	0,03%	4,55803E-05
Total	HFC-227ea	6,39	-5,94%	7,92%	0,00%	5,30185E-07
Total	HFC-23	452,92	-33,55%	45,02%	0,14%	0,000213747
Total	HFC-236fa	1,86	-26,38%	32,91%	0,00%	6,41068E-07
Total	HFC-43-10mee	1,82	-1,96%	1,96%	0,00%	3,74383E-08
	Total:	954.035,28			1	0,1489455

Für die weitere Bestimmung der Unsicherheiten nach Tier 1 gemäß Kap. 6 der GPG ist vorgesehen, die Quellgruppen Energie, Verkehr und Landwirtschaft separat zu behandeln.

Für die Aktivitätsraten in der Quellgruppe Energie (CRF 1) werden die vorliegenden Annahmen zu Unsicherheiten von den Experten der AG Energiebilanzen überprüft. Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für CO₂ werden von den Experten im UBA FG III 2.3 bewertet.

Die Unsicherheiten der Aktivitätsraten in der Quellgruppe Verkehr (überwiegend CRF 1 A 3) werden ebenfalls von Experten der AG Energiebilanzen abgeschätzt. Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für CH₄ und N₂O werden von Experten im UBA FG I 3.1 bzw. I 3.2 abgeschätzt.

Die Unsicherheiten in der Quellgruppe Landwirtschaft (CRF 4) werden von Experten im BMELV bzw. der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL) abgeschätzt.

Die Unsicherheitsbestimmung für die übrigen Quellgruppen erfolgte einerseits bereits sukzessive im Rahmen der Zuarbeit der datenliefernden Facheinheiten im UBA zur aktuellen Emissionsberichterstattung. Andererseits werden die leitfadengestützten Expertenschätzungen insbesondere in denjenigen Quellgruppen fortgesetzt, für die im Rahmen der Zuarbeit bisher keine oder nur unvollständige Angaben zu den Unsicherheiten gemacht worden sind.