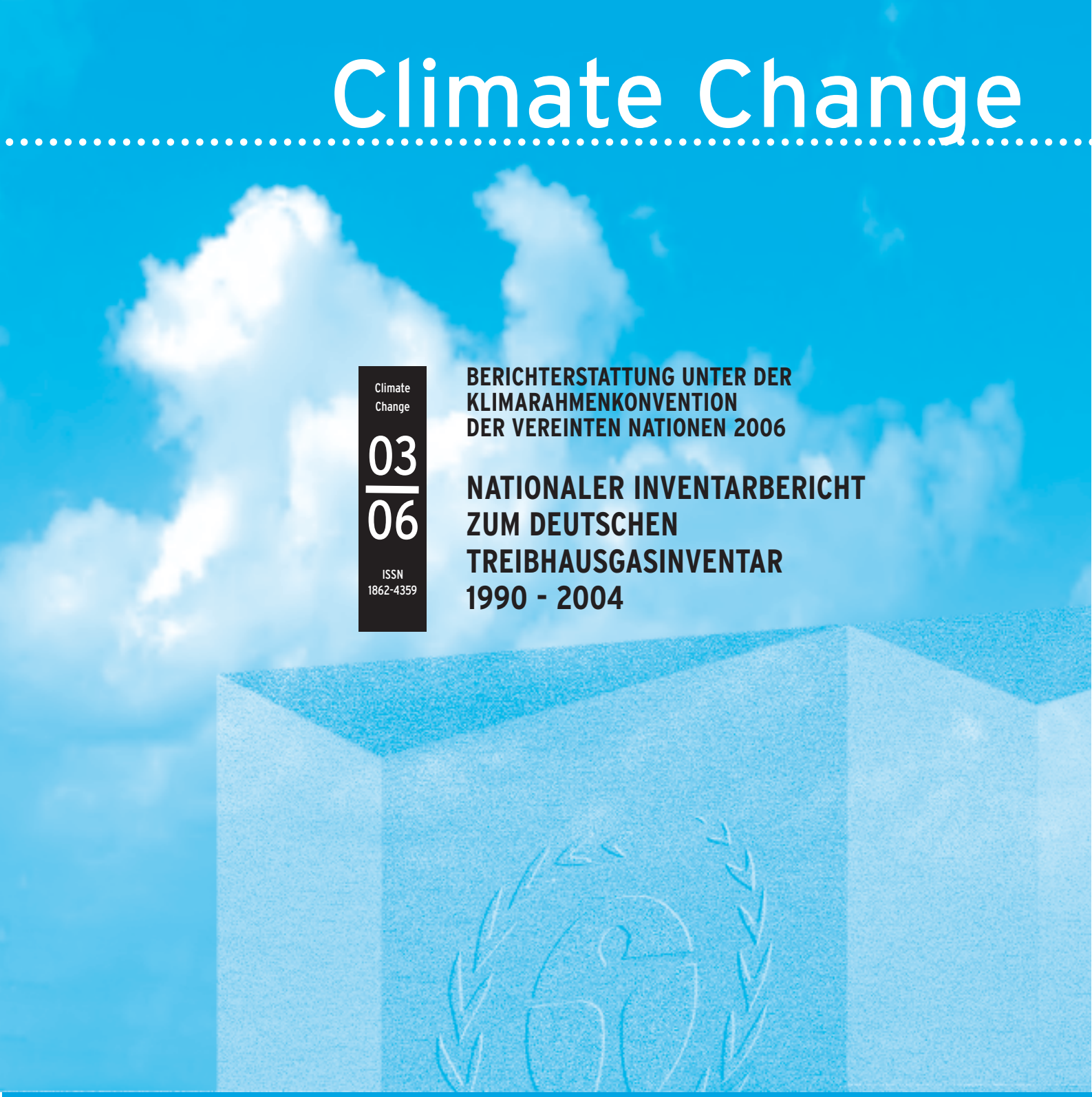
Climate Change

Climate Change
03/06
ISSN 1862-4359

BERICHTERSTATTUNG UNTER DER KLIMARAHMENKONVENTION DER VEREINTEN NATIONEN 2006

NATIONALER INVENTARBERICHT ZUM DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTAR 1990 - 2004



Umwelt Bundes Amt
Für Mensch und Umwelt

Climate Change
03/06
ISSN 1862-4359

Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen 2006

Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 - 2004

Umweltbundesamt

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

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

Redaktion: Patrick Gniffke

Dessau, Mai 2006

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) sind auf der Internetseite des Umweltbundesamtes bereitgestellt:
http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/veroeffentlichungen.htm

Autoren

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

Für die einzelnen Kapitel:

Zusammenfassung	Patrick Gniffke (UBA I 4.6)
Kapitel 1.1	Rosemarie Benndorf (UBA I 4.6)
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 4.5), Ulrike Wachsmann (UBA I 4.5)
Kapitel 3.1.1 – 3.1.3, 3.1.4.6	Kathrin Werner (UBA I 4.5), Kristina Juhrich (UBA I 4.5), Ulrike Wachsmann (UBA I 4.5), Rolf Beckers (UBA III 2.3)
Kapitel 3.1.4.1	Reinhard Albert (UBA I 4.5), Jacqueline Thomas (UBA III 2.2)
Kapitel 3.1.4.2 - 3.1.4.3	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)
Kapitel 3.1.4.5	Kathrin Werner (UBA I 4.5), Reinhard Albert (UBA I 4.5)
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	Sebastian Plickert (UBA III 2.2)
Kapitel 4.1.4	Karsten Karschunke (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	Robert Kludt (UBA I 4.6)
Kapitel 4.2.1 & 4.2.2	Karsten Karschunke (UBA III 2.3)
Kapitel 4.2.3	Johannes Drotleff (UBA III 2.3), Almut Reichart (UBA III 2.3)
Kapitel 4.2.4	Karsten Karschunke (UBA III 2.3)

Kapitel 4.2.5	Karsten Karschunke (UBA III 2.3), Almut Reichart (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	Katja Schwaab (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	Katja Schwaab (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	Ulrike Döring (UBA I 4.6), Marion Dreher (UBA I 4.6), Claudia Schmitt (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 4.5), Marcus Machat (UBA I 4.5)
Anhang 2, Kapitel 13.7	Marcus Machat (UBA I4.5), 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
Anhang 3, Kapitel 14.1.1	Marcus Machat (UBA I4.5), 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.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS 20
TABELLENVERZEICHNIS 23
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS 29
EINHEITEN UND GRÖßEN 35
ERKLÄRUNG DER EINLEITENDEN INFORMATIONSTABELLEN 36

0 ZUSAMMENFASSUNG 37

0.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU TREIBHAUSGAS-INVENTAREN UND KLIMAWANDEL 39
0.2 EMISSIONEN VON TREIBHAUSGASEN SOWIE DEREN EINBINDUNG IN SENKEN (BEZOGEN AUF GWP) IM ZEITVERLAUF: 1990-2004 39
0.3 ÜBERBLICK ZU DEN EMISSIONSSCHÄTZUNGEN UND TRENDS DER QUELL- UND SENKENGRUPPEN 41

1 EINLEITUNG 44

1.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU KLIMAWANDEL UND TREIBHAUSGAS-INVENTAREN 44
1.1.1 Der Treibhauseffekt 44
1.1.2 Klimawandel 44
1.1.3 Reduktionsverpflichtungen und Berichterstattung zu Treibhausgasen 45
1.2 INSTITUTIONELLE FESTLEGUNGEN UND RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE INVENTARERSTELLUNG 46
1.2.1 Institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung 47
1.2.2 Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung 48
1.3 KURZBESCHREIBUNG DER INVENTARERSTELLUNG 50
1.3.1 Festlegung der Berechnungsgrundlagen 50
1.3.2 Datengewinnung 51
1.3.3 Datenaufbereitung und Emissionsberechnung 52
1.3.4 Berichterstellung 53
1.4 ÜBERBLICK ÜBER DIE VERWENDETEN METHODEN UND DATENQUELLEN 55
1.4.1 Datenquellen 55
1.4.1.1 Energie 55
1.4.1.2 Industrieprozesse 58
1.4.1.3 Lösemittel- und andere Produktverwendung 59
1.4.1.4 Landwirtschaft 60
1.4.1.5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 61
1.4.1.6 Abfall und Abwasser 63
1.4.2 Methoden 64
1.5 KURZBESCHREIBUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN 65
1.6 INFORMATIONEN ZUM QUALITÄTSSICHERUNGS- UND -KONTROLLPLAN 67
1.7 GENERELLE UNSICHERHEITENSCHÄTZUNG 67
1.7.1 Vorgehen zur Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1, Kap 6 der GPG 69
1.7.2 Ergebnisse der Unsicherheitenschätzung 70
1.8 GENERELLE PRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT 72

2 TRENDS DER TREIBHAUSGASE 74

2.1 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR AGGREGIERTE TREIBHAUSGASEMISSIONEN 78
2.2 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH TREIBHAUSGASEN 79
2.3 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH QUELLKATEGORIEN 82
2.4 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR INDIREKTE TREIBHAUSGASE UND SO_2 83

3 ENERGIE (CRF SEKTOR 1) 85

3.1 VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE (1.A) 85
3.1.1 Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (1.A.1.a) 98

3.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.a) 98
3.1.1.2 Methodische Aspekte (1.A.1.a) 99
3.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1.a) 102
3.1.1.3.1 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren 103
3.1.1.3.2 Ergebnis für N_2O 103
3.1.1.3.3 Ergebnis für CH_4 104
3.1.1.3.4 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 104
3.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.a) 105
3.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1.a) 105
3.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1.a) 105
3.1.2 Mineralölraffinerien (1.A.1.b) 107
3.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.b) 107
3.1.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1b) 107
3.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1b) 108
3.1.2.3.1 Ergebnis für N_2O 108
3.1.2.3.2 Ergebnis für CH_4 108
3.1.2.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 108
3.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.b) 108
3.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1.b) 108
3.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1b) 109
3.1.3 Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (1.A.1c) 109
3.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1.c) 109
3.1.3.2 Methodische Aspekte (1.A.1.c) 110
3.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1c) 112
3.1.3.3.1 Ergebnis für N_2O 113
3.1.3.3.2 Ergebnis für CH_4 113
3.1.3.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 113
3.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1.c) 113
3.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1.c) 113
3.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1.c) 113
3.1.4 Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2) 114
3.1.4.1 Verarbeitendes Gewerbe - Eisenschaffende Industrie (1.A.2.a) 117
3.1.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.a) 117
3.1.4.1.2 Methodische Aspekte (1.A.2.a) 118
3.1.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.a) 118
3.1.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.a) 118
3.1.4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.a) 119
3.1.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.a) 119
3.1.4.2 Verarbeitendes Gewerbe – Nicht-Eisenmetalle (1.A.2.b) 119
3.1.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.b) 119
3.1.4.2.2 Methodische Aspekte (1.A.2.b) 119
3.1.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.b) 119
3.1.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.b) 120
3.1.4.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.b) 120
3.1.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.b) 120
3.1.4.3 Verarbeitendes Gewerbe – Chemische Industrie (1.A.2.c) 120
3.1.4.4 Verarbeitendes Gewerbe – Zellstoff, Papier und Druckerzeugnisse (1.A.2.d) 121
3.1.4.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.d) 121
3.1.4.4.2 Methodische Aspekte (1.A.2.d) 121
3.1.4.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.d) 122
3.1.4.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.d) 122
3.1.4.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.d) 122
3.1.4.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.d) 123
3.1.4.5 Verarbeitendes Gewerbe – Zuckerherstellung (1.A.2.e) 123
3.1.4.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.e) 123
3.1.4.5.2 Methodische Aspekte (1.A.2.e) 123
3.1.4.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.e) 123
3.1.4.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.e) 123
3.1.4.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.e) 124
3.1.4.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.e) 124
3.1.4.6 Verarbeitendes Gewerbe – Weitere Branchen (1.A.2.f, Summe) 124
3.1.4.7 Verarbeitendes Gewerbe - Zementherstellung (1.A.2.f, Zement) 124
3.1.4.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Zement) 124
3.1.4.7.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Zement) 125
3.1.4.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Zement) 126
3.1.4.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Zement) 126
3.1.4.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f Zement) 127
3.1.4.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Zement) 127

3.1.4.8 Verarbeitendes Gewerbe - Keramik (1.A.2.f, Keramik) 127
3.1.4.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Keramik) 127
3.1.4.8.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Keramik) 128
3.1.4.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Keramik) 128
3.1.4.8.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Keramik) 128
3.1.4.8.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Keramik) 128
3.1.4.8.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Keramik) 128
3.1.4.9 Verarbeitendes Gewerbe - Glas (1.A.2.f, Glas) 128
3.1.4.9.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Glas) 128
3.1.4.9.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Glas) 129
3.1.4.9.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Glas) 129
3.1.4.9.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Glas) 129
3.1.4.9.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Glas) 129
3.1.4.9.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Glas) 129
3.1.4.10 Verarbeitendes Gewerbe - Kalkherstellung (1.A.2.f, Kalk) 129
3.1.4.10.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f, Kalk) 129
3.1.4.10.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f, Kalk) 130
3.1.4.10.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f, Kalk) 130
3.1.4.10.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f, Kalk) 131
3.1.4.10.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Kalk) 131
3.1.4.10.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f, Kalk) 131
3.1.4.11 Verarbeitendes Gewerbe - Weitere Energieerzeugung (1.A.2.f, Sonstige) 131
3.1.4.11.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.2.f Sonstige) 131
3.1.4.11.2 Methodische Aspekte (1.A.2.f Sonstige) 132
3.1.4.11.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.2.f Sonstige) 132
3.1.4.11.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.2.f Sonstige) 132
3.1.4.11.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f Sonstige) 133
3.1.4.11.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.2.f Sonstige) 133
3.1.5 Transport (1.A.3) 133
3.1.5.1 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3.a) 133
3.1.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.a) 133
3.1.5.1.2 Methodische Aspekte (1.A.3.a) 134
3.1.5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.a) 136
3.1.5.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.a) 136
3.1.5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.a) 141
3.1.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.a) 141
3.1.5.2 Transport - Straßenverkehr (1.A.3.b) 142
3.1.5.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.b) 142
3.1.5.2.2 Methodische Aspekte (1.A.3.b) 144
3.1.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.b) 147
3.1.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.b) 147
3.1.5.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.b) 147
3.1.5.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.b) 147
3.1.5.3 Transport - Schienenverkehr (1.A.3.c) 148
3.1.5.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.c) 148
3.1.5.3.2 Methodische Aspekte (1.A.3.c) 149
3.1.5.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.c) 150
3.1.5.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.c) 150
3.1.5.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.c) 150
3.1.5.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.c) 150
3.1.5.4 Transport - Schiffsverkehr (1.A.3.d) 151
3.1.5.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.d) 151
3.1.5.4.2 Methodische Aspekte (1.A.3.d) 151
3.1.5.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.d) 153
3.1.5.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.d) 153
3.1.5.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.d) 153
3.1.5.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.d) 153
3.1.5.5 Transport - Übriger Verkehr (1.A.3.e) 153
3.1.5.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3.e) 153
3.1.5.5.2 Methodische Aspekte (1.A.3.e) 154
3.1.5.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3.e) 155
3.1.5.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.e) 155
3.1.5.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.e) 155
3.1.5.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.e) 155
3.1.6 Sonstige: Haushalte, Kleinverbraucher, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4) 156
3.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.4) 156
3.1.6.2 Methodische Aspekte (1.A.4) 157

3.1.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.4) 159
3.1.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4) 161
3.1.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.4) 161
3.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4) 162
3.1.7 Andere Bereiche (1.A.5) *162*
3.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.5) 162
3.1.7.2 Methodische Aspekte (1.A.5) 162
3.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.5) 163
3.1.7.4 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.5) 163
3.1.8 Vergleich mit dem CO_2 Referenzverfahren *163*
3.1.9 Emissionen aus dem internationalen Verkehr (1.BU.1/1.BU.2) *164*
3.1.9.1 Emissionen aus dem internationalen Flugverkehr (1.BU.1) 164
3.1.9.2 Emissionen aus dem internationalen Seeverkehr/ Marine (1.BU.2) 165
3.1.9.2.1 Methodische Aspekte (1.BU.2) 165
3.1.9.2.2 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.BU.2) 166
3.1.9.2.3 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.BU.2) 166
3.1.9.2.4 Quellenspezifische Rückrechnung (1.BU.2) 166
3.1.10 Lagerhaltung *166*
3.1.11 Militär *166*
3.1.12 Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A) *167*
3.1.12.1 Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen 172
3.1.12.2 Vergleich mit den IEA-Ergebnissen 172
3.1.12.3 Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten 172
3.1.12.3.1 Geplante Verbesserungen 174
3.2 DIFFUSE EMISSIONEN AUS BRENNSTOFFEN (1.B) 175
3.2.1 Feste Brennstoffe (1.B.1) *175*
3.2.1.1 Kohlenbergbau (1.B.1.a) 177
3.2.1.1.1 Allgemeine Beschreibung der Quellgruppe Kohlenbergbau (1.B.1.a) 177
3.2.1.1.2 Methodische Aspekte (1.B.1.a) 178
3.2.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.a) 179
3.2.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1.a) 180
3.2.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.a) 181
3.2.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.a) 181
3.2.1.2 Umwandlung von Kohle – Veredelung (1.B.1.b) 181
3.2.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1.b) 181
3.2.1.2.2 Methodische Aspekte (1.B.1.b) 182
3.2.1.2.3 Berechnungsverfahren (1.B.1.b) 182
3.2.1.2.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.b) 182
3.2.1.2.5 Qualitätssicherung und Verifizierung (1.B.1.b) 182
3.2.1.2.6 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.b) 183
3.2.1.2.7 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.b) 183
3.2.1.3 Andere (1.B.1.c) 184
3.2.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1.c) 184
3.2.1.3.2 Methodische Aspekte (1.B.1.c) 184
3.2.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.c) 185
3.2.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1.c) 185
3.2.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.c) 185
3.2.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.c) 186
3.2.2 Öl und Erdgas (1.B.2) *186*
3.2.2.1 Öl (1.B.2.a) 187
3.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe: Öl (1.B.2.a) 187
3.2.2.1.2 Methodische Aspekte (1.B.2.a) 188
3.2.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a) 189
3.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a) 189
3.2.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a) 189
3.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a) 189
3.2.2.2 Erdgas (1.B.2.b) 190
3.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe: Erdgas (1.B.2.b) 190
3.2.2.2.2 Methodische Aspekte (1.B.2.b) 190
3.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b) 192
3.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b) 192
3.2.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b) 192
3.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b) 192
3.2.2.3 Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c) 193
3.2.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe: Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c) 193
3.2.2.3.2 Methodische Aspekte (1.B.2.c) 193
3.2.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.c) 193

3.2.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.c) 193
3.2.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.c) 193
3.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.c) 193

4 INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2) 194

4.1 MINERALISCHE PRODUKTE (2.A) 194
4.1.1 Mineralische Produkte: Zement (2.A.1) 194
4.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1) 194
4.1.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1) 195
4.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.1) 197
4.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.1) 197
4.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.1) 197
4.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.1) 198
4.1.2 Mineralische Produkte: Kalk (2.A.2) 198
4.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2) 198
4.1.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2) 199
4.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.2) 201
4.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.2) 201
4.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2) 201
4.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.2) 202
4.1.3 Mineralische Produkte: Verwendung von Kalkgestein und Dolomit (2.A.3) 202
4.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.3) 202
4.1.3.2 Methodische Aspekte (2.A.3) 203
4.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.3) 204
4.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.3) 204
4.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.3) 204
4.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.3) 204
4.1.4 Mineralische Produkte: Sodaherstellung und -nutzung (2.A.4) 204
4.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.4) 204
4.1.4.2 Methodische Aspekte (2.A.4) 205
4.1.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.4) 205
4.1.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.4) 206
4.1.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.4) 206
4.1.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.4) 206
4.1.5 Mineralische Produkte: Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung (2.A.5) 206
4.1.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.5) 206
4.1.5.2 Methodische Aspekte (2.A.5) 206
4.1.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.5) 206
4.1.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.5) 206
4.1.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.5) 206
4.1.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.5) 206
4.1.6 Mineralische Produkte: Straßenasphaltierung (2.A.6) 207
4.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.6) 207
4.1.6.2 Methodische Aspekte (2.A.6) 207
4.1.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.6) 208
4.1.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.6) 208
4.1.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.6) 208
4.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.6) 208
4.1.7 Mineralische Produkte: Glas (2.A.7) 208
4.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7) 209
4.1.7.2 Methodische Aspekte (2.A.7) 209
4.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7) 211
4.1.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7) 212
4.1.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7) 212
4.1.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.7) 212
4.1.8 Mineralische Produkte: Keramik (2.A.7) 212
4.1.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7) 213
4.1.8.2 Methodische Aspekte (2.A.7) 213
4.1.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7) 214
4.1.8.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7) 214
4.1.8.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7) 214
4.1.8.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.7) 214
4.2 CHEMISCHE INDUSTRIE (2.B) 214
4.2.1 Chemische Industrie: Ammoniak Produktion (2.B.1) 215
4.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.1) 215
4.2.1.2 Methodische Aspekte (2.B.1) 216

4.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1) 217
4.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.1) 217
4.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.1) 217
4.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.1) 217
4.2.2 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2) 218
4.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.2) 218
4.2.2.2 Methodische Aspekte (2.B 2) 218
4.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2) 220
4.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.2) 220
4.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.2) 220
4.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2) 220
4.2.3 Chemische Industrie: Adipinsäureproduktion (2.B.3) 221
4.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.3) 221
4.2.3.2 Methodische Aspekte (2.B.3) 221
4.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.3) 222
4.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.3) 222
4.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.3) 222
4.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.3 222
4.2.4 Chemische Industrie: Carbidproduktion (2.B.4) 223
4.2.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.4) 223
4.2.4.2 Methodische Aspekte (2.B.4) 223
4.2.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.4) 223
4.2.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.4) 224
4.2.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.4) 224
4.2.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.4) 224
4.2.5 Chemische Industrie - Sonstige: Emissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5) 225
4.2.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5) 225
4.2.5.2 Methodische Aspekte (2.B.5) 225
4.2.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5) 228
4.2.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5) 229
4.2.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5) 229
4.2.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5) 229
4.2.6 Chemische Industrie - Sonstige: N_2O-Emissionen aus der Caprolactamproduktion (2.B.5) 229
4.2.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5) 229
4.2.6.2 Methodische Aspekte (2.B.5) 230
4.2.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5) 232
4.2.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5) 232
4.2.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5) 233
4.2.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5) 233
4.3 METALLPRODUKTION (2.C) 233
4.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1) 234
4.3.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1) 234
4.3.1.2 Methodische Aspekte (2.C.1) 234
4.3.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1) 235
4.3.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1) 235
4.3.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1) 235
4.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1) 235
4.3.2 Metallproduktion: Produktion von Ferrolegierungen (2.C.2) 235
4.3.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.2) 236
4.3.2.2 Methodische Aspekte (2.C.2) 236
4.3.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.2) 236
4.3.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.2) 236
4.3.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.2) 236
4.3.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.2) 236
4.3.3 Metallproduktion: Primäraluminiumproduktion (2.C.3) 236
4.3.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.3) 236
4.3.3.2 Methodische Aspekte (2.C.3) 236
4.3.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3) 237
4.3.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.3) 238
4.3.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.3) 238
4.3.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.3) 239
4.3.4 Metallproduktion: SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4) 239
4.3.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.4) 239
4.3.4.2 Methodische Aspekte (2.C.4) 240

4.3.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.4) 240
4.3.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.4) 241
4.3.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4) 241
4.3.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4) 241
4.3.5 Metallproduktion: Sonstige (2.C.5) 241
4.4 ANDERE PRODUKTIONEN (2.D.) 242
4.4.1 Andere Produktionen: Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1) 242
4.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.1) 242
4.4.1.2 Methodische Aspekte (2.D.1) 243
4.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.1) 243
4.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1) 243
4.4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.1) 243
4.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.1) 243
4.4.2 Andere Produktionen: Nahrungsmittel und Getränke (2.D.2) 244
4.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.2) 244
4.4.2.2 Methodische Aspekte (2.D.2) 245
4.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.2) 247
4.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.2) 247
4.4.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.2) 247
4.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.2) 247
4.5 PRODUKTION VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF_6 (2.E) 248
4.5.1 By-Product Emissionen (2.E.1) 248
4.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.1) 248
4.5.1.2 Methodische Aspekte (2.E.1) 249
4.5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.1) 249
4.5.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.1) 249
4.5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1) 250
4.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1) 250
4.5.2 Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2) 250
4.5.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.2) 250
4.5.2.2 Methodische Aspekte (2.E.2) 250
4.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.2) 250
4.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2) 250
4.5.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.2) 251
4.5.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.2) 251
4.5.3 Sonstige (2.E.3) 251
4.6 VERBRAUCH VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF_6 (2.F) 251
4.6.1 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1) 254
4.6.1.1 Kälte- und stationäre Klimaanlagen (2.F.1) 254
4.6.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1) 254
4.6.1.1.2 Methodische Aspekte (2.F.1) 255
4.6.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1) 255
4.6.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1) 256
4.6.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1) 256
4.6.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1) 257
4.6.1.2 Mobile Klimaanlagen (2.F.1) 257
4.6.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1) 257
4.6.1.2.2 Methodische Aspekte (2.F.1) 257
4.6.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1) 258
4.6.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1) 258
4.6.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1) 258
4.6.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1) 258
4.6.2 Schaumherstellung (2.F.2) 258
4.6.2.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2) 259
4.6.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 259
4.6.2.1.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 259
4.6.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 260
4.6.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 260
4.6.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 260
4.6.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 260
4.6.2.2 PU-Montageschaum (2.F.2) 260
4.6.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 260
4.6.2.2.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 261
4.6.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 261
4.6.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 262
4.6.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 262

4.6.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 262
4.6.2.3 XPS-Hartschaum (2.F.2) 262
4.6.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 262
4.6.2.3.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 262
4.6.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 263
4.6.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 264
4.6.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 264
4.6.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 264
4.6.3 Feuerlöschmittel (2.F.3) 264
4.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.3) 264
4.6.3.2 Methodische Aspekte (2.F.3) 265
4.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.3) 265
4.6.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.3) 265
4.6.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F 3) 265
4.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.3) 265
4.6.4 Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4) 266
4.6.4.1 Asthma-Dosieraerosole (2.F.4) 266
4.6.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4) 266
4.6.4.1.2 Methodische Aspekte (2.F.4) 266
4.6.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4) 266
4.6.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4) 267
4.6.4.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4) 267
4.6.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4) 267
4.6.4.2 Sonstige Aerosole (2.F.4) 267
4.6.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4) 267
4.6.4.2.2 Methodische Aspekte (2.F.4) 267
4.6.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4) 267
4.6.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4) 268
4.6.4.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4) 268
4.6.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4) 268
4.6.5 Lösemittel (2.F.5) 268
4.6.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.5) 268
4.6.6 Halbleiterproduktion (2.F.6) 268
4.6.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 268
4.6.6.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 269
4.6.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 269
4.6.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 269
4.6.6.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 269
4.6.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 269
4.6.7 Elektrische Betriebsmittel (2.F.7) 270
4.6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.7) 270
4.6.7.2 Methodenbeschreibung (2.F.7) 270
4.6.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.7) 272
4.6.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.7) 273
4.6.7.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.7) 273
4.6.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.7) 273
4.6.8 Sonstige (2.F.8) 273
4.6.8.1 Sportschuhe (2.F.8) 273
4.6.8.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8) 273
4.6.8.1.2 Methodenbeschreibung (2.F.8) 273
4.6.8.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.8) 274
4.6.8.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.8) 274
4.6.8.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8) 274
4.6.8.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.8) 274
4.6.8.2 AWACS Wartung (2.F.8) 274
4.6.8.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8) 274
4.6.8.3 Autoreifen (2.F.8) 274
4.6.8.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8) 274
4.6.8.4 Isolierglasfenster (2.F.8) 275
4.6.8.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8) 275
4.6.8.4.2 Methodenbeschreibung (2.F.8) 275
4.6.8.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.8) 276
4.6.8.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.8) 276
4.6.8.4.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8) 276
4.6.8.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.8) 277
4.6.8.5 Spurengas (2.F.8) 277
4.6.8.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8) 277

4.7 ANDERE BEREICHE (2.G.) 277

5 LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3) 278

5.1 LÖSEMITTEL - NMVOC (3.A-3.C & 3.D) 279
5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (3.A-3.C & 3.D) 279
5.1.2 Methodische Aspekte (3.A-3.C & 3.D) 280
5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.A-3.C & 3.D) 281
5.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.A-3.C & 3.D) 282
5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (3.A-3.C & 3.D) 282
5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3.A-3.C & 3.D) 282
5.2 SONSTIGE - N_2O (3.D) 283
5.2.1 Verwendung von N_2O als Anästhetika (3.D.1) 283
5.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (3.D.1) 283
5.2.1.2 Methodische Aspekte (3.D.1) 286
5.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.D.1) 287
5.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D.1) 288
5.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (3.D.1) 288
5.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3.D.1) 289
5.2.2 Sprengstoffe (3.D) 289
5.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (3.D) 289
5.2.2.2 Methodische Aspekte (3.D) 290
5.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3.D) 291
5.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D) 291
5.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (3.D) 292
5.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3.D) 292

6 LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4) 293

6.1 FERMENTATION BEI DER VERDAUUNG (4.A) 294
6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A) 295
6.1.1.1 Berechnete Emissionen 295
6.1.2 Methodische Aspekte (4.A) 296
6.1.2.1 Charakterisierung der Tierbestände 298
6.1.2.1.1 Tierzahlen 298
6.1.2.1.2 Milchkühe 298
6.1.2.1.3 Andere Rinder 299
6.1.2.1.4 Schweine 299
6.1.2.1.5 Pferde 299
6.1.2.1.6 Schafe 299
6.1.2.1.7 Alle anderen Tiere 299
6.1.2.2 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Milchkuh-Haltung 299
6.1.2.3 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Haltung anderer Rinder (Kälber, Färsen, Mastbullen, Mutterkühe, Zuchtbullen) 300
6.1.2.4 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Verdauung bei Sauen und wachsenden Schweinen (Aufzuchtferkel, Mastschweine) sowie Ebern 301
6.1.2.5 Berechnung der CH_4-Emissionen aller anderen Säugetiere (Schafe, Ziegen, Pferde, Büffel) 301
6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A) 302
6.1.3.1 Relevante Tierzahlen 302
6.1.3.2 Emissionsfaktoren 302
6.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A) 303
6.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A) 303
6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A) 305
6.2 WIRTSCHAFTSDÜNGER-MANAGEMENT (4.B) 305
6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.B) 305
6.2.1.1 Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B) 306
6.2.1.1.1 Berechnete Emissionen 306
6.2.1.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management 307
6.2.1.3 Distickstoffoxid-, Stickstoffmonoxid- und Ammoniak-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management 308
6.2.2 Methodische Aspekte (4.B) 310
6.2.2.1 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4.B (CH_4) 310
6.2.2.2 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF/NFR 4.B (NH_3, N_2O, NO und N_2) 311
6.2.2.3 Relevante Tierzahlen 313

6.2.2.4 Ausscheidungen 314
6.2.2.5 Weidegang, Stalltyp und Aufstallungsdauer 315
6.2.2.6 Gülle- und Mist-Aufbereitung 315
6.2.2.7 Lagerung 315
6.2.2.8 Ausbringung 315
6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B) 316
6.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B) 316
6.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B) 317
6.2.5.1 Quellenspezifische Rückrechnungen (CH_4) 317
6.2.5.2 Quellenspezifische Rückrechnungen (NMVOC) 317
6.2.5.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (NH_3, N_2O, NO, N_2) 317
6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B) 318
6.3 REISANBAU (4.C) 319
6.4 LANDWIRTSCHAFTLICHE BÖDEN (4.D) 319
6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.D) 319
6.4.2 Methodische Aspekte und Anforderungen (4.D) 321
6.4.2.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D) 323
6.4.2.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus landwirtschaftlichen Böden und Kulturen (erste Schätzung) (4.D) 323
6.4.2.3 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Düngeranwendung) (4.D) 323
6.4.2.4 Distickstoffoxid- , Stickstoffmonoxid- Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Leguminosen) (4.D) 324
6.4.2.5 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Ernterückstände) (4.D) 324
6.4.2.6 Distickstoffoxid-Emissionen aus organischen Böden (4.D) 325
6.4.2.7 Distickstoffoxid-Emissionen aus beim Weidegang ausgeschiedenen Exkrementen (4.D) 325
6.4.2.8 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge atmosphärischer Deposition (4.D) 326
6.4.2.9 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss (4.D) 326
6.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D) 326
6.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D) 326
6.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D) 327
6.4.5.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D) 327
6.4.5.2 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D) 327
6.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.D) 328
6.4.6.1 Ammoniak-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D) 328
6.4.6.2 Distickstoffoxid und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D) 328
6.4.6.3 Unsicherheit der Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D) 328
6.5 BRANDRODUNG (4.E) 328
6.6 VERBRENNEN VON ERNTERÜCKSTÄNDEN AUF DER FLÄCHE (4.F) 328
6.7 ANDERE BEREICHE (4.G.) 328
6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.G) 328
6.7.2 Methodische Aspekte und Anforderungen (4.G) 329
6.7.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.G) 330
6.7.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.G) 330
6.7.5 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.G) 330
6.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.G) 330

7 LANDNUTZUNG, LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5) 331

7.1 WÄLDER(5.A) 331
7.1.1 Verbleibende Waldfläche (Forest Land remaining Forest Land) (5.A.1) 332
7.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A.1) 332
7.1.1.1.1 Änderungen in der Biomasse 332
7.1.1.1.2 Totholz, Streu und Böden 332
7.1.1.1.3 Sonstige Treibhausgasemissionen aus Wäldern 332
7.1.1.2 Methodische Aspekte (5.A.1) 333
7.1.1.2.1 Datenquellen 333
7.1.1.2.2 Verbleibende Waldfläche 334
7.1.1.2.3 Herleitung der Vorratsveränderung nach der „Stock-Change-Method“ (Differenzmethode) 334
7.1.1.2.4 Vorgehen 335
7.1.1.2.5 Gesamtvorräte der verbleibende Waldfläche 335
7.1.1.2.6 Raumdichte Stammholz und Äste 336

7.1.1.2.7 Volumenexpansionsfaktoren 336
7.1.1.2.8 Wurzelbiomasse 337
7.1.1.2.9 Herleitung der CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden 337
7.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A.1) 337
7.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A.1) 338
7.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A.1) 338
7.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A.1) 339
7.1.2 Neuwaldflächen (Land converted to Forest Land) (5.A.2) 339
7.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A.2) 339
7.1.2.2 Methodische Aspekte (5.A.2) 339
7.1.2.2.1 Neuwaldflächen 339
7.1.2.2.2 Biomasse-Vorräte Neuwaldflächen 339
7.1.2.2.3 Vorräte in Totholz, Streu und Böden der Neuwaldflächen 340
7.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A.2) 340
7.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A.2) 340
7.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A.2) 340
7.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A.2) 340
7.2 ACKERLAND (5.B) 340
7.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.B) 341
7.2.2 Methodische Aspekte (5.B) 341
7.2.2.1 Datenquellen 341
7.2.2.2 Mineralische Böden 342
7.2.2.3 Organische Böden 343
7.2.2.4 Biomasse 343
7.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.B) 343
7.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.B) 344
7.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.B) 345
7.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.B) 345
7.3 GRÜNLAND (5.C) 345
7.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. C) 346
7.3.2 Methodische Aspekte (5. C) 346
7.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. C) 346
7.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. C) 346
7.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. C) 346
7.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. C) 346
7.4 WETLAND (5.D) 346
7.5 SIEDLUNGEN (5.E) 347
7.6 SONSTIGES LAND (5.F) 347
7.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. F) 347
7.6.2 Methodische Aspekte (5. F) 347
7.6.2.1.1 Entwaldungsflächen 347
7.6.2.1.2 Vorratsverlust Entwaldungsflächen 348
7.7 ANDERE BEREICHE (5.G) 348

8 ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6) 349

8.1 ABFALLDEPONIE (6.A) 349
8.1.1 Geordnete Deponierung – Deponierung von Siedlungsabfällen (6.A.1) 349
8.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.A.1) 349
8.1.1.2 Methodische Aspekte (6.A.1) 350
8.1.1.2.1 Deponierte Abfallmengen 352
8.1.1.2.2 Abfallzusammensetzung 353
8.1.1.2.3 MCF (Methankorrekturfaktor) 354
8.1.1.2.4 DOC 355
8.1.1.2.5 DOC_F 355
8.1.1.2.6 F = Anteil des CH_4 am Deponiegas 355
8.1.1.2.7 Halbwertszeit 356
8.1.1.2.8 Deponiegasnutzung 356
8.1.1.2.9 Oxidationsfaktor 356
8.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A.1) 357
8.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.A.1) 357
8.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A.1) 357
8.1.1.6 Geplante Verbesserungen (6.A.1) 358

8.1.2 Andere Quellen - Deponierung von Rückständen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (MBA) (6.A.3) *358*
8.2 ABWASSERBEHANDLUNG (6.B) 358
8.2.1 Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1) *359*
8.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.1) 359
8.2.2 Kommunale Abwasserbehandlung (6.B.2) *359*
8.2.2.1 Methanemissionen der kommunalen Abwasserbehandlung (6.B.2) 359
8.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 359
8.2.2.1.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 360
8.2.2.1.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 360
8.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung 361
8.2.2.1.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 361
8.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 361
8.2.2.2 Methanemissionen der kommunalen Schlammbehandlung (6.B.2) 361
8.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 361
8.2.2.2.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 362
8.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 363
8.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.B.2) 363
8.2.2.2.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 363
8.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 363
8.2.2.3 Lachgasemissionen aus dem kommunalen Abwasser (6.B.2) 363
8.2.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 363
8.2.2.3.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 363
8.2.2.3.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 364
8.2.2.3.4 Quellgruppenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.B.2) 365
8.2.2.3.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 365
8.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 365
8.2.3 Abfallverbrennung (6.C) *365*
8.2.4 Andere Bereiche (6.D) *366*
8.2.4.1 Andere Bereiche - Kompostierungsanlagen (6.D.1) 366
8.2.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.D.1) 366
8.2.4.1.2 Methodische Aspekte (6.D.1) 366
8.2.4.1.3 Aktivitätsdaten (6.D.1) 366
8.2.4.1.4 Emissionsfaktoren (6.D.1) 366
8.2.4.1.5 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.D.1) 366
8.2.4.1.6 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.D.1) 367
8.2.4.1.7 Geplante Verbesserungen (6.D.1) 367

9 ANDERE (CRF SEKTOR 7) 368

10 RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN 369

10.1 ERKLÄRUNG UND RECHTFERTIGUNG DER RÜCKRECHNUNGEN 369
10.1.1 Generelles Vorgehen *369*
10.1.2 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2006 nach Quellgruppen *370*
10.1.3 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2006 nach Schadstoffen *371*
10.2 AUSWIRKUNG AUF DIE EMISSIONSHÖHE 373
10.2.1 Auswirkung auf die Emissionshöhe 1990 *374*
10.2.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe von 2003 *375*
10.3 AUSWIRKUNG AUF DIE EMISSIONSTRENDS UND DIE KONSISTENZ DER ZEITREIHE 376
10.4 RÜCKRECHNUNGEN ALS ANTWORT AUF DEN REVIEW PROZESS UND GEPLANTE VERBESSERUNG DES INVENTARS 376

11 REFERENZEN 377

12 ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS 393

12.1 BESCHREIBUNG DER METHODE ZUR FESTLEGUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN 393
12.1.1 Tier 1 Level Approach *394*
12.1.2 Tier 1 Trend Approach *397*
12.1.3 Tier 2 Approach *402*
12.1.4 Bewertung *402*

13 ANHANG 2: DETAILLIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO_2 EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE 407

13.1 ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN UND IHRE WICHTIGSTEN DATENGRUNDLAGEN 407
13.2 AUFBAU DER ENERGIEBILANZEN 409
13.3 UMBUCHUNG VON STATISTISCHEN DIFFERENZEN IN DEN SEKTOR HAUSHALTE UND KLEINVERBRAUCHER 413
13.4 ERSTELLUNG VORLÄUFIGER ENERGIEBILANZEN AB 1999 DURCH DAS UBA 414
13.5 METHODISCHE ASPEKTE: ENERGIEBEDINGTE AKTIVITÄTSRATEN 414
13.5.1 Ergänzungen der Energiebilanzdaten 415
13.5.2 Umgruppierung der Energiebilanzdaten 416
13.6 UNSICHERHEITEN UND ZEITREIHENKONSISTENZ DER ENERGIEBILANZ 416
13.6.1 Das Bilanzjahr 1990 und die Energiebilanzen für 1991 bis 1994 416
13.7 UNSICHERHEITEN DER AKTIVITÄTSRATEN STATIONÄRER FEUERUNGSANLAGEN 418
13.7.1 Methode 418
13.7.1.1 Gegenstand der Unsicherheitenschätzung 418
13.7.1.2 Vorgehen der Unsicherheitsschätzung 418
13.7.1.3 Ermittlung und Aggregation von Unsicherheiten 420
13.7.2 Ergebnis 421
13.8 DOKUMENTATION DER DATEN ZUM BEU-MODUL 422
13.8.1 Braunkohlenbergbau 424
13.8.1.1 Beschreibung des Sektors 424
13.8.1.1.1 Erläuterungen zu Datenquellen 425
13.8.1.2 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke 428
13.8.1.3 Stromerzeugung (elektrische Arbeit) in Grubenkraftwerken 429
13.8.1.4 Brennstoffeinsatz in Grubenkraftwerken 430
13.8.1.4.1 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung 430
13.8.1.4.2 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung (Rohbraunkohlentrocknung) 432
13.8.1.4.3 Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung nach Revieren 432
13.8.1.4.4 Geplante Verbesserungen 433
13.8.1.5 Feuerungswärmeleistung, SO_2- und NO_X -Emissionen aus Grubenkraftwerken 433
13.8.1.6 Zusammenstellung der Modelldaten (Stand 31.01.2004) 434
13.9 CO_2-EMISSIONSFAKTOREN 436
13.9.1 Methodische Vorbemerkungen 436
13.9.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO_2 438
13.9.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2 438
13.10 ENTWICKLUNG EINES VORLÄUFIGEN REFERENZ APPROACH AUF DER BASIS DER AUSWERTETABELLEN ZUR ENERGIEBILANZ 444
13.10.1 Hintergrund 444
13.10.2 Berechnung des vorläufigen Reference Approach 444
13.10.3 Beurteilung der Prognosegenauigkeit des entwickelten Verfahrens 446
13.11 ANALYSE DES REFERENZVERFAHRENS 450
13.11.1 Methodische Aspekte 450
13.11.1.1 Steinkohle 451
13.11.1.2 Braunkohle 452
13.11.1.3 Erdgas 452
13.11.1.4 Erdölimporte 452
13.11.2 Datengrundlagen 453
13.11.3 Ergebnisse 453
13.11.4 Geplante Verbesserungen 454

14 ANHANG 3: WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR EINZELNE QUELL- UND SENKENKATEGORIEN 456

14.1 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ENERGIE (1) 456
14.1.1 Überarbeitung der Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen der Neuen Bundesländer für das Jahr 1990 (1.A) 456
14.1.1.1 Systematik und Vorgehensweise 457

14.1.1.1.1 Grundlegende Systematik der Kraftwerke 457
14.1.1.1.2 Vorgehensweise 457
14.1.1.2 Ergebnisse 458
14.1.2 Energy Industries (1.A.1) *467*
14.1.2.1 Methodische Aspekte der Ermittlung der Emissionsfaktoren (Kap. 3.1.1.2) 467
14.1.2.2 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren (Kap. 3.1.1.3.1) 471
14.1.2.3 Methan-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben RENTZ et al, 2002 473
14.1.3 Transport (1.A.3) *474*
14.1.3.1 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b) 474
14.1.3.1.1 Abgleich auf die Energiebilanz 474
14.1.3.1.2 Zuordnung von Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas auf die Strukturelemente 477
14.1.3.1.3 Aktivitätsrate für Verdunstung 477
14.1.3.2 Ableitung der Emissionsfaktoren 477
14.1.3.2.1 Emissionsfaktoren aus TREMOD 477
14.1.3.2.2 Emissionsfaktoren für Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas 477
14.1.3.3 Erweiterung um den Energieträger Erdgas 478
14.1.3.4 Ableitung der Daten für West- und Ostdeutschland 1994 479
14.2 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE INDUSTRIEPROZESSE (2) 480
14.2.1 Mineralische Produkte (2.A) *480*
14.2.2 Chemische Industrie (2.B) *480*
14.2.2.1 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2) 480
14.2.2.1.1 Anforderungen des IPCC an die Emissionsberechnung 480
14.2.3 Metall Produktion (2.C) *481*
14.2.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1, 1.A.2.a) 481
14.2.3.1.1 Ermittlung der Gesamtemissionen 481
14.2.3.1.2 Ermittlung der prozessbedingten Emissionen 481
14.2.3.1.3 Ermittlung der energiebedingten Emissionen 482
14.2.3.1.4 Sekundärbrennstoffe 483
14.2.4 Andere Produktion (2.D) *484*
14.2.4.1 Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1) 484
14.2.4.1.1 Verfahren zur Fasergewinnung 484
14.2.4.1.2 Papier und Kartonherstellung 487
14.2.5 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1) *488*
14.2.5.1 Vorgehen bei der Berechnung der Emissionen der zu „Kälte- und stationäre Klimaanlagen“ gehörenden Untergruppen 488
14.2.5.2 Vorgehen bei der Berechnung der Emissionen „Mobiler Klimaanlagen“ 491
14.3 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (3) 492
14.4 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LANDWIRTSCHAFT (4) 492
14.4.1 Landwirtschaft (4) - Angaben zu Prognosen landwirtschaftlicher Emissionen *492*
14.5 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELL/SENKENKATEGORIE LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (5) 492
14.5.1 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (5.A) *492*
14.5.1.1 Wald 493
14.5.1.1.1 Verbleibende Waldfläche (Forest Land remaining Forest Land) 494
14.5.1.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe 494
14.5.1.1.1.1.1 Änderungen in der Biomasse 494
14.5.1.1.1.1.2 Totholz, Streu und Böden 494
14.5.1.1.1.1.3 Sonstige Treibhausgasemissionen aus Wäldern 495
14.5.1.1.1.2 Methodische Aspekte 496
14.5.1.1.1.2.1 Datenquellen 496
14.5.1.1.1.2.2 Verbleibende Waldfläche 497
14.5.1.1.1.2.3 Herleitung der Vorratsveränderung nach der „Stock-Change-Method“ (Differenzmethode) 497
14.5.1.1.1.2.4 Vorgehen 498
14.5.1.1.1.2.5 Gesamtvorräte der verbleibenden Waldfläche 499
14.5.1.1.1.2.6 Gesamtvorräte verschiedener Szenarien 500
14.5.1.1.1.2.7 Raumdichte Stammholz 501
14.5.1.1.1.2.8 Raumdichte der Äste 502
14.5.1.1.1.2.9 Volumenexpansionsfaktoren 503
14.5.1.1.1.2.10 Wurzelbiomasse 504
14.5.1.1.2 Herleitung der CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden 506
14.5.1.1.2.1 Unsicherheiten 506
14.5.1.1.2.1.1 Unsicherheiten Derbholzvorräte 507
14.5.1.1.2.1.2 Unsicherheit Raumdichte 507
14.5.1.1.2.1.3 Unsicherheit der Volumenexpansion 508

14.5.1.1.2.1.4 Unsicherheit Wurzelbiomasse und Kohlenstoffgehalt 509
14.5.1.1.2.1.5 Fehlerschätzung für die neuen Bundesländer 1993 509
14.5.1.1.2.1.6 Gesamtfehler 510
14.5.1.1.2.2 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung 511
14.5.1.1.2.3 Quellenspezifische Rückrechnungen 512
14.5.1.1.3 Neuwald (Land converted to Forest Land) 512
14.5.1.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe 512
14.5.1.1.3.2 Methodische Aspekte 512
14.5.1.1.3.2.1 Neuwaldflächen 512
14.5.1.1.3.2.2 Biomasse-Vorräte Neuwaldflächen 513
14.5.1.1.3.2.3 Vorräte in Totholz, Streu und Böden der Neuwaldflächen 514
14.5.1.1.4 Entwaldungsflächen (Forest Land converted to Other Land) 514
14.5.1.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe 514
14.5.1.1.4.2 Methodische Aspekte 514
14.5.1.1.4.2.1 Entwaldungsflächen 514
14.5.1.1.4.2.2 Vorratsverlust der Entwaldungsflächen 515
14.5.2 Ackerland, Grünlandflächen, andere Flächen und Landnutzungsänderungen (5B/5C/5F) 515
14.5.2.1 Landflächenverteilung und Zuordnung der Nutzungskategorien 515
14.5.2.1.1 Datenquellen und deren Anpassung 515
14.5.2.1.2 Ermittlung der Flächennutzungsänderung und nutzungsänderungsbedingten Flächenwanderung 517
14.5.2.1.3 Ermittlung der Flächenutzungsänderung und nutzungsänderungs-bedingten Flächenwanderung 517
14.5.2.1.4 Organische Bodenfläche 519
14.5.2.2 Ermittlung der Kohlenstoffvorräte und deren Veränderungen infolge von Landnutzungsänderungen 519
14.5.2.3 Veränderungen der Kohlenstoffvorräte in Boden und Biomasse 520
14.5.2.3.1 Ableitung der EF für den Mineralboden infolge Landnutzungsänderung 520
14.5.2.3.2 Ableitung der Berechnungsgrößen (Emissionsfaktoren) für Biomasse 522
14.5.2.3.2.1 Dauerkulturen, Obst- und Weinanbau: 522
14.5.2.3.2.2 Grünland und nicht perennierende Ackerkulturen: 522
14.5.2.4 Kalkung 523
14.5.2.5 Bestimmung der N_2O – Emissionen nach Konversion in Ackerland 524
14.5.2.6 Unsicherheiten 524
14.5.2.6.1 Flächenausweisung 524
14.5.2.7 Geplante Verbesserungen 526
14.6 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ABFALL UND ABWASSER (6) 526
14.6.1 Abfall (6.A) 526
14.6.1.1 Unsicherheiten für die Quellgruppe Abfalldeponierung 526
14.6.2 Abwasser (6.B) –Angaben zur Bestimmung der Emissionsfaktoren der Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.2) 528
14.6.3 Bestimmung der Lachgasemissionen in der Abwasserbehandlung (6.B.2) 529

15 ANHANG 4: CO_2 REFERENZVERFAHREN UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ 531

16 ANHANG 5: ÜBERPRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT UND DER POTENTIELL NICHT ERFASSTEN QUELLEN UND SENKEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN 531

17 ANHANG 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN 532

17.1 DEUTSCHES NATIONALES SYSTEM EMISSIONSINVENTARE 532
17.1.1 Aufgaben des Nationalen Systems 532
17.1.2 Aufbau des Nationalen Systems 533
17.1.3 Workshop zum Nationalen System 533
17.2 DEUTSCHES QUALITÄTS-SYSTEM EMISSIONSINVENTARE 534
17.2.1 Aufgaben des Qualitäts-Systems Emissionen 534
17.2.2 Aufbau des Qualitäts-Systems Emissionen 536
17.2.2.1 Aufbauorganisation 536
17.2.2.2 Ablauforganisation 538
17.2.2.3 Dokumentationssystem 539
17.2.3 Qualitätsziele 540
17.3 DAS DATENBANKSYSTEM ZENTRALES SYSTEM EMISSIONEN 541
17.3.1 Dokumentation von Berechnungen im CalQlator 543

17.3.2 Datentransfer zwischen den Datenbanken TREMOD und ZSE 543
17.3.3 Weiteres Vorgehen 546
17.4 DIE WEBBASIERTE GERMAN EMISSION FACTOR DATABASE (GEREF) 546

18 ANHANG 7: TABELLEN 6.1 UND 6.2 DER IPCC GOOD PRACTICE GUIDANCE 548

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland, in CO_2 Äquivalenten (ohne CO_2 von LUCF) 40
Abbildung 2: Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen in CO_2-Äquivalenten 42
Abbildung 3: Relative Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen 43
Abbildung 4: Vorbedingungen für die Anwendung flexibler Instrumente des KP 46
Abbildung 5: Übersicht über den Prozess der Emissionsberichterstattung 50
Abbildung 6: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich 55
Abbildung 7: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse 58
Abbildung 8: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Lösemittel- und anderen Produktverwendung 59
Abbildung 9: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft 60
Abbildung 10: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 61
Abbildung 11: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfall 63
Abbildung 12: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abwasser 64
Abbildung 13: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990 79
Abbildung 14: Relative Entwicklung der F-Gase gegenüber 1995 81
Abbildung 15: Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO_2 84
Abbildung 16: Merkmale der UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregierung der Energiebilanz 88
Abbildung 17: Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion 99
Abbildung 18: Strukturzuordnung 1.A.1b Raffinerien 107
Abbildung 19: Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien 110
Abbildung 20: Zuordnung der Strukturelemente im Bereich 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe 115
Abbildung 21: Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr 144
Abbildung 22: Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr 149
Abbildung 23: Strukturzuordnung 1.A.3d Schifffahrt 151
Abbildung 24: Strukturzuordnung 1.A.3.e Übriger Verkehr 154
Abbildung 25: Strukturzuordnung 1.A.4 Andere 157
Abbildung 26: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere Bereiche 162
Abbildung 27: Strukturzuordnung 1.BU.1 ziviler Luftverkehr (international) 164
Abbildung 28: Strukturzuordnung 1.BU.2 Seeverkehr (international) 165
Abbildung 29: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär 167
Abbildung 30: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2004 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse 171
Abbildung 31: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2004 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse 171
Abbildung 32: Strukturzuordnung 1.B.2 Öl und Erdgas 186
Abbildung 33: Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte 194
Abbildung 34: Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie 215

Abbildung 35: Herstellung von Caprolactam aus Hydroxylamin mittels Beckmann-Umlagerung 231
Abbildung 36: Strukturzuordnung 2.C Metall Produktion....234
Abbildung 37: Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion....242
Abbildung 38: Strukturzuordnung 2.E Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6....248
Abbildung 39: Strukturzuordnung 2.F Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6....252
Abbildung 40: Strukturzuordnung Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung....278
Abbildung 41: Entwicklung N_2O-Emissionen in der medizinischen Anwendung (1990-2005) 285
Abbildung 42: Strukturzuordnung 4.A Fermentation....295
Abbildung 43: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} (Fermentation bei der Verdauung) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel 296
Abbildung 44: Strukturzuordnung 4.B Wirtschaftsdünger-Management....306
Abbildung 45: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel. 307
Abbildung 46: Zeitreihen der NMVOC-C-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien. 308
Abbildung 47: Zeitreihen der N_2O-Emissionen E_{N2O} der betrachteten Tierkategorien. 309
Abbildung 48: Zeitreihen der NH_3-Emissionen E_{NH3} der betrachteten Tierkategorien. 310
Abbildung 49: Stickstoff-Flüsse im Wirtschaftsdünger-Management einer Kategorie. 312
Abbildung 50: Strukturzuordnung 4.D Landwirtschaftliche Böden....319
Abbildung 51: Zeitreihen der NH_3- und N_2O-Emissionen aus gedüngten und ungedüngten BödenBöden. 321
Abbildung 52: Strukturzuordnung 6.A Abfall....349
Abbildung 53 Die Veränderung der Entsorgungspfade des Hausmülls zwischen 1990 und 2003....350
Abbildung 54 Trend in der Zusammensetzung des Hausmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000....354
Abbildung 55 Trend in der Zusammensetzung des Sperrmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000....354
Abbildung 56: Strukturzuordnung 6.B Abwasser....358
Abbildung 57: Änderung der quellgruppenspezifischen Gesamtemissionen über alle Schadstoffe im Vergleich zur Berichterstattung 2005 für die gesamte Zeitreihe....371
Abbildung 58: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2005 für die gesamte Zeitreihe....373
Abbildung 59: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission im Berichtsjahr 2006 über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2005, jeweils bezogen auf das Jahr 2003 374
Abbildung 60: der THG-CO_2 – Äquivalente für 1990 gegenüber der Berichterstattung 2005....375
Abbildung 61: Änderungen der THG-CO_2-Äquivalente ohne LULUCF für 2003 gegenüber der Berichterstattung 2005 376
Abbildung 62: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis 1994 sowie ab 1995 410
Abbildung 63: Energieträger der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland....412
Abbildung 64: Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2 437
Abbildung 65: Vergleich der verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen nach verschiedenen Berechnungsansätzen 447
Abbildung 66: Abweichung des vorläufigen Reference Approach (Prelimary) vom Reference Approach (Original) und dem Sectoral Approach 447

Abbildung 67: Abweichung Prelimary Reference Approach vom Original Reference Approach (CO_2-Emissionen nach Energieträgern) 448
Abbildung 68: Änderung der CO_2-Emissionen gegenüber dem Vorjahr in % 449
Abbildung 69: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens (Prognos, 2000) 451
Abbildung 70: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und quellgruppenspezifischem Verfahren (1990) 454
Abbildung 71: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung 469
Abbildung 72: Gesamtvorräte verschiedener Szenarien 500
Abbildung 73: Wurzelbiomasse 506
Abbildung 74: Beziehung zwischen prozentualem jährlichen Kohlenstoffverlust des Ausgangsvorrates und der Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald zu Ackerland (annual crops)) 521
Abbildung 75: Beziehung zwischen prozentualer jährlicher Kohlenstoffanreicherung des Ausgangsgehaltes und Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Ackerland (annual crops) zu Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald) 521
Abbildung 76: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems 533
Abbildung 77: Soll-Konzept Prozess Emissionsberichterstattung 535
Abbildung 78: Steuerung und Dokumentation im Rahmen des NaSE und des QSE 539
Abbildung 79: Allgemeine Qualitätsziele des QSE 540

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland – Veränderungen gegenüber dem Basisjahr 40
Tabelle 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland – jährlicher Anteil der einzelnen Treibhausgase 41
Tabelle 3: 1995 IPCC GWP values based on the effects of greenhouse gases over a 100-year time horizon 54
Tabelle 4: Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1 Approach (ohne Senken) 66
Tabelle 5: Durchgeführte Expertenschätzungen zur Erfassung der Unsicherheiten nach Tier 1 69
Tabelle 6: Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO_2 in Deutschland seit 1990 75
Tabelle 7: Veränderungen der Emissionen gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls 76
Tabelle 8: Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr 77
Tabelle 9: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990 nach Quellgruppen 82
Tabelle 10: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen- Öffentliche Versorgung 90
Tabelle 11: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau 91
Tabelle 12: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke 92
Tabelle 13: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – Raffinerien, Sonstige Energieerzeuger, Eisenschaffende Industrie 93
Tabelle 14: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – weitere Tabellen 94
Tabelle 15: Abkürzungsverzeichnis der Strukturelemente aus der Zentralen Datenbank Emissionen (ZSE) und der Bilanz der Emissionsursachen (BEU) 95
Tabelle 16: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus GFA 101
Tabelle 17: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus Anlagen < 50 MW FWL 101
Tabelle 18: CO_2-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung in Öffentlichen Kraftwerken 102
Tabelle 19: Ermittlung der Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Prozessfeuerung Steinkohlenkokerei 112
Tabelle 20: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zellstoff- und Papierindustrie: CO_2-Emissionsfaktoren und biogener Anteil 122
Tabelle 21: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zementindustrie: Emissionsfaktoren und biogener Anteil 126
Tabelle 22: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Kalkindustrie: Emissionsfaktoren und biogener Anteil 130
Tabelle 23: Bislang (bis NIR 2003) verwendete Emissionsfaktoren 136
Tabelle 24: Referenzphasendauer für Triebwerke nach ICAO 137
Tabelle 25: NO_X -Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR, ohne militärischer Flugverkehr (alle Flugphasen) 138
Tabelle 26: Angepasste Emissionsfaktoren für den zivilen Luftverkehr 142
Tabelle 27: Emissionen des Straßenverkehrs 143
Tabelle 28: Quellennachweis für AR in 1A3c 149
Tabelle 29: Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr 150
Tabelle 30: Quellennachweis für AR in 1.A.3d 152
Tabelle 31: Sektorale Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher 159
Tabelle 32: Sektorale Emissionsfaktoren für die Feuerungsanlagen der militärischen Dienststellen 163

Tabelle 33: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen 168
Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für die Jahre 1990 bis 2002 174
Tabelle 35: Zuordnung von Methanemissionen zu Bereichen des CRF 176
Tabelle 36: Berechnung von Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau für 2004 177
Tabelle 37: Emissionsfaktoren für CH_4 aus dem Kohlenbergbau für das Jahr 2004 180
Tabelle 38: Aktivitätsraten und daraus resultierende CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987-2002 196
Tabelle 39 Produktion und CO_2-Emissionen der deutschen Kalkindustrie 200
Tabelle 40: 2.A.3: vorläufige Kalksteinbilanz für relevante Bereiche für die Jahre 1990, 1995 und 2004 203
Tabelle 41: 2.A.3: Nebenbilanz Kalksteineinsatz in Rohstoffen bei der Ziegelherstellung 203
Tabelle 42: Emissionsfaktoren für verschiedene Glassorten (berechnet im Vergleich mit Angaben des CORINAIR-Handbuchs) 211
Tabelle 43: Aktivitätsraten der einzelnen Branchensektoren 211
Tabelle 44: Abgeschätzte Kalksteinmenge bei der Ziegelherstellung 213
Tabelle 45: CO_2-Emissionen in der Ziegelherstellung 214
Tabelle 46: N_2O- und NO_X-Emissionsfaktoren aus der Salpetersäureproduktion 220
Tabelle 47: N_2O- und NO_X-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion 220
Tabelle 48: IPCC Default Emissionsfaktoren für CH_4 aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie 226
Tabelle 49: nationale Emissionsfaktoren für CH_4 aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie 226
Tabelle 50: In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige Schadstoffe 227
Tabelle 51: Meldenummern der Produktionsstatistik 227
Tabelle 52: Aktivitätsraten von Methanol, 1,2-Dichlorethan, Ruß, Ethylen und Styrol [t] 228
Tabelle 53: Zeitreihenentwicklung für die Produktionsmenge von Caprolactam 232
Tabelle 54: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen bei der _Caprolactam-Herstellung 232
Tabelle 55: AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2004 237
Tabelle 56: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion 240
Tabelle 57: IPCC Default Emissionsfaktoren für SO_2, NO_x CO, NMVOC aus der Produktion von Zellstoff 243
Tabelle 58: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6 248
Tabelle 59: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6: hier: Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen 253
Tabelle 60: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6; hier: Verbrauch von SF_6 254
Tabelle 61: Überblick über angewandte Methoden für die zu „Kälte- und stationäre Klimaanlagen“ gehörenden Untergruppen 255
Tabelle 62: NMVOC Emissionen aus der Lösemittelverwendung 2002 281
Tabelle 63: Expertenschätzung der Unsicherheiten (Tier 1) 281
Tabelle 64: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen in der medizinischen Anwendung in der BRD 1990-2005 284
Tabelle 65: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen mit Annahme konstanter N_2O-Emissionen im „sonstigen“ Bereich 286
Tabelle 66: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionsfaktoren mit Annahme konstanter N_2O-Emissionen im „sonstigen“ Bereich 287

Tabelle 67: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen in „Produktanwendung“ mit Annahme 3500 t/a für medizinische Anwendung im 2001 (maximale Emissionswerte) 288
Tabelle 68: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen in „Produktanwendung“ mit Annahme 3000 t/a für medizinische Anwendung im 2001 (minimale Emissionswerte) 288
Tabelle 69: Unsicherheiten für die N_2O-Zeitreihenentwicklung in „Produktanwendung“ 1990-2005 288
Tabelle 70: Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N_2O-Emissionen bei Sprengstoffanwendungen 291
Tabelle 71: Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N_2O-Emissionsfaktoren bei Sprengstoffanwendungen 291
Tabelle 72: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen (3 %, 5 %, 7 %) 291
Tabelle 73: Unsicherheit für die Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen 291
Tabelle 74: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung) 296
Tabelle 75: Detaillierte Charakterisierung der Tierbestände nach IPCC und die in Deutschland vorgenommene Einteilung 298
Tabelle 76: CH_4-Emissionsfaktoren IEF_{CH4} aus der Haltung von Rindern außer Milchkühen (Fermentation bei der Verdauung) (2004) 301
Tabelle 77: CH_4-Emissionsfaktoren IEF_{CH4} aus der Haltung von Schweinen (Fermentation bei der Verdauung) (2004) 301
Tabelle 78: Emissionsfaktoren: Default-Werte (EF_d) nach IPCC und in diesen Bericht verwendete resultierende Emissionsfaktoren (*IEF*) 302
Tabelle 79: Methan-Emissionen aus der Verdauung bei Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (IEF) 303
Tabelle 80: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Milchkühe. 304
Tabelle 81: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier andere Rinder. 304
Tabelle 82: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Schweine. 304
Tabelle 83: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Pferde 304
Tabelle 84: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 berechneten Summen der CH_4-Emissionen aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Deutschland. 305
Tabelle 85: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). 307
Tabelle 86: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management), angegeben als NMVOC und NMVOC-C. 308
Tabelle 87: N_2O-, NO- und NH_3-Emissionen E_{N2O}, E_{NO} und E_{NH3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). 309
Tabelle 88: Vergleich der im NIR 2005 angegebenen CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). 317
Tabelle 89: Vergleich der im NIR 2005 angegebenen NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). 317
Tabelle 90: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen N_2O-Emissionen E_{N2O} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland. 318

Tabelle 91: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen NO-Emissionen E_{NO} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland. 318
Tabelle 92: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen NH_3-Emissionen E_{NH3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland. 318
Tabelle 93: N_2O-, NO- und NH_3-Emissionen E_{N2O}, E_{NO} und E_{NH3} aus landwirtschaftlich genutzten Böden. 320
Tabelle 94: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus landwirtschaftlichen Pflanzenbeständen 321
Tabelle 95: CH_4-Konsumption E_{CH4} landwirtschaftlicher Böden. 321
Tabelle 96: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen direkten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. 327
Tabelle 97: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen indirekten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. 327
Tabelle 98: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. 327
Tabelle 99: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen NH_3-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. 327
Tabelle 100: PM10-Emissionen E_{PM10} aus der Bearbeitung von Ackerland. 329
Tabelle 101: PM_{10} und $PM_{2.5}$-Emissionen E_{PM10} und $E_{PM2.5}$ aus der Tierhaltung. 329
Tabelle 102: PM-Emissionensfaktoren EF_{PM} für Tierhaltung. 330
Tabelle 103: Gesamtvorräte C, verbleibender Wald, mit Schätzung der relativen Standardabweichung 336
Tabelle 104: Neuwaldflächen alte Bundesländer 339
Tabelle 105: Vorrat Neuwaldfläche Ende 2002 340
Tabelle 106: Verwendete DOC-Werte 355
Tabelle 107 Halbwertszeiten der Abfallfraktionen 356
Tabelle 108: Organische Fracht des Abwassers in abflusslosen Gruben (1990-2004) 360
Tabelle 109: Methanemissionen aus abflusslosen Gruben (1990-2004) 360
Tabelle 110: Methanemissionen der offenen Schlammfaulung in den neuen Bundesländern 362
Tabelle 111: Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland 364
Tabelle 112: Bevölkerung in Deutschland (1990-2004) 364
Tabelle 113: Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2004 364
Tabelle 114: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 374
Tabelle 115: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 2003 376
Tabelle 116: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2004) gemäß Tier 1 Level Approach 394
Tabelle 117: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2004) gemäß Tier 1 Trend Approach (ohne Senken) 398
Tabelle 118: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2004) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach (ohne Senken) 404
Tabelle 119: Datenquellen für die Energiebilanzen 408
Tabelle 120: Anzahl und Größe von Aktivitätsraten sowie deren Gesamtunsicherheit 422
Tabelle 121: Datenverfügbarkeit für die einzelnen Kraftwerke 429
Tabelle 122: Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1990-1994 440
Tabelle 123 Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1995-2002 442
Tabelle 124: Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990) 459
Tabelle 125: Brennstoffeinsatz zur Industriewärmeerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990) 460

Tabelle 126: Brennstoffeinsatz zur Fernwärmezeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990) 461
Tabelle 127: Gesamter Brennstoffeinsatz in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990) 462
Tabelle 128: Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Fernheizwerken (EBZ 18) (Neue Bundesländer 1990) 463
Tabelle 129: Brennstoffeinsatz im Umwandlungsbereich (Hilfsenergie / EBZ 45) (Neue Bundesländer 1990) 464
Tabelle 130: Endenergieverbrauch übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe: Prozessfeuerung (EBZ 73) (Neue Bundesländer 1990) 465
Tabelle 131: Endenergieverbrauch übriger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe: Industriewärme aus Kraftwerken und Heizkesseln (EBZ 73) (Neue Bundesländer 1990) 466
Tabelle 132: Anlagentypen nach Anhang der 4.BImSchV 470
Tabelle 133: Klassifikation der Quellen nach Feuerungstyp 471
Tabelle 134: Methan-Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen < 50 MW FWL und für Gasturbinen nach RENTZ et al, 2002 474
Tabelle 135: Energiebilanzen 1990-2004 475
Tabelle 136: Heizwerte für Otto- und Dieselkraftstoff 476
Tabelle 137: Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz 476
Tabelle 138: Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggasantrieb 478
Tabelle 139: Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch 478
Tabelle 140: Eingabestruktur Erdgas: Emissionsfaktoren 478
Tabelle 141: Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung 481
Tabelle 142: CO_2-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung 482
Tabelle 143: Zuordnung der fossilen CO_2-Emissionen in der Eisenschaffenden Industrie zu prozess- und energiebedingten Emissionen 483
Tabelle 144: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in Hochöfen: CO_2-Emissionsfaktoren und deren biogene Anteile 483
Tabelle 145: Waldbrandflächen 495
Tabelle 146: Gesamtvorräte C, verbleibender Wald 500
Tabelle 147: Raumdichten 502
Tabelle 148: Raumdichte Äste 503
Tabelle 149: Oberirdische Expansionsfunktionen 504
Tabelle 150: Wurzelmasse 505
Tabelle 151: Wurzelmasse 505
Tabelle 152: Relative Standardabweichung Derbholzvorrat 507
Tabelle 153: Relativer Standardfehler Raumdichte 508
Tabelle 154: Relativer Standardfehler VEF Modell 508
Tabelle 155: Fehler VEF Modell Baumartengruppen 509
Tabelle 156: Relative Standardabweichung Wurzel 509
Tabelle 157: Fehlerschätzung neue Bundesländer, 1993 510
Tabelle 158: Fehlerübersicht 511
Tabelle 159: Neuwaldflächen alter Bundesländer 513
Tabelle 160: Vorrat Neuwaldfläche Ende 2002 513
Tabelle 161: Verluste aus Totholz, Humusauflage und Boden bei Entwaldung 515
Tabelle 162: Prioritätenliste Nutzungswandlung 518
Tabelle 163: Berichtete Methan Conversion Factor in den Nationalen Inventarberichten 529
Tabelle 164: Durchschnittlicher täglicher und jährlicher Eiweißbedarf 530
Tabelle 165: Rollen und Verantwortlichkeiten im QSE 537
Tabelle 166: Rollen und Aufgaben im QSE 538
Tabelle 167: Dimensionen im ZSE und zugehörige TREMOD-Kategorien 543
Tabelle 168: Zuordnung der ZSE-Strukturelemente (erste Zeile) und TREMOD-Kategorie (zweite Zeile) 545
Tabelle 169: Unsicherheitenberechnung nach Tier 1 (gemäß Tabelle 6.1 GPG) 549

Abkürzungsverzeichnis

(Abkürzungen der Strukturelemente für das ZSE siehe Tabelle 15)

AbfAblV	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)
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
BV Kalk	Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie
BWI	Bundeswaldinventur
BZE	Bodenzustandserhebung
C_2F_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
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)

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
l	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_2O	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), auck 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)
SARS+A	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)
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 Syszems der Abwasserbehandlung (z.B. aerob, anaerob)

XPS	Extrudiertes Polystyrol
ZSE	Zentrales System Emissionen

Einheiten und Größen

Multiplikationsfaktoren, Abkürzungen, Vorsilben und Symbole

		Vorsatz	
Multiplikationsfaktor	**Abkürzung**	**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_2O	0,25 %	0,15 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 % & Unsicherheitenverteilung

vgl. hiezu 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 VN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) ist Deutschland seit 1994 dazu verpflichtet, Inventare zu nationalen Treibhausgasemissionen zu erstellen, zu veröffentlichen und regelmäßig zu aktualisieren und fortzuschreiben. Mit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Februar 2005 ergeben sich weitergehende Verpflichtungen für die Erstellung, die Berichterstattung und die Überprüfung von Emissionsinventaren. Durch die europäische Umsetzung des Kyoto-Protokolls mit der Verabschiedung der EU Entscheidung 280/2004[1] sind diese Anforderungen bereits im Frühjahr 2004 für Deutschland rechtsverbindlich geworden.

Mit der Annahme der Entscheidung 3/CP.5 hat die Vertragsstaatenkonferenz unter anderem beschlossen, dass alle im ANNEX I der Klimarahmenkonvention aufgeführten Staaten jährlich einen Nationalen Inventarbericht (National Inventory Report, NIR) erstellen und übermitteln müssen, 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 des Jahres 2004 seinen vierten Nationalen Inventarbericht (NIR 2006) vor. Die Inventare zu nationalen Treibhausgasemissionen wurden dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention für die Jahre 1990 bis 2004 übermittelt. Der vorliegende Inventarbericht bezieht sich ebenfalls auf diesen Zeitraum und beschreibt die Methoden sowie die Datenquellen, 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/2004/8) 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 Emissionsinventare in Deutschland (NaSE), das die Erfüllung aller Berichtspflichten zu atmosphärischen Emissionen und zu Einbindungen in Senken unterstützen und sicherstellen soll. Neben den Anforderungen des Kyoto-Protokolls werden hierüber zukünftig auch andere eingegangene Verpflichtungen (u.a. UNECE Genfer Luftreinhaltekonvention, EU-Richtlinie zu Nationalen Emissionsobergrenzen) mit 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. Die beteiligten Institutionen haben in den letzten drei Jahren mit erheblichem Aufwand zur Verbesserung der Datenbasis und zur Schließung von Datenlücken beigetragen. An der systematischen Inventarverbesserung wird weiterhin mit hoher Priorität gearbeitet.

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

[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)

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.

Mit den hier vorgelegten Inventaren muss entsprechend den bestehenden EU-Regelungen die Festlegung des Inventares für das Basisjahr erfolgen, aus dem dann die zugewiesenen Mengen (engl: Assigned Ammounts) für die erste Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls abgeleitet werden. Da diese zugewiesenen Mengen zukünftig durch Rekalkulationen nicht mehr verändert werden können, hat im zurückliegenden Jahr eine umfangreiche Überarbeitung der Emissionsinventare stattgefunden. Dabei wurden insbesondere noch bestehende Lücken in den Inventaren geschlossen. Im Resultat dieser Überarbeitungen ergeben sich gegenüber den Vorjahren abweichende Angaben zur erreichten Emissionsminderung.

Gegenüber dem Nationalen Inventarbericht 2005 hat sich die diesjährige Berichterstattung in den folgenden Bereichen verbessert:

- Einführung des Systems der Qualitätssicherung für den gesamten Prozess der Emissionsberichterstattung,
- Erhöhung der Transparenz für die durchgeführten Rückrechnungen,
- Überprüfung und Anpassung der gesamten dem Basisjahr unterlegten Energieverbrauchsangaben (insbesondere für den Bereich der neuen Bundesländer),
- Einbeziehung der Emissionen, die aus der zunehmenden Nutzung von Ersatzbrennstoffen (heizwertreiche Fraktionen, spezifizierte Abfälle) im Bereich der Industriefeuerungen resultieren,
- Einbeziehung der Emissionen aus dem Einsatz von Kalkstein und Kalk,
- Schätzung der Emissionen von Schmierstoffen im Straßenverkehr,
- im Kohlenbergbau wurde ein genaueres Berechnungsverfahren für diffuse CH_4-Emissionen eingeführt,
- Für Öl und Gas wurden die diffusen Emissionen von CO_2 ergänzt, Emissionen aus der Gas-Produktion und Verarbeitung (Sauergas) wurden erstmalig berichtet,
- Neuberechnungen für die CO_2-Emissionen aus dem Bereich Eisen und Stahl,
- Einbeziehung der Emissionen aus dem nichtenergetischen Verbauch von Brennstoffen
- Vervollständigung der Daten zum Katalysatorabrand in Raffinerien,
- Aufschlüsselung der Emissionen aus den Industriefeuerungen auf die geforderten Industriebranchen,
- erstmalig Annahmen zu Emissionen im Bereich Ferroalloys getroffen,
- Methodische Umstellungen für die Emissionsberechnung in den Bereichen der landwirtschaftlichen Tierhaltungsemissionen, der Gewinnung und Verteilung von Brennstoffen,
- Methodische Neufassung des gesamten Bereiches der Landnutzung/Landnutzungsänderung.

Im Ergebnis der internationalen Inventarüberprüfung, die im Jahre 2004 im Inland und 2005 als zentrale Überprüfung im Klimasekretariat durchgeführt wurde (engl.: In Country Review 2004, centralised review 2005) haben die im Auftrag des Klimasekretariats tätigen Experten des weitere zusätzliche Verbesserungserfordernisse aufgezeigt. Der intensive nationale Prozess der Inventarverbesserung muss auch im Jahr 2006 weiter fortgeführt werden. Die

Methodenumstellungen zur Umsetzung der *Good Practice Guidance* (GPG) in den Inventaren sind weiterhin noch nicht vollständig abgeschlossen. 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 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 (CO_2) um ca. 30 %, die von Methan (CH_4) um 145 % und die von Distickstoffoxid (N_2O) 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 (SF_6) 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, veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben. Mit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Februar 2005 ergeben sich weitergehende Verpflichtungen hinsichtlich der Erstellung, der Berichterstattung und der Überprüfung von Emissionsinventaren.

Die Europäische Gemeinschaft hat im Rahmen des Kyoto-Protokolls die Verpflichtung übernommen, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Zeitraum 2008–2012 gegenüber dem Basisjahr (1990 bzw. 1995[2]) um 8 % zu mindern. Diese Verpflichtung wurde innerhalb der EU im Rahmen einer Lastenteilung[3] zwischen den 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: 1990-2004

Bis zum Jahr 2004 konnte die Verpflichtung Deutschlands im Rahmen der o.g. europäischen Lastenteilung mit einer Minderung von 17,4 % gegenüber dem Basisjahr bereits zu großen Teilen erfüllt werden. Die einzelnen Treibhausgase trugen dabei in unterschiedlichem Maße

2 Für HFC, PFC und SF_6

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]

zu dieser Entwicklung bei (siehe Tabelle 1). Dies ist bei der Berücksichtigung der unterschiedlichen Anteile der einzelnen Treibhausgase an den Gesamtemissionen eines Jahres auch nicht verwunderlich (siehe Tabelle 2).

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland – Veränderungen gegenüber dem Basisjahr[4]

Greenhouse gas emissions	**Base year**	**1990**	**1995**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	CO_2 equivalent [Gg]							
Net CO_2 emissions / removals	1.001.615,6	1.001.615,6	888.618,2	851.904,0	864.173,3	851.131,3	856.674,9	849.601,8
CO_2 emissions (without LUCF)	1.030.231,3	1.030.231,3	920.154,9	886.258,2	899.301,0	886.480,3	892.545,2	885.854,2
CH_4	99.794,7	99.794,7	81.748,5	64.912,5	62.084,0	59.162,3	56.171,8	51.443,0
N_2O	84.783,6	84.783,6	77.683,2	59.627,2	60.352,2	59.779,9	62.433,8	64.281,5
HFC	6.555,5	4.368,8	6.555,5	6.556,1	7.971,1	8.647,0	8.486,9	8.802,0
PFC	1.749,6	2.707,6	1.749,6	785,7	723,2	794,7	857,3	830,5
SF_6	7.223,8	4.785,0	7.223,8	5.079,0	4.898,9	4.201,5	4.304,6	4.480,5
Total #	**1.201.722,8**	**1.198.055,3**	**1.063.578,8**	**988.864,5**	**1.000.202,7**	**983.716,7**	**988.929,3**	**979.439,4**
Total *	**1.230.338,5**	**1.226.671,0**	**1.095.115,6**	**1.023.218,8**	**1.035.330,4**	**1.019.065,7**	**1.024.799,5**	**1.015.691,8**

*) without CO_2 from LUCF #) without net CO_2 emissions / removals

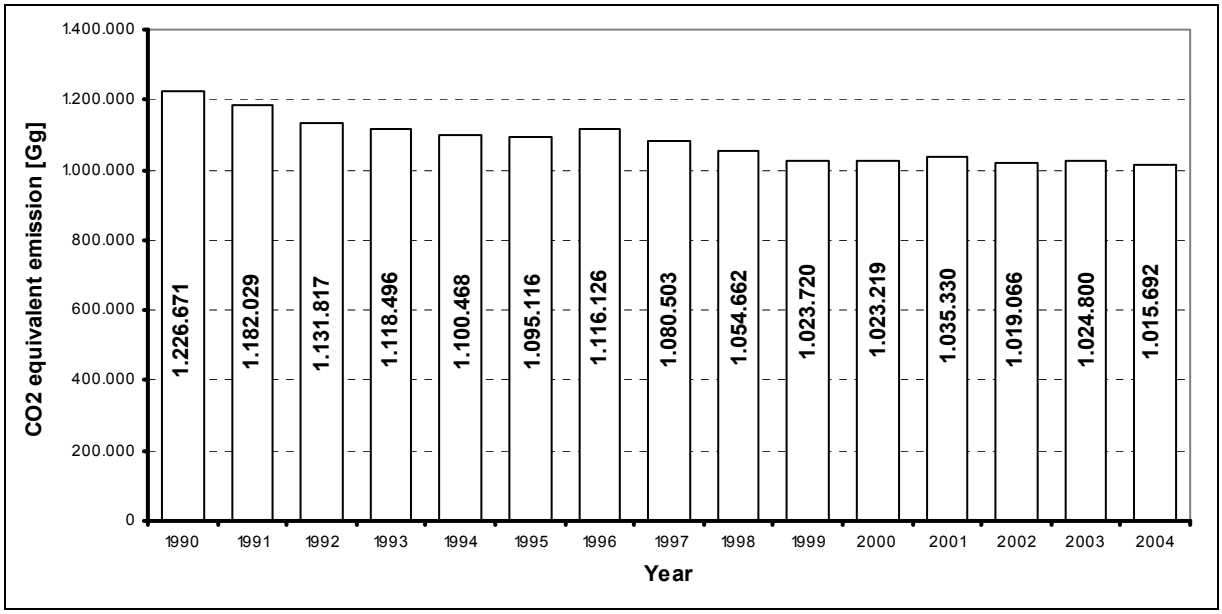


Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland, in CO_2 Äquivalenten (ohne CO_2 von LUCF)

4 Basisjahr 1990 für CO_2, CH_4, N_2O; 1995 für HFC, PFC, SF_6

Tabelle 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland – jährlicher Anteil der einzelnen Treibhausgase

Greenhouse gas emissions [CO_2-Eqivalent]	Base year		1990		1995		2000		2004	
	[Gg]	[%]	[Gg]	[%]	[Gg.]	[%]	[Gg]	[%]	[Gg]	[%]
CO_2 emissions *	**1.030.231**	83,7	**1.030.231**	84,0	**920.155**	84,0	**886.258**	86,6	**885.854**	87,2
CH_4	**99.795**	8,1	**99.795**	8,1	**81.749**	7,5	**64.912**	6,3	**51.443**	5,1
N_2O	**84.784**	6,9	**84.784**	6,9	**77.683**	7,1	**59.627**	5,8	**64.281**	6,3
HFC	**6.555**	0,5	**4.369**	0,4	**6.555**	0,6	**6.556**	0,6	**8.802**	0,9
PFC	**1.750**	0,1	**2.708**	0,2	**1.750**	0,2	**786**	0,1	**831**	0,1
SF_6	**7.224**	0,6	**4.785**	0,4	**7.224**	0,7	**5.079**	0,5	**4.480**	0,4
Total *	**1.230.338**		**1.226.671**		**1.095.116**		**1.023.219**		**1.015.692**	

*) without CO_2 from LUCF

Im Jahr 2004 war die Freisetzung von Kohlendioxid aus den Prozessen der stationären und mobilen Verbrennung mit einem Anteil von 86,9 % Hauptverursacher der Treibhausgasemissionen. Durch den überdurchschnittlichen Rückgang der Emissionen der anderen Treibhausgase ist der Anteil der CO_2-Emissionen an den Gesamtemissionen seit dem Basisjahr um 3,5 Prozentpunkte gestiegen. Die durch Tierhaltung, Brennstoffverteilung und Deponieemissionen verursachten Methanemissionen (CH_4) haben einen Anteil von 5,0 %. Lachgasemissionen (N_2O) werden hauptsächlich durch die Landwirtschaft, Industrieprozesse und den Verkehr verursacht und tragen zu 6,3 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die fluorierten Kohlenwasserstoffe (die so genannten F-Gase) tragen mit etwa 1,4 % 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 CO_2 emittierten C-haltigen Verbindungen (z.B. NMVOV Lösemittel) werden in den Treibhausgasinventaren nicht berücksichtigt.

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. Die leichten Wiederanstiege in den Jahren 1996, 2001, und 2003 sind temperaturbedingt. Diese Jahre waren durch niedrigere Temperaturen im Winter geprägt, die einen verstärkten Energieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme zur Folge hatten und dadurch die Emissionen ansteigen ließen. Dies wird durch unabhängig durchgeführte Temperaturkorrekturen der energiebedingten CO_2-Emissionen belegt (ZIESING, 2004: Tab. 5).

Insgesamt gingen die Emissionen der Treibhausgase seit 1990 deutlich zurück (Rückgang der CO_2-Äquivalentemission um 17,4 %). Betrachtungen der einzelnen Komponenten belegen diesen Trend in unterschiedlicher Ausprägung. So betragen die Emissionsveränderungen gegenüber dem Basisjahr 1990 bei den mengenmäßigen Haupttreibhausgasen Kohlendioxid (CO_2) - 14 %, bei Methan (CH_4) - 48,5 % und bei Lachgas (N_2O) - 24,2 %. Bei den so genannten F-Gasen, die insgesamt etwa 1,4 % 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 SF_6 um 38,0 % und bei FKW um 52,5 % (CF_4 -66,0 %, bei C_2F_6 -31,3, bei C_3F_8 +1561,0 %) wohingegen sie bei den H-FKW um 34,3 % anstiegen.

Gegenüber dem Vorjahr 2003 sanken die Emissionen insgesamt um nahezu 1 % (- 0,9 %). Dies ist zu großen Teilen auf die durch gesunkenen Energieverbrauch im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher (Raumwärmeerzeugung) um 5 % gesunkenen CO_2-Emissionen dieser Quellgruppe, sowie auf die, durch deutlich gestiegene Verwertung von Grubengas, um über 20 % gesunkenen CH_4- Emissionen aus dem Kohlebergbau zurückzuführen.

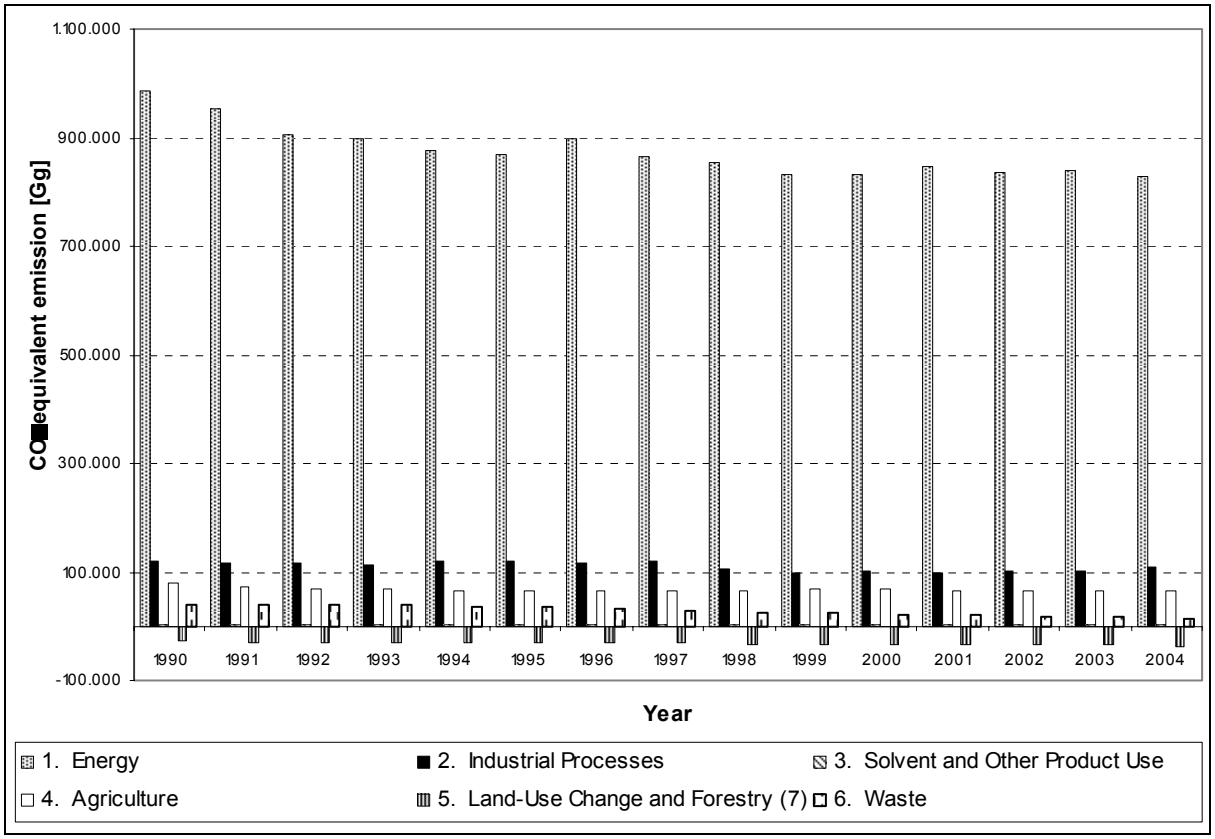


Abbildung 2: Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen in CO_2- Äquivalenten[5]

In Abbildung 3 wird die relative Entwicklung der Emissionen aus den Verursachergruppen 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 N_2O zu Narkosezwecken. Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsangaben.

[5] CO_2-Emissionen und -festlegungen in Böden werden unter Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft berichtet.

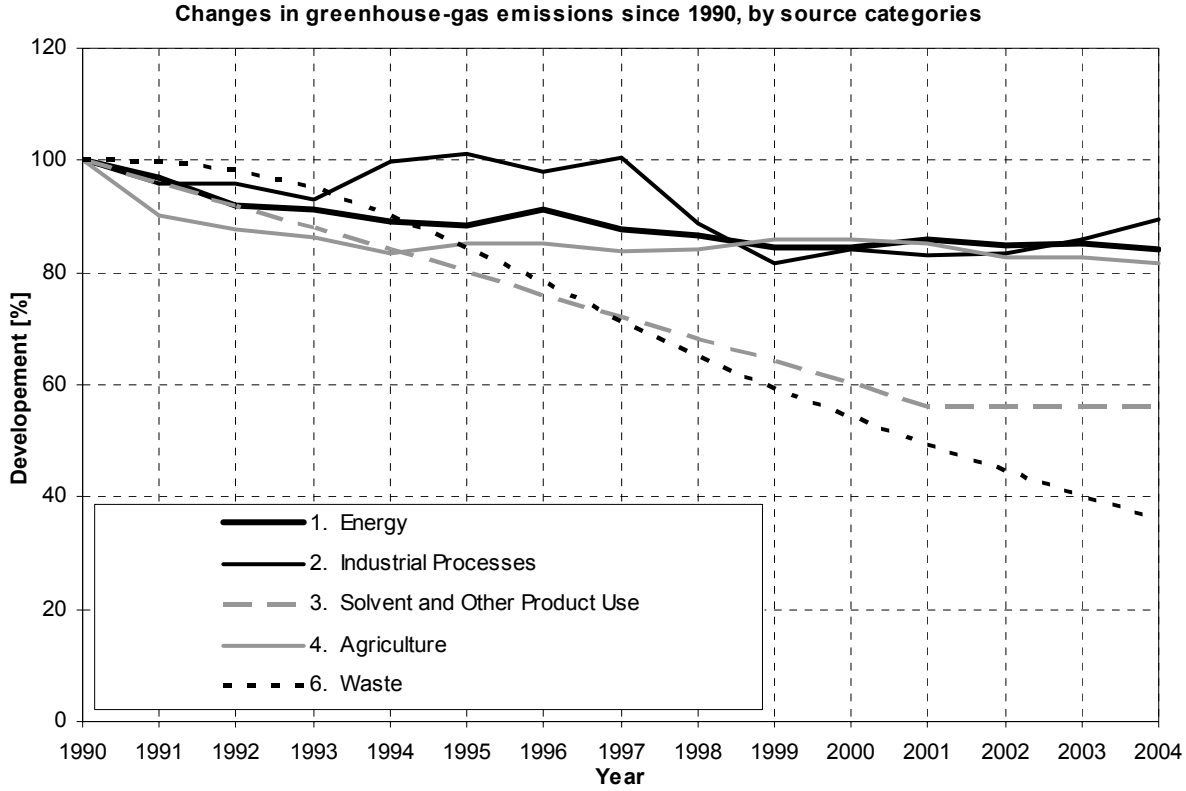


Abbildung 3: Relative Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen[6,7]

[6] CO_2-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 geoastrophysikalischer 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 (CO_2) um ca. 30 %, die des Methan (CH_4) um 145 % und die des Distickstoffoxid (N_2O) 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 (SF_6) 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 CO_2, N_2O, CH_4; 1995 für HFKW, FKW, SF_6) und 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 (CO_2), Methan (CH_4), Distickstoffoxid (N_2O), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW), Perfluorkohlenwasserstoffe (PFKW) und Schwefelhexafluorid (SF_6) bis 2012 um durchschnittlich 5,2 Prozent vermindern. Die USA und Australien haben das Kyoto-Protokoll nicht ratifiziert. Die Europäische Gemeinschaft 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 innerhalb der EU in einer Lastenteilung[8] zwischen den 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

Die Emissionsberichterstattung wird in Deutschland durch das Umweltbundesamt koordiniert. Seit Mitte der 90er Jahre die Berichtspflichten zur Erstellung von Emissionsinventaren für Luftschadstoffe und Klimagase stark zugenommen haben, wurden die Anstrengungen intensiviert, eine Harmonisierung der Emissionsberechnung und -berichterstattung zu erreichen. Hierbei werden auch die Anforderungen aus den Berichtspflichten gegenüber der UN ECE Genfer Luftreinhaltekonvention und ihren Protokollen, sowie der EU NEC-Richtlinie berücksichtigt. Die Anforderungen des Kyoto-Protokolls haben zu einer grundlegenden Überprüfung und Neuausrichtung der deutschen Emissionsberichterstattung geführt. Diese Aufgabe verfolgt das Umweltbundesamt seit dem Jahr 2002 mit Nachdruck.

Alle Berichtspflichten fordern eine transparente, vergleichbare, vollständige, konsistente und exakte Emissionsberechnung von den Vertragsstaaten. Insbesondere durch die Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls mit flexiblen Instrumenten bestehen für die Umsetzung der genannten Ziele konkrete Anforderungen. Durch die Einführung von Joint Implementation, Clean Development Mechanism und Emissionshandel werden Emissionen letztlich auch geldwert, so dass eine Reihe von Verfahren erforderlich sind, die die Protokollbestimmungen in Kraft setzen und die Überwachung sowie Probleme der Erfüllungskontrolle ansprechen. Erst wenn die unabhängige Überprüfung der Inventare eines Vertragsstaates unbeanstandet abgeschlossen wird, erfolgt die Zulassung zur Anwendung der flexiblen Instrumente (siehe Abbildung 4).

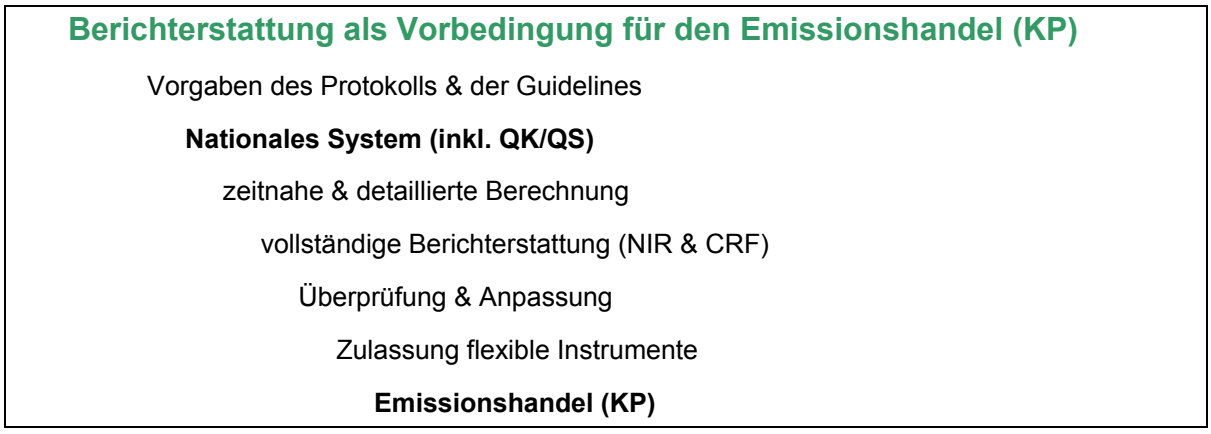


Abbildung 4: Vorbedingungen für die Anwendung flexibler Instrumente des KP

Die Anforderungen beschränken sich nicht allein auf die Inventarerstellung, sondern umfassen den gesamten Prozess von der Datengewinnung bis zur Berichterstattung. Dabei kommt dem Qualitätsmanagement eine besondere Rolle zu. Um den Prozess der Treibhausgasberichterstattung in einen definierten Rahmen zu stellen, sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, ein Nationales System zur Inventarerstellung aufzubauen, das eine kontinuierliche Inventarverbesserung ermöglicht.

In Deutschland wurde mit den erforderlichen Arbeiten zum Aufbau des Nationalen Systems Emissionsinventare im Jahr 2002 begonnen. Es soll als Netzwerk aller Bundes- und Landeseinrichtungen, Forschungsinstitute, Verbände und Organisationen fungieren, die zur Verbesserung der Inventarberechnungen beitragen können. Insbesondere ging es auch um die geeignete Institutionalisierung des Nationalen Systems in Deutschland. Diese muss die effektive Arbeitsfähigkeit mit unbürokratischen aber verbindlichen Verfahren mit der geforderten Verlässlichkeit sicherstellen (nähere Erläuterungen zum Nationalen System siehe Kapitel 17.1).

1.2.1 Institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung

Im Jahr 2005 konnte die Institutionalisierung des Nationalen Systems entscheidend vorangebracht werden. 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.

Für die Einbeziehung von anderen deutschen Behörden in das Nationale System und die ressortübergreifende Zusammenarbeit müssen in Deutschland noch die notwendigen Voraussetzungen geschaffen werden. Es gibt bisher auch keine systematische Einbindung von nicht-behördlichen Akteuren in das Nationale System.

Gegenwärtig bestehen folgende institutionelle Verbindungen und Festlegungen für die Inventarerstellung in Deutschland:

1. *Nationale Koordinierungsstelle* (single national entity) des Nationalen Systems ist das Fachgebiet I 4.6 im Umweltbundesamt. Dies ist in der Hausanordnung 11/2005 des UBA festgelegt und soll auch im KSStatG entsprechend festgelegt werden.
2. Für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes besteht ein *Arbeitskreis Emissionsinventare*, über den alle an der Inventarerstellung beteiligten Mitarbeiter des UBA eingebunden werden.
3. Ein 2002 gegründeter Arbeitskreis VI *Emissionsberichterstattung* der Interministeriellen Arbeitsgruppe *IMA CO_2 Reduktion*[9] stellt die Umsetzung der Anforderungen an die Emissionsberichterstattung bei den Bundesbehörden sicher. Hier erfolgt eine ressortübergreifende Diskussion von bislang identifizierten Aufgabenschwerpunkten im Bereich der Emissionsinventare. Die Koordinierung erfolgt durch das BMU. Jährlich sind 3 Sitzungen des Arbeitskreises vorgesehen.
4. Mit der *Rahmen-Ressortvereinbarung zwischen dem BMELV und dem 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.
5. Die Daten zur Land- und Forstwirtschaft werden dem UBA vom BMELV und der FAL zur Verfügung gestellt.
6. Eine Einbindung der Bundesländer erfolgt zur Zeit durch den *Länderausschuss Immissionsschutz* (LAI). Dies ist vor allem für die Validierung der Energiebilanz der

9 Die IMA CO_2-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 CO_2-Minderung und zur Klimavorsorge weiterzuentwickeln und umzusetzen.

Bundesrepublik Deutschland mit den Länderenergiebilanzen und den Verifizierungsprozess von Bundes- und Länderemissionsinventaren erforderlich. Eine intensive Zusammenarbeit im Bereich Energie besteht insbesondere auch mit der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) sowie dem Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), das die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland im Auftrag der AGEB erstellt.

7. 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. Mit dem ersten Workshop zum Nationalen System wurde Ende 2004 ein Forum geschaffen, das die Einbindung von Verbänden und anderen unabhängigen Organisationen wesentlich fördert.
8. Die Expertise von *Forschungseinrichtungen* wurde schon immer in die Inventarerstellung über die Durchführung von Forschungs- und Entwicklungs-Vorhaben im Rahmen des Umweltforschungsplanes (UFOPLAN) eingebunden. Dies erfolgt sowohl über konkrete Fragestellungen als auch durch übergreifende Vorhaben, die vor allem der Harmonisierung von Einzelergebnissen für das Gesamtinventar und der Identifizierung von Fehlstellen bzw. Lückenschließung von 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.
9. Eine Beauftragung über den UFOPLAN von der Problemerkennung (Vorhabensinitiierung) bis zur Lösung (Abnahme Abschlußbericht) dauert 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 finanziert werden können.

1.2.2 Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung

Für die Inventarerstellung sind zahlreiche Zuarbeiten aus den Fachabteilungen des UBA und anderen Einrichtungen erforderlich. Die Nationale Koordinierungsstelle ist seit 2003 dabei, durch geeignete Vorgaben für die Inventarerstellung und die Qualitätssicherung einheitliche Rahmenbedingungen bei den verschiedenen Akteuren zu schaffen.

Gegenwärtig bestehen folgende Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung in Deutschland:

1. Das Umweltbundesamt hat über die Hausanordnung 11/2005 im Jahr 2005 ein Qualitäts-System Emissionsinventare (QSE) installiert, das im Umweltbundesamt 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. Im Rahmen des QSE wurden die Ablauforganisation bei der Emisionsberichterstattung, die Zuständigkeiten und die erforderlichen QK- und QS-Maßnahmen verbindlich festlegt. Für die Einbeziehung von anderen deutschen Behörden in die Qualitätssicherung des nationalen Systems müssen in Deutschland die notwendigen Voraussetzungen noch geschaffen werden. Das im Aufbau befindliche Qualitäts-System Emissionsinventare wird in Anhang 6 (Kapitel 17) näher beschrieben.

2. Für die zentrale Datenhaltung aller für die Emissionsberechnung benötigten Informationen (Methoden, Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren) wird die Datenbank des *Zentralen Systems Emissionen* (ZSE) des Umweltbundesamtes verwendet. Das ZSE ist das wesentliche Instrument für die Dokumentation und die Qualitätssicherung auf der Datenebene. Eine nähere Beschreibung des ZSE findet sich in Anhang 6.
3. Ein verbindlicher 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. Ab 2005 und für alle Folgejahre gilt für die Inventardaten (alle Schadstoffe) und die entsprechenden Beschreibungen im Nationalen Inventarbericht (vorerst nur THG):

05. Mai	Anforderung zur Daten und Berichtstextlieferung durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA an die Fachverantwortlichen
01. September	Zulieferungen aus dem UBA und externer Einrichtungen des NaSE
02. September	Validierung / Rücksprachen der Zulieferungen der Fach- und Qualitätsverantwortlichen unter Berücksichtigung der Überprüfungsergebnisse
September - Oktober	Inventarüberprüfung durch das Klimasekretariat
01. Oktober	Erstellung der CRF-Zeitreihen, Endredaktion durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA
01. November	Hausabstimmung UBA
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 an die Europäische Kommission (im Rahmen des CO_2 Monitoring Mechanismus)
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)

1.3 Kurzbeschreibung der Inventarerstellung

Die Inventarerstellung erfolgt federführend durch die *Nationale Koordinierungsstelle* (Fachgebiet I 4.6 des UBA). Der Prozess der Inventarerstellung erfolgt in enger Verzahnung mit der Erstellung des Nationalen Inventarberichts und der Durchführung von Qualitätssicherungsprozeduren.

Bei der Emissionsberichterstattung handelt es sich um einen regelmäßig jährlich ablaufenden Vorgang. Neben den routinemäßig kontinuierlich ablaufenden Teilprozessen der Datengewinnung, Datenaufbereitung und Emissionsberechnung sowie Berichterstellung ist die Festlegung der Berechnungsgrundlagen besonders relevant (siehe Abbildung 5). Sie ist immer dann erforderlich, wenn dies aufgrund bestimmter Ereignisse (z.B. Änderung der Hauptquellgruppen, neue IPCC Anforderungen, erkannte Defizite gemäß Inventarplan, Verbesserungspotentiale etc.) erforderlich ist. Die Prüfung, ob ein solches Ereignis vorliegt, erfolgt jährlich mit den anderen routinemäßigen Teilprozessen. Jedem Schritt im Prozessablauf wurden geeignete QK-Maßnahmen zugewiesen, deren Durchführung seit 2005 über QK-Checklisten von den entsprechenden Experten dokumentiert werden soll (bisher nur Tier 1).

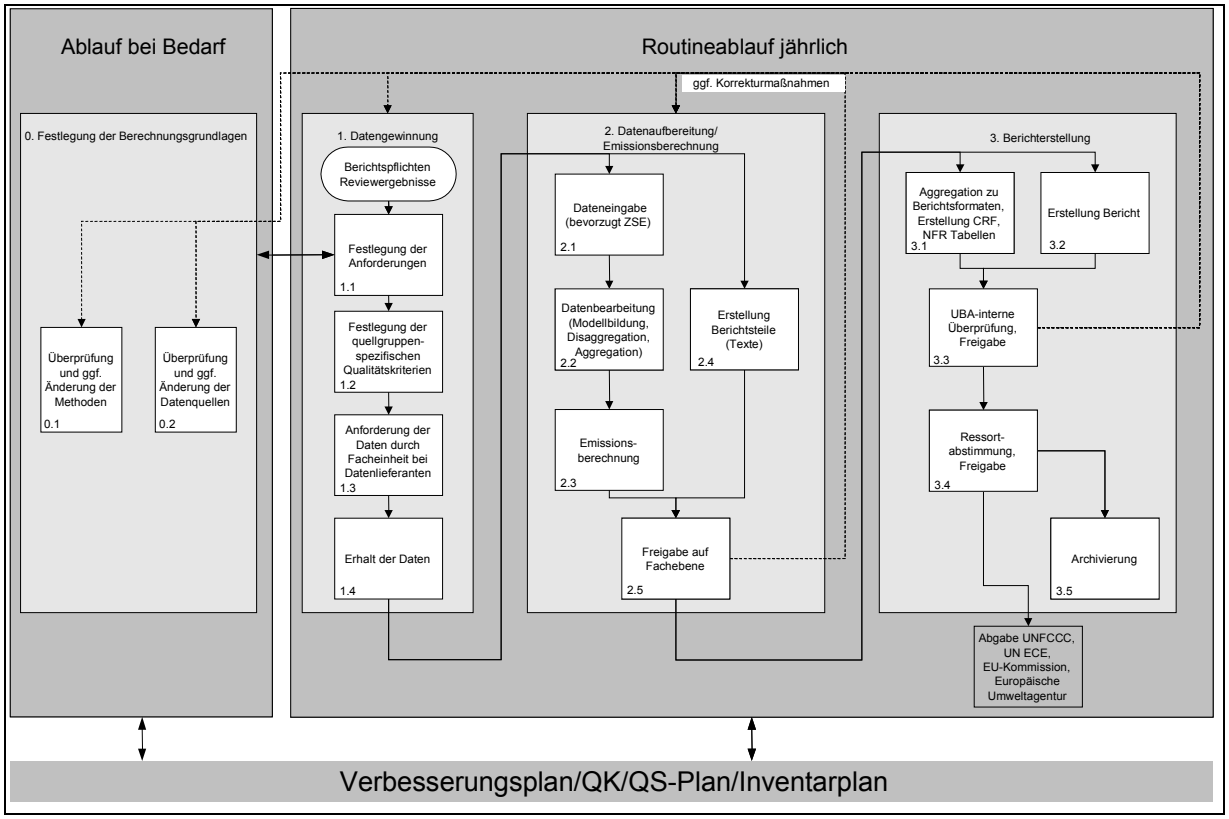


Abbildung 5: Übersicht über den Prozess der Emissionsberichterstattung

1.3.1 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.

Die Auswahl einer Datenquelle hat sich an diesen Kriterien zu orientieren. Allerdings ist die konkrete Entscheidung für eine Datenquelle fallspezifisch vom Fachverantwortlichen zu treffen. Es ist in der Praxis immer abzuwägen, ob schlecht dokumentierte Daten verwendet werden können, wenn andernfalls überhaupt keine Datenquelle zur Verfügung steht. 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.

1.3.2 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. Dies wird zukünftig in Form eines Inventarplans erfolgen. 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.

1.3.3 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.

1.3.4 Berichterstellung

Zur Berichterstellung gehören:

- die Aggregation der Emissionsdaten zu den Berichtsformaten und die Erstellung der Datentabellen (CRF, NFR),
- die Berechnung der CO_2 Äquivalente für die Treibhausgas-Emissionen
- die Zusammenfassung der zugelieferten Berichtstexte zum Berichtsentwurf (NIR) sowie die Gesamtredaktion 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. Zukünftig wird der CRF-Reporter über eine Schnittstelle aus dem ZSE befüllt werden.

Für nicht im ZSE erfasste Emissionsdaten erfolgt zur Zeit noch eine manuelle Dateneingabe in die CRF-Tabellen. Hierbei ist die Fehleranfälligkeit höher, so dass die Berichtstabellen von einer unabhängigen Person gegengeprüft werden müssen.

Die Berechnung der Treibhausgase in CO_2-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 3 abgebildeten jeweiligen GWP.

Tabelle 3: 1995 IPCC GWP values based on the effects of greenhouse gases over a 100-year time horizon

Greenhouse gas	Chemical formula	1995 IPCC GWP
Carbon dioxide	CO_2	1
Methane	CH_4	21
Nitrous oxide	N_2O	310
Hydrofluorocarbons (HFC)		
HFC-23	CHF_3	11700
HFC-32	CH_2F_2	650
HFC-41	CH_3F	150
HFC-43-10mee	$C_5H_2F_{10}$	1300
HFC-125	C_2HF_5	2800
HFC-134	$C_2H_2F_4$ (CHF_2CHF_2)	1000
HFC-134a	$C_2H_2F_4$ (CH_2FCF_3)	1300
HFC-152a	$C_2H_4F_2$ (CH_3CHF_2)	140
HFC-143	$C_2H_3F_3$ (CHF_2CH_2F)	300
HFC-143a	$C_2H_3F_3$ (CF_3CH_3)	3800
HFC-227ea	C_3HF_7	2900
HFC-236fa	$C_3H_2F_6$	6300
HFC-254ca	$C_3H_3F_5$	560
Perfluorocarbons (PFC)		
Perfluoromethane	CF_4	6500
Perfluoroethane	C_2F_6	9200
Perfluoropropane	C_3F_8	7000
Perfluorobutane	C_4F_{10}	7000
Perfluorocyclobutane	c-C_4F_8	8700
Perfluoropentane	C_5F_{12}	7500
Perfluorohexane	C_6F_{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 Gesamtredaktion 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.

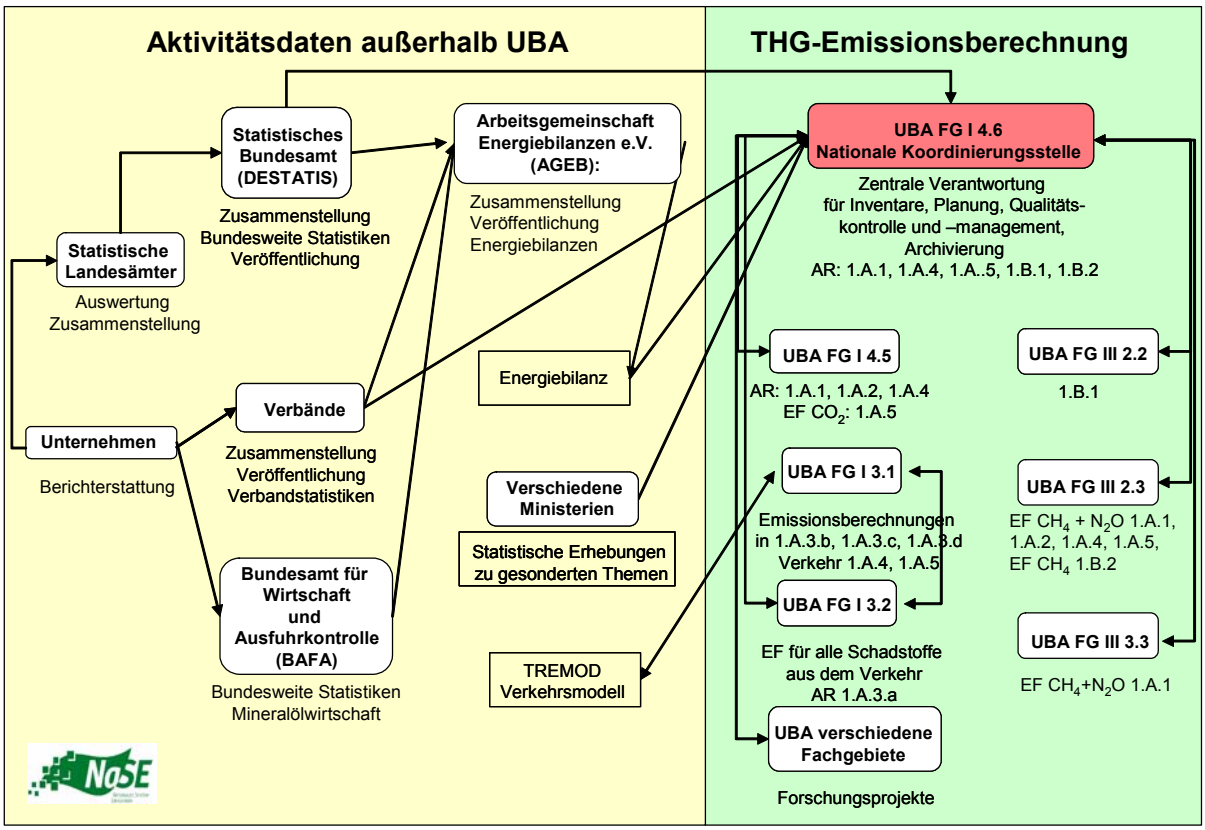
Danach erfolgt die **Übermittlung an das BMU** zur **Ressortabstimmung**. Das Ministerium übernimmt die Übersetzung des NIR und die **Übergabe an das UNFCCC-Sekretariat**.

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



Quelle: ÖKO-INSTITUT, 2004a, verändert

Abbildung 6: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich

Die wohl wichtigsten Datenquellen für die Ermittlung der Aktivitätsraten im ZSE 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 (Stand Dezember 2005) beschreibt das Jahr 2002.

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 endenergieverbrauchenden 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 Disaggregierung 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 im ZSE sind die *Fachserien 4 Reihe 4.1.1, Reihe 6.4 und Reihe 8.1* (nachfolgend: Fachserie 4) 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.

Eine weitere Datenquelle ist die Statistik der Kohlenwirtschaft. Diese ist Grundlage der Daten und dient zur Verifikation in den Bereichen der Kohlen.

Berechnungen im UBA-Modul (siehe Kapitel 3) basieren des Weiteren auf den Statistiken *Leistung und Arbeit* sowie *Betriebsmittel* des *Verbandes der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) e.V.* (nachfolgend: VDEW-Statistik). Diese enthalten unter anderem Leistungsangaben zu Kraftwerken und Dampferzeugern sowie Daten zur Elektrizitätserzeugung. Die VDEW-Statistik wurde eingestellt. Eine zeitnahe Fortschreibung von Daten ist deshalb nicht möglich.

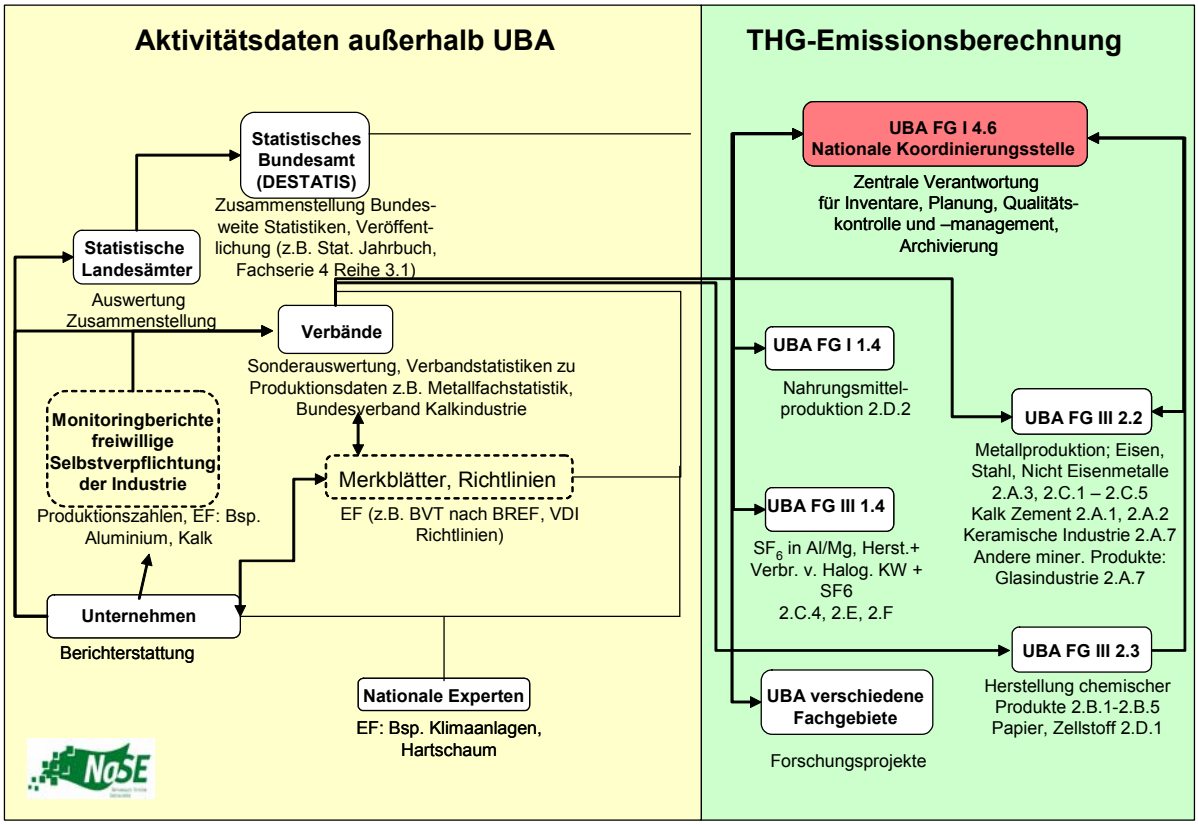
Eine weitere Datenquelle sind die *Mineralöl-Zahlen* des *Mineralölwirtschaftsverbandes (MWV) e.V.* (nachfolgend: MWV-Statistik). Diese enthält Daten über Mineralölaufkommen und –verbrauch in Deutschland mit einer Differenzierung nach Quellgruppen. Die Daten der Statistik sind sehr zeitnah (Veröffentlichung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

Erhebungen für die Verkehrsemissionen werden überwiegend mit Hilfe des Modells TREMOD („Transport Emission Estimation Model“; IFEU, 2005)[10] durchgeführt. Für die

10 Um Minderungsmaßnahmen ableiten und bewerten zu können, werden mit TREMOD auch der Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen der einzelnen Fahrzeugkategorien berechnet. Die Werte werden anschließend mit dem Gesamtverbrauch und der Gesamtemission an CO_2 abgeglichen.

Berechnung mit TREMOD wurden zahlreiche Basisdaten aus allgemein zugänglichen Statistiken und speziellen Untersuchungen verwendet, aufeinander abgestimmt und ergänzt.

1.4.1.2 Industrieprozesse



Quelle: ÖKO-INSTITUT, 2004a, verändert

Abbildung 7: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse

Für die Bereitstellung der Daten zur Emissionsberechnung aus den Industrieprozessen sind verschiedene Fachgebiete innerhalb des UBA zuständig.

Für die Berechnungen der Aktivitätsdaten wird die *Fachserie 4 Reihe 3.1* (Produktion im Produzierenden Gewerbe) und *Reihe 8.1* (Fachstatistik Eisen und Stahl) *des Statistischen Bundesamtes genutzt (DESTATIS Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004; DESTATIS Fachserie 4 Reihe 8.1, 1991-2004)*. Hier finden sich Angaben über Produktionsdaten an Gütern des Verarbeitenden Gewerbes. Die Reihe 3.1 ist viertel- und ganzjährlich sowie Reihe 8.1 jeweils monatlich und vierteljährlich, d. h. beide sehr zeitnah verfügbar.

Für die Ermittlung der Emissionen einiger Industrieprozesse wird darüber hinaus auf Produktionsdaten in *Verbandsstatistiken* oder auf Angaben aus den *Monitoringberichten* zurückgegriffen (Zementklinker, Kalk, Primäraluminiumproduktion), die im Rahmen der Überwachung der freiwilligen Selbstverpflichtung der Industrie zum Klimaschutz seit einigen Jahren von der Industrie berichtet und vom RWI (Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung) zusammengestellt und veröffentlicht werden. Die Monitoringberichte basieren jedoch teilweise ebenfalls auf Angaben von Industrie*verbänden*. Vor der Nutzung dieser Datenquellen prüft das UBA, inwieweit die Angaben die gesamte Produktion einer Quellgruppe umfassen.

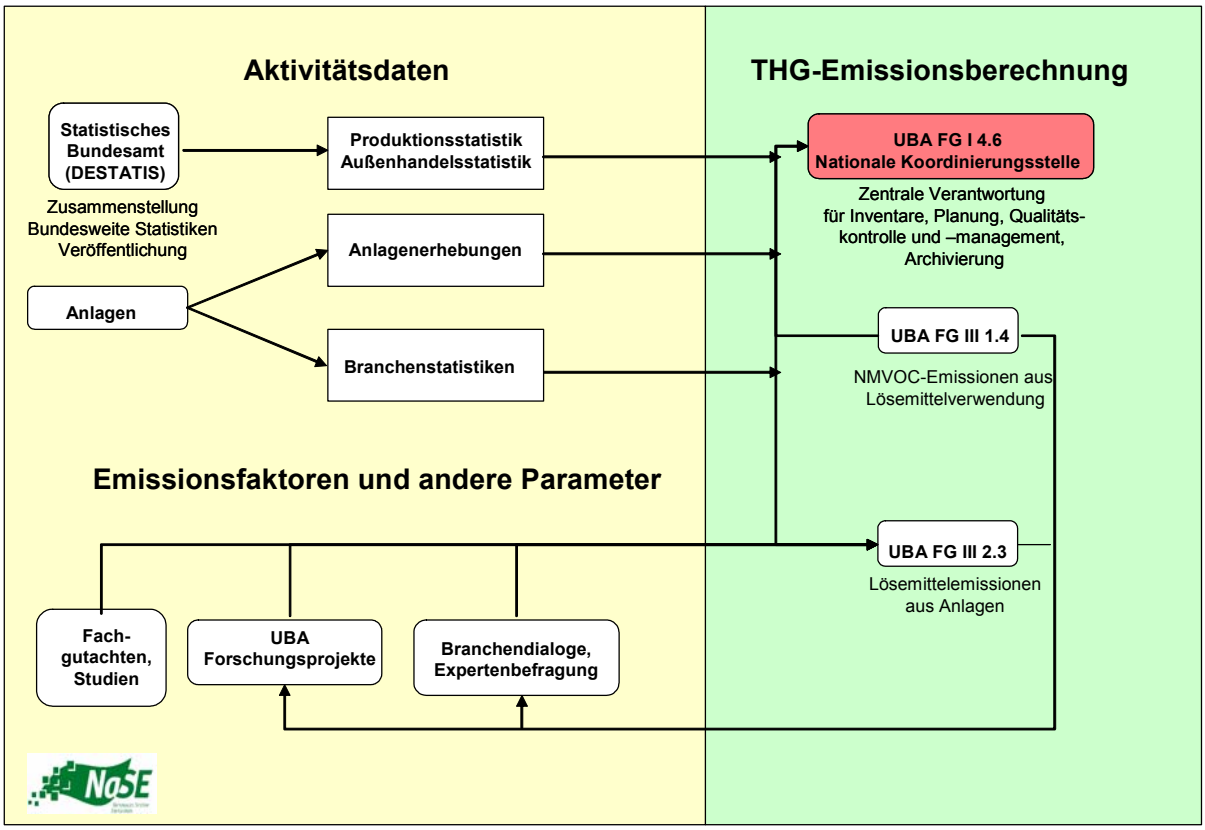
Im Bereich Andere Produktionen: Zellstoff- und Papierherstellung werden die Daten der Leistungsberichtes des Verbandes Deutscher Papierfabriken verwendet. Im Bereich Andere Produktionen: Nahrungsmittel und Getränke werden Daten der Bundesvereinigung der

Deutschen Ernährungsindustrie (BVE), des Statistischen Bundesamtes und des Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) benutzt.

Im Bereich des Verbrauchs und der Produktion der halogenierten Kohlenwasserstoffe und SF_6 wird aus Mangel an zuverlässigen statistischen Daten direkt auf *Herstellerangaben* und *Umfragen bei Herstellern* zurückgegriffen. Die Aktivitätsraten wurden zum überwiegenden Teil im Rahmen eines Forschungsprojektes gezielt nach den Anforderungen des Inventars recherchiert. Es sind in den einzelnen Unterquellgruppen jeweils nur wenige Unternehmen involviert.

Die Emissionsfaktoren werden teilweise aus nationalen und internationalen Merkblättern und Richtlinien entnommen, aus Expertenbefragungen gewonnen oder es werden Default-Werte übernommen. Genauere Angaben hierzu sind in der Methodenbeschreibung der einzelnen Quellgruppen zu finden.

1.4.1.3 Lösemittel- und andere Produktverwendung



Quelle: ÖKO-INSTITUT, 2004a, verändert

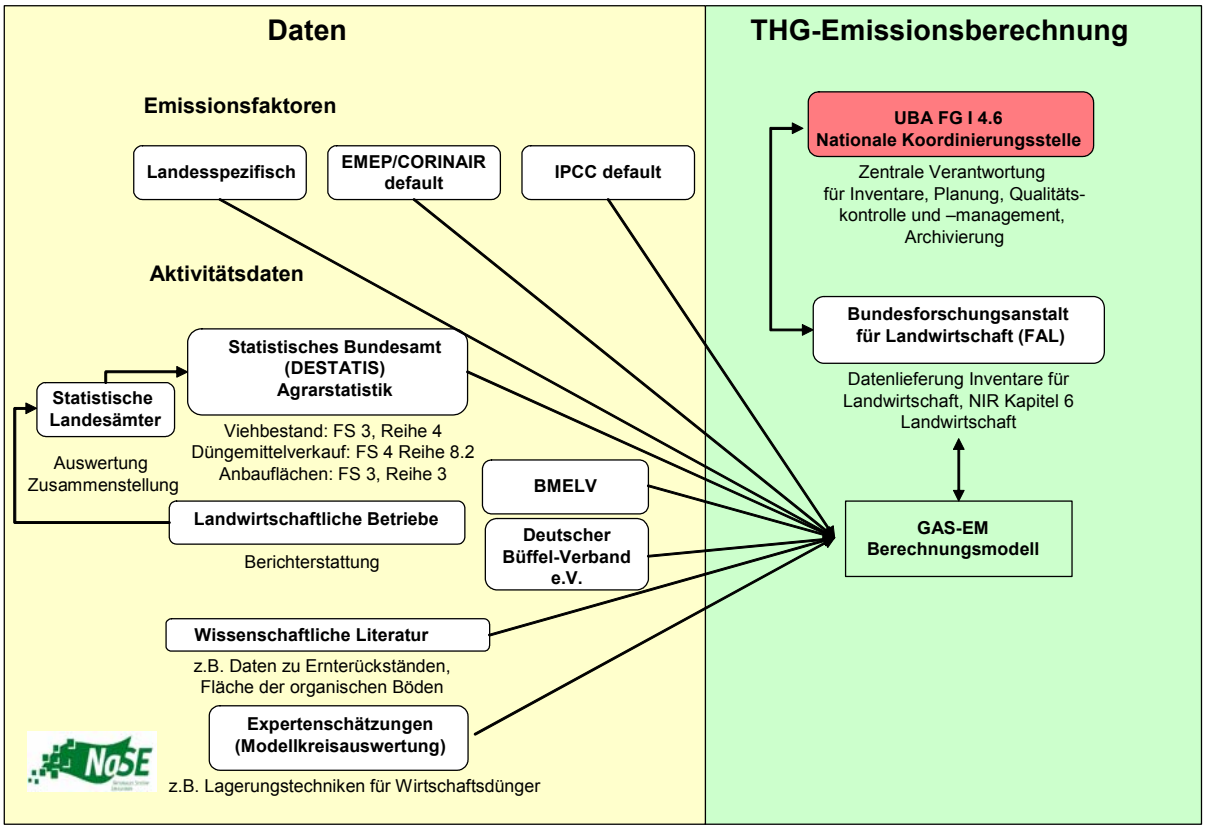
Abbildung 8: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Lösemittel- und anderen Produktverwendung

Für die Berechnung der Emissionen aus dem Bereich der Lösemittel- und anderen Produktverwendung ist bezüglich der Methodik und der Wahl der Parameter und Daten für die Berechnungen der NMVOC-Emissionen das UBA Fachgebiet FG III 1.4 zuständig. Für die Untergruppe der Lösemittelemissionen aus Anlagen (z.B. Lackierung, Druck usw.) ist das UBA Fachgebiet III 2.4 zuständig, das mit dem Fachgebiet III 1.4 im Rahmen dessen „Globalzuständigkeit“ zuarbeitet. Die Zuständigkeit für die Erfassung der N_2O-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. In einzelnen Quellgruppen und Branchen werden außerdem Branchenstatistiken genutzt. Für die N_2O-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



Quelle: ÖKO-INSTITUT, 2004a, verändert

Abbildung 9: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft

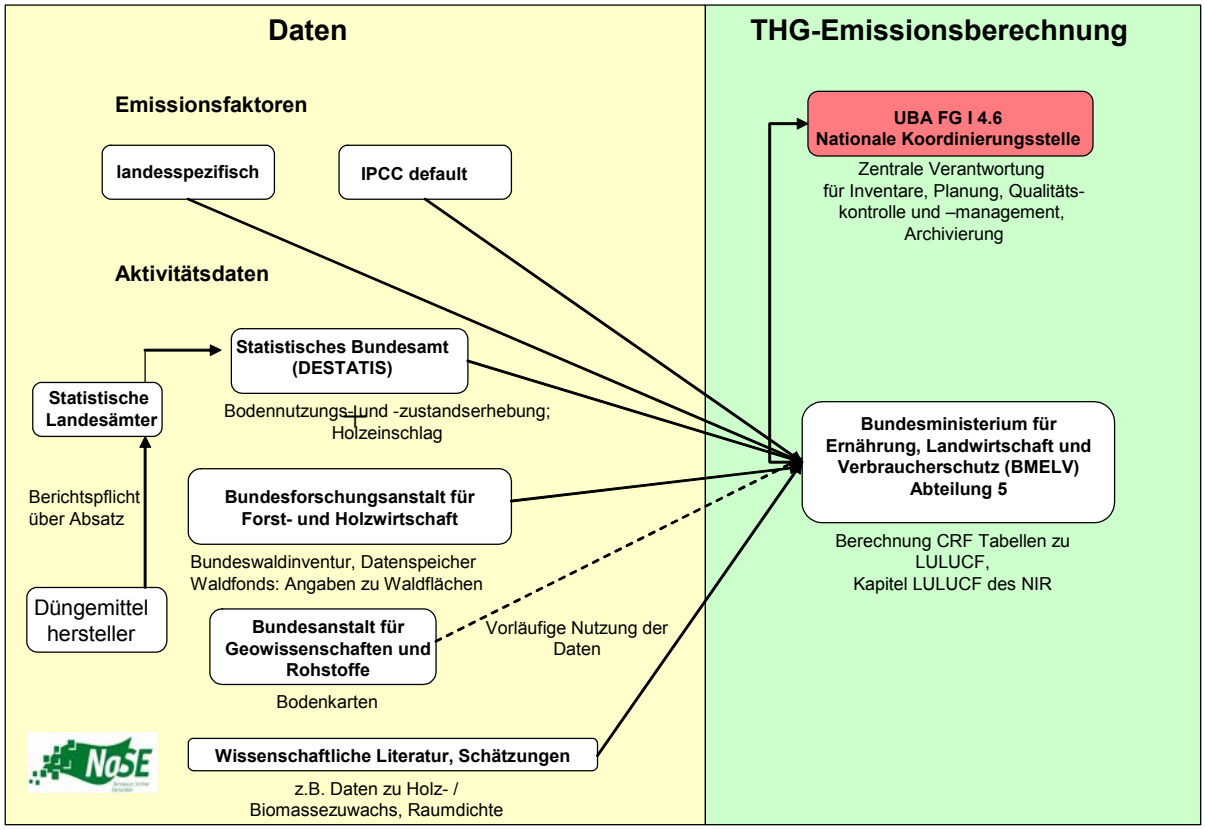
Die Berechnungen der Emissionen für das Kapitel 6 (Landwirtschaft) erfolgen durch die FAL. Zur Berechnung der landwirtschaftlichen Emissionen in Deutschland wurde von BMU und BMELV ein Projekt initiiert, wonach die FAL ein modulares Tabellenkalkulations-Modell (GASeous Emissions, GAS-EM) entwickelte (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



Quelle: ÖKO-INSTITUT, 2004a, verändert

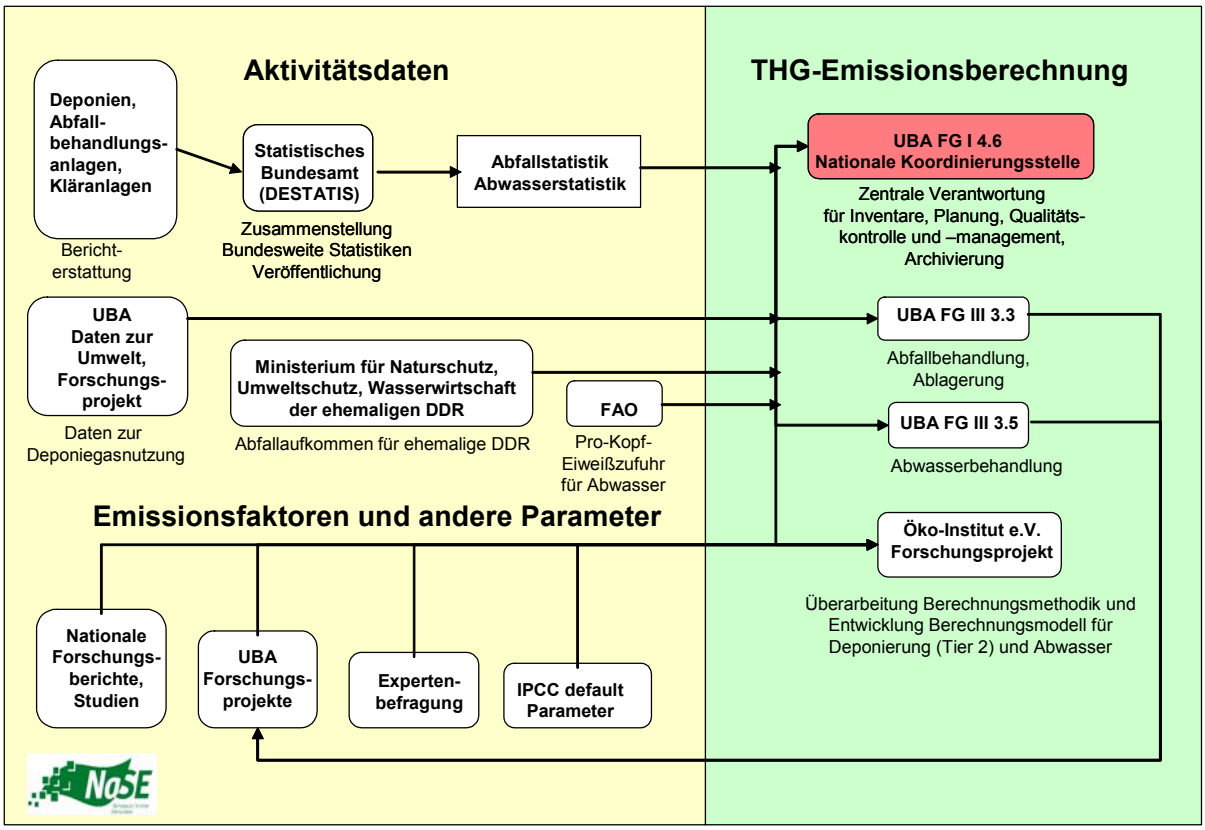
Abbildung 10: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

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 2005 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. Näheres siehe Kapitel 7.1.

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 CO_2 Emissionen und Festlegungen von CO_2 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



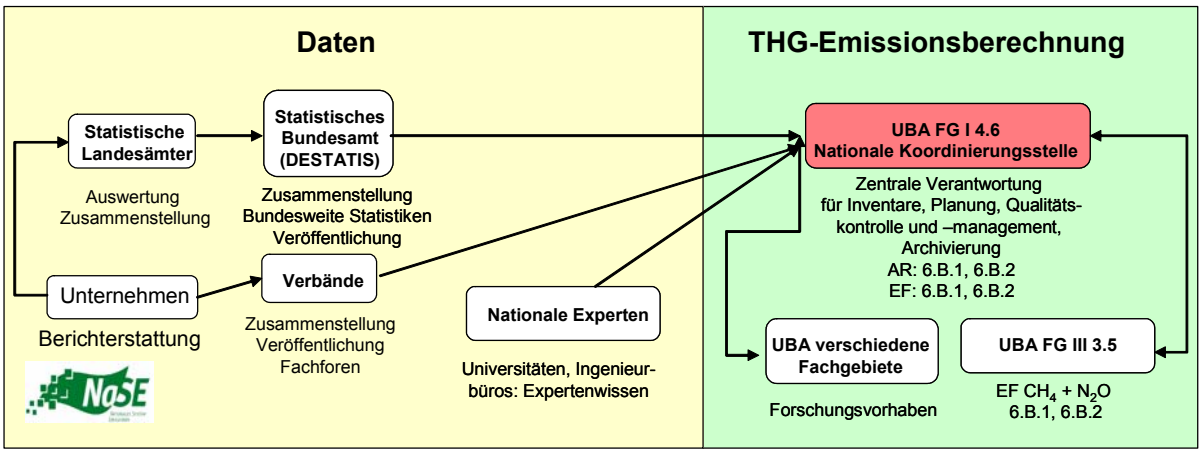
Quelle: ÖKO-INSTITUT, 2004a, verändert

Abbildung 11: 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 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 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.



Quelle: ÖKO-INSTITUT, 2004a, verändert

Abbildung 12: 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 CH_4–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 länderspezifische Methoden (cs – country specific), und je nach Quellgruppe IPCC-*Klassen* für die jeweiligen Berechnungsmethoden (engl. *Tier)*[11].

Mit Ausnahme der CO_2-Emissionen erfolgt die Berechnung der Treibhausgasemissionen durch den Straßenverkehr mit Hilfe des Modells TREMOD, dem ein bottom up Tier 2/3 Ansatz zugrunde liegt. Die Berechnung der CO_2-Emissionen erfolgt in Übereinstimmung mit den Angaben aus der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland mit einem top down Ansatz im Tier 1 Verfahren.

Bei den Industrieprozessen wurden für die Treibhausgase HFKW, FKW, SF_6 in vielen Bereichen detaillierte IPCC Tiers angewendet. Dies war vor allem möglich, weil die

11 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.

Emissionen für diese Treibhausgase im Rahmen eines neuen 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. 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 die Jahre 1990 und 2004) sowie Trend (für 2004 gegenüber 1990) für die deutschen Treibhausgasemissionen angewendet. Erstmalig wurden hierbei nicht nur die Emissionen aus Quellen sondern auch die Einbindung der Treibhausgase in Senken in den Analysen berücksichtigt. In den nachfolgenden Zusammenstellungen (auch im Anhang) werden immer die Ergebnisse der Analysen ohne die Einbeziehung der Senken dargestellt. In allen 3 ohne Senken durchgeführten Analysen vielen in den Levelansätzen jeweils 1 Quellgruppe (1990: 2F – SF6 aus Consumption of Holocarbons and SF6, 2004: 2B1 – CO2 aus der Ammoniakherstellung) bzw. in der Trenduntersuchung 2 Hauptquellgruppen (1A3b – CH4 aus dem Straßenverkehr und 1A3d – Binnenschiffahrt) 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 2004 zurück – sie ergaben sich entweder durch die Levelanalyse 2004 oder die Trendbewertung.

Im Ergebnis wurden für das Jahr 2004 insgesamt 38 der untersuchten 113 Quell- bzw. Senkengruppen als Hauptquelle identifiziert. Nur 21 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. In der Kombination der Ergebnisse beider Analysen ergibt sich, dass insgesamt 97,07 % der Treibhausgasemissionen (ohne LULUCF) des Jahres 2004 – 1018864 Gg CO_2-Equivalentemission – des Jahres 2004 aus den Hauptquellgruppen freigesetzt wurden. Zur Festsetzung dieser Quellgruppen führten zu 89,5 % die Freisetzung von CO_2, zu 4,2 % die Emission von CH_4, zu 5,0 % die Freisetzung von N_2O und nur zu etwa 1,3 % die Emission der F-Gase. Dies entspricht nahezu den Gesamtrelationen des Treibhausgasinventars.

Eine Übersicht der Ergebnisse der Hauptquellgruppenanalyse ist in Kapitel 1.5 zusammengestellt. Detaillierte Darlegungen zur durchgeführten Hauptquellgruppen-Analyse sind im Anhang 1 (Kapitel 12) dieses Berichts zusammengestellt.

Tabelle 4: Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1 Approach (ohne Senken)

IPCC Source Categories	Activity	Emissions Of	Level# 1990	Level# 2004	Trend# 2004
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CO_2	●	●	●
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	N_2O			●
1A1b Petroleum Refining	all fuels	CO_2	●	●	●
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CO_2	●	●	●
1A2a. Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CO_2	●	●	
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CO_2	●	●	●
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2			●
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CH_4			
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CO_2	●	●	●
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2			
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CH_4			●
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CO_2	●	●	●
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	CO_2	●	●	●
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CO_2	●	●	●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CO_2	●		●
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	●	●	●
1B2b Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	●	●	●
2A1 Mineral Products Cement Production		CO_2	●	●	●
2A2 Mineral Products Lime Production		CO_2	●	●	
2B1 Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	●	●	●
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	●	●	●
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	●		●
2B5 Chemical Industry	Other	CO_2	●	●	●
2C1 Metal Production Iron and Steel Production	Steel (integrated production)	CO_2	●	●	●
2C3 Aluminium Production		PFC´s			●
2C4 SF_6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6			●
2E Production of Halocarbons and SF_6	production of HCFC-22	HFC´s			●
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s		●	●
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	●		●
4A1 Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
4A1 Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	●
4D1 Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	●	●	●
4D3 Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	●	●	
5A Forest Land		CO_2			●
5B Cropland		CO_2	●	●	●
5C Grassland		CO_2	●	●	●
6A1 Managed Waste Disposal on Land		CH_4	●	●	●
6B1 Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4			●

#) without Sinks

1.6 Informationen zum Qualitätssicherungs- und -kontrollplan

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.

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“ (Umweltbundesamt, unveröffentlicht 2005) 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).

Zum ersten mal wurde eine systematische Evaluierung aller Inventardaten im Hinblick auf ihre Qualität im Jahr 2002 im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004) durchgeführt, das der Umsetzung der Anforderungen aus den *Good Practice Guidance* bei der Inventarerstellung diente und neben der Erarbeitung des QSE-Handbuchs auch die Bestimmung von Unsicherheiten zur Aufgabe hatte (siehe Kapitel 1.7).

In diesem Rahmen wurde auch ein zentraler Qualitätssicherungs- und -kontrollplan für das deutsche Inventar erarbeitet. Der QK-Plan wurde in seiner Dokumentstruktur mit den Checklisten zur Überprüfung der erfolgreichen Durchführung der Qualitätskontrollen kombiniert, indem in den Checklisten nicht reine Prüfungen abgefragt werden, sondern die Erreichung von vorgegebenen Qualitätszielen (QK-Plan) zu dokumentieren ist.

Diese Checklisten zur Qualitätskontrolle sind von den Teilnehmern des NaSE[12] 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, wobei bisher nur die routinemäßigen QK-Maßnahmen gemäß Tier 1 berücksichtigt wurden.

Aus dem Verbesserungsplan (VP) soll Anfang 2006 erstmals eine Teilmenge in den verbindlichen Inventarplan (IP) überführt werden, der mit verbindlichen Terminen und Zuständigkeiten hinterlegt wird.

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.

1.7 Generelle Unsicherheitenschätzung

Die IPCC Good Practice Guidance 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

[12] 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 Qualitäts-System Emissionsinventare)

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 2005 ist geplant, diese Datengrundlage weiter zu verbessern und die Unsicherheitsangaben für das Treibhausgasinventar zu vervollständigen, um dann dessen Unsicherheit gemäß dem Tier 2 Ansatz berichten zu können. Die Voraussetzungen hierzu werden derzeit geschaffen.

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 datenliefernden Experten der Facheinheiten im UBA sowie externe Einrichtungen geschätzt. Die Tabelle 5 gibt eine Übersicht über die derzeit national vorliegenden Unsicherheiten aus bereits durchgeführten Expertenschätzungen:

Tabelle 5: Durchgeführte Expertenschätzungen zur Erfassung der Unsicherheiten nach Tier 1

CRF	Name	Sub-quellgruppe	AR	EF CO_2	EF CH_4	EF N_2O	EF PFC	Kommentar
1A	Energy - Fuel Combustion Activities	stationäre Quellen	-	2002	2002 1990	2002 1990	NE	vollständige Unsicherheitsangaben bis auf kleine Lücken
1B2	Energy - Fugitive Emissions from Fuels - Oil and Natural Gas		2002 1990	NE	2002 1990	NE	NE	vollständige Unsicherheitsangaben außer Gasverteilnetze
2A1	Industrial Processes - Cement Production		-	2002	NE	NE	NE	
2A2	Industrial Processes - Lime Production		-	2002	NE	NE	NE	
2C1	Industrial Processes - Iron and Steel Production		-	2002 1990	2002 1990	NE	NE	
2C3	Industrial Processes - Aluminium Production		-	2002 1990	NE	NE	2002 1995	

Für die noch nicht bewerteten Quellgruppen wurden als vorläufige Hilfswerte die den „Conservativeness Factors“ des Adjustmentverfahrens unterlegten Unsicherheiten (FCCC/SBSTA/2003/ 10/Add.2) verwendet. Die Ergebnisse der Tier 1 Unsicherheiten-Analyse sind im Anhang 7, Kapitel 18 im Detail dargestellt. Dabei sind die verwendeten Hilfswerte durch den Qualitätsindikator D (default) gekennzeichnet.

Die Darstellung der Ermittlung von Unsicherheiten ist vorläufig und beschränkt sich auf den Tier 1-Ansatz. Anfang 2006 soll eine Bestimmung der Unsicherheiten nach Tier 2 für das deutsche Inventar im Rahmen eines laufenden Auftrages erfolgen. Erst danach kann das Kapitel angepasst und aktualisiert werden.

1.7.1 Vorgehen zur Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1, Kap 6 der GPG

Für die Bestimmung der Unsicherheiten nach Tier 1 wurden Expertenschätzungen entsprechend den Vorgaben in der GPG Kap. 6.2.5 "Expert Judgement" durchgeführt. Die Expertenschätzungen erfolgten leitfadengestützt, unter Zuhilfenahme der aktuellen Zeitreihen im ZSE für die Jahre 1990 sowie 2003 und unter Einbeziehung aller verfügbaren Informationen. Dies beinhaltet folgende Fragen:

- Gibt es vergleichbare Emissionsquellen mit bekannter Unsicherheit (Übertragbarkeit)?
- Wie gut ist der emittierende Prozess verstanden? Wurden alle Quellen berücksichtigt?
- Gibt es physikalische Grenzen für den Emissionsfaktor, z.B. aufgrund der Massenbilanz, der beobachteten Immissionswerte oder anderer Prozessdaten?
- sind die Emissionsdaten konsistent mit den beobachteten Immissionswerten?

Vor der eigentlichen Expertenschätzung ist der Quellgruppenzuschnitt sowie der räumliche und zeitliche Bezug eindeutig fest zulegen. Dies erfolgt durch die Berücksichtigung der aktuellen Zeitreihen im ZSE und der dort hinterlegten Dimensionen der Zeitreihen. Bei der eigentlichen Expertenschätzung werden Intervalle festgelegt. Dabei werden Ober- und Untergrenzen sowie der wahrscheinlichste Wert geschätzt. Anschließend wird diesen Werten eine Verteilung zugeordnet. Dabei bieten sich u.a. die Normal-, die Lognormal- und die Dreiecksverteilung an.

Liegen nur sehr wenige Informationen für eine Quellkategorie vor, werden allein die Extremwerte geschätzt. Diesem Intervall wird dann eine Gleichverteilung der Wahrscheinlichkeiten unterstellt.

Stehen hingegen ausreichende Informationen zur Verfügung, kann die Expertenschätzung auch schrittweise erfolgen.

Die Ergebnisse der Expertenschätzung werden formalisiert erfasst. Dabei werden Begründungen für die Schätzung gegeben und die zugrunde liegenden Informationen dokumentiert.

Die Unsicherheitenanalyse wurde hinsichtlich des Detaillierungsgrades auch auf der Ebene der durchgeführten „Key-Source-Analyse“ vorgenommen.

Zum gegenwärtig Zeitpunkt ist der Bereich LULUCF nicht in die Unsicherheitenanalyse einbezogen.

1.7.2 Ergebnisse der Unsicherheitenschätzung

Nach der für das Jahr 2003 durchgeführten Tier 1 Analyse beträgt die Unsicherheit des Treibhausgasinventares insgesamt +/- 5,6 %. Gleichzeitig wird für die Emissionsentwicklung seit 1990 (Trend) eine Unsicherheit von +/- 4,3 % durch diese Analyse ermittelt.

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 andern 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 emissionsverursachender 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. Verwertungsbegriffe benutzen. Diese generellen Annahmen zu den Unsicherheiten der Aktivitätsraten gelten auch für die thermische Behandlung von Abfällen.

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 quellenspezifische Emissionen und Senken (NO - not occurring),
- in Deutschland nicht geschätzte quellenspezifische Emissionen und Senken, weil sie quantitativ nicht relevant oder weil die notwendigen Daten für eine Schätzung nicht vorhanden sind (NE - not estimated) und
- quellenspezifische 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 (1A2a 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. Bislang konnten die Unstimmigkeiten auch von Fachexperten nicht umfassend geklärt werden. Auswirkungen auf den gesamten Brennstoffeinsatz sowie der Emissionsmenge des Verarbeitenden Gewerbes haben diese Schwierigkeiten jedoch nicht.

Ein hoher Klärungsbedarf besteht insbesondere auch hinsichtlich der Aktivitätsraten im Bereich der Kokereien und Raffinerien für Hochofengas, Gichtgas und Raffineriegas.

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 werden die Quellgruppen 2.A.3 Verwendung von Kalkstein und Dolomit, 2.A.4 Soda Verwendung, 2.A.5 Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung sowie 2.C.2 Produktion von Ferrolegierungen derzeit nicht berechnet. Diese Quellgruppen werden von der IPCC Good Practice Guidance nicht behandelt, da die Emissionen aus diesen Kategorien als gering eingeschätzt werden und die Daten für diese Quellgruppen meist nicht zur Verfügung stehen. Beide Gründe, die das IPCC für die Nichtbehandlung aufführt, treffen auch auf Deutschland zu. Für die Quellgruppe 2.A.3 Kalkstein und Dolomitverwendung ist gerade ein Forschungsprojekt angelaufen, diese Aussage zu prüfen und gegebenenfalls bisher unberücksichtigte Emissionen im Inventar zu implementieren (FKZ 20541217/02).

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 Referentenentwurf 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 und dass die von Deutschland nicht berichtete Geothermie von anderen Ländern als emissionsrelevant berücksichtigt wird. Die Ergebnisse dieser Analyse werden in die Aktivitäten zur Inventarplanung einbezogen werden.

2 TRENDS DER TREIBHAUSGASE

In der folgenden Tabelle 6 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 7 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 17,4 %. Gegenüber dem Vorjahr 2003 sanken die Emissionen um 0,9 %. Dies ist hauptsächlich auf den geringeren Energieverbrauch zur Raumwärmeerzeugung und die durch verstärkte Grubengasnutzung zurückgegangenen Emissionen des Kohlebergbaus zurückzuführen.

In Tabelle 8 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 in den Jahren 1996, 2001 und 2003, ein verstärkter Energieeinsatz zur Erzeugung von Raumwärme erforderlich war, der in diesen Jahren insbesondere die CO_2-Emissionen im Vergleich zum Vorjahr deutlich ansteigen ließ.

Tabelle 6: Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO_2 in Deutschland seit 1990

Emissionen der Treibhausgase und von SO2 in Deutschland 1990 - 2004 [Gg]#)															
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
directly acting Greenhouse gases															
CO_2	1030231	995764	948423	938445	924409	920155	943608	914700	906672	881685	886258	899301	886480	892545	885854
CH_4	4752	4492	4293	4270	4061	3893	3755	3579	3335	3280	3091	2956	2817	2675	2450
N_2O	273	260	263	251	252	251	254	244	202	191	192	195	193	201	207
HFC [1)]	4369	4013	4098	4226	4357	6555	6044	6658	7257	7401	6556	7971	8647	8487	8802
CF_4 [Mg]	357	305	273	252	210	222	213	160	171	135	71	68	76	80	76
C_2F_6 [Mg]	42	38	36	35	31	32	34	32	34	32	25	19	21	23	22
C_3F_8 [Mg]	0	0	0	0	0	1	3	5	8	10	14	15	16	17	19
SF_6 [Mg]	200	214	236	268	280	302	295	289	280	222	213	205	176	180	187
CO_2-equivalent emission	**1226671**	**1182029**	**1131817**	**1118496**	**1100468**	**1095116**	**1116126**	**1080503**	**1054662**	**1023720**	**1023219**	**1035330**	**1019066**	**1024800**	**1015692**
indirectly acting Greenhouse gases															
NO_X [2)]	2884	2651	2495	2385	2236	2140	2057	1985	1948	1925	1865	1773	1684	1616	1566
NMVOC	3585	3043	2776	2520	2247	2100	1974	1913	1842	1714	1513	1421	1320	1212	1234
CO	12095	9891	8562	7768	6844	6409	6086	6038	5646	5290	4994	4699	4437	4314	3668
aerosol precursor															
SO_2	5322	3921	3223	2860	2400	1713	1430	1202	960	779	633	631	591	599	562

#) [Gg], except CF_4, C_2F_6, C_3F_8 und SF_6: [Mg]

1) in CO_2 equivalent emission

2) as NO_2

Tabelle 7: Veränderungen der Emissionen gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls

Emissionsentwicklung in Deutschland gegenüber dem Basisjahr																		
					1991	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	baseyear	**Emission**		**%**	**+/- %**													
directly acting Greenhouse gases																		
CO_2	1990	1021059	[Gg]	100,0	-3,3	-7,9	-8,9	-10,3	-10,7	-8,4	-11,2	-12,0	-14,4	-14,0	-12,7	-14,0	-13,4	-14,0
CH_4	1990	4538	[Gg]	100,0	-5,5	-9,7	-10,1	-14,5	-18,1	-21,0	-24,7	-29,8	-31,0	-35,0	-37,8	-40,7	-43,7	-48,5
N_2O	1990	273	[Gg]	100,0	-5,1	-4,0	-8,2	-7,9	-8,4	-7,0	-10,7	-26,3	-30,2	-29,7	-28,8	-29,5	-26,4	-24,2
HFC [1)]	1995	6555	[Gg]	100,0					0,0	-7,8	1,6	10,7	12,9	0,0	21,6	31,9	29,5	34,3
CF_4	*1995*	*222*	*[Mg]*	100,0					0,0	-4,3	-28,0	-23,1	-39,2	-68,3	-69,4	-66,0	-64,0	-66,0
C_2F_6	*1995*	*32*	*[Mg]*	100,0					0,0	5,1	-0,5	3,8	-2,1	-24,0	-40,2	-35,9	-27,3	-31,3
C_3F_8	*1995*	*1*	*[Mg]*	100,0					0,0	132,2	312,7	551,2	781,9	1147,1	1176,2	1281,6	1382,1	1561,0
SF_6	*1995*	*302*	*[Mg]*	100,0					0,0	-2,4	-4,4	-7,2	-26,5	-29,7	-32,2	-41,8	-40,4	-38,0
CO_2-equivalent emission		**1229963**	**[Gg]**	**100,0**	**-3,9**	**-8,0**	**-9,1**	**-10,5**	**-11,0**	**-9,3**	**-12,2**	**-14,3**	**-16,8**	**-16,8**	**-15,8**	**-17,1**	**-16,7**	**-17,4**
indirectly acting Greenhouse gases																		
NO_X [2)]		2878	[Gg]	100,0	-8,1	-13,5	-17,3	-22,5	-25,8	-28,7	-31,2	-32,5	-33,3	-35,3	-38,5	-41,6	-43,9	-45,7
NMVOC		3633	[Gg]	100,0	-15,1	-22,6	-29,7	-37,3	-41,4	-44,9	-46,6	-48,6	-52,2	-57,8	-60,4	-63,2	-66,2	-65,6
CO		12120	[Gg]	100,0	-18,2	-29,2	-35,8	-43,4	-47,0	-49,7	-50,1	-53,3	-56,3	-58,7	-61,1	-63,3	-64,3	-69,7
aerosol precursor																		
SO_2		5288	[Gg]	100,0	-26,3	-39,4	-46,3	-54,9	-67,8	-73,1	-77,4	-82,0	-85,4	-88,1	-88,1	-88,9	-88,8	-89,4

[1)] in CO_2 equivalent emission
[2)] as NO_2

Tabelle 8: Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr

Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990 (% uale Änderungen gegenüber dem Vorjahr sowie 2004/Basisjahr)																	
	1990		**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2004 / Basisjahr**
directly acting Greenhouse gases																	
CO_2	1030231	[Gg]	-3,3	-4,8	-1,1	-1,5	-0,5	2,5	-3,1	-0,9	-2,8	0,5	1,5	-1,4	0,7	-0,7	-14,0
CH_4	4752	[Gg]	-5,5	-4,4	-0,5	-4,9	-4,1	-3,5	-4,7	-6,8	-1,6	-5,8	-4,4	-4,7	-5,1	-8,4	-48,5
N_2O	273	[Gg]	-5,1	1,2	-4,4	0,4	-0,5	1,5	-4,0	-17,4	-5,3	0,7	1,2	-0,9	4,4	3,0	-24,2
HFC	4369	[Gg]	-8,1	2,1	3,1	3,1	50,4	-7,8	10,2	9,0	2,0	-11,4	21,6	8,5	-1,9	3,7	34,3
CF_4	357	*[Mg]*	-14,5	-10,7	-7,4	-16,9	5,9	-4,3	-24,8	6,9	-21,0	-47,8	-3,7	11,3	5,8	-5,6	-66,0
C_2F_6	42	*[Mg]*	-9,7	-5,5	-3,1	-11,5	5,2	5,1	-5,3	4,3	-5,7	-22,3	-21,4	7,2	13,3	-5,5	-31,3
C_3F_8	0	*[Mg]*	-	-	-	-	-	132,2	77,7	57,8	35,4	41,4	2,3	8,3	7,3	12,1	1561,0
SF_6	200	*[Mg]*	7,0	10,1	13,7	4,5	7,9	-2,4	-2,0	-2,9	-20,8	-4,4	-3,5	-14,2	2,5	4,1	-38,0
CO_2-equivalent emission	1226671	**[Gg]**	-3,6	-4,2	-1,2	-1,6	-0,5	1,9	-3,2	-2,4	-2,9	0,0	1,2	-1,6	0,6	-0,9	-17,4
indirectly acting Greenhouse gases																	
NO_X [1)]	2706	[Gg]	-8,1	-5,9	-4,4	-6,3	-4,3	-3,9	-3,5	-1,9	-1,2	-3,1	-4,9	-5,0	-4,0	-3,1	-45,7
NMVOC	3221	[Gg]	-15,1	-8,8	-9,2	-10,8	-6,5	-6,0	-3,1	-3,7	-7,0	-11,7	-6,1	-7,1	-8,2	1,8	-65,6
CO	11213	[Gg]	-18,2	-13,4	-9,3	-11,9	-6,4	-5,0	-0,8	-6,5	-6,3	-5,6	-5,9	-5,6	-2,8	-15,0	-69,7
aerosol precursor																	
SO_2	5321	[Gg]	-26,3	-17,8	-11,3	-16,1	-28,6	-16,5	-16,0	-20,1	-18,8	-18,8	-0,3	-6,3	1,2	-6,0	-89,4

[1)] as NO_2

2.1 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für aggregierte Treibhausgasemissionen

Bis zum Jahr 2004 konnte die eingangs beschriebene Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Rahmen der EU-Lastenteilung mit einem Rückgang von 17,4 % bereits zu großen Teilen erfüllt werden. Die einzelnen Treibhausgase trugen dabei in unterschiedlichem Maß zu dieser Entwicklung bei (siehe Tabelle 1). 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 deutliche gemindert werden, so sanken die CO_2-Emissionen um 14,0 % und die CH_4- und N_2O-Emissionen um 48,5 % bzw. 24,2 %. 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 86,9 % 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 CO_2-Emissionen an den Gesamttreibhausgasen seit 1990 von 84,0 % auf nahezu 87 % gestiegen (s. Tabelle 2). Die überwiegend durch die landwirtschaftliche Tierhaltung, die Brennstoffverteilung und die Deponieemissionen verursachten Methanemissionen haben 2004 einen Anteil von 5,0 %. Die Distickstoffoxid-Emissionen, die hauptsächlich durch die Landwirtschaft, die Industrieprozesse und den Verkehr freigesetzt werden, tragen zu 6,3 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen so genannten Kyoto- oder F-Gase verursachen insgesamt etwa 1,4 % der Gesamttreibhausgasemissionen. Dieses Verteilungsspektrum der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes hoch industrialisiertes Land.

2.2 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Treibhausgasen

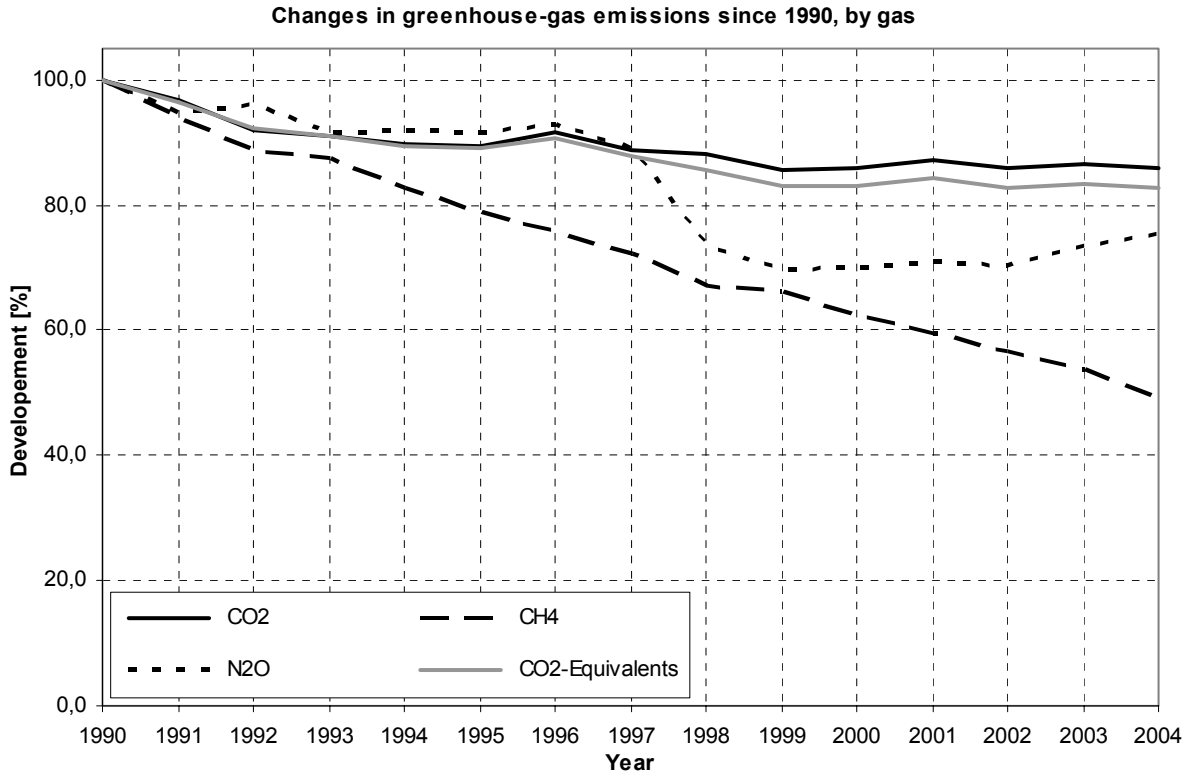


Abbildung 13: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990

In Abbildung 13 wird die relative Entwicklung der Emissionen der einzelnen Treibhausgase seit 1990 dargestellt. Bei der Diskussion ist zu beachten, das hier die Entwicklung jedes dieser Treibhausgase weitgehend durch spezifische Entwicklungen in einer Quellgruppe dominiert wird. Die Minderung der CO_2-Emissionen sind stark mit der Entwicklung im Energiesektor verbunden. Hier führten Brennstoffumstellungen, Wirkungsgrad-verbesserungen durch den Anlagenneubau insbesondere in den neuen Bundesländern und umfangreiche Energiesparmaßnahmen zu einem deutlichen Emissionsrückgang. So sank zum Beispiel die CO_2-Emission durch die öffentliche Strom- und Fernwärmeerzeugung seit 1990 um 10 Mio. t. Dabei änderte sich der eingesetzte Brennstoffmix deutlich – während die Emissionen im Energiesektor durch den Einsatz von festen und flüssigen Brennstoffen um 16 % bzw. 7 % sanken nahmen die durch die Nutzung gasförmiger Brennstoffe verursachten CO_2-Emissionen um 29 % zu. Noch deutlicher wird dies im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher. Hier sanken die Emissionen zwischen 1990 und 2004 um insgesamt über 17 % von 204 Mio. t CO_2 auf rund 169 Mio. t CO_2. Während feste Brennstoffe im Jahr 1990 noch mit einem Anteil von 33 % zu diesen Emissionen beitrugen, sank dieser Anteil bis zum Jahr 2004 deutlich auf 2 %;der Emissionsanteil, der auf gasförmige Brennstoffe entfiel stieg deutlich von 22 % auf 52 %.Vergleichbare Entwicklungen haben sich auch im Verkehrsbereich – hier aber bei insgesamt deutlich steigenden Emissionen vollzogen. Die CO_2-Emissionen stiegen von 162 auf rund 171 Mio. t bei überproportionaler Zunahme des Verbrauchs von Dieselkraftstoff. So wurden im Straßenverkehr 1990 die Emissionen noch zu fast 2/3 durch den Benzinverbrauch verursacht. Im Jahr 2004 hat sich das Verhältnis

zwischen den durch Benzin- (48,3 %) bzw. Dieselverbrauch (51,7 %)verursachten Emissionen erstmalig umgekehrt.

Die N_2O-Emissionen sanken im betrachteten Zeitraum um über 24 %. 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 N_2O (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 bezogen auf 1990 um fast 47 % gemindert. Weiterhin trug der Rückgang des Düngemitteleinsatzes in der Landwirtschaft zur Minderung der Gesamtemissionen bei.

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 48 % 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 anfallendem Grubengases. Die Emissionen sanken in diesem Bereich seit 1990 um über 60 %, allein gegenüber dem Vorjahr um über 20 %. 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.

In Abbildung 14 werden die Emissionsverläufe der sogenannten F-Gase im Zeitraum 1995-2004 dargestellt. Die Emissionen der HFC stiegen vor allem aufgrund des verstärkten Einsatzes als Kältemittel. Emissionsreduzierungen durch den verminderten Einsatz in PU-Montageschäumen wurden dabei kompensiert. Die Emissionsminderungen bei den PFCs wurden hauptsächlich durch Anstrengungen der Hersteller von Primäraluminium und der Halbleiterhersteller erreicht. Der Rückgang bei den SF_6-Emissionen 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 CO_2-Äquivalente gesenkt. Vergleichbares gilt für Schallschutzscheiben, in denen SF_6 bei der Herstllung gegenüber 1995 auf ein Zehntel reduziert wurde. Die heutigen und künftigen Emissionen stammen zu einem Großteil aus der offenen Entsorgung alter Scheiben. Auch bei Anlagen zur Elektrizitätsübertragung sanken die Emissionen deutlich.

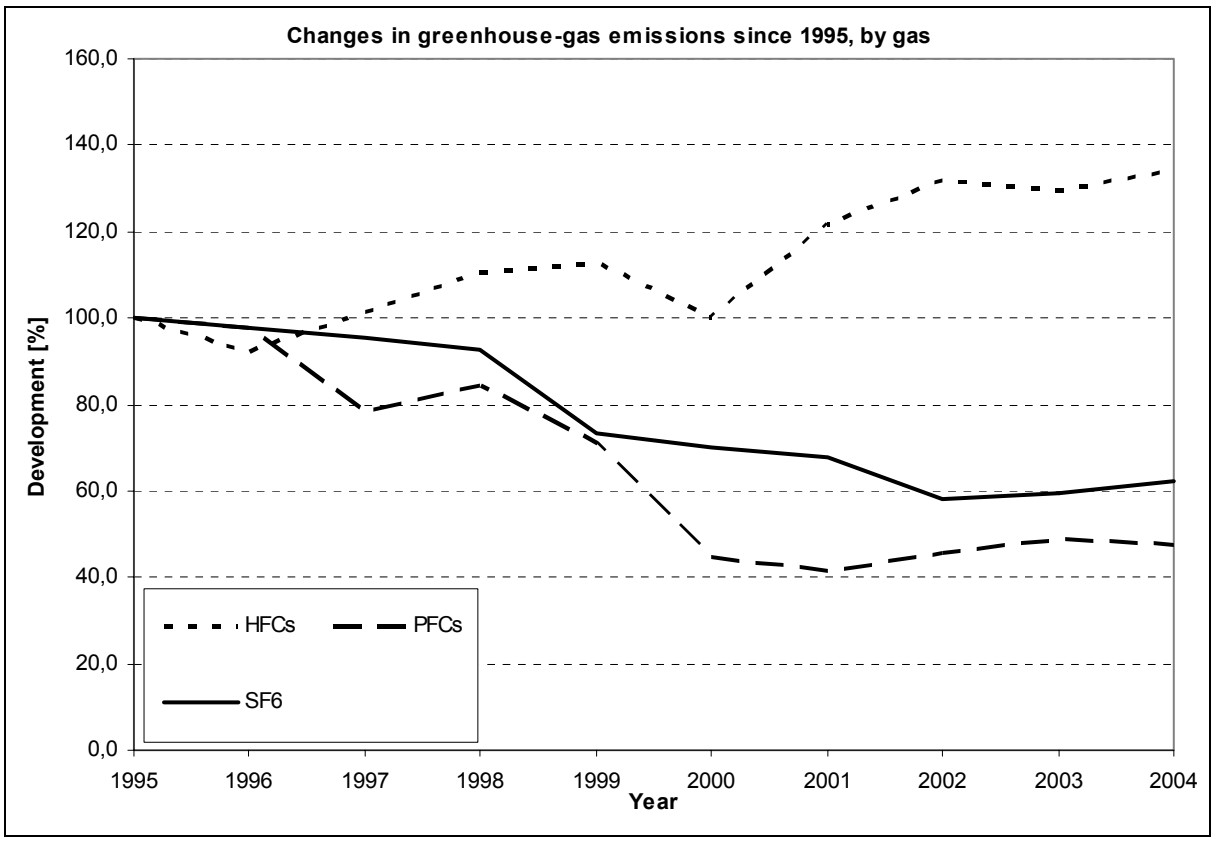


Abbildung 14: Relative Entwicklung der F-Gase gegenüber 1995

2.3 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Quellkategorien

Tabelle 9: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990 nach Quellgruppen

Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990, nach Quellgruppen [%]															
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
Energie	0,0	-3,2	-8,1	-8,8	-11,0	-11,6	-8,9	-12,4	-13,3	-15,5	-15,7	-14,0	-15,3	-14,8	-16,0
Industrieprozesse	0,0	-4,2	-4,1	-7,1	-0,3	1,1	-2,0	0,4	-11,3	-18,4	-15,8	-16,8	-16,7	-14,0	-10,5
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
Landwirtschaft	0,0	-9,7	-12,2	-13,8	-16,6	-14,7	-14,7	-16,1	-15,8	-14,1	-13,9	-14,8	-17,1	-17,4	-18,3
Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft *)	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
Abfall und Abwasser	0,0	-0,2	-1,8	-4,9	-10,0	-15,4	-21,5	-28,5	-35,0	-40,6	-45,8	-50,8	-55,4	-59,9	-63,8

*) Bei dieser Kategorie handelt es sich um eine Nettosenke

Die rückläufigen Emissionen im Energiebereich sind von den verbrennungsbedingten Emissionen her durch die in stationären und mobilen Feuerungsanlagen verursachten CO_2-Emissionen bestimmt (siehe hierzu auch die Ergebnisse der key-category-Analyse). In diesem Bereich können demgegenüber die Emissionen der anderen Treibhausgase vernachlässigt werden. Diese Verhältnisse stellen sich jedoch bei den energiebedingten, aber nichtverbrennungsbedingten Emissionen genau anders herum dar. Hier sind die CO_2-Emissionen zu vernachlässigen, während die Emissionsentwicklung deutlich durch die Verteilung flüssiger und gasförmiger Brennstoffe verursachten CH_4-Emissionen geprägt wird. Insgesamt nahmen die energiebedingten Emissionen aller Treibhausgase seit 1990 um 16,0 % ab. Dies wird bei den verbrennungsbedingten Emissionen durch Brennstoffumstellung, Erhöhung der Energieeffizienz und technischer Wirkungsgrade verursacht, während sich bei den Verteilungsemissionen die verstärkte Grubengasnutzung, die Sanierung der Gasverteilungsnetze sowie die Einführung von Gaspendelungsanlagen bei der Kraftstoffverteilung auswirkt.

Im Bereich der Emissionen aus den Industrieprozessen ist ein relativ konstanter Beitrag der CO_2-Emissionen aus der Kalk- und Zementherstellung und der Eisen- und Stahlindustrie zu verzeichnen. Die Neuzuordnung der Emissionen des Eisen- und Stahlbereiches zu den enrgie- bzw. prozeßbedingten Emissionen hat die Entwicklung dabei jedoch relativiert. Der Trend dieser Quellgruppe mit einer Minderung von nahezu 14 % wird hauptsächlich durch die emissionsmindernden Maßnahmen im Bereich der Adipinsäureproduktion und die damit verbundene deutliche Minderung der N_2O-Emissionen bestimmt. Die Einführung dieser Techniken bei den Produzenten in Deutschland verursachte im Jahr 1997 einen stark mindernden Effekt. Die Emissionen stiegen gegenüber dem Vorjahr durch die gesteigerte Produktion von Zement sowie Eisen und Stahl.

Die Emissionen des Bereiches Lösemittel- und Produktverwendung sind in absoluten Werten nicht sehr hoch. Die Emissionen aus der Narkoseanwendung von N_2O 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 werden im nächsten Kapitel reflektiert.

Die Abnahme der Emissionen aus der Landwirtschaft geht im wesentlichen auf eine Abnahme der Tierbestände zurück. Darüberhinaus wirken sich jedoch auch die rückläufigen Einsatzmengen von mineralischen Düngern emissionsmindernd aus. Gegenüber 1990 sanken sie um über 18 %.

Die Zunahme der Einbindung von Treibhausgasen durch Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft um 26 % geht im Wesentlichen auf eine Abnahme der CO_2-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden und auf eine Zunahme der Waldfläche zurück.

Die deutlichste Emissionsminderung von nahezu 64 % 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 im Bereich der Deponieemissionen verursacht. Die ebenfalls zu dieser Quellgruppe gehörenden Emissionen aus der Abwasserbehandlung treten mengenmäßig deutlich hinter den Deponieemissionen zurück.

2.4 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für indirekte Treibhausgase und SO_2

Die relative Emissionsentwicklung der indirekten Treibhausgase und SO_2 sind grafisch in der Abbildung 15 und in Tabelle 7 jeweils als Zeitreihen seit 1990 dargestellt. In diesem Zeitraum wurden deutliche Erfolge bei der Minderung dieser Schadstoffe erreicht. So gingen die Emissionen von SO_2 um nahezu 90 %, die von CO um fast 70 %, die von den NMVOCs um 64 % und die von NO_X um 6 % zurück.

Die im folgenden aufgeführten Ursachen für diese Entwicklung sind dabei für alle hier betrachteten Komponenten mehr oder weniger 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).

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

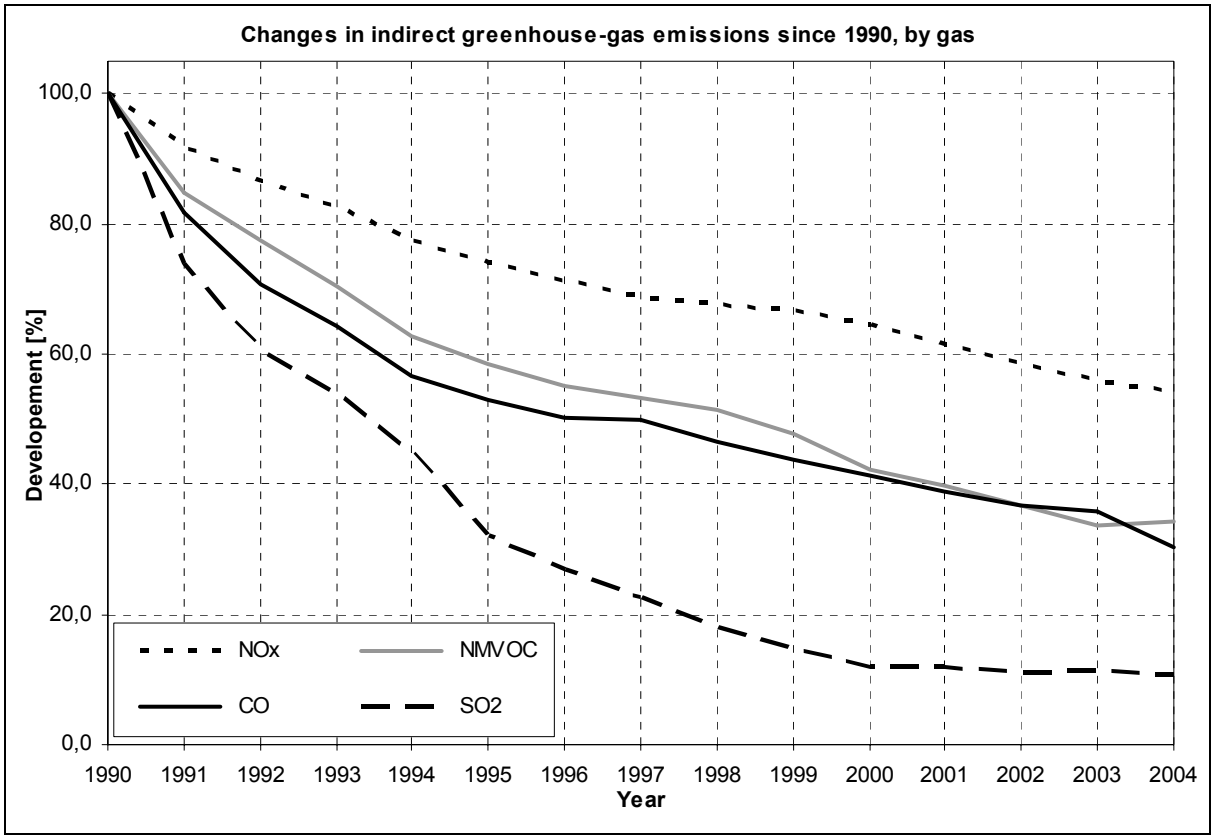


Abbildung 15: Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO_2

3 ENERGIE (CRF SEKTOR 1)

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 (ZIESING et al, 2003). 2004 wurde die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen in einen Verein umgegründet. 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 sowie für Szenarien und Prognosen über die Auswirkung energie- und umweltpolitischer Maßnahmen.

Der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen gehören sechs Energiewirtschafts-Verbände und drei wirtschaftswissenschaftliche Forschungsinstitute an. Ein Mitgliederverzeichnis ist in Kapitel 13.1 wiedergegeben. Weiterführende Informationen bezüglich der AGEB und ihrer Datengrundlage (Kapitel 13.1), des Aufbaus der Energiebilanzen (Kapitel 13.2), der Umbuchung statistischer Differenzen (Kapitel 13.3), der Erstellung vorläufiger Energiebilanzen (Kapitel 13.4), methodischer Aspekte bei der Ermittlung der energiebedingten Aktivitätsraten (Kapitel 13.5) und zu Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (Kapitel 13.6) können dem Anhang 2 (Kapitel 13) entnommen werden.

Die dem Inventar zugrunde gelegten Emissionsfaktoren wurden aus der Liste der CO_2 Emisssionsfaktoren für den deutschen Nationalen Allokationsplan abgeleitet (Siehe Kapitel 13.9).

Die verwendeten Emissionsfaktoren gehen von vollständiger Oxidation des in den Brennstoffen enthaltenen Kohlensoffs aus. Der in den Berechnungen zu verwendende Oxidationsfaktor wird aus diesem Grund 1 gesetzt.

3.1 Verbrennung fossiler Brennstoffe (1.A)

Der Bereich *Verbrennung fossiler Brennstoffe* umfasst die stationären Quellen mit verbrennungsbedingten Emissionen. In der Energiebilanz sind das die Positionen

A: Umwandlungseinsatz

- öffentliche Wärmekraftwerke (Zeile 11 der Energiebilanz in der Struktur ab 1995)
- Industriewärmekraftwerke (Zeile 12)
- Heizkraftwerke (Zeile 15) und
- Fernheizwerke (Zeile 16)

B: Energieverbrauch im Umwandlungsbereich, (Eigenverbrauch)

- Kokereien (Zeile 33)
- Steinkohlenzechen und -brikettfabriken (Zeile 34)
- Braunkohlengruben und -brikettfabriken (Zeile 35)
- Erdöl- und Erdgasgewinnung (Zeile 37)

. Raffinerien (Zeile 38)
. Sonstige Energieerzeuger (Zeile 39)
. Summe des Eigenverbrauchs (Zeile 40)

C: Endenergieverbrauch

. Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (Zeile 60)
. Haushalte (Zeile 66)
. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (Zeile 67)

Zu Inhalt und Abgrenzung dieser Positionen ist folgendes zu erläutern:

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. Unter ***Industriewärmekraftwerken*** sind in der Energiebilanz-Zeile 12 folgende Betreibergruppen zusammengefasst:
   a. Kraftwerke des Steinkohlenbergbaus
   b. Kraftwerke des Braunkohlenbergbaus
   c. Kraftwerke der Mineralölverarbeitung (Raffineriekraftwerke)
   d. Kraftwerke, die Einphasenstrom für die Deutsche Bahn AG erzeugen (das sind bahneigene Anlagen, öffentliche und Industriekraftwerke, die im Auftrag der Deutschen Bahn AG Strom erzeugen). Diese werden ab 2000 unter den Öffentlichen Wärmekraftwerken (Zeile 11) bilanziert, im Inventar werden sie bisher weiter unter 1A2 geführt.
   e. Kraftwerke der Industrie (Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau, verarbeitendes Gewerbe)
3. Für die Heizkraftwerke wird in Zeile 15 der Energiebilanz nur 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. In der Energiebilanz-Zeile 16 wird für die ***Fernheizwerke*** der Brennstoffeinsatz für die öffentliche Fernwärmeversorgung angegeben. Die Anlagen werden häufig zur Spitzenlastdeckung in Fernwärmenetzen verwendet, in denen die Grundlast aus Heizkraftwerken gedeckt wird.
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-Wärmekopplungs-Anlagen, Dampf- und Heißwasserkesseln und Prozessfeuerungen zusammengefasst. Eine Inkonsequenz in der Energiebilanz betrifft die Braunkohlengruben und –brikettfabriken. Der in Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzte Brennstoff zur

Wärmeerzeugung (zur Trocknung der Rohbraunkohle in Braunkohlenbrikettfabriken) ist zusammen mit dem Umwandlungseinsatz (Zeile 10), der allerdings nur stofflich umgewandelt wird, ausgewiesen. Der emissionsverursachende Braunkohleneinsatz wird bei der Datenaufbereitung herausgerechnet.

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.

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, hat das Umweltbundesamt das Modul *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) entwickelt und die Energiebilanz unter Verwendung weiterer Statistiken sowie mit eigenen Rechnungen disaggregiert. So kann das *Fuel Combustion Module*, das in der Energiebilanz in 8 Zeilen zusammengefasst ist, in 88 Zeilen (Tabellen) weiter aufgegliedert werden. Davon entfallen 66 auf den hier betrachteten emissionsverursachenden Brennstoffeinsatz in stationärer Verbrennung.

Bilanz der Emissionsursachen (BEU)
• Sektor, • Anlagenart, • Energieträger, • Immissionsschutzrechtliche Regelung, • Energiebilanzzeile, • (bei Bedarf: regionale Zuordnung), • Zuordnung zum Zentralen System Emissionen (ZSE)
Quellgruppen sind: • öffentliche Wärmekraftwerke, • Steinkohlenbergbau, • Braunkohlenbergbau, • Deutsche Bahn AG, • Mineralölraffinerien, • Fernheizwerke, • übriger Umwandlungsbereich (kann weiter untergliedert werden) • Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe (weitere Untergliederung geplant), • Haushalte, • Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher
Anlagenarten sind: • Dampfturbinenkraftwerke, • Gasturbinenkraftwerke, • Gas- und Dampfturbinenkraftwerke • Motorkraftwerke, • Kesselfeuerungen (ohne Kraftwerkskessel), • Prozessfeuerungen (untergliedert in 15 Prozesse).
Nach Energieträgern: • 21 Energieträger
Nach immissionsschutzrechtlichen Regelungen aufbereitet, wird unterschieden; • 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 16: Merkmale der UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregierung der Energiebilanz

Abbildung 16 zeigt die Merkmale der BEU-Struktur und in Tabelle 10 bis Tabelle 14 ist die BEU-Struktur dargestellt. 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 Krafterzeugung) verbirgt sich die Angabe des Verwendungszwecks. Der „Dateiname“ in der achten Spalte ist ein eindeutiger Bezug zur Datenbank des *Zentralen System Emissionen* (ZSE).

Ziel des BEU-Moduls ist die Bereitstellung einer Datenstruktur, die in die unterschiedlichen Berichtformate der nationalen und internationalen Berichtspflichten überführt werden kann.

Es kann immer von der gleichen Gesamtheit der Daten in unterschiedlicher Anordnung ausgegangen werden. Insbesondere wird auf dieser Ebene nicht differenziert, ob ein Brennstoffeinsatz nur für den Klimaschutz oder nur für den Immissionsschutz bedeutsam ist. Die jeweilige Bedeutung kann aus den Emissionsfaktoren abgelesen werden.

Bisher sind die Zeitreihen vom Jahre 1987 bis 2004 angelegt (für die Jahre 1987 bis 1994 für das frühere Bundesgebiet und die ehemalige DDR bzw. alte und neue Bundesländer, ab 1995 für Deutschland insgesamt). In dieser Darstellung ist die Berechnung von 1991 bis 1994 für die neuen Bundesländer noch nicht abgeschlossen, so dass für diesen Zeitraum für Deutschland noch keine vollständigen Daten zu den Emissionsursachen aus stationären Quellen vorliegen. Die Daten 1999 bis 2004 sind vorläufig.

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 können.

Weiterführende Dokumentationen der Daten zum BEU-Modul sind in Kapitel 13.8 nachzulesen.

Für das Jahr 1990 wurden in einem Forschungsvorhaben die Brennstoffeinsätze für die neuen Bundesländer überarbeitet und dokumentiert (s. Anhang 14.1.1). Dies betrifft die Quellgruppen 1.A.1 und 1.A.2. Die Daten für die neuen Bundesländer für 1990 stützen sich auf die Fortschreibung der letzen verfügbaren DDR-Statistiken aus dem Jahr 1989. Durch diese Überarbeitung enstandene Inkonsistenzen zu den Folgejahren 1991-1994 machen eine Überarbeitung der Aktivitätsraten für 1991-1994 notwendig. Diese wird bis zum Frühjahr 2006 abgeschlossen sein.

Tabelle 10: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen- Öffentliche Versorgung

Nr.	Prozeß, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart[1)]	Wirtschaftsbereich	SWK[2)]	Dateiname	Kommentare, Erläuterungen
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 der Öffentlichen Kraftwerke	11	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGT	
4a	Stromerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Kraftwerke	11	13.BImSchV / TA Luft	GuD	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGUD	
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	
6a	Stromerzeugung aus biogenen Brennstoffen	11	TA Luft / 1. BImSchV		Öffentliche Versorgung	S	OEKWBIO	vorläufig unbesetzt
22	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Kraftwerke	15	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13	
22a	Wärmeerzeugung in GFA öffentlicher Braunkohlekraftwerke (Kassel)	15	13.BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEBKW13	vorläufig unbesetzt
23	Wärmeerzeugung in MVA der öffentlichen Kraftwerke	15	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW17	
25	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Kraftwerke	15	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGT	
25a	Wärmeerzeugung in GuD-Anlagen der öffentlichen Kraftwerke	15	13.BImSchV/TA Luft	GuD	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGuD	
26	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der öffentlichen Kraftwerke	15	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGM	
27	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der öffentlichen Kraftwerke	15	TA Luft	DMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWDM	
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 = Krafterzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 11: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau

Nr.	Prozeß, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart[1)]	Wirtschaftsbereich	SWK[2)]	Dateiname	Kommentare, Erläuterungen
Kohlenbergbau								
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	ZEKW13	
8a	Stromerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke	12	13. BIMSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	GRKW13	
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	Annahme: Erdgas und Heizöl, leicht werden komplett in GTKW eingesetzt. Deshalb bleibt die Datei/Zeile unbesetzt. Vgl. auch Tab. 60
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	
33a	Wärmeerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	W	UEGK13	
38	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	GTKW	Kohlebergbau	W	UEKZGT	Brennstoff vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
40	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	GMKW	Kohlebergbau	W	UEKZGT	Brennstoff vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
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	
43a	Herstellung von Steinkohlenkoks (17. BImSchV)	40	17. BImSchV	PF	Kohlebergbau	W	UEPFKO17	

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 = Krafterzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 12: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke

Nr.	Prozeß, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart[1)]	Wirtschaftsbereich	SWK[2)]	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
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	
14a	Stromerzeugung in GFA der Vereingten Aluminium Werke (VAW), Bonn	12	13. BImSchV	DTKW	Vereinigte Aluminium Werke (VAW)	S	VAW13	
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 der übrigen Industriekraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGT	
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	
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	Wärmeerzeugung in Heizkraftwerken wurde für die Alten Bundesländer vollständig der 13. BImSchV zugeordnet
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	Nicht besetzt, da alle KW die der 13. BImSchV zuzuordnen sind
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 verabeitendes Gewerbe	W	INKWGT	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
52	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und verabeitendes Gewerbe	W	INKWGM	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
53	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der IKW des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	TA Luft	DMKW	Übriger Bergbau und verabeitendes Gewerbe	W	INKWDM	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet

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 = Krafterzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 13: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – Raffinerien, Sonstige Energieerzeuger, Eisenschaffende Industrie

Nr.	Prozeß, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart[1)]	Wirtschaftsbereich	SWK[2)]	Dateiname	Kommentare, Erläuterungen
Raffinerien								
13	Stromerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKR13	
17	Stromerzeugung in Gasturbinen der Raffineriekraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKRGT	
20	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Mineralölverarbeitung	S	UIKRDM	nicht besetzt, Dieselkraftstoff vollständig dem Übrigen Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe (UIKWDM) zugeordnet
34	Wärmeerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKR13	
39	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der Raffineriekraftwerke	40	TA Luft	GTKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKRGT	Brennstoff vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
42	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke	40	TA Luft	DMKW	Mineralölverarbeitung	W	UEKRDM	Ist in UEKZDM Enthalten
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. Umwandlungsber.	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 = Krafterzeugung (Direktantrieb)

Tabelle 14: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen – weitere Tabellen

Nr.	Prozeß, Brennstoff	EB-Zeile	Emissionsschutz-rechtliche Zuordnung	Anlagenart[1)]	Wirtschaftsbereich	SWK[2)]	Dateiname	Kommentare, Erläuterungen
weitere Tabellen der BEU-Struktur								
36a	Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen	33	TA Luft	GT	Gaswirtschaft	K	GVKOMP	
46	Wärmeerzeugung in GFA (Industrie-Kessel) des verarb. Gewerbes und übr. Bergbaus	60	13. BImSchV	Dampf-/Warmwasserkessel	Übriger Bergbau und verabeitendes 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 verabeitendes Gewerbe	W	INDU01P	
53b	Wärmeerzeugung in KFA (Industriekessel) des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes (Heizungsanlagen)	60	1. BImSchV	Dampf-/Warmwasserkessel	Übriger Bergbau und verabeitendes 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-Metallgeißerein	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	Glasherstellung	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	
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	
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	

1) GT = Gasturbinen

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

Tabelle 15: Abkürzungsverzeichnis der Strukturelemente aus der Zentralen Datenbank Emissionen (ZSE) und der Bilanz der Emissionsursachen (BEU)

AW HM DEPONI	Deponierter Hausmüll, Siedlungsabfall
AW KS ABWASS	Klärschlammanfall bei Abwasserbehandlung
AW KS BEHAND	Behandlung von Klärschlamm
AW KS DEPONI	Deponierter Klärschlamm
AW KS LANDWI	Ausgebrachter Klärschlamm (in Landwirtschaft)
AW NE ABWASS	Abwassermenge, N-eleminiert
DBKW13	Stromerzeugung in GFA der DB-Kraftwerke
FEHW13	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Ferneheizwerke
FEHW17	Wärmeerzeugung in MFA der öffentlichen Fernheizwerke
FEHWTA	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der öffentlichen Fernheizwerke
GRKW13	Stromerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke
GRKW17	Stromerzeugung in MVA der Grubenkraftwerke
GV AN E/ EÖG	Erdgasanwendung in HH und KV: Erdgas/ Erdölgas
GV AN SG	Stadtgasanwendung in HH und KV: Kokereien und Stadtgas
GV AU E/ EÖG	Erdgas-, Erdölgasaufbereitung: gesamte Fördermenge
GV AU SG	Stadtgasaufbereitung: Kokereien und Stadtgas
GV EZ HDKUÜ	Erdgas-Hochdruck-Netz aus Kunststoff/ übr.
GV EZ HDS/ DG	Erdgas-Hochdruck-Netz aus Stahl/ Duktylguss
GV EZ MDGG	Erdgas-Mitteldruck-Netz aus Grauguss
GV EZ MDKUÜ	Erdgas-Mitteldruck-Netz aus Kunststoff/ übr.
GV EZ MDS/ DG	Erdgas-Mitteldruck-Netz aus Stahl/ Duktylguss
GV EZ NDGG	Erdgas-Niederdruck-Netz aus Grauguss
GV EZ NDKUÜ	Erdgas-Niederdruck-Netz aus Kunststoff/ übr.
GV EZ NDS/ DG	Erdgas-Niederdruck-Netz aus Stahl/ Duktylguss
GV FÖ BERGW	Stillgelegte Bergwerke: CH4 Schätzung
GV FÖ BK	Braunkohleförderung: gesamte Fördermenge
GV FÖ EG	Erdgasförderung: gesamte Fördermenge
GV FÖ EÖ	Erdölförderung: gesamte Fördermenge
GV FÖ GRUGAS	Grubengas
GV FÖ SK	Steinkohleförderung: gesamte Fördermenge
GV LA SK	Steinkohlelagerung: gesamte Fördermenge
GV SZ HDKUÜ	Stadtgas-Hochdruck-Netz aus Kunststoff/ übr.
GV SZ HDS/ DG	Stadtgas-Hochdruck-Netz aus Stahl/ Duktylguss
GV SZ MDGG	Stadtgas-Mitteldruck-Netz aus Grauguss
GV SZ MDKUÜ	Stadtgas-Mitteldruck-Netz aus Kunststoff/ übr.
GV SZ MDS/ DG	Stadtgas-Mitteldruck-Netz aus Stahl/ Duktylguss
GV SZ NDGG	Stadtgas-Niederdruck-Netz aus Grauguss
GV SZ NDKUÜ	Stadtgas-Niederdrucknetz aus Kunststoff/ übr.
GV SZ NDS/DG	Stadtgas-Niederdrucknetz aus Stahl/ Duktylgus
GV TS E/ EÖG	Erdgasferntransport, -speicherung: Erdgas, Erdölgas
GV VE OK	Verteilung von Otto- Kraftstoff, Verbrauch insgesamt
GVKOMP	Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen
HAUS01	Wärmeerzeugung in KFA der Haushalte
HEKW13	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Kraftwerke
HEKW17	Wärmeerzeugung in MFA der öffentlichen Kraftwerke
HEKWDM	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der öffentlichen Kraftwerke
HEKWGM	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der öffentlichen Kraftwerke
HEKWGT	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Kraftwerke
HEKWTA	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der übr. IKW (nur Einspeisung ins öff. Netz)
INDU01	Wärmeerz. in KFA (Industrie-Kessel) d. übr. Bergbaus u. verarb. Gewerbes (Heizungsanlagen)
INDU01P	Wärmeerzeugung in KFA (Industrie-Kessel) d. übr. Bergbaus. u. verarb. Gew. (Produktionswärme)
INDU13	Wärmeerzeugung in GFA (Industrie-Kessel) des verab. Gew. u. übr. Bergbaus
INDUTA	Wärmeerz. in TA Luft-Anlagen (Industrie-Kessel) des verarb. Gew. u. übr. Bergbaus
INDUTAH	Wärmeerz. In TA Luft-Anlagen (Industrie-Kessel) d. verarb. Gew. u. übr. Bergbaus (Heizungsanlagen)
INDUTAP	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen (Industie-Kessel) d. verarb. Gew. u. übr. Bergbaus (Produktionswärme)
INKW13	Wärmeerzeugung in GFA der IKW d. verarb. Gew. u. übr. Bergbaus
INKW17	Wärmeerzeugung in MVA der IKW d. verarb. Gew. u. übr. Bergbaus
INKWDM	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der IKW d. verarb. Gewerbes. u. übr. Bergbaus
INKWGM	Wärmeerzeugung in Gasmaschienen der IKW d. verarb. Gewerbes u. übr. Bergbaus
INKWGT	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der IKW d. verarb. Gewerbes u. übr. Bergbaus
NKWTA	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der IKW d. verarb. Gewerbes u. übr. Bergbaus
INPFCA	Herstellung von Calciumcarbid (Prozeßfeuerung)
INPFGL	Herstellung von Glas (Prozeßfeuerung)
INPFGU	Herstellung von Eisen-, Stahl und Temperguss (Prozeßfeuerung)
INPFHO	Herstellung von Roheisen (Prozeßfeuerung)
INPFKA	Herstellung von Kalk (Prozeßfeuerung)
INPFNE	Herstellung von Nichteisen-Schwermetallen (Prozeßfeuerung)
INPFSI	Herstellung von Sinter (Prozeßfeuerung)
INPFSM	Herstellung von Siemens-Martin-Stahl (Prozeßfeuerung)
INPFWA	Herstellung von Walzstahl (Prozeßfeuerung)
INPFZE	Herstellung von Zement (Prozeßfeuerung)
INPFZI	Herstellung von Grobkeramik (Prozeßfeuerung)
INPFZU	Herstellung von Zucker (Prozeßfeuerung)
INUEPF	Übrige Prozeßfeuerungen
IP CI ADIPIN	Adipinsäureproduktion
IP CI CAC2	Calciumkarbidproduktion
IP CI DÜNGEM	Düngemittelproduktion
IP CI FERROL	Produktion von Ferrolegierungen
IP CI H2SO4	Schwefelsäureproduktion, chem. Industrie
IP CI HNO3	Salpetersäureproduktion
IP CI N2O	Lachgasproduktion
IP CI NDÜNGE	stickstoffhaltige Düngemittel (Einnährstoffdünger)
IP CI NH3	Ammoniakproduktion: Synthese NH3 ber. auf N
IP CI ORGPRO	Organische Produkte Emissionen
IP CI RUSS	Russproduktion
IP CI SODA	Sodaproduktion ber. auf NA2CO3
IP CI TIO2	Titandioxidproduktion
IP EN BKBR	Braunkohlebrikettierung: Brikettproduktion
IP EN BKSTAU	Braukohlenstaubaufbereitung: Produktion von Staub- und Trockenkohle
IP EN BTTKO	Braunkohletieftemperaturverkokung: Koksproduktion

Tabelle 15: Fortsetzung

IP EN EGABFA	Abfackelung von Erdgas: abgefackelte Menge
IP EN RAFEIN	Raffineriebetrieb: Einsatz von Rohöl und Produkten
IP EN SEG	Entschwefelung von Erdgas: Schwefelproduktion
IP EN SKAU	Steinkohleaufbereitung: gesamte Fördermenge
IP EN SKBR	Steinkohlebrikettierung: Brikettproduktion
IP EN SRAF	Entschwefelung in Raffinerien: Schwefelproduktion
IP ES ELST	Stahlerzeugung: Elektro-Stahl-Produktion
IP ES ESTG	Gießereien: Eisen-, Stahl- und Tempergußproduktion
IP ES OXST	Stahlerzeugung: Aufblas-Stahl-Produktion
IP ES ROHFE	Hochöfen: Roheisenstahlproduktion
IP ES SINTER	Sinteranlagen: Sinterproduktion
IP ES SKKOKS	Kokereien: Steinkohlekoksproduktion
IP ES SMST	Stahlerzeugung: Siemens-Martin-Stahl-Produktion
IP ES THST	Stahlerzeugung: Thomas-Stahl-Produktion
IP ES WALZST	Stahlerzeugung: Walzstahl-Produktion
IP NE BLEI	Bleiproduktion: raff. Blei
IP NE H2SO4	Schwefelsäureproduktion, Metall-Verhüttung
IP NE HÜALU	Aluminiumproduktion: Hüttenaluminium
IP NE KUPFER	Kupferproduktion: Elektrlytkupfer, feuerraff. Kupfer
IP NE UMALU	Aluminiumproduktion: Umschmelzaluminium
IP NE ZINK	Zinkproduktion: Hütten- und Umschmelzzink
IP NE ZNSTG	Feuerverzinkung: verzinktes Stückgut
IP NF SPANPL	Spanplattenproduktion
IP NF ZELLST	Zellstoffaufbereitung: Papierzellstoff (inkl. Edel- und Kunstfaserzellstoff)
IP NG BIER	Bierproduktion
IP NG BROT	Brotproduktion: Verbrauch von Brotgetreidemehl
IP NG SPIRIT	Spirituosenproduktion
IP NG WEIN	Weinproduktion
IP NG ZUCKER	Zuckerproduktion
IP SE BITUMG	Bitumen-Mischgut (Asphalt)-Produktion
IP SE GLAS	Glasherstellung: Hohl-, Flach-, Floatglas
IP SE GROBKE	Grobkeramik: Mauerziegel, Dachziegel, geformte feuerfeste Erzeugnisse
IP SE KALIS	Kalisalzproduktion
IP SE KALK	Kalkbrennen: Kalkstein, Kalkspat, gebr., Dolomitgestein, gebr. o. gesintert
IP SE ÜBSALZ	Übrige Salzproduktion: Stein- und Hüttensalz, Salinensalz
IP SE ZEMENT	Zementwerke: Zementproduktion
IP SE ZEMKLI	Zementwerke: Zementklinkerproduktion
LAWI01	Wärmeerzeugung in KFA der Landwirtschaft und Gärtnereien
LAWITA	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der Landwirtschaft und Gärtnereien
MILI01	Wärmeerzeugung in KFA der militärischen Dienststellen
MILITA	Wärmererzeugung in TA Luft-Anlagen der militärischen Dienststellen
OEBK13	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Rohbraunkohlekraftwerke
OEHBKW13	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Hartbraunkohlekraftwerke
OEKW13	Stromerzeugung in GFA der öffentlichen Kraftwerke
OEKW17	Stromerzeugung in MVA der öffentlichen Kraftwerke
OEKWDM	Stromerzeugung in Dieselmotoren der öffentlichen Kraftwerke
OEKWGM	Stromerzeugung in Gasmaschinen der öffentlichen Kraftwerke
OEKWGT	Stromerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Kraftwerke
PV LM EF+CHR	Entfettung, Chemische Reinigung: Emissionen
PV LM H+ACHP	Herstellung und Anwendung chemischer Produkte: Emissionen
PV LM LACK	Lackierung: Emissionen
PV LM ÜBRLM	Übrige Lösemittelverwendung: Emissionen
PV ÜB N20	Lachgas: Emissionen
PV ÜB NH3SCR	SCR- Anlagen: erstickt
SNAP 10 01 00	Cultures with Fertilisers
SNAP 10 02 00	Cultures without fertilisers
SNAP 10 04 01	Enteric Fermentation (dairy cows)
SNAP 10 04 02	Enteric Fermentation (other cattle)
SNAP 10 04 03	Enteric Fermentation (sheep)
SNAP 10 04 05	Enteric Fermentation (horses)
SNAP 10 04 08	Enteric Fermentation (laying hens)
SNAP 10 04 09	Enteric Fermentation (broilers)
SNAP 10 04 10	Enteric Fermentation (poultry)
SNAP 10 05 00	Manure Management regarding organic compounds
SNAP 10 05 01	Manure Management Dairy Cows
SNAP 10 05 02	Manure Management Other cattle
SNAP 10 05 05	Manure Management Other sheep
SNAP 10 05 06	Manure Management Other horses
SNAP 10 05 07	Manure Management laying hens
SNAP 10 05 08	Manure Management broilers
SNAP 10 05 09	Manure Management other poultry
STEA13	Stromerzeugung in GFA der STEAG
SV BUS KOAB	Konventionelle Busse, Verbrauch Autobahn
SV BUS KOAO	Konventionelle Busse, Verbrauch ausserorts
SV BUS KOIO	Konventionelle Busse, Verbrauch innerorts
SV BUS MTAB	Busse mit Minderungstechnik, Verbrauch Autobahn
SV BUS MTAO	Busse mit Minderungstechnik, Verbrauch ausserorts
SV BUS MTIO	Busse mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
SV LNFD KOAB	Konventionelle leichte Diesel-Nutzfahrzeuge Autobahn
SV LNFD KOAO	Konventionelle leichte Diesel-Nutzfahrzeuge ausserorts
SV LNFD KOIO	Konventionelle leichte Diesel-Nutzfahrzeuge innerorts
SV LNFD MTAB	Leichte Diesel-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik Autobahn
SV LNFD MTAO	Leichte Diesel-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik ausserorts
SV LNFD MTIO	Leichte Diesel-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik innerorts
SV LNFO KOAB	Konventionelle leichte Otto-Nutzfahrzeuge Autobahn
SV LNFO KOAO	Konventionelle leichte Otto-Nutzfahrzeuge ausserorts
SV LNFO KOIO	Konventionelle leichte Otto-Nutzfahrzeuge innerorts
SV LNFO KOVD	Verdunstung: Konventionelle Otto-PKW, Verbrauch innerorts
SV LNFO MTAB	Leichte Otto-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik Autobahn
SV LNFO MTAO	Leichte Otto-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik ausserorts
SV LNFO MTIO	Leichte Otto-Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik innerorts
SV LNFO MTVD	Verdunstung: Otto-LNf mit Minderungstechnik Verbrauch innerorts
SV MOPED VD	Verdunstung: Mopeds, Verbrauch insgesamt
SV MOPED	Mopeds, Verbrauch insgesamt
SV MRAD KOAB	Konventionelle Motorräder, Verbrauch Autobahn
SV MRAD KOAO	Konventionelle Motorräder, Verbrauch ausserorts
SV MRAD KOIO	Konventionelle Motorräder, Verbrauch innerorts
SV MRAD KOVD	Verdunstung Motorräder Verbrauch innerorts
SV MRAD MTAB	Motorräder mit Minderungstechnik Verbrauch Autobahn
SV MRAD MTAO	Motorräder mit Minderungstechnik Verbrauch ausserorts
SV MRAD MTIO	Motorräder mit Minderungstechnik Verbrauch innerorts
SV MRAD MTVD	Verdunstung, Motorräder mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts

Tabelle 15: Fortsetzung

SV MRAD VD	Verdunstung, Motorräder, Verbrauch insgesamt
SV PKWD KOAB	Konventionelle Diesel-PKW Autobahn
SV PKWD KOAO	Konventionelle Diesel-PKW ausserorts
SV PKWD KOIO	Konventionelle Diesel-PKW innerorts
SV PKWD MTAB	Diesel-PKW mit Minderungstechnik Autobahn
SV PKWD MTAO	Diesel-PKW mit Minderungstechnik ausserorts
SV PKWD MTIO	Diesel-PKW mit Minderungstechnik innerorts
SV PKWO KOAB	Konventionelle Otto-PKW Autobahn
SV PKWO KOAO	Konventionelle Otto-PKW ausserorts
SV PKWO KOIO	Konventionelle Otto-PKW innerorts
SV PKWO KOVD	Verdunstung: Konventionelle Otto-PKW, Verbrauch innerorts
SV PKWO MTAB	Otto-PKW mit Minderungstechnik, Autobahn
SV PKWO MTAO	Otto-PKW mit Minderungstechnik, ausserorts
SV PKWO MTIO	Otto-PKW mit Minderungstechnik, innerorts
SV PKWO MTVD	Verdunstung: Otto-PKW mit Minderungstechnik, Verbrauch innerorts
SV SNF KOAB	Konventionelle schwere Nutzfahrzeuge Verbrauch Autobahn
SV SNF KOAO	Konventionelle schwere Nutzfahrzeuge Verbrauch ausserorts
SV SNF KOIO	Konventionelle schwere Nutzfahrzeuge Verbrauch innerorts
SV SNF MTAB	schwere Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik Verbrauch Autobahn
SV SNF MTAO	schwere Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik Verbrauch ausserorts
SV SNF MTIO	schwere Nutzfahrzeuge mit Minderungstechnik Verbrauch innerorts
UEGK13	Wärmeerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke
UEKB13	Wärmeerzeugung in GFA der Kraftwerke des Braunkohlebergbaus
UEKI13	Wärmeerzeugung in GFA der übrigen IKW des Umwandlungsbereichs
UEKITA	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der IKW des Umwandlungsbereichs
UEKR13	Wärmeerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke
UEKRDM	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke
UEKRGT	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der Raffineriekraftwerke
UEKS13	Wärmeerzeugung in GFA der übrigen Kraftwerke des Steinkohlebergbaus
UEKV01	Wärmeerzeugung in KFA der übrigen Kleinverbraucher
UEKVTA	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der übrigen Kleinverbraucher
UEKZDM	Direktantrieb durch Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke
UEKZGM	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der Zechen- und Grubenkraftwerke
UEKZGT	Wärmeerzeugung der Gasturbinen der Zechen- und Grubenkraftwerke
UEPFKO	Raffinerieprozessfeuerungen (GFA)
UEPFRG	Herstellung von Steinkohlenkoks
UEPFRT	Raffinerieprozessfeuerungen (TA Luft-Anlagen)
UEST13	Wärmeerzeugung in GFA der STEAG
UEUEPF	übrige Prozeßfeuerungen (nur neue Bundesländer)
UEUM13	Wärmeerzeugung in GFA (Industrie-Kessel) des übrigen Umwandlungsbereichs
UEUMTA	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen (Industrie-Kessel) des übr. Umwandlungsber.
UEZK13	Wärmeerzeugung in GFA der übrigen Zechenkraftwerke
UIKR13	Stromerzeugung in GFA der Raffineriekraftwerke
UIKRDM	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Raffineriekraftwerke
UIKRGT	Stromerzeugung in Gasturbinen der Raffineriekraftwerke
UIKW13	Stromerzeugung in GFA der übrigen Industriekraftwerke
UIKW17	Stromerzeugung in MVA der übrigen Industriekraftwerke
UIKWDM	Stromerzeugung in Dieselmotoren der übrigen Industriekraftwerke
UIKWGM	Stromerzeugung in Gasmaschinen der übrigen Industriekraftwerke
UIKWGT	Stromerzeugung in Gasturbinen der übrigen Industriekraftwerke
UIKWTA	Stromerzeugung in TA Luft-Anlagen der übrigen Industriekraftwerke
UVBAWI	Bauwirtschaftlicher Verkehr
UVHAUS	Haushalte, mobile Quellen
UVHBFI	Hochseefischerei (international)
UVHBIN	Seeschifffahrt
UVKBFI	Küsten- und Binnenfischerei
UVLAWI	Landwirtschaftlicher Verkehr
UVLUMI	Militärischer Luftverkehr
UVLZIN	Ziviler Luftverkehr (international)
UVLZNA	Ziviler Luftverkehr (national)
UVMILI	Militärischer Verkehr
UVSCHI	Schienenverkehr
UVUEKB	Küsten- und Binnenschifffahrt
ZEKW13	Stromerzeugung in GFA der übrigen Zechenkraftwerke
ZGBK13	Stromerzeugung in GFA der Kraftwerke des Braunkohlebergbaus
ZGKWDM	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke
ZGKWGM	Stromerzeugung in Gasmaschinen der Zechen- und Grubenkraftwerke
ZGKWGT	Stromerzeugung in Gasturbinen der Zechen- und Grubenkraftwerke
ZGSK13	Stromerzeugung in GFA der übrigen Kraftwerke des Steinkohlebergbaus

Die stationären verbrennungsbedingten Aktivitäten der Energie werden aus der BEU in das ZSE übernommen und dort für die einzelnen Quellgruppen gemäß CRF entsprechend aggregiert. Die Daten für den Straßenverkehr stammen überwiegend aus der Datenbank TREMOD.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
All Fuels	l / t	CO_2	26,03 %	30,25 %	steigend
All Fuels	- / t	N_2O	0,29 %	0,18 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 weiter Informationen zu diesen Tabellen.

Die Quellgruppe der öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeversorgung ist für CO_2-Emissionen aus festen, gasförmigen und flüssigen Brennstoffen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend. Die festen Brennstoffe sind zusätzlich für N_2O-Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe.

Die Angaben für die Unsicherheit des CO_2-Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurden vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Expertenmitteilung.

In der öffentlichen Elektrizitätsversorgung ist eine mit fossilen Brennstoffen betriebene Netto-Engpassleistung von rund 67 GW installiert. Davon werden 45 GW mit Stein- und Braunkohle betrieben. Alle Anlagen erzeugten im Jahr 2004 rund 308 TWh elektrische Energie, das sind 58 % der Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung.

Heizkraftwerke tragen zur öffentlichen Versorgung mit einer elektrischen Leistung von 11 GW bei. Ihre Wärmeengpassleistung beträgt 23 GW. Sie erzeugten im Jahr 2003 rund 30 TWh Strom und 491 PJ Fernwärme. Ergänzt wird die Fernwärmeerzeugung durch Fernheizwerke mit einer Wärmeleistung von 22 GW. Sie lieferten knapp 66 PJ an das öffentliche Fernwärmenetz. Die Fernwärme in Fernheizwerken wurde zu 72 % mit Erdgas, 7 % mit Stein- und Braunkohle, 11 % mit Abfallbrennstoffen und 10% aus Mineralölprodukten erzeugt.

Unter der Quellgruppe 1.A.1.a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion sind im ZSE die Fernheizwerke und die Strom- und Wärmeerzeugung der öffentlichen Kraftwerke zusammengefasst.

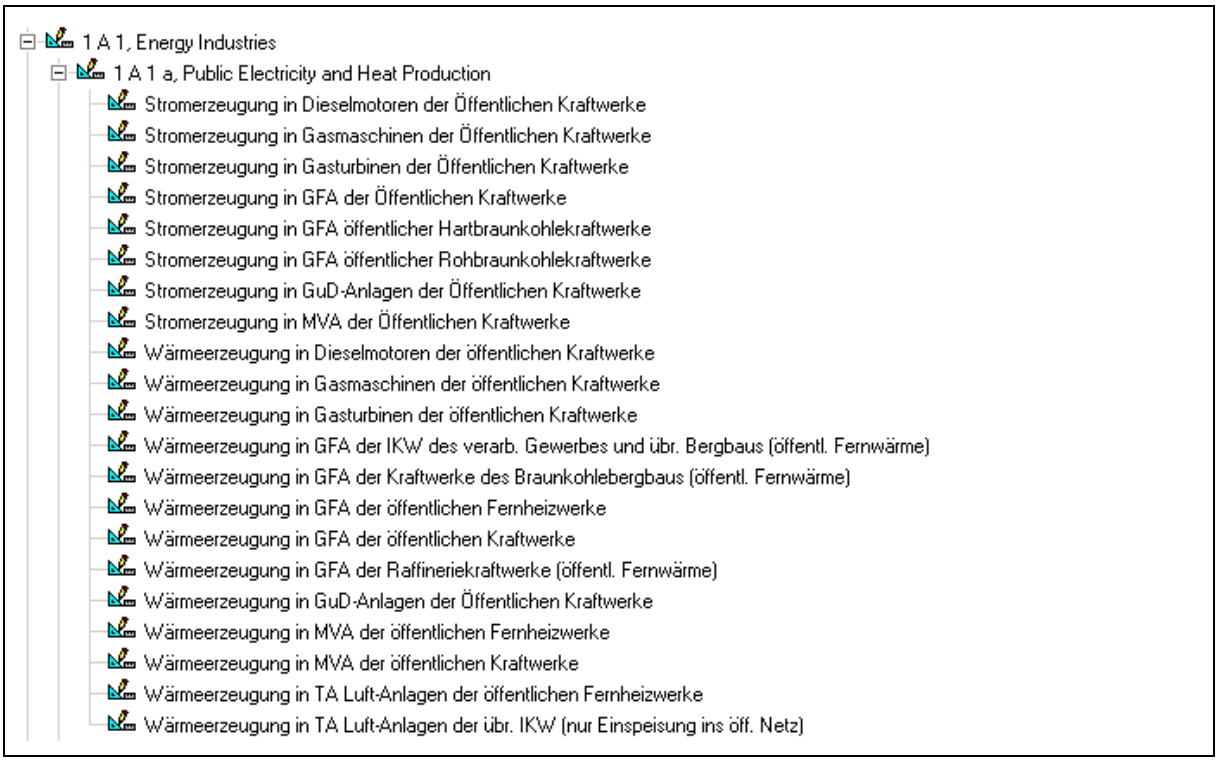


Abbildung 17: Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion

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

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

Der Brennstoffeinsatz in Kraftwerken der öffentlichen Versorgung wird in der Energiebilanz (AGEB, 2003) in den Zeilen 11 (öffentliche Wärmekraftwerke) und 15 (Heizkraftwerke) angegeben, der Brennstoffeinsatz in Fernheizwerken ist in der Zeile 16 dargestellt.

Wie die Brennstoffeinsätze im Modul „*Bilanz der Emissionsursachen*“ (BEU) strukturiert sind, zeigen Tabelle 10 bis Tabelle 14. Mit dieser Struktur kann der Sektor vollständig abgebildet werden. Die Aktivitätsraten wurden für das Jahr 1990 für die Neuen Bundesländer überarbeitet und dokumentiert. Methode und Ergebnisse sind im Anhang 3 (Kap. 14.1.1) beschrieben.

Die Strukturelemente Stromerzeugung und Wärmeerzeugung in Großfeuerungsanlagen der öffentlichen Kraftwerke konnten aufgrund einer verbesserten Datenlage für die alten Bundesländer (1990-1994) überarbeitet werden. Dabei erfolgt eine Aufteilung der Rohbraunkohle nach den entsprechenden Revieren (Rheinland, Hessen und Helmstedt). Die im Revier Bayern abgebaute Menge an Rohbraunkohle ist sehr gering und wird nicht zur öffentlichen Versorgung eingesetzt. Aufgrund der revierspezifischen Zuordnung der Aktivitätsraten erhöht sich die Genauigkeit durch entsprechende CO_2- Emissionsfaktoren, die der je nach Revier unterschiedlichen Zusammensetzung der Rohbraunkohle Rechnung tragen.

Aufgrund neuer statistischer Erkenntnisse können seit 2003 erstmals Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen) gesondert ausgewiesen werden.

Weitere methodische Änderungen ergeben sich durch die Überarbeitung der Strukturelemente Stromerzeugung und Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen der

öffentlichen Kraftwerke sowie der Wärmeerzeugung in Müllverbrennungsanlagen der öffentlichen Fernheizwerke. Im Fall der Energieerzeugung in MVA weichen die Werte der Energiebilanz von denen der Abfallstatistik des Statistischen Bundesamt ab (DESTATIS, FS19 R1), wobei letztere 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 R1) über die Erfassung von Nicht-Energiebilanzzeilen ausgeglichen, wodurch sich insgesamt die Aktivitätsraten für Hausmüll/Siedlungsabfall ab dem Jahr 1990 erhöhen.

Ab dem NIR 2006 wird der fossile und biogene Anteil von Hausmüll/Siedlungsabfall im Verhältnis 50/50 separat ausgegeben.

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 - 2004 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 mitenthalten 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 SO_2, NO_X, CO, NMVOC, Staub und N_2O 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 CH_4 für Gasturbinen und genehmigungsbedürftige Feuerungsanlagen, die unter die TA Luft fallen. Informationen zur Vorgehensweise des Forschungsvorhabens sind im Anhang 3 dargestellt (Kapitel 14.1.2.1)

Für die erstmals ausgewiesenen Gas- und Dampfturbinenanlagen (GuD-Anlagen) wurden die Emissionsfaktoren der Gasturbinen der öffentlichen Kraftwerke unverändert übernommen.

N_2O 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, in den letzten 15 Jahren gezielt untersucht. Daher lagen ausreichend Messdaten vor, die eine systematische Erhebung von N_2O-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben ermöglichten. Die in dem Forschungsvorhaben ermittelten technologischen Emissionsfaktoren sind für Großfeuerungsanlagen in 14.1.2.1 zusammengestellt. Auf ihrer Grundlage wurden die quellgruppenspezifischen Emissionsfaktoren für das ZSE berechnet.

Tabelle 16: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus GFA

Brennstoff / Feuerungstechnologie	**N_2O-Emissionfaktor (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 der folgenden Tabelle niedergelegten Daten aus dem Forschungsvorhaben RENTZ et al (2002) als Grundlage. In eckigen Klammern ist der Median angegeben.

Tabelle 17: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus Anlagen < 50 MW FWL

Brennstoff		**Technologie**	**Leistung**	**Länder**	**N_2O-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

Im Rahmen des Forschungsprojekts Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02) wurden für die Quellgruppe Strom- und Wärmeerzeugung in Öffentlichen Kraftwerken die Daten für die CO_2-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung (REA) ermittelt (Bezug zu 4.1.3). Rauchgasentschwefelungsanlagen haben die Aufgabe, das in den Verbrennungsgasen enthaltene Schwefeldioxid durch chemisch-physikalische Prozesse in weniger schädliche Substanzen umzuwandeln. Kalkstein dient bei der Entschwefelung von Rauchgasen typischerweise als Reagenz. Die Entschwefelungstechnik richtet sich im Wesentlichen nach dem Schwefelgehalt der eingesetzten Brennstoffe und der ökonomischen Verwertbarkeit der anfallenden Reststoffe (Gips). Im Be¬reich der Stromerzeugungsanlagen repräsentiert das Kalkstein-Waschverfahren den Stand der Technik. Gemessen an der installierten Leistung nutzen etwa 87 % der Kraftwerke in Deutschland dieses Verfahren (Rentz et al. 2002b).

Zur Ermittlung der Kalksteineinsatzmengen in Kraftwerken wird der Gipsanfall der Kraftwerke verwendet. Zur stöchiometrischen Berechnung des Kalksteineinsatzes im Kalkstein-Waschverfahren wird die relevante chemische Brutto-Reaktionsgleichung

$CaCO_3 + SO_2 + 1/2O_2+H_2O$ ==> $CaSO_4.2H_2O+CO_2$

für das Verfahren zugrunde gelegt (vollständige Umsetzung). Die auf diese Art rechnerisch ermittelte Ein¬satzmenge von Kalkstein wurde mit einem anderen Ermittlungsverfahren verglichen. Die Kalksteineinsatzmenge lässt sich auch aus den Angaben zum Schwefelgehalt der in Kraftwerken eingesetzten Brennstoffe und resultierenden Schwefeldioxid-Emissionen nach o.g. Reaktionsgleichung ableiten. Werden von den rechnerisch ermittelten Emissionen die tatsächlichen SO_2-Emissionen aus den Ergebnissen der Umweltberichterstattung abgezogen, lässt sich der Entschwefelungsgrad durch REA ableiten und in einen Kalksteineinsatz umrechnen. Auch diese Methodik zeigt im Trend die gleiche Entwicklung: Die Kalksteineinsätze nehmen in der Zeitreihe drastisch zu, das entspricht dem zunehmenden Ausstattungsgrad der Kraftwerke mit effizienten Rauchgas-entschwefe¬lungstechnologien in den 90er Jahren.

Wegen der verschiedenen Berechnungsverfahren und noch ausstehender fachlicher Klärungen wurde für die Inventarergänzung die Übernahme der konservativsten Projektdaten ausgewählt. Dabei lag die höchste ermittelte Menge an Kalkstein für die REA im Basisjahr bei 2,1 Mio. Tonnen Kalkstein. Der belastbarste Wert für das Jahr 2004 lag bei 4,0 Mio. Tonnen Kalkstein. Weil zum gegenwärtigen Projektstand für diesen konservativen Ansatz keine konsistente Zeitreihe erzeugt werden kann, wurde zwischen den Eckdaten linear interpoliert und der stöchiometrische Kalkstein-Emissionsfaktor (identisch mit dem IPCC-Default-Wert) zur Emissionsberechnung angewendet. Daraus ergeben sich folgende CO_2-Emissionen:

Tabelle 18: CO_2-Emissionen aus der Rauchgasentschwefelung in Öffentlichen Kraftwerken

Struktur element	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Gg]														
REA (CaCO3) in öffentlichen Kraftwerken	932	991	1.051	1.110	1.170	1.229	1.288	1.348	1.407	1.467	1.526	1.585	1.645	1.704	1.764

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02)

Diese CO_2-Emissionen wurden im Inventar den Emissionen aus dem Einsatz fester Brennstoffe zugeordnet, weil hier die Ursache für die REA und die CO_2-Emissionen liegen.

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

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

Erstmals wurden auch für die Aktivitätsraten Unsicherheiten bestimmt (Forschungsvorhaben 20441132, UBA). Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten im Anhang 2, Kapitel 13.7 beschrieben.

Aus der Überarbeitung der Energiedaten der neuen Bundesländer für das Basisjahr 1990 ergeben sich teilweise Inkonsistenzen in den Zeitreihen der Folgejahre 1991-1994. Weitere Aspekte der Zeitreihenkonsistenz zu den Energiedaten werden in Kapitel 13.6 behandelt.

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 Aktivitätsrate zum Kalksteineinsatz in REA ist momentan noch mit einer hohen Unsicherheit verbunden.

3.1.1.3.1 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren

Die Unsicherheit von Emissionsdaten beruht auf mehreren Ursachen. Dies sind die *Genauigkeit*, d.h. 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 N_2O

Die Einzelbewertungen der Unsicherheiten der N_2O-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 CH_4

Feuerungsanlagen unterliegen hinsichtlich der CH_4–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 CH_4-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 übernommen. Eine Überprüfung und Übernahme der übrigen Vorschläge des Vorhabens steht noch aus (vergleiche Kapitel 3.1.1.4). 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 N_2O - von einer uniformen Verteilung der Unsicherheiten ausgegangen.

3.1.1.3.4 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren für N_2O 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 2004 bei den meisten dieser Emissionsfaktoren keine Veränderungen. Lediglich beim Einsatz von Gasturbinen (Erdgas, leichtes Heizöl) wurde eine leichte Abnahme bei den N_2O-Emissionsfaktoren prognostiziert. Dies ist auf einen Mitnahmeeffekt, der bei neueren Gasturbinen zur Erzielung eines höheren Wirkungsgrades vorliegenden höheren mittleren Gasturbineneintrittstemperaturen, zurückzuführen. Auf die Höhe der N_2O-Gesamtemissionen im betrachteten CRF-Bereich haben diese Änderungen jedoch keinen signifikanten Einfluss.

Die Zeitreihen für N_2O zwischen 1995 und 2004 wurden vor diesem Hintergrund geprüft und insgesamt als konsistent bewertet. Die Zeitreihen der CH_4-Emissionsfaktoren für die Jahre 1995 bis 2004 wurden ebenfalls geprüft und als in sich konsistent bewertet.

Für den Zeitraum von 1990 bis 1994 steht eine quellenspezifische Überprüfung der N_2O- und der CH_4- Emissionsfaktoren im Hinblick auf Konsistenz mit den Werten ab 1995 noch aus. Diese Prüfung wird gegenwärtig im Rahmen eines in Kapitel 3.1.1.4 erläuterten Forschungsvorhabens und unter Beachtung der Ergebnisse der Qualitätssicherungsmaßnahmen aus Kapitel 3.1.1.3.2 vollzogen. Die Übernahme von geänderten Werten in das Inventar soll sobald wie möglich erfolgen.

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

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

Da die Inventare grundsätzlich auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland (AGEB, 2003) aufbauen, deren System zur Sicherung der Qualität zur Zeit nicht bekannt ist, erfolgt die Qualitätssicherung, -kontrolle und Verifizierung für die Energieeinsätze durch die Prüfung der Energiebilanz auf Vollständigkeit und Plausibilität. In der Folge ergeben sich Umbuchungen von Brennstoffeinsatzmengen innerhalb der Energiebilanz sowie Ergänzungen von Energieeinsätzen, die nicht in der Energiebilanz ausgewiesen sind, wie beispielsweise der Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (vgl. Kapitel 13.3, 13.5.1, 13.5.2, 13.6.1, 13.8, 3.1.12).

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 71) dargestellt. Ihre Ergebnisse wurden im NIR 2005 berichtet. Im abgelaufenen Jahr wurde die Korrektur der N_2O-Emissionsfaktoren für steinkohlegefeuerte Kraftwerke der öffentlichen Versorgung - siehe NIR 2005, Kap. 3.1.1.3.4 - mit der bis dato noch ausstehenden Interpolation für die Jahre 1996 bis 1999 und 2001 bis 2010 abgeschlossen. Damit ist der im Synthesis and Assessment Report 2004 Teil II festgestellte „Ausreißer“ behoben. Darüberhinaus erfolgten einige weitere Maßnahmen zur Qualitätssicherung; dazu gehört der Lückenschluß bei Industriekraftwerken, soweit diese einen Teil ihrer nutzbaren Wärme an die öffentliche Fernwärmeversorgung abgeben. Ferner wurden einzelne Werte für die Jahre 2001 und 2002 korrigiert; diese schrieben bisher irrtümlich ihren Wert für das Jahr 2000 fort; jetzt erfolgt, wie bereits für alle anderen Zeitreihen, ihre Bestimmung durch lineare Interpolation zwischen den Werten für 2000 und den Projektionswerten für 2010. (Vergleiche Kapitel 3.1.1.2)

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

Quellenspezifische Rückrechnungen für die Energiedaten sind aufgrund von Datenaktualisierungen in der Energiebilanz sowie aufgrund von Methodenverbesserungen durchgeführt worden. Die Methodenverbesserungen erfolgten in enger Verzahnung mit der im Überprüfungsbericht für das Jahr 2003 (FCCC, 2003: S. 3, Anstrich 8) geforderten Methodendokumentation im Energiesektor, die mit Vorlage des NIR 2004 deutlich verbessert, jedoch noch nicht abgeschlossen werden konnte. Eine Dokumentation von Rückrechnungen wird erst auf der Basis dieser Methodendokumentation erfolgen können, also mit der Berichterstattung 2007.

Mit den Emissionen von N_2O und CH_4 sind für die in Kap. 3.1.1.4 beschriebenen (Korrekturen von Emissionsfaktoren und Lückenschlüsse) die entsprechenden Rückrechnungen ausgeführt worden.

CO_2-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz in REA werden erstmals berichtet.

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

Im Bereich der Modellierung der Aktivitätsraten sind folgende Verbesserungen vorgesehen:

- Für das Berichtsjahr 2004 wurden in die Energieeinsätze zur öffentlichen Strom- und Wärmeerzeugung in GuD-Anlagen und Gasmaschinen aus Erdgas. Deponiegas, Klärgas und leichtem Heizöl nach einer neuen Methode unter Nutzung von Daten des Statistischen Bundesamtes modelliert (Forschungsvorhaben 204 41 132, UBA, in vorbereitung]. In der Systematik der Energiebilanz betrifft dies die Einträge für leichtes Heizöl, Erdgas und „Müll, sonstige Biomassen" in den EBZ 11 und 15. Somit sind über die Querabhängigkeiten die entsprechenden Zeitreihen der Strukturelemente OEKW13, OEKW17, OEKWGUD, OEKWGM, HEKW13, HEKW17, HEKWGUD und HEKWGM (vgl. Tabelle 10) betroffen. Für diese Zeitreihen muss noch eine Rekalkulation durchgeführt werden.
- Es ist geplant, die Brennstoffeinsätze der Rohbraunkohle, in den öffentlichen Braunkohlekraftwerken, auch nach 1994 revierbezogen aufzuteilen, um bisherige Inkonsistenzen in den Zeitreihen zu korrigieren.
- Der Bereich der Energiedaten in den neuen Bundesländern für die Jahre 1991-1994 soll überarbeitet werden. Dadurch können Inkonsistenzen in den Zeitreihen ausgeglichen werden.

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erwähnt, wird gegenwärtig ein Forschungsvorhaben ausgeführt, in dem unter anderem die Zeitreihenkonsistenz der N_2O- und der CH_4- Emissionsfaktoren für den Zeitraum 1990 bis 1994 mit dem Zeitraum ab 1995 überprüft und gegebenenfalls Änderungsvorschläge für die Emissionsfaktoren für den Zeitraum 1990-1994 vorlegt werden sollen. Darüber hinaus wird eine Verbesserung der Datenbasis für Methan-Emissionsfaktoren angestrebt.

Einen weiteren Schwerpunkt des Vorhabens bildet die Überprüfung der vom DFIU ermittelten Emissionsfaktoren für das Jahr 2000 sowie der Projektionswerte für das Jahr 2010. Ziel ist es, den zeitlichen Verlauf der tatsächlichen sich im Anlagenpark vollziehenden Anlagenerneuerung sowie der Anpassung der Anlagen an verschärfte Anforderungen zur Emissionsbegrenzung methodisch besser abbilden zu können. Die Arbeiten an dem Forschungsfolgevorhaben haben im Sommer 2004 begonnen; sie sind gegenwärtig noch nicht abgeschlossen, so dass eine Verwertung von Ergebnissen erst ab dem Jahr 2006 möglich sein wird.

Längerfristig ist vorgesehen, das N_2O- und CH_4-Emissionsverhalten von Gasturbinen durch Messungen und/oder durch systematische Untersuchungen genauer als bisher zu bestimmen. Anlass hierfür bieten nicht nur die in den Kapiteln 3.1.1.2 und 3.1.1.3.2 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 den Klimaschutzmaßnahmen des Bundes (insbes. GuD-Anlagen, Kraft-Wärme-Kopplung). Ein Beginn dieser Verbesserungs-maßnahme steht noch nicht fest.

Die Berechnungen aus dem Projekt Kalksteinbilanz werden bis zur Berichterstattung 2007 einer fachlichen Prüfung unterzogen.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
All Fuels	l / t	CO_2	1,54 %	1,85 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 oben angegebenen Werte gelten für Raffineriekraftwerke (Teil der Quellgruppe 1.A.1.b).

Die Quellgruppe der Mineralölraffinerien ist im Bereich CO_2-Emissionen aus flüssigen Brennstoffen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend, für CO_2-Emissionen aus festen Brennstoffen nach dem Trend.

Die Angaben für die Unsicherheit des CO_2-Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurden vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Mitteilung.

Die Rohöldestillationskapazität der deutschen Mineralölraffinerien betrug im Jahr 2004 rund 116 Mt. In diesem Zeitraum werden 112 Mt Rohöl und außerdem 11 Mt Zwischenprodukte zur Weiterverarbeitung eingesetzt. Die Erzeugung an Mineralölprodukten betrug insgesamt 120 Mt, davon entfielen 61 Mt auf Kraftstoffe, 30 Mt auf Heizöle, 10 Mt auf Naphtha und 19 Mt auf andere Produkte.

Die Raffinerien betreiben Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von etwa 0,9 GW. Diese Kraftwerke erzeugten im Jahr 2004 6 TWh an elektrischer Arbeit und koppelten Prozesswärme zu Produktionszwecken aus.

Der Quellgruppe 1.A.1.b Raffinerien sind im ZSE die Raffinerieprozessfeuerungen, sowie die Strom- und Wärmeerzeugung der Raffineriekraftwerke untergeordnet.

Abbildung 18: Strukturzuordnung 1.A.1b Raffinerien

3.1.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1b)

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

Für die *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) wurde der Brennstoffeinsatz der Raffineriekraftwerke aus den Angaben der Energiebilanz (AGEB, 2003: Zeile 12)

herausgerechnet und der Brennstoffeinsatz für die Kraftwerke zur Wärmeerzeugung und für die Prozessfeuerung, die beide gemeinsam in Zeile 38 ausgewiesen sind, getrennt. Die Anlagenstruktur im Modell BEU zeigt Tabelle 13 (Raffinerien).

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

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 N_2O und CH_4 gewählt, die auch für Raffineriekraftwerke angesetzt werden.

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

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten für die Emissionsfaktoren ist in den Kapiteln 0 und 0 beschrieben.

Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten für die Aktivitätsraten ist im Anhang 2, Kapitel 13.7 beschrieben,.

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 der Ermittlung der Unsicherheiten sind in Kapitel 3.1.1.3.3 beschrieben.

3.1.2.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse der Ermittlung der Zeitreihenkonsistenz sind in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben.

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

Die Brennstoffeinsätze für die Neuen Bundesländer 1990 wurden überarbeitet. Eine Beschreibung findet sich im Anhang 14.1.1.

Die Ergebnisse der generellen Vorgehensweise bei der quellenspezifischen Qualitätssicherung / -kontrolle und Verifizierung sind in Kapitel 3.1.1.3.2 beschrieben. Im abgelaufenen Jahr erfolgten lediglich einige kleinere Maßnahmen zur Qualitätssicherung; dazu gehört die Korrektur einzelner Werte für die Jahre 2001 und 2002; diese schrieben bisher irrtümlich ihren Wert für das Jahr 2000 fort; jetzt erfolgt, wie bereits für alle anderen Zeitreihen, ihre Bestimmung durch lineare Interpolation zwischen den Werten für 2000 und den Projektionswerten für 2010. (Vergleiche Kapitel 3.1.1.2)

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

Für die Emissionen von N_2O und CH_4 sind für die in Kap. 3.1.2.4 beschriebenen aktuellen Maßnahmen (Korrekturen von Emissionsfaktoren) die entsprechenden Rückrechnungen ausgeführt worden.

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

Die im Kapitel 3.1.1.4 beschriebenen Planungen sollen auch die Datenlage für Mineralölraffinerien adäquat verbessern. Das bereits angelaufene und in demselben Kapitel beschriebene Forschungsvorhaben soll zusätzlich das Emissionsverhalten der Prozesswärme bereitstellenden Unterfeuerungen in Raffinerien ermitteln.

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

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
All Fuels	l / t	CO_2	4,54 %	1,86 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 1.A.1.c ist nach der CO_2-Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

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 CO_2-Emissionsfaktors und deren statistische Verteilungsfunktion wurden vom Umweltbundesamt geschätzt. Die Zahlenwerte stützen sich auch auf eine persönliche Mitteilung.

Diesem Bereich werden der Stein- und Braunkohlenbergbau sowie die Kokereien und Brikettfabriken zugerechnet, außerdem die Gewinnung von Rohöl und Erdgas. Für den deutschen Steinkohlenbergbau ergab sich in 2003 eine verwertbare Förderung von 25,9 Mt Steinkohle. Die Kokserzeugung betrug im gleichen Zeitraum ca. 7,8 Mt (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2004)[13]. Die Herstellung von Steinkohlenbriketts und anderen Kohlenwertstoffen betrug zusammen weniger als 1 Mt. Dem Steinkohlenbergbau zuzurechnen ist eine elektrische Kraftwerksleistung von weniger als 3 GW mit einer Feuerungswärmeleistung von 7 GW. Die Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung ist gering.

Im Jahr 2004 wurden in Deutschland 181,9 Mt Rohbraunkohle gefördert. Die Herstellung von Braunkohlenbriketts und anderen Braunkohlenprodukten betrug ca. 5 Mt (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2005). Insbesondere zur Herstellung dieser Produkte betreibt der Braunkohlenbergbau Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 0,5 GW und einer Feuerungswärmeleistung von 2 GW. Aus diesen Anlagen wird Dampf zur Trocknung der Rohbraunkohle für die Herstellung der Braunkohlenprodukte ausgekoppelt.

[13] S. 50, Zahlenübersicht 45, Zeile Koksproduktion

Die deutsche Förderung von Erdöl betrug im Jahr 1998 knapp 3 Mt und die Erdgasförderung erreichte knapp 20.000 Mm³ (H_u = 31 736 kJ/m³). 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 (STEAG, übrige Zechenkraftwerke) und Braunkohlenbergbau (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.

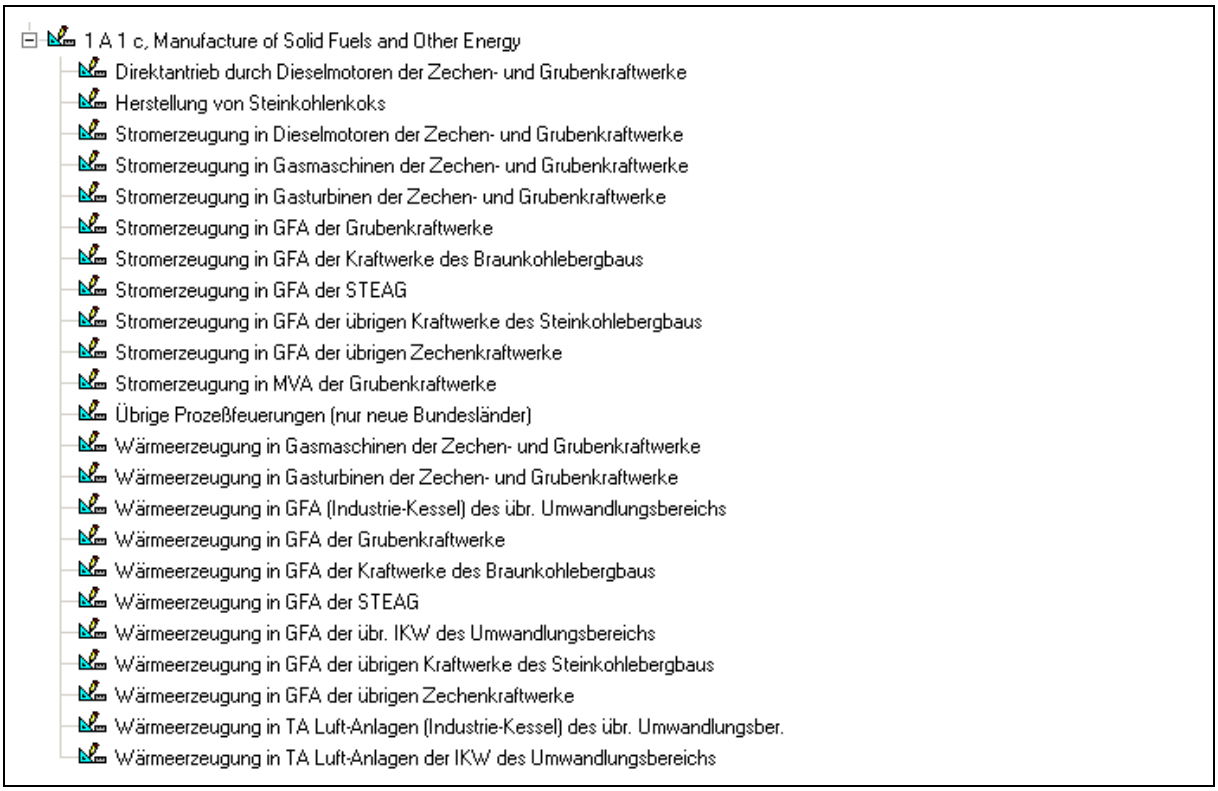


Abbildung 19: Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien

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

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

Die Datenstruktur für den Stein- und Braunkohlenbergbau in der *Bilanz der Emissionsursachen* zeigt die Tabelle 11.

Die Struktur der Erdölförderung in der BEU ist in Tabelle 13 wiedergeben.

Als Quelle für die Produktionsangaben wurde die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (für die Jahre 1990-1999 AGEB, 2003: 3.1, Zeile 21), die STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2004) und die Statistik des produzierenden Gewerbes (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004: Produktion im Produzierenden Gewerbe; Melde-Nr. 2310 10 330+350) herangezogen. Quelle für die Brennstoffeinsätze ist die Energiebilanz für die

Bundesrepublik Deutschland (3.2 Joule), AGEB, 2003: Zeile 33). Als sonstige Quelle wurde Fichtner Beratende Ingenieure (FICHTNER, 1982) herangezogen.

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

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen mit Raumbezug Deutschland ab 1995.

Der Energieverbrauch bei der Steinkohleverkokung kann nicht unmittelbar der Energiebilanz (AGEB, 2003: Zeile 33, Eigenverbrauch der Kokereien) entnommen werden, da dieser nur eine Teilmenge der betreffenden Energiebilanzzeile ist. Zur Ermittlung der Aktivitätsraten wurde daher der Weg über spezifische Energieverbräuche gewählt. Aus der o.g. Studie (Fichtner, 1982) wurde für die Koksofenunterfeuerungen der Zechenkokereien ein durchschnittlicher Verbrauch von 2950 MJ Kokereigas pro t Koks ermittelt. Für Hüttenkokereien liegt dieser Wert wegen des dort zum Einsatz kommenden Gichtgases um 5 % höher und beträgt daher 3100 MJ pro t Koks. Da für Ortsgaswerke keine Angaben vorliegen, wird für diese Koksofenunterfeuerungen der spezifische Verbrauch der Zechenkokereien angesetzt.

Die verbindliche Basisgröße für die Ermittlung der Energieeinsätze ist der Umwandlungsausstoß der Kokereien gemäß Energiebilanz (AGEB, 2003: Zeile 21) in 1000 t Steinkohlenkoks. Nur für die Jahre, für die noch keine Energiebilanz vorliegt, wird hilfsweise auf die entsprechenden Angaben des Statistischen Bundesamts zurückgegriffen. Aus der Differenz von Steinkohlenkoksgesamtausstoß und Hüttenkoksproduktion gemäß Statistik der Kohlenwirtschaft errechnet sich die Produktion von Zechenkoks. Durch Multiplikation der Zechen- und Hüttenkoksproduktionsangaben mit den jeweiligen spezifischen Energieverbräuchen erhält man den auf Koksofenunterfeuerungen entfallenden Energieeinsatz in TJ. Der Verbrauch von Gichtgas gemäß Energiebilanz (AGEB, 2003: Zeile 33) wird vollständig den Koksofenunterfeuerungen zugeordnet, die Differenz zum Gesamteinsatz ist Kokerei-/ Stadtgas.

Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 19, wobei Braunkohlenkokereien nicht genannt werden, da keine Energieeinsätze vorliegen.

Tabelle 19: Ermittlung der Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Prozessfeuerung Steinkohlenkokerei

Steinkohlenkoks-produktion	**Einheit**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Insgesamt 1)	[1000 t]	10662	10774	10325	8569	9141	7265	7226	7827
Hüttenkoks 2)	[1000 t]	5833	5859	5591	5195	5296	5274	5225	5790
Zechenkoks 3)	[1000 t]	4829	4915	4734	3374	3845	1991	2001	2037
Mittlerer Energieeinsatz									
Hüttenkoks	[TJ/kt]	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
Zechenkoks	[TJ/kt]	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95	2,95
Energieeinsatz zur Steinkohlenverkokung									
Hüttenkoks	[TJ]	18082,3	18162,9	17332,1	16104,5	16417,6	16349,4	16197,5	17949
Zechenkoks	[TJ]	14245,5	14499,2	13965,3	9953,3	11342,8	5873,45	5902,95	6009,15
Insgesamt	[TJ]	32328	32662	31297	26058	27760	22223	22100	23958
EMEV Steinkohlenkokerei									
AR Gichtgas 4)	[TJ]	18172	19193	16861	12163	15662	16189	16397	14481
AR Kokerei-, Stadtgas 5)	[TJ]	14156	13469	14436	13895	12098	6034	5703	9477

1) Energiebilanz (AGEB 2003), Zeile 21; 2000/2001/2002: DESTATIS Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004: Melde-Nr. 2310 10 330+350; 2002: Melde-Nr. 2310 10 300 hilfsweise; Zahl 2003 aus: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2004): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der BRD im Jahre 2003, Zahlenübersicht 41 – enthält eine Schätzung für die neue Kokerei Duisburg-Schwelgern.

2) Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2004): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2003, Zahlenübersicht 45; Zahl 2003 enthält eine Schätzung für die neue Kokerei Duisburg-Schwelgern.

3) Steinkohlenkoksproduktion insgesamt abzüglich Hüttenkoks

4) Gesamtwert der Energiebilanz (AGEB 2003), Zeile 33, für Gichtgas u. Konvertergas; ab 2000 vorläufige Zahlen.

5) Energieeinsatz insgesamt abzüglich AR Gichtgas

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 für die Neuen Bundesländer ist in Anhang 14.1.1 beschrieben

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

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten für die Emissionsfaktoren ist in den Kapiteln 0 und 0 beschrieben.

Die Methode zur Bestimmung der Unsicherheiten für die Aktivitätsraten ist im Anhang 13.7 beschrieben.

3.1.3.3.1 Ergebnis für N_2O

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 N_2O-Emisisonen aufweisen als andere Kohlefeuerungstechnologien. Das Emissionsverhalten bei Einsatz von Stein- und Braunkohlen wurde insbesondere bei Einsatz in Wirbelschichtfeuerungen in den letzten 15 Jahren gezielt untersucht. Daher lagen ausreichend Messdaten vor, die eine systematische Erhebung von N_2O-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 CH_4

Die Ergebnisse der Ermittlung der Unsicherheiten sind in Kapitel 3.1.1.3.3 beschrieben.

3.1.3.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren

Die Ergebnisse der Ermittlung der Zeitreihenkonsistenz sind in Kapitel 3.1.2.3.3 beschrieben.

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

Die Ergebnisse der generellen Vorgehensweise bei der quellenspezifischen Qualitätssicherung / -kontrolle und Verifizierung sind in Kapitel 3.1.1.3.2 beschrieben. Im abgelaufenen Jahr erfolgten lediglich einige kleinere Maßnahmen zur Qualitätssicherung; dazu gehört der Lückenschluß bei kleinen Industriekesselfeuerungen des übrigen Umwandlungsbereiches (alle Anlagen außerhalb des Stein- und Braunkohlenbergbaus); ferner erfolgte die Korrektur einzelner Werte für die Jahre 2001 und 2002; diese schrieben bisher irrtümlich ihren Wert für das Jahr 2000 fort; jetzt erfolgt, wie bereits für alle anderen Zeitreihen, ihre Bestimmung durch lineare Interpolation zwischen den Werten für 2000 und den Projektionswerten für 2010. (Vergleiche Kapitel 3.1.1.2)

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

Für die Emissionen von N_2O und CH_4 sind für die in Kapitel 3.1.2.4 beschriebenen aktuellen Maßnahmen (Korrekturen von Emmissionsfaktoren und Lückenschlüsse) die entsprechenden Rückrechnungen ausgeführt worden.

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

Die in Kapitel 13.8.1 beschriebene Modellierung der Energieeinsätze im Braunkohlebergbau ist für das Jahr 2004 neu in den Datenbestand aufgenommen worden. Eine Rekalkulation ist noch vorzunehmen.

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

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 20: Zuordnung der Strukturelemente im Bereich 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe

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

Es wurde damit begonnen, die Quellgruppe gemäß den Vorgaben der IPCC nach Branchen zu gliedern.

Es wurden erstmals Sekundärbrennstoffe berücksichtigt, die in einem aktuellen Forschungsprojekt (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) ermittelt wurden .

Die Aktivitätsraten für 1990 für die Neuen Bundesländer wurden überarbeitet (Forschungsprojekt „Basisjahr und Aktualisierung“, UBA, 2005c, FKZ 20541115)

Der fossile und biogene Anteil von Industriemüll wird im Verhältnis 50/50 separat ausgegeben (nicht, wenn es sich beim entsprechenden Industriemüll um einen eindeutigen fossilen Anteil von 100% handelt, wie im Fall des Braunkohlebergbaus, wo sich der Industriemüll aus Braunkohlereststoffen zusammensetzt).

Die Quellgruppe 1.A.2.f wird weiter als von IPCC gefordert untergliedert, weil für ausgewählte Branchen Prozessfeuerungsmodelle existieren, wenn die dort berücksichtigten Brennstoffstoffeinsätze in Deutschland von Relevanz sind (siehe Kapitel 3.1.4.6). Dabei finden sich in allen Subquellgruppen, außer 1.A.2.f Sonstige, nur Brennstoffeinsätze in Prozessfeuerungen und deren Emissionen.

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 erstmals Sekundärbrennstoffe berücksichtigt, die in einem aktuellen 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 Art im Sinne einer Brennstoffsubstitution.

Einem Anteil der in Abbildung 1 benannten Strukturelemente sind im ZSE brennstoff- und branchenspezifische Emissionsfaktoren für die jeweiligen Klimagase, in den anderen Fällen Emissionsfaktoren in entsprechender Analogie zugeordnet. Nach der Emissionsberechnung auf der Ebene der Strukturelemente werden durch möglichst IPCC-konforme Aggregierung der Ergebnisse die Summenwerte für die Subquellgruppen in 1.A.2 gebildet und gegenüber früheren Berichterstattungen disaggregierter berichtet. Im Vergleich zum NIR 2005 werden im NIR 2006 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.

Mit den Ergebnissen eines Forschungsprojekts wurden die Daten für die Quellgruppe 1.A.2 weiter verbessert. Das Forschungsprojekt „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) geht auf Hinweise der unabhängigen Überprüfung durch das Klimasekretariat zurück.

Im S&A II des Inventars 2003 heißt es:
„...a better identification of the waste fuels that are used and provision of all such explanations may clarify these issues … fuel consumption for subcategory 1.A.2 Manufacturing Industries and Construction also require an explanation and further elaboration about fuel switching.“

Im Forschungsprojekt „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ 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 oder teilweise

erstmals branchenspezifische Daten für den Einsatz von Sekundärbrennstoffen in Prozessfeuerungen vor.

Aus dieser Inventarergänzung resultieren im Jahre 2004 ca. 5,3 Mio. Tonnen CO_2 mehr als in früheren Berichterstattungen. Das entspricht in der überarbeiteten Struktur von 1.A.2 einem Anteil von ca. 5% der Gesamtemissionen der Quellgruppe 1.A.2. Weil aber ca. 2/3 der Emissionen aus dem Einsatz an Biomasse und/oder Biomasseanteilen herrühren, beträgt die erhöhte Emission an fossilem CO_2 nur ca. 1,8 Mio. Tonnen oder 1,5 % in 1.A.2. Der Einsatz von Sekundärbrennstoffen hat sich seit 1990 fast vervierfacht und nimmt seit dem Jahr 2000 weiter stark zu (Biomasse überproportional).

Die Daten zu Sekundärbrennstoffeinsätzen in Prozessfeuerungen sind im übermittelten Inventar implementiert und ergänzen die BEU-Daten.

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

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
All Fuels	l / -	CO_2	0,64 %	0,60 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 CO_2-Emissionen aus gasförmigen und festen Brennstoffen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Die Eisenschaffende Industrie (Subquellgruppe1.A.2.a) ist neben der Zementindustrie die zweite bedeutende CO_2-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 mit Ausnahme 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, Eisen-, Stahl- und Tempergießereien: Melde-Nr. 27.21, 21.51 und 27.52).

Mit der diesjährigen Berichterstattung wird bei den Emissionen aus der Eisen- und Stahlindustrie für die gesamte Zeitreihe ab 1990 erstmals 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 für alle Brennstoffe in 2004 und für Ersatzreduktionsmittel hinsichtlich der kompletten Zeitreihe bestimmt. Die Methode ist im Anhang 2 und im Forschungsbericht (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) erläutert.

Durch die Überarbeitung der Aktivitätsdaten für 1990 sind für den Zeitraum 1990-1994 stellenweise Inkonsistenzen entstanden.

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

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 Regelenergieträgern der Stahlindustrie erfasst und mit dem Verbrauch der Ersatzreduktionsmittel abgeglichen. Zusätzlich wurden die ermittelten CO_2-Emissionen aus regulären und Ersatzreduktionsmitteln bewertet.

Die Aktivitätsraten für die Neuen Bundesländer für 1990 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)

Momentan sind keine Verbesserungen geplant.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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										

Diese Quellgruppe 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)

Für 2004 wurden für alle Brennstoffe Unsicherheiten bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.7 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). Dadurch sind für den Zeitraum 1990-1994 stellenweise Inkonsistenzen entstanden.

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

Im Forschungsprojekt „Basisjahr und Aktualisierung“ (UBA 2005c, FKZ 20541115) wurden mittels Kennziffern aus der Produktion die Aktivitätsraten 1990 der Neuen Bundesländer überprüft und verbessert.

3.1.4.2.5 Quellenspezifische 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 CO_2-Emissionen.

3.1.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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**	**2004- 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 CO_2-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 und kann möglicherweise zukünftig durch Disaggregation der Subquellgruppe 1.A.2.f Sonstige separat betrachtet werden.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**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 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)

Das hier vorgestellte Verfahren ersetzt fast vollständig das im Anhang 2 des NIR 2005 beschriebene Verfahren zur Ausweisung des Einsatzes von Sulfitablauge zur Strom- und Wärmeerzeugung. Weil das ursprüngliche Verfahren mit den vorhandenen Datenquellen nicht fortgeführt werden kann, verbleibt nur eine Zeitreihe 1990 bis 1994 mit Angaben der Energiebilanz.

Die im Ergebnis des Forschungsprojektes „Einsatz von Sekundärbrennstoffen“ (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) berücksichtigten Sekundärbrennstoffe werden nicht oder 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 CO_2-Emissionsfaktoren auf der Basis von Angaben zu Kohlenstoffgehalten, Wassergehalten und Heizwerten abgeleitet. Diese Daten können nicht in Strom- und Wärmeerzeugung differenziert werden und sind aus diesem Grund zur Zeit vollständig den Prozessfeuerungen zugeordnet.

Tabelle 20: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zellstoff- und Papierindustrie: CO_2-Emissionsfaktoren und biogener Anteil

Sekundärbrennstoff (Bezeichnung im ZSE)	CO_2-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 CO_2-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. CO_2-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 CO_2-Emissionen aus dem Einsatz von Regelbrennstoffen und Ersatzbrennstoffen bestimmt, um die Qualität der zugrunde liegenden Daten zu dokumentieren.

Im Jahr 2003 wurden in Deutschland 19,3 Mio. t Papier, Karton und Pappe produziert. Hierbei wurden 260 PJ thermische und elektrische Energie verbraucht, wobei mehr als 25 PJ dieser Energiemenge durch nachwachsende Sekundärbrennstoffe bereitgestellt wurde. Damit deckt die Branche etwa 20 % ihres gesamten Wärmebedarfs aus sekundären Brennstoffen. Aus diesem Energieverbrauch errechnen sich für das Jahr 2003 CO_2-Emissionen in Höhe von 6,6 Mil. t (ohne Berücksichtigung nachwachsender Sekundärbrennstoffe). Hinzu kommen gegenwärtig rund 2 Mio. t CO_2 aus dem Einsatz sekundärer Brennstoffe. Rund 99 % dieser CO_2-Emissionen entstammen in der Papierindustrie aus dem Einsatz biogener Sekundärbrennstoffanteile.

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 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.d)

Der gesamte ermittelte Einsatz an Sekundärbrennstoffen und die daraus berechneten Emissionen stellt eine Ergänzung zum bestehenden Inventar dar.

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

Es ist geplant, weitere Prüfungen vorzunehmen, um anteilige Doppelzählungen mit der Energiebilanz sicher auszuschließen. Möglicherweise wird es zukünftig gelingen, den Brennstoffeinsatz nach Strom- und Wärmeerzeugung zu trennen.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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										

Diese Quellgruppe 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)

Für 2004 wurden für alle Brennstoffe Unsicherheiten bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.7 erläutert.

Durch die Überarbeitung der Aktivitätsdaten für 1990 sind für den Zeitraum 1990-1994 stellenweise Inkonsistenzen entstanden. Diese Zeitreihen werden im Laufe des nächsten Jahres überarbeitet.

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

Die Ergebnisse des Forschungsprojekts „Basisjahr und Aktualisierung“ (UBA 2005c, FKZ 20541115) mittels Kennziffern aus der Produktion stellen eine Verbesserung für die Aktivitätsraten 1990 der Neuen Bundesländer dar.

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)

Momentan sind keine Verbesserungen geplant.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
All Fuels	l / t	CO_2	11,36	9,00	fallend

Die Quellgruppe Weitere Branchen (1.A.2.f) als Summe über alle weiteren Subquellgruppen ist für CO_2-Emissionen aus gasförmigen, festen und flüssigen Brennstoffen 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.A2.f Zement und 1.A.2.f Sonstige hervorzuheben, 1.A2.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	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
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 CO_2-Emissionsfaktoren auf der Basis von Angaben zu Kohlenstoffgehalten, Wassergehalten und Heizwerten abgeleitet (UBA 2005b, FKZ 20442203/02).

Tabelle 21: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in der Zementindustrie: Emissionsfaktoren und biogener Anteil

Sekundärbrennstoff (Bezeichnung im ZSE)	CO_2-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
Klärschlam	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 CO_2-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. CO_2-Emissionsfaktoren für Sekundärbrennstoffe gelten inklusive der Unsicherheitenangabe für die gesamte Zeitreihe, weil keine Erkenntnisse zu Trends vorliegen. Die Zeitreihen sind somit konsistent.

Unsicherheiten wurden für alle Brennstoffe in 2004 und für o.g. Sekundärbrennstoffe hinsichtlich der kompletten Zeitreihe bestimmt. Die Methoden sind im Anhang 13.7 und im Endbericht des Forschungsprojekts (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) erläutert.

Durch die Überarbeitung der Aktivitätsraten für 1990 sind für den Zeitraum 1990-1994 stellenweise Inkonsistenzen entstanden.

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.

Für die Zementindustrie ergibt sich auf der Grundlage der neu gewonnen Daten das folgende empirische Bild: Beim gegenwärtigen Stand der Technik erfordert die Produktion einer Tonne Zement 2 982 MJ Brennstoffe und 102 kWh elektrische Energie. Bei einer

Produktion von 32 Mio. t ergibt sich daraus für das Jahr 2004 ein Gesamtenergieverbrauch von 107,1 PJ (einschließlich sekundäre Brennstoffe). Gemessen am gesamten thermischen Brennstoffverbrauch (95,3 PJ) decken sekundäre Energieträger im Jahr 2004 mehr als 42 %, im Jahr 2001 waren es noch 30 %.

Der gesamte thermische Regelbrennstoffbedarf war im Jahr 2004 mit CO_2-Emissionen in Höhe von 5,2 Mio. t verbunden. Der Einsatz sekundärer Brennstoffe in der Zementindustrie induziert nach ersten vorläufigen Berechungen für das Jahr 2004 CO_2-Emissionen in Höhe von 3,1 Mio. t. In diesem Emissionsvolumen enthalten sind etwa 1 Mio. t CO_2-Emissionen, die aus biogenen Fraktionen der eingesetzten Sekundärrohstoffe stammen. Überschlägig gerechnet leistet der Einsatz sekundärer Brennstoffe – obwohl sie hier nicht als CO_2-neutral betrachtet werden - einen deutlichen Beitrag zur CO_2-Einsparung. Denn Sekundärbrennstoffe substituieren in der Zementindustrie vor allem Festbrennstoffe, die einen CO_2-Emissionsfaktor von 93 kg/GJ aufweisen. Zum Vergleich liegt der durchschnittliche Emissionsfaktor aller Sekundärbrennstoffe (einschließlich biogener Anteile), die im Jahr 2004 bei der Zementherstellung verbraucht wurden, bei 77 kg/GJ.

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

Quellenspezifische Rückrechnungen ergeben sich daraus, dass die Datenbasis mit den Aktivitätsraten der Sekundärbrennstoffe erweitert wurde. Für die Zementindustrie wird aktuell die Brennstoffsubstitution als anhaltender Prozess der letzten Jahre abgebildet. Daraus ergibt sich gegenüber den zurückliegenden Berichterstattungen eine Erhöhung der ausgewiesenen Emissionen, wenngleich auch zum Teil nur in der Zunahme des Biomasseeinsatzes.

Wegen der verbesserten Datengrundlage beim Einsatz konventioneller Brennstoffe für das Jahr 1990 wurden nur in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt.

3.1.4.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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_2O**	**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				

Die Subquellgruppe ist mit etwas mehr als einer Millionen Tonnen Kohlendioxid nicht besonders hervorzuheben.

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 für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.7 erläutert.

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

3.1.4.8.4 Quellenspezifische 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 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Keramik)

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

3.1.4.8.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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_2O	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				

Die Subquellgruppe ist mit etwa drei Millionen Tonnen Kohlendioxid als bedeutend zu betrachten.

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 für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhangkapitel 13.7 erläutert.

3.1.4.9.4 Quellenspezifische 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 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.2.f, Glas)

In dieser Untergruppe wurden wegen einer verbesserten Datengrundlage für das Jahr 1990 in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt, die zu einer Verringerung der Aktivitätsraten geführt haben.

3.1.4.9.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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_2O	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									

Die Subquellgruppe ist mit mehr als einer Millionen Tonnen Kohlendioxid nicht besonders hervorzuheben.

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 Auswahl der Berechnungsmethode ist auf Basis der aktuellen Hauptquellgruppenanalyse erfolgt.

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 CO_2-Emissionsfaktoren auf der Basis von Angaben zu Kohlenstoffgehalten, Wassergehalten und Heizwerten abgeleitet (UBA 2005b, FKZ 20442203/02).

Tabelle 22: 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 für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhang 13.7 erläutert.

Im Rahmen des Forschungsprojekts "Einsatz von Sekundärbrennstoffen" (UBA 2005b, FKZ 20442203/02) wurden für die Sekundärbrennstoffe die Unsicherheiten der hergeleiteten CO_2-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. CO_2-Emissionsfaktoren für Sekundärbrennstoffe gelten inklusive der Unsicherheitenangabe für die gesamte Zeitreihe, weil keine Erkenntnisse zu Trends vorliegen. Die Zeitreihen sind somit konsistent.

3.1.4.10.4 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 Produktion von 6,5 Mio. t Kalk im Jahr 2003 erforderte den Einsatz von Brennstoffen mit einem Energieäquivalent von 27,7 PJ. Zusätzlich verbrauchte die Kalkindustrie im Jahr 2003 etwa 2,4 PJ sekundäre Brennstoffe, so dass der Anteil dieser Brennstoffe am gesamten Brennstoffbedarf etwa ein Niveau von 8 % erreicht. Allein der Regelbrennstoffeinsatz für Kalkproduktion war mit CO_2-Emissionen in Höhe von 2,3 Mio. t verbunden. Der Einsatz sekundärer Brennstoffe war in der Kalkindustrie im Jahr 2003 mit CO_2-Emissionen in Höhe von 180 000 t verbunden. Die ermittelten Daten fügen sich mit Blick auf den übrigen Brennstoffverbrauch sowie die damit verbundenen CO_2-Emissionen in das sektorale Gesamtbild ein.

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

Quellenspezifische Rückrechnungen ergeben sich in geringem Umfang, weil die Datenbasis mit den Aktivitätsraten der Sekundärbrennstoffe erweitert wurde.

Wegen einer verbesserten Datengrundlage für die Regelbrennstoffe für das Jahr 1990 wurden in geringem Umfang Rekalkulationen durchgeführt.

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

Momentan sind keine weiteren Verbesserungen geplant.

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

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC	PFC	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	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 etwa 10 % der CO_2-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 CO_2-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.

Die Emissionsfaktoren für Kraftwerke und sonstige Kesselfeuerungen 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 Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung.

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

Aktivitätsraten:

Die Unsicherheiten wurden für das Jahr 2004 bestimmt. Die Methode ist im Anhang 2 zu finden.

Emissionsfaktoren:

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten ist in den Kapiteln 0 und 0 beschrieben.

Ergebnis für N_2O: Die Ergebnisse sind in Kapitel 3.1.1.3.2 beschrieben.

Ergebnis für CH_4: Die Ergebnisse der Ermittlung der Unsicherheiten sind in Kapitel 3.1.1.3.3 beschrieben.

Die Ergebnisse der Ermittlung der Zeitreihenkonsistenz sind in Kapitel 3.1.1.3.4 beschrieben.

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-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht, konnte noch nicht durchgeführt werden. In diesem Berichtsjahr wurde der Schwerpunkt auf die Disaggregierung 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 sind in Kapitel 3.1.1.4 beschrieben. Im abgelaufenen Jahr erfolgten lediglich einige kleinere Maßnahmen zur Qualitätssicherung;

dazu gehören Lückenschlüsse bei kleinen Industriekesselfeuerungen und beim Einsatz von anderen Mineralölprodukten (dazu gehören Rückstände aus den Raffinerien, Bitumen, Altöl sowie Spezial- und Testbenzine, Paraffine und Wachse soweit diese energetisch verwendet werden); ferner erfolgte die Korrektur einzelner Werte für die Jahre 2001 und 2002; diese schrieben bisher irrtümlich ihren Wert für das Jahr 2000 fort; jetzt erfolgt, wie bereits für alle anderen Zeitreihen, ihre Bestimmung durch lineare Interpolation zwischen den Werten für 2000 und den Projektionswerten für 2010. (Vergleiche Kapitel 3.1.1.2).

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 waren 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.

Emissionsfaktoren:

Mit den Emissionsfaktoren für N_2O und CH_4 sind keine Rückrechnungen vorgenommen worden, da die in Kap. 0 beschriebenen aktuellen Maßnahmen zur Qualitätssicherung keine nennenswerten Auswirkungen auf die quellenspezifischen Emissionen haben.

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 im Kapitel 3.1.4.11.4 beschriebenen Planungen sollen auch die Datenlage für Kraftwerke, Gasturbinen und Kesselfeuerungen der Industrie adäquat verbessern.

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	**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**

Aviation Gasoline	- / t	CO_2	0,23 %	0,42 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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				

Der 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 (SO_2), Stickstoffoxiden (NO_X, d.h. NO und NO_2), flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC), Methan (CH_4), Kohlendioxid (CO_2), Distickstoffoxid (N_2O, Lachgas).

Die CO_2-Emission nimmt als Folge des steigenden Flugverkehrs und demzufolge erhöhten Flugtreibstoffverbrauchs kontinuierlich zu. Aufgrund neuer Angaben ist ab 1999 eine Änderung der Emissionsfaktoren notwendig, so dass sich deutliche Änderungen ergeben. Ab dem Jahr 2000 ist zusätzlich der Emissionslevel für NMVOC, NO_2 und CO niedriger und für Lachgas höher als 1999.

Die Quellgruppe 1.A.3a Ziviler Luftverkehr ist im ZSE ohne Untergruppen dargestellt.

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. Nach vorläufiger Auskunft der Europäischen Flugsicherungsagentur EUROCONTROL werden voraussichtlich ab 2006 Emissionsdaten von EUROCONTROL bereitgestellt mit deren Basis höhere Tier-Methoden verwendet 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 Dieselkraftstoff – 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 SO_3 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 Rückrechung 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 23 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 Emissionsberichtserstattung 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).

Tabelle 23: 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

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. Die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren für Methan und Lachgas beträgt +/- 200%. Die Expertenschätzung der Unsicherheit der Kohlendioxid-Emissionsfaktoren beträgt 5%. Da voraussichtlich ab nächstem Jahr exaktere Emissionsdaten von der Europäischen Flugsicherungsagentur EUROCONTROL zu erwarten sind, die auf einer genaueren Berechnung für Tier 2-Methoden (ggf. bereits Tier 3) beruhen, wird ab diesem Zeitpunkt die Angabe von Unsicherheitsbereichen möglich sein.

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

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. Die Ergebnisse der Verifikation werden als Ausgangsbasis der zukünftigen, geplanten Verbesserungen dienen.

Für die Ermittlung der Emissionen des Flugverkehrs mussten bereits für den NIR 2005 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 die Emissionsfaktoren des Reisefluges überschätzt, was sich auch im Wert der Tabelle 3 wiederspiegelt. 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 Brennkammeintrittsdruck, 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: die hohen, mittleren und niedrigen Emissionsniveaus (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 24).

Tabelle 24: 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 (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt) 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 25).

Tabelle 25: NO_X -Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR, ohne militärischer 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 Temperaturverhältnisse in der Brennkammer der durchschnittliche Emissionsfaktor von NO_X angestiegen ist. Bei den DLR- und ANCAT-Szenarien dürfte deswegen für die ermittelten Werte 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 (CH_4) 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. Es liegen aus der Literatur nur wenige Angaben zu dieser Substanz vor. 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 Triebwerk 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 ***N_2O einen durchschnittlichen Emissionsfaktor von 0,15 g/kg***. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass mehr N_2O 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, 2002c) 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)

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. Es ist geplant, Emissionsdaten, die offenbar nächstes Jahr von EUROCONTROL für die Mitgliedstaaten der EU zur Verfügung gestellt werden, nach Überprüfung im Rahmen der Emissionsberichterstattung im nächsten Jahr zu verwenden. Damit ist die Berichterstattung auf Basis einer besseren Methode möglich. Mit diesen Daten soll dann auch eine Rückrechnung der bislang berichteten Jahre erfolgen.

Die für die letzten fünf Jahre und den Zeitraum davor verwendeten Emissionsfaktoren sind in Tabelle 26 noch einmal dargestellt.

Tabelle 26: Angepasste Emissionsfaktoren für den zivilen Luftverkehr

Bezeichnung **Jahr**	**Emissionsfaktor neu 2000-2004 [g/kg]**	**Emissionsfaktor neu 2000-2004 [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
Distickstoffoxid (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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
All Fuels	l / t	CO_2	11,82 %	15,25 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**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				

Der Straßenverkehr ist für CO_2-Emissionen aus Benzin und Diesel 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 CH_4, NO_X, CO, NMVOC und SO_2 seit 1990 drastisch zurückgegangen (siehe Tabelle 27, S. 143).

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 Dieselkraftstoff nach 2000 deutlich. Dies gilt analog für Methan, dass als fester Anteil an den Gesamt-HC-Emissionen berechnet wird.

N_2O-Emissionen entstehen hauptsächlich infolge unvollständiger Reduktion von NO zu N_2 im 3-Wege-Katalysator. Sie sind gesetzlich nicht limitiert. Durch die wachsende Zahl von Pkw mit Katalysator stiegen die N_2O-Emissionen gegenüber 1990 zunächst an. Neuere Katalysatoren sind jedoch so optimiert, dass nur noch geringe Mengen an N_2O entstehen. Der seit dem Jahr 2000 zu beobachtende Trend abnehmender N_2O-Emissionen wird sich daher fortsetzen. In den vergangenen Jahren wurden der Berichterstattung fahrzeugspezifische N_2O-Emissionsfaktoren zugrunde gelegt, die auf Literaturangaben basierten und keine Differenzierung nach Straßenkategorien zuließen. Inzwischen sind einige Zusatzuntersuchungen durchgeführt worden (TNO 2002a, TNO 2002b, TNO 2003), die eine straßenspezifische Differenzierung der Faktoren ermöglichen und die zeigen, dass die bisher verwendeten Faktoren teilweise deutlich zu hoch sind (vgl. INFAS 2004). Die Verwendung aktualisierter Emissionsfaktoren hat zur Folge, dass im aktuellen Berichtsjahr für den gesamten Zeitraum 1990-2003 entsprechend geringere N_2O-Emissionen als im Berichtsjahr 2005 berechnet wurden. Die empirische Basis für die N_2O-Emissionsfaktoren ist allerdings nach wie vor beschränkt.

Die CO_2-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 CO_2-Emissionen feststellbar. Die CO_2-Emissionen des Verkehrsbereichs sind 2004 gegenüber 2000 um rd. 15 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.

Im Jahr 2004 lagen die CO_2-Emissionen nach vorläufigen Berechnungen geringfügig (+0,4 %) über dem Wert des Vorjahres.

Tabelle 27: Emissionen des Straßenverkehrs

[Gg]	CO_2	CH_4	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
1990	150.357,76	60,5275996	1,9653016	1343,22322	6526,71437	1408,98847	90,2013207
2000	171.288,79	15,6981775	4,81041077	999,765889	2464,98082	279,063762	19,6437997
2002	165.960,30	12,4159083	4,49964584	855,738908	2048,75864	219,025844	3,4519057
2003	159.827,46	10,5407856	4,18109799	776,565416	1859,16917	186,659618	0,82293694
2004	160.408,90	9,51918616	4,06947767	732,249454	1700,3552	168,560428	0,82843982

Unter die Quellgruppe 1.A.3b Straßenverkehr fallen im ZSE Mopeds, Motorräder, Diesel PKW, Otto PKW, Busse, leichte Diesel- und Ottonutzfahrzeuge und schwere Nutzfahrzeuge nach Minderungstechniken differenziert.

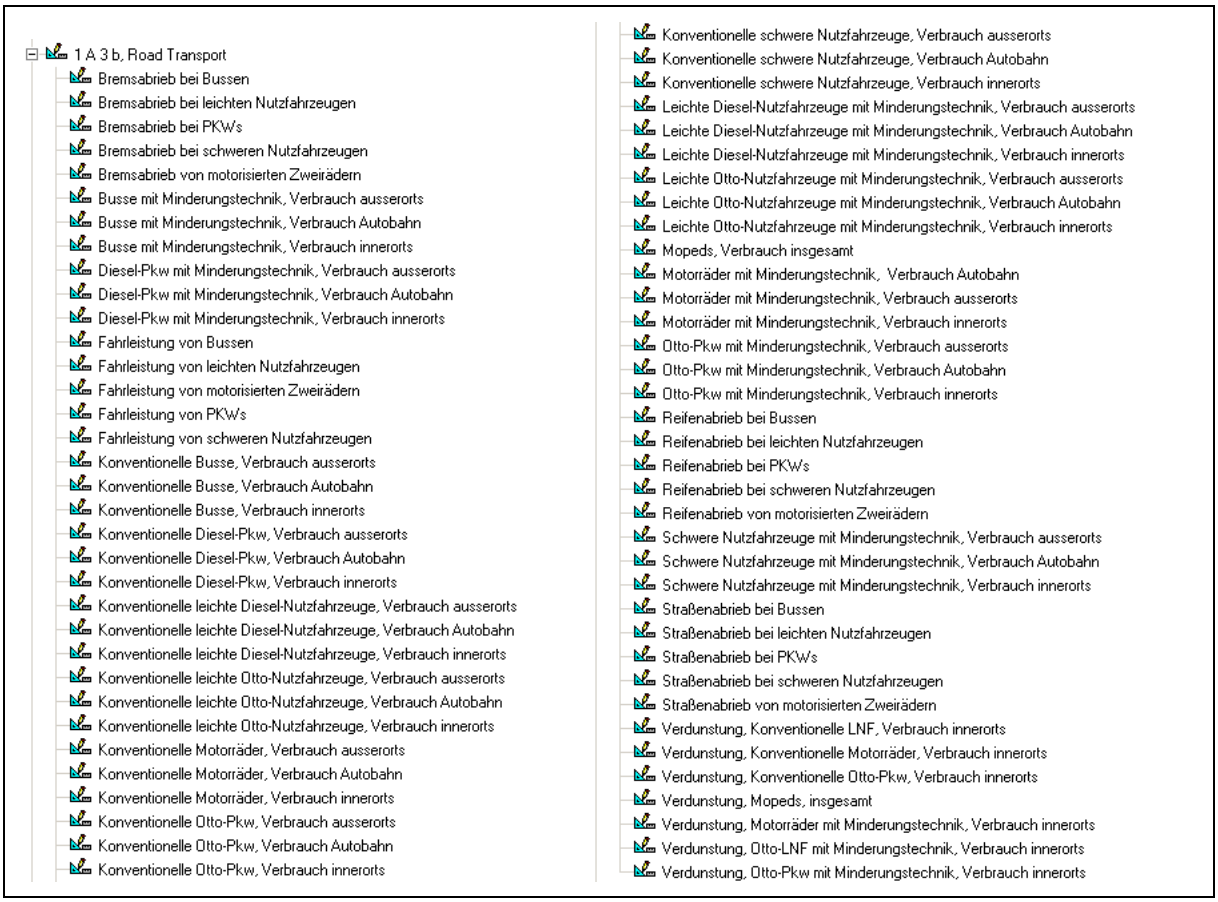


Abbildung 21: Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr

3.1.5.2.2 Methodische Aspekte (1.A.3.b)

Die Berechnung der CO_2-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 CO_2-Emissionen werden die einzelnen Kraftstoffverbräuche (Benzin, Diesel ohne Biodiesel, Petroleum, Flüssiggas) mit landesspezifischen CO_2-Emissionsfaktoren multipliziert.

Die Berechnung der Nicht-CO_2-Emissionen erfolgt mit Hilfe des Modells TREMOD („Transport Emission Estimation Model"; IFEU, 2005)[14]. 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.

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 17.3.2) an das ZSE

14 Um Minderungsmaßnahmen ableiten und bewerten zu können, werden mit TREMOD auch der Energieverbrauch und die CO_2-Emissionen der einzelnen Fahrzeugkategorien berechnet. Die Werte werden anschließend mit dem Gesamtverbrauch und der Gesamtemission an CO_2 abgeglichen.

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 ist 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 und weist folgende wesentlichen inhaltlichen Änderungen gegenüber der früheren Version 1.2 auf:

Pkw:

- Emissionsfaktoren auf der Basis von Emissionsmessungen (statt Schätzungen) bis EURO3 (Benzin) und EURO2 (Diesel)

- Neue Abhängigkeiten des Kaltstartzuschlags von der Außentemperatur für Benzin-Pkw-EURO2

Leichte Nutzfahrzeuge:

- Unterscheidung von drei Größenklassen (bisher keine Unterscheidung)
- Neu werden alle Emissionsfaktoren für einen mittleren Beladungsgrad von 30 % (bis her 0%) angegeben.
- Neue Emissionsmessungen (statt Schätzungen) bis EURO2 (Benzin) bzw. EURO1(Diesel)
- Neue Abhängigkeiten des Kaltstartzuschlags von der Außentemperatur für Benzin-LNF-EURO2

Schwere Nutzfahrzeuge/Busse:

- Messungen der Motorenkennfelder für EURO1-3
- Überarbeitung der Methodik zur Ableitung der Emissionsfaktoren für alle Schadstoffminderungskonzepte gemäß der Methodik der TU Graz (TU Graz 2002/2003)

Motorisierte Zweiräder:

- Überarbeitung der Methodik zur Ableitung der Emissionsfaktoren für alle Schadstoffminderungskonzepte gemäß der Methodik des RWTÜV (RWTÜV 2003)
- Fahrleistungen:
  Wichtigste Quelle ist die kontinuierlich in „*Verkehr in Zahlen*“ publizierte Zeitreihe der Inländer-Fahrleistungen der einzelnen Fahrzeugkategorien (DIW). Diese Zeitreihe wurde im Ergebnis der „Fahrleistungserhebung 2002“ (IVT 2004) vollständig überarbeitet. In differenzierten Fahrleistungsuntersuchungen, die für die Jahre 1990 und 1993 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr durchgeführt wurden, sind spezielle TREMOD-Anforderungen berücksichtigt: So entspricht die Aufteilung der Fahrleistungen nach Fahrzeugtypen und Straßencharakteristik den Differenzierungen, die auch in den Emissionsmessprogrammen zugrunde gelegt wurden. Mit Hilfe der differenzierten Daten der Fahrleistungserhebungen 1990,1993 und 2002 und den Eckdaten der Inländer-Fahrleistungen gemäß „Verkehr in Zahlen“ werden fahrzeugkategoriespezifische Inlands-Fahrleistungen für das Modell TREMOD abgeleitet.
- Daten für die Jahre 2001 bis 2004

Die Daten beziehen sich auf:

- Bestandsentwicklung Straßenverkehr:
  Die Bestandsdaten ab dem Bezugsjahr 2001 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.
- Emissionsfaktoren:
  Die Emissionsfaktoren leiten sich aus der Bestandsentwicklung der einzelnen Fahrzeugschichten 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 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 3,5 % bis 7,0 % festgestellt. Die Abweichungen beim Verbrauch von Dieselkraftstoff lagen zwischen 3,4 % und 10,3 %.

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 2005 wurden mit dieser Version folgende Veränderungen an der Datenbasis vorgenommen:

- Abgleich der Verbrauchsdaten für Benzin, Diesel, Petroleum und Flüssiggas in den Jahren 2000-2004 mit den vorläufigen Energiebilanzen 2000-2001 bzw. den Amtlichen Mineralöldaten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und den Absatzdaten des Mineralölwirtschaftsverbandes für die Jahre 2003-2004
- Berücksichtigung der aktualisierten Emissionsfaktoren gemäß der Version 2.1 des „Handbuchs für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs“
- Berücksichtigung der neuen Fahrleistungs-Zeitreihen gemäß „Verkehr in Zahlen“ sowie der Ergebnisse der „Fahrleistungserhebung 2002“

Das Modell TREMOD ist so angelegt, dass bei Veränderung von Basisdaten grundsätzlich die gesamten Zeitreihen neu berechnet werden.

Zusätzlich wurden Schmierstoffe im Straßenverkehr erstmalig erfasst.

3.1.5.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.b)

Sowohl Aktivitätsdaten als auch Emissionsfaktoren unterliegen einem ständigen Überarbeitungsprozess. Für den nächsten Bericht ist eine Aktualisierung der Fahrleistungsdaten gemäß den neuen Daten aus „Verkehr in Zahlen“ zu erwarten. Bezüglich der Emissionsfaktoren werden im Rahmen der sogenannten „Feldüberwachung“ für moderne Pkw (EURO 3/ EURO 4) neue Daten erhoben, die Eingang in die Emissionsberechnung finden werden.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
1.A.3.c Transport Railways					
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCHFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Der Schienenverkehr ist keine Hauptquellgruppe.

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 % erhöht[15]. 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 CO_2 Emissionsfaktoren für feste Brennstoffe. Sie sind mit 1.5 % des Gesamtenergie-Einsatzens 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.

[15] aus Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 54.Jahrgang (2004), Heft 3, S. 185

Die Quellgruppe 1.A.3c Schienenverkehr ist im ZSE direkt abgebildet.

Abbildung 22: Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr

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 2003-2004 den Absatzzahlen des Mineralölwirtschaftsverbandes entnommen. Im Einzelnen stammen die Angaben zu den Brennstoffen aus folgenden Zeilen der Energiebilanz in den jeweiligen Jahren:

Tabelle 28: Quellennachweis für AR in 1A3c

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 CO_2 wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die CH_4-EF begründen sich für feste Brennstoffe aus der UBA-Studie Luftreinhaltung `88 (UBA, 1989b), wobei diese landspezifischen 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 wird ab diesem Berichtsjahr auf eine neues Verfahren zurückgegriffen. Für alle in Deutschland eingesetzten Diesellokomotiven wurden spezifische Emissionsfaktoren abgeleitet. Die Emissionsberechnungen werden auf ein Verfahren umgestellt, dass diese baureihenspezifischen Emissionsfaktoren mit zugehörigen Betriebsleistungen (gefahrene 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 2004: 1,6 kg/TJ)
- Für N_2O folgen die EF-Expertenbetrachtungen im UBA entsprechend der UBA-Studie Luftreinhaltung `88 (UBA, 1989b). Die landspezifischen EF liegen deutlich über denen im IPCC Reference Manual (1996b, Tabelle 1-8).

Tabelle 29: Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr

Schadstoff	Verwendete EF [kg/TJ]	Default-EF [kg/TJ]
CH_4	Dieselkraftstoff: 1,6 - 3,2 Steinkohle: 15,0 Braunkohlenbriketts: 15,0 Rohbraunkohle: 15,0 Steinkohlenkoks: 0,5	Oil: 5 Coal: 10
N_2O	Dieselkraftstoff: 1,0 Steinkohle: 4,0 Braunkohlenbriketts: 3,5 Rohbraunkohle: 3,5 Steinkohlenkoks: 4,0	Oil: 0,6 Coal: 1,4

Quelle: Luftreinhaltung `88 (UBA, 1989b)

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)

Die alten Emissionsfaktoren wurden sachgerecht ersetzt. Eine weitere Verifizierung ist zur zeit nicht geplant. Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

3.1.5.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.c)

Die Zeitreihe 1990-2003 wurde mit den neuen Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O vollständig rückgerechnet.

3.1.5.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3.c)

Im Schienenverkehr werden zukünftig für alle in Deutschland eingesetzten Diesellokomotiven spezifische Emissionsfaktoren abgeleitet. Die Emissionsberechnungen werden auf ein Verfahren umgestellt, dass diese baureihenspezifischen Emissionsfaktoren mit zugehörigen Betriebsleistungen (gefahrene Kilometer) verknüpft.

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					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Navigation 1.A.3.c					
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCH FC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Der 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 Dieselkraftstoff, 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 dazu[16]: „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 Seeschifffahrtstraßen ohne Außenbereiche der seewärtigen Zufahrten.

Der Quellgruppe 1.A.3d Schifffahrt sind im ZSE die Küsten- und Binnenfischerei und die Küsten- und Binnenschifffahrt zugeordnet.

Abbildung 23: 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 CO_2-EF und antriebsspezifischen EF für CH_4 und N_2O die Tier 2-Methode anzuwenden ist. Liegen keine antriebsspezifischen Energieverbräuche vor, so können die IPCC Default-Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O verwendet werden. Fehlen landesspezifische

[16] http://www.wsv.de/Wasserstrassen/Wasserstrassen.html, Stand 07.06.2002

Emissionsfaktoren für CO_2, 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 CO_2, CH_4 und N_2O 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:

- Für den CO_2-Emissionsfaktor für Dieselkraftstoff von 74000 kg/TJ und für schweres Heizöl von 78000 kg/TJ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Der CH_4-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 Dieselkraftstoff wurde der Emissionsfaktor von Schweren Nutzfahrzeugen ohne Mindwerungstechnik verwendet. Eine Minderung der spezifischen CH4-Emissionen um 15 % im Zeitraum 1990-2004 aufgrund motortechnischer Verbesserungen wurde nach Expertschätzungen unterstellt. Die landspezifischen EF liegen mit 2,4-2,8 kg/TJ gleichfalls niedriger als der IPCC-Default-Wert für Dieselkraftstoff von 5 kg/TJ im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.35, Tabelle 1-7)
- Für N_2O folgen die EF Expertenbetrachtungen im UBA entsprechend der UBA-Studie Luftreinhaltung `88 bzw. dem Analogieschluss zu Schweren Nutzfahrzeugen ohne Minderungstechnik. Der landspezifische EF liegt für Dieselkraftstoff mit 1,0 kg/TJ über dem Wert von 0,6 kg N_2O/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 2002-2004 den Amtlichen Mineralöldaten 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 30: Quellennachweis für AR in 1.A.3d

Brennstoffart	Zeile der Energiebilanz	Bereich	relevante Jahre
Dieselkraftstoff	6 77 64	international inländisch inländisch	alle bis 1994 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 Verbrauche, 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 CO_2 , CH_4 und N_2O 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 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 zur zeit 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)

Momentan 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 8l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Other Transportation 1.A.3.e					
Liquid Fuels	I / -	CO_2	0,27	0,27	stagniert

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	CS	CS	--	--	--	CS	--	--	--	--
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe Übriger Verkehr ist für CO_2-Emissionen aus flüssigen Brennstoffen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe.

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 24: 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 den Energiebilanzzeilen 79 bzw. 67 (bis 1994 bzw. ab 1995) entnommen. 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 CO_2 wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die landspezifische CH_4-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 werden den Energiebilanzzeilen 8 bzw. 40 (bis 1994 bzw. ab 1995) entnommen. 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 CO_2 wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel CO_2-Emissionsfaktoren, verwiesen.
- Die CH_4- und N_2O-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)

Die Zeitreihen der EF für CH_4 für alle Brennstoffe und der EF für N_2O 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 N_2O sind dem Kapitel 3.1.1.3.2 zu entnehmen, für CH_4 dem Kapitel 3.1.1.3.3 .

3.1.5.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3.e)

Eine weitergehende quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung ist momentan nicht möglich.

Die Ergebnisse der generellen Vorgehensweise bei der quellenspezifischen Qualitätssicherung / -kontrolle und Verifizierung für den Bereich der Emissionsfaktoren für Erdgasverdichterstationen sind in Kapitel 3.1.1.3.2 beschrieben. Im abgelaufenen Jahr erfolgten lediglich einige kleinere Maßnahmen zur Qualitätssicherung; dabei wurden vereinzelte Übertragungsfehler bei der Dateneingabe identifiziert und korrigiert. Ferner erfolgte die Korrektur einzelner Werte für die Jahre 2001 bis 2004; diese schrieben bisher irrtümlich ihren Wert für das Jahr 2000 fort; jetzt erfolgt, wie bereits für die übrigen Zeitreihen für Emissionsfaktoren, ihre Bestimmung durch lineare Interpolation zwischen den Werten für 2000 und den Projektionswerten für 2010. (Vergleiche Kapitel 3.1.1.2)

3.1.5.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3.e)

Für die Emissionen von N_2O und CH_4 aus Erdgasverdichterstationen sind für die in Kapitel 3.1.1.4 beschriebenen aktuellen Maßnahmen (Korrekturen von Emissionsfaktoren) die entsprechenden Rückrechnungen ausgeführt worden.

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.

Die im Kapitel 3.1.1.4 beschriebenen Planungen können die bereits günstige Datenlage für Erdgasverdichterstationen weiter verbessern.

3.1.6 Sonstige: Haushalte, Kleinverbraucher, 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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
CRF 1.A.4.a (Commercial/Institutional)					
All Fuels	l / t	CO_2	5,03 %	4,44 %	fallend
All Fuels	- / t	CH_4	0,10 %	0,01 %	fallend
CRF 1.A.4.b (Residential)					
All Fuels	l / t	CO_2	10,19 %	11,00 %	steigend
CRF 1.A.4.c (Agriculture/Forestry/Fisheries)					
All Fuels	l / t	CO_2	0,86 %	0,64 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**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 (Other Sectors) ist in allen ihren Subquellgruppen bei nahezu allen Brennstoffkategorien Hauptquellgruppe für CO_2 nach Emissionshöhe und Trend oder beidem. Zusätzlich ist die Quellgruppe 1.A.4.a (*Commercial/Institutional*) für CH_4-Emissionen aus festen Brennstoffen eine Hauptquellgruppe nach dem Trend.

Die Quellgruppe 1.A.4 umfasst Feuerungsanlagen in den Bereichen der Haushalte, der Kleinverbraucher und der Landwirtschaft (*Commercial and Institutional, Residential* und *Agriculture*) sowie verschiedene mobile Quellen.

In der Subquellgruppe 1.A.4.a werden Anlagen zur Wärmeerzeugung in Kleinfeuerungsanlagen der Kleinverbraucher (Gewerbe und Dienstleistungen) 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 25 zeigt die Zuordnungen im Zentralen System Emissionen.

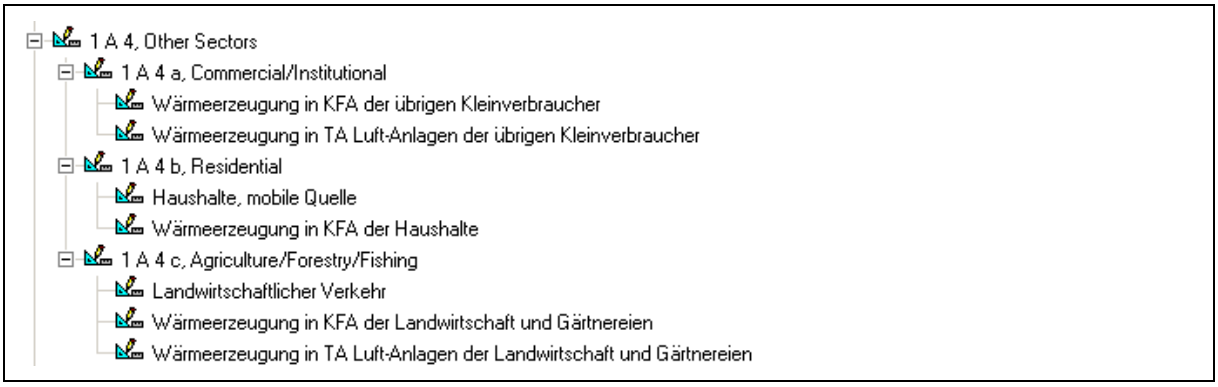


Abbildung 25: Strukturzuordnung 1.A.4 Andere

Der Bestand an Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und 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 Warmwasser-erzeugung (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 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).

Ein Teil der innerhalb dieser Gruppe eingesetzten Brennstoffe (hauptsächlich Holzbrennstoffe) wird von keiner amtlichen Statistik erfasst, deshalb sind die berichteten Daten nur von eingeschränkter Zuverlässigkeit. Analog zur Vorgehensweise der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) wird im Sektor "Haushalte" die Nutzung von Müll und sonstiger Biomasse mit der Verwendung von Brennholz gleichgesetzt. Aus dem gleichen Grunde wird im Sektor "Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher" die Nutzung von Müll und sonstiger Biomasse der energetischen Nutzung von Klärgas/Biogas gleichgesetzt.

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. 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 Verbrauche 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 2004 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 Aggregierung 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 Literaturauswertung 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 31 zeigt die ermittelten sektoralen Emissionsfaktoren.

Tabelle 31: Sektorale Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher

Haushalte	**CH_4 [kg/TJ]**	**N_2O [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
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 Kleinverbraucher keine gesetzliche Messpflicht für die betrachteten Treibhausgasemissionen besteht. Für die Ermittlung der Emissionsfaktoren konnte daher im Regelfall (ausgenommen CO_2, 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 CH_4 und N_2O 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 N_2O und CH_4 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 N_2O-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 CH_4 aus dem Erdgas teilweise unverbrannt emittiert. Diese dem eigentlichen Verbrennungsprozess vor- und nachgelagerten Emissionen, vgl. hierzu Kapitel 3.2.2.2 (Erdgas), tragen erheblich dazu bei, dass die CH_4-Emissionsfaktoren bei Gasfeuerungsanlagen mit hohen Unsicherheiten behaftet sind.

Für die Verteilung der Unsicherheiten wird bei den N_2O-Emissionsfaktoren in erster Näherung eine Normalverteilung angenommen. Bei CH_4 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 CH_4 für alle Brennstoffe eine log-Normalverteilung anzunehmen.

Die Emissionsfaktoren für CH_4 und N_2O 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 CH_4-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 N_2O, das bei Kleinfeuerungsanlagen weitgehend brennstoffabhängig ist, kann für diesen Zeitraum in guter Näherung von konstanten Emissionsfaktoren ausgegangen werden.

Für den Zeitraum 1990 bis 1994 wurde eine quellenspezifische Rückrechnung der Emissionsfaktoren vorgenommen, wobei im Regelfall auf die vorhandenen Emissionsfaktoren aus dem Jahr 1995 zurückgegriffen werden konnte (siehe 3.1.6.5).

Anhang 2, Kapitel 13.7 beschreibt die Methode, mit der die Unsicherheiten für die **Aktivitätsraten** ermittelt wurden.

3.1.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4)

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 wesentlichen Materialien, die für die Inventarerstellung verwendet wurden, 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 CH_4 und N_2O 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 CH_4 höher und die für N_2O 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 CH_4 für „Oil“) zurückzuführen ist. Bei einem Vergleich mit dem entsprechenden Tier 2-Default-Wert (0,7 kg/TJ CH_4 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 2003 in der Zeitreihe konsistent. Notwendige Rückrechungen wurden bereits 2004 durchgeführt und im NIR 2005 beschrieben.

Die Emissionsfaktoren der Jahre 1990 bis 1994, wichen zunächst jedoch deutlich von den ab 1995 verwendeten Faktoren ab und waren nicht ausreichend dokumentiert. Valide, nach alten und neuen Bundesländern aufgeschlüsselte Daten für das Jahr 1995 sind in UBA 2000a enthalten. Da die Emissionsfaktoren für die Treibhausgase CH_4 und N_2O sich im Zeitraum von einigen Jahren nur geringfügig ändern, wurden diese Werte für die Jahre 1990 bis 1994 übernommen.

Die Aktivitätsraten für den Zeitraum 1990 bis 1994 bisher noch nicht korrigiert werden. Dies betrifft aber lediglich die Aufteilung der Aktivitätsraten auf die Subquellgruppen in 1.A.4a und 1.A.4c. Die oben für den Zeitraum 1995 bis 2003 beschriebene Vorgehensweise bildet dafür den methodischen Ausgangspunkt,.

3.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4)

Zur Schaffung einer breiteren Datenbasis für die Ermittlung bestimmter Emissionsfaktoren (insbesondere für CH_4 bei Einsatz von festen oder gasförmigen Brennstoffen) sind weitere Untersuchungen notwendig. Diese sollen im Rahmen noch zu vergebender Forschungsvorhaben durchgeführt werden.

3.1.7 Andere Bereiche (1.A.5)

Die Quellgruppe 1.A.5 umfasst alle diejenigen verbrennungsbedingten Emissionen, die von den Quellgruppen 1.A.1 bis 1.A.4 nicht abgedeckt werden, vor allem aber beinhaltet sie die Emissionen des militärischen Bereichs. Sie ist in die Quellgruppen 1.A.5a „*Stationary*“ und 1.A.5b „*Mobile*“ untergliedert, wird hier jedoch zusammen berichtet.

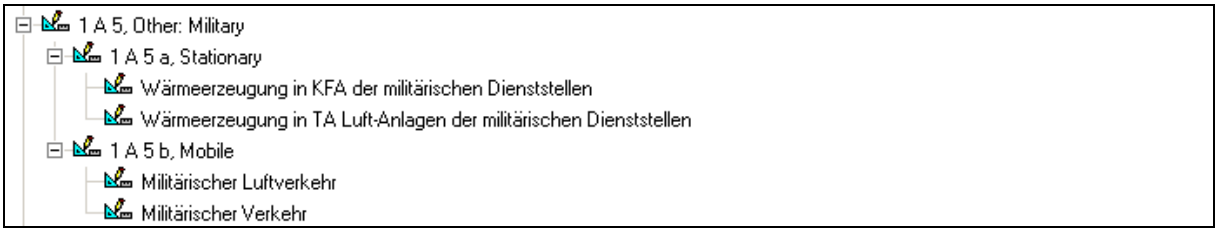


Abbildung 26: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere Bereiche

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
All Fuels	l / t	CO_2	0,93 %	0,16 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**NMVOC**	**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 ist für feste und flüssige Brennstoffe Hauptquellgruppe für CO_2nach Level und Trend.

3.1.7.2 Methodische Aspekte (1.A.5)

Grundlage für die verwendeten **Aktivitätsraten** ist die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (AGEB 2004). 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.5a wurde auf Angaben des Bundesministeriums der Verteidigung (BMVg, 2004) zurückgegriffen, das dem UBA den „Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung in der Bundeswehr“ nach Brennstoffen 1995-2004 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 2004 wurde folgende Quelle verwendet:

Mineralölwirtschaftsverband (MWV, 2005), Mineralöl-Zahlen 2004, 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.5a 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 32 zeigt die verwendeten sektoralen Emissionsfaktoren.

Tabelle 32: Sektorale Emissionsfaktoren für die Feuerungsanlagen der militärischen Dienststellen

Militär	**CH_4 [kg/TJ]**	**N_2O [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 13.7 ist beschrieben, wie die Unsicherheiten für die Aktivitätsraten ermittelt wurden.

3.1.7.4 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.5)

Angaben zu den quellenspezifischen Rückrechnungen können ebenfalls der Beschreibung der Quellgruppe 1.A.4 entnommen werden.

3.1.8 Vergleich mit dem CO_2 Referenzverfahren

Im Rahmen des internationalen Klimaschutzes ist die Berichterstattung zu den verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen von größter Bedeutung. Von den Industrieländern wird hierzu routinemäßig das quellgruppenspezifische Verfahren angewendet, dass 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.

DasReferenzverfahren 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 13.10 zusammengestellt.

Die Ergebnisse des Refferenzverfahrens sind in Tabelle 33 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 Refernzverfahrens 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 PROGNOS AG durchgeführt (PROGNOS, 2000). Dessen wesentliche Ergebnisse sind im Anhang Kapitel 13.11 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 zählt.

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, EUROCONTRL 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 27: 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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Navigation					
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 zählt die internationale Hochseefischerei und die Seeschifffahrt, die in dieser Gliederung auch im ZSE ausgewiesen werden.

Abbildung 28: 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 Ölkrisen 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 CO_2-EF und antriebsspezifischen EF für CH_4 und N_2O anzuwenden ist. Liegen keine antriebsspezifischen Energieverbräuche vor, so können die IPCC Default-EF für CH_4 und N_2O verwendet werden. Fehlen landesspezifische Emissionsfaktoren für CO_2, 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 CO_2 und Default-EF für CH_4 und N_2O 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 N_2O-, CH_4-, 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 CO_2-Emissionsfaktor für Dieselkraftstoff von 74000 kg/TJ und für schweres Heizöl von 78000 kg/TJ wird auf die Dokumentation im Anhang 2, Kapitel 13.9 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, schiffspezifische 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.BU.2)

Eine quellenspezifische Verifizierung der CO-, CO_2- 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 Quellenspezifische 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

Emissionen aus der Lagerhaltung werden gegenwärtig nicht berechnet. Diese Angaben finden nur im Rahmen des Referenzverfahrens Anwendung.

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 Mineralöldaten für die Bundesrepublik Deutschland (BAFA, 2003: Tabelle 7j).

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.

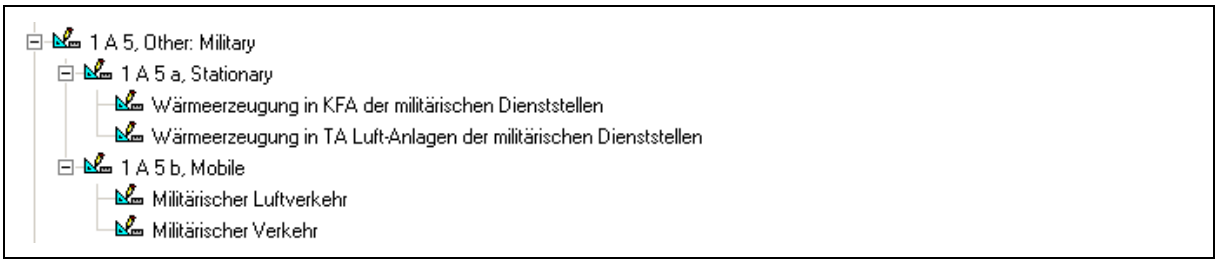


Abbildung 29: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär

3.1.12 Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A)

Nachfolgend werden die Ergebnisse der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnung der CO_2-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 CO_2-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 CO_2-Berechnungen.

In der Tabelle 33 werden die Ergebnisse der unterschiedlichen CO_2-Berechnungsansätze gegenübergestellt. Zur besseren Anschaulichkeit werden diese in Abbildung 30 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 31 die relativen Abweichungen der durch die unterschiedlichen Berechnungen entstandenen Datensätze dargestellt.

Comparison of CO2 inventories with other independent national and international results for CO_2 emissions															
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
Results / Deviations	**(Gg / Percent)**														
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**
Deviation DIW from UBA	0,1					0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-0,1
EUROSTAT	**943,0**	**918,5**	**877,1**	**870,2**	**857,6**	**863,3**	**870,1**	**827,8**	**824,2**	**802,3**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
Deviation EUROSTAT from UBA	-0,3	0,3	0,6	0,8	1,5	2,8	0,3	-0,6	-0,2	-0,2	NE	NE	NE	NE	NE
IEA Statistics Sectoral Approach	**966,4**	**941,5**	**892,6**	**884,9**	**871,8**	**874,5**	**908,4**	**879,7**	**867,6**	**837,7**	**835,0**	**850,1**	**837,5**	**NE**	**NE**
Deviation IEA from UBA	2,1	2,7	2,4	2,4	3,1	4,0	4,5	5,3	4,8	4,1	3,8	3,5	3,5	NE	NE
IEA Statistics Reference Approach	**971,1**	**937,5**	**897,5**	**883,7**	**870,7**	**875,3**	**895,5**	**870,4**	**869,9**	**833,9**	**839,9**	**867,8**	**847,8**	**NE**	**NE**
Deviation IEA RA from UBA	2,6	2,3	2,9	2,3	3,0	4,1	3,2	4,3	5,0	3,6	4,4	5,4	4,7	NE	NE
Deviation IEA RA from UBA RA	-4,9	-4,7	-4,1	-4,6	-4,2	-2,3	-3,1	-2,5	-1,3	-1,5	-1,5	0,7	0,0	NE	NE
Results of the German Länder (energy)	**982,0**	**955,1**	**904,2**	**898,1**	**874,8**	**875,7**	**897,0**	**875,3**	**870,6**	**842,8**	**848,9**	**874,3**	**857,2**	**NE**	**NE**
Deviation German Länder from UBA	3,7	4,1	3,6	3,8	3,5	4,1	3,3	4,8	5,1	4,6	5,4	6,1	5,7	NE	NE
Reference Approach UBA	**1.018,6**	**981,2**	**934,7**	**924,4**	**907,0**	**895,7**	**923,0**	**892,4**	**881,1**	**846,6**	**852,1**	**861,8**	**848,2**	**859,5**	**849,0**
Deviation RA from UBA	1,1	0,7	0,9	0,9	0,7	-0,1	0,1	0,0	-0,4	-1,5	-1,4	-2,0	-2,2	-1,5	-1,9
Sectoral Approach UBA (1 A)	**945,7**	**916,0**	**871,5**	**863,6**	**844,4**	**839,5**	**867,1**	**832,9**	**826,0**	**803,7**	**803,4**	**820,7**	**808,2**	**813,6**	**805,2**

Tabelle 33: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2001	2002
	(Gg)														
1. Energy	**945.723,6**	**915.977,5**	**871.511,1**	**863.629,6**	**844.415,2**	**839.508,5**	**867.147,4**	**832.940,1**	**825.974,3**	**803.694,6**	**803.364,3**	**820.687,3**	**808.248,0**	**813.600,3**	**805.154,4**
A. Fuel Combustion (Sectoral Approach)	945.723,6	915.977,5	871.511,1	863.629,6	844.415,2	839.508,5	867.147,4	832.940,1	825.974,3	803.694,6	803.364,3	820.687,3	808.248,0	813.600,3	805.154,4
1. Energy Industries	413.994,0	401.798,9	380.180,3	370.452,4	366.380,8	356.637,0	361.849,7	344.068,6	346.784,9	333.809,0	347.487,9	353.232,9	360.611,1	367.122,9	363.824,1
2. Manufacturing Industries and Construction	153.104,4	134.188,6	124.004,3	113.519,8	112.538,3	111.833,4	110.098,0	107.651,8	103.036,2	104.455,3	100.502,1	98.677,9	95.004,2	96.116,0	99.479,7
3. Transport	162.486,5	166.043,5	171.711,5	176.586,9	172.956,1	176.676,9	176.776,5	177.276,0	180.546,3	186.189,8	182.430,0	178.430,6	176.346,6	170.338,3	171.185,9
4. Other Sectors	204.312,8	205.481,2	189.189,9	197.928,9	187.785,8	190.399,6	215.325,5	200.954,7	192.603,8	176.679,1	170.657,0	188.479,6	174.380,3	178.090,4	169.008,5
5. Other	11.826,0	8.465,4	6.425,1	5.141,6	4.754,2	3.961,7	3.097,7	2.989,1	3.003,2	2.561,4	2.287,2	1.866,2	1.905,8	1.932,7	1.656,3
B. Fugitive Emissions from Fuels	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1. Solid Fuels	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2. Oil and Natural Gas	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. Industrial Processes	**84.507,7**	**79.786,1**	**76.912,3**	**74.815,1**	**79.993,6**	**80.646,4**	**76.460,6**	**81.760,0**	**80.697,6**	**77.990,4**	**82.893,9**	**78.613,7**	**78.232,3**	**78.944,9**	**80.699,8**
A. Mineral Products	22.973,1	20.987,3	21.780,7	22.024,1	23.432,0	23.169,4	21.941,2	22.503,0	22.509,0	22.733,0	22.347,2	20.208,3	19.395,2	20.073,6	20.614,3
B. Chemical Industry	11.822,7	11.280,4	11.270,4	11.323,9	11.893,1	12.661,8	13.007,8	12.793,2	13.221,9	13.256,2	14.153,2	13.910,0	14.199,6	14.738,9	14.878,5
C. Metal Production	49.711,9	47.518,3	43.861,2	41.467,0	44.668,4	44.815,2	41.511,6	46.463,8	44.966,7	42.001,2	46.393,6	44.495,4	44.637,5	44.132,4	45.207,0
D. Other Production	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
E. Production of Halocarbons and SF_6															
F. Consumption of Halocarbons and SF_6															
G. Other	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
3. Solvent and Other Product Use	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
4. Agriculture	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**	**IE**
A. Enteric Fermentation	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
B. Manure Management	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
C. Rice Cultivation	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
D. Agricultural Soils [(2)]	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
E. Prescribed Burning of Savannas	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
F. Field Burning of Agricultural Residues	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
G. Other	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Fortsetzung Tabelle 33: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2001	2002
	(Gg)														
5. Land-Use Change and Forestry [3]	**-28.615,7**	**-29.472,2**	**-30.150,4**	**-30.632,7**	**-31.277,0**	**-31.536,7**	**-31.968,1**	**-32.368,8**	**-32.626,9**	**-33.088,0**	**-34.354,3**	**-35.127,7**	**-35.349,0**	**-35.870,2**	**-36.252,4**
A. Changes in Forest and Other Woody Biomass Stocks	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
B. Forest and Grassland Conversion	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
C. Abandonment of Managed Lands	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
D. CO_2 Emissions and Removals from Soil	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
E. Other	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
6. Waste	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
A. Solid Waste Disposal on Land	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
B. Waste-water Handling															
C. Waste Incineration	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
D. Other	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
7. Other *(please specify)*	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**
Total Emissions/Removals with LUCF [4]	**1.001.615,6**	**966.291,4**	**918.273,0**	**907.811,9**	**893.131,8**	**888.618,2**	**911.639,9**	**882.331,3**	**874.045,1**	**848.597,0**	**851.904,0**	**864.173,3**	**851.131,3**	**856.674,9**	**849.601,8**
Total Emissions without LUCF[4]	**1.030.231,3**	**995.763,6**	**948.423,4**	**938.444,6**	**924.408,8**	**920.154,9**	**943.608,0**	**914.700,1**	**906.672,0**	**881.685,0**	**886.258,2**	**899.301,0**	**886.480,3**	**892.545,2**	**885.854,2**
Memo Items:															
International Bunkers	**19.569,2**	**18.101,4**	**17.818,2**	**19.917,2**	**19.874,7**	**20.420,4**	**21.008,8**	**22.018,2**	**22.088,4**	**23.341,7**	**24.509,7**	**24.140,2**	**24.483,7**	**25.525,7**	**26.213,8**
Aviation	11.589,4	11.366,7	12.200,2	12.891,8	13.398,4	13.887,1	14.536,9	15.096,7	15.523,1	16.656,2	17.488,5	17.042,4	16.891,2	17.150,8	17.632,1
Marine	7.979,8	6.734,7	5.618,1	7.025,5	6.476,3	6.533,3	6.471,8	6.921,6	6.565,3	6.685,5	7.021,2	7.097,8	7.592,6	8.375,0	8.581,7
Multilateral Operations	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
CO_2 Emissions from Biomass	**7.564,3**	**7.111,4**	**7.264,6**	**7.303,4**	**7.251,5**	**7.033,4**	**6.789,2**	**7.797,9**	**8.056,6**	**9.257,2**	**10.350,1**	**11.097,5**	**11.586,3**	**12.196,5**	**12.765,4**

[1] IEA OECD Statistics "CO2 Emissions from fuel combustion 1971 - 2002" Edition 2004 (for 1990, 1995, 1998, 1999, 2000, 2001 2002), other figures from Edition 2002, Paris

[2] AG Länderenergiebilanzen, UBA Analyse; beinhaltet auch Emissionen aus dem Energieverbrauch für den internationalen Verkehr

[3] Take the net emissions as reported in Summary 1.A of this common reporting format. Please note that for the purposes of reporting, the signs for uptake are always (-) and for emissions (+).

[4] The information in these rows is requested to facilitate comparison of data, since Parties differ in the way they report CO_2 emissions and removals from Land-Use Change and Forestry.

Fortsetzung Tabelle 33: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen

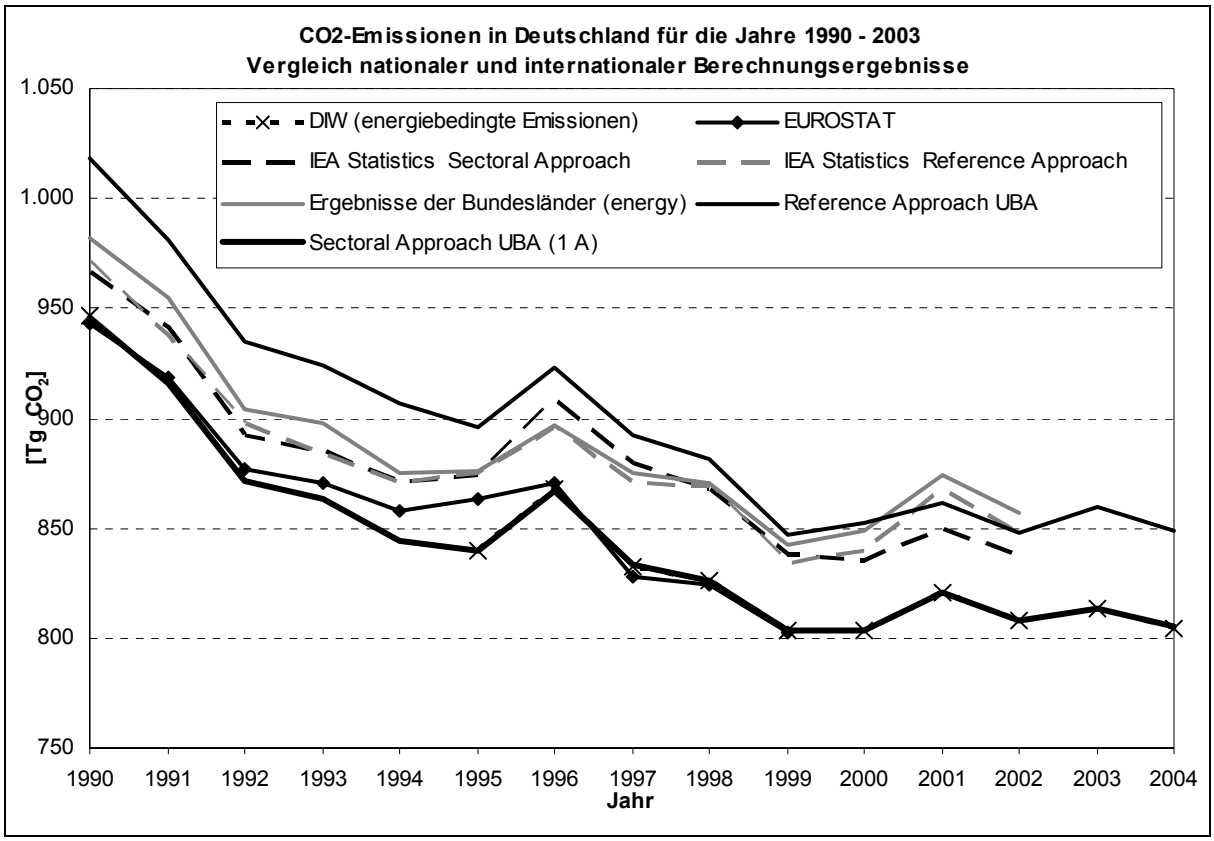


Abbildung 30: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2004 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

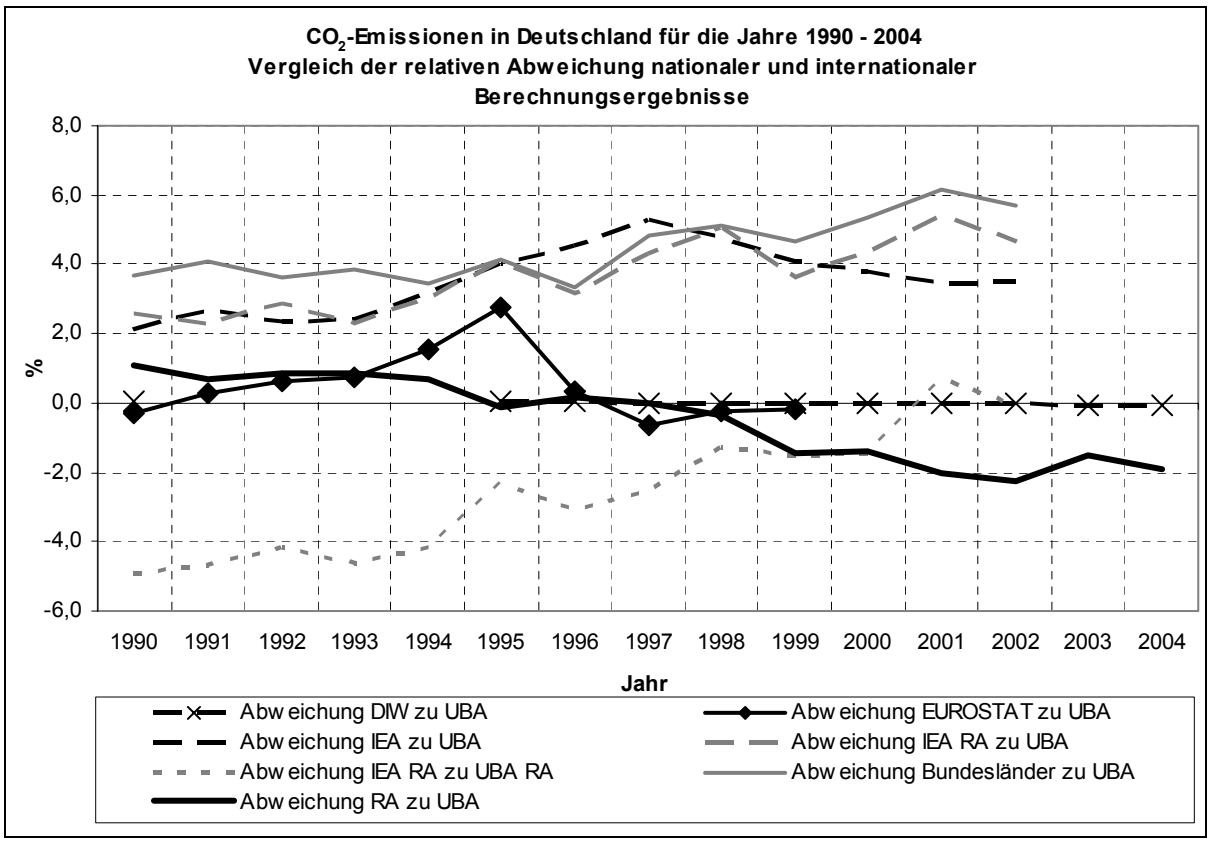


Abbildung 31: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2004 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

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 Neuzuordnung 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, 2005) 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 Länderarbeitskreis 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 Methodik[17].

1998 nahm der Länderarbeitskreis Energiebilanzen auch die Erstellung von CO_2-Bilanzen für die Länder in sein Arbeitsgebiet auf. Seitdem werden für eine zunehmende Zahl von Ländern CO_2-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 „Außenhandelssaldo (aus Sicht der Bundesländer)“ in die CO_2-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 CO_2-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 CO_2-Emissionen durchgeführt. Diese bezieht sich auf die Angaben für die Jahre 1990 bis 2002. Der Vergleich ist insbesondere durch folgende Einschränkungen erschwert:

- Es arbeiten nicht alle Bundesländer in der Länderarbeitsgemeinschaft mit, so dass für einige wenige Länder keine vergleichbaren Energiebilanzangaben Anwendung finden können. Von den im Arbeitskreis mitwirkenden Bundesländern erstellen noch nicht alle eine CO_2-Quellenbilanz.
- Die verfügbaren Information liegen nicht immer in der Form konsistenter Zeitreihen vor, so dass nicht alle benötigten Angaben für alle Jahre vorliegen und entsprechende Verfahren zur Lückenschließung angewendet werden mussten. Diese beruhen bei den Bundesländern, für die Daten öffentlich sind, auf Interpolation bzw. Extrapolation. Bei den Ländern ohne publizierte Informationen orientierten sich diese Prozeduren im Regelfall auf die Auswertung statistischer Angaben zum Primär- bzw. Endenergieverbrauch (prozentuale Veränderungen und Korrelation zu den jeweiligen

17 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.

Einwohnerzahlen) und in der Anwendung von Analogieschlüssen dieser Koeffizienten zwischen den Bundesländern.

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 2002 zusammengestellt.

Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für die Jahre 1990 bis 2002[18]

Bundesland	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Baden-Württemberg	74,4	78,6	78,0	78,7	74,5	78,1	81,8	78,6	80,1	77,4	74,9	80,1	76,5
Bayern	69,0	72,9	72,7	76,0	74,2	74,8	78,3	76,8	77,7	76,5	75,0	76,7	73,6
Berlin	26,9	28,0	25,2	26,6	25,5	24,4	24,7	23,9	23,5	23,5	23,5	23,9	21,1
Brandenburg	81,9	66,8	58,9	57,1	54,0	50,8	50,3	50,8	59,3	58,8	60,6	61,0	61,5
Bremen	13,4	13,6	12,9	12,5	13,3	13,2	14,2	14,1	13,8	12,8	14,1	14,1	14,0
Hamburg	12,7	14,2	13,1	13,8	13,4	13,5	14,6	13,9	***13,7***	***13,7***	***13,8***	***13,9***	***13,9***
Hessen	50,3	53,9	53,3	56,1	56,2	56,1	59,9	57,3	57,2	54,7	56,1	57,9	55,0
Mecklenburg-Vorpommern	***35,6***	***24,9***	***17,8***	***14,3***	***12,5***	11,0	12,3	11,2	10,9	10,6	10,3	10,7	10,9
Niedersachsen	79,5	84,8	***83,4***	***82,0***	80,6	***80,4***	80,3	***81,3***	82,4	***79,4***	76,3	***75,2***	74,1
Nordrhein-Westfalen	298,9	309,7	304,7	299,9	295,4	303,1	311,0	305,7	304,7	291,5	293,9	298,4	294,1
Rheinland-Pfalz	***24,9***	***26,4***	***26,4***	***27,7***	***27,1***	***27,3***	***28,6***	***28,1***	***28,5***	***27,9***	***27,2***	***27,7***	28,0
Saarland	***21,1***	***21,4***	***20,4***	***19,8***	***21,3***	***21,1***	***22,8***	***22,7***	***22,2***	***20,7***	***22,8***	24,0	23,7
Sachsen	91,5	77,1	64,1	66,0	63,0	61,3	56,2	51,0	37,2	35,1	41,6	48,8	49,0
Sachsen-Anhalt	50,9	38,1	31,9	27,9	26,3	25,2	25,7	25,3	25,3	26,9	26,3	26,8	27,5
Schleswig-Holstein	22,8	22,5	22,8	23,4	23,4	22,0	22,5	21,7	21,4	20,9	20,4	22,6	***22,1***
Thüringen	28,1	22,1	18,7	16,3	14,0	13,3	13,7	12,8	12,7	12,4	12,1	12,4	12,1
Bundesländer insgesamt	**982,0**	**955,1**	**904,2**	**898,1**	**874,8**	**875,7**	**897,0**	**875,3**	**870,6**	**842,8**	**848,9**	**874,3**	**857,2**
Bundesergebnis (CRF 1A)	**945,7**	**916,0**	**871,5**	**863,6**	**844,4**	**839,5**	**867,1**	**832,9**	**826,0**	**803,7**	**803,4**	**820,7**	**808,2**
Abweichung [Mio.t CO_2]	-36,3	-39,1	-32,6	-34,5	-30,4	-36,2	-29,8	-42,4	-44,7	-39,1	-45,5	-53,7	-49,0
Abweichung [%]	-3,7	-4,1	-3,6	-3,8	-3,5	-4,1	-3,3	-4,8	-5,1	-4,6	-5,4	-6,1	-5,7

Im Ergebnis dieses Vergleiches wurde von Trend her eine sehr gute Übereinstimmung der zusammengefassten Länderergebnisse mit dem Bundesinventar ermittelt. Im Durchschnitt der 13 Jahre lagen die CO_2-Emissionen der Bundesländer insgesamt etwa 4,5 % höher als das Bundesergebnis. Die Abweichungen lagen in ihren Extremen bei Abweichungen von – 3,4 % im Jahr 1996 und - 6,5 % im Jahr 2001. Insgesamt bestätigen diese Vergleiche die für Deutschland ermittelten CO_2-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 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

[18] Zahlen in kursiv und fett sind nicht Teil konsistenter Zeitreihen und wurden durch Verfahren zur Lückenschließung generiert (s. Text).

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 Neuzuordnung der Emissionen des Eisen- und Stahlbereiches. Für die Vergleiche in den „alten“ Strukturen ist an dieser Stelle auf den Inventarbericht des vergangenen Jahres 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 Feste Brennstoffe (1.B.1)

Die Quellgruppe "Feste 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).

In Tabelle 35 ist das Schema der Quellgruppenzuordnung sowie der zugehörigen Berechnungsmethodik (Tabelle 36) aufgezeigt.

Tabelle 35: Zuordnung von Methanemissionen zu Bereichen des CRF

Quellgruppe			Enthaltene Emissionen
1.B.1.a. Coal Mining and Handling			
	i.	**Underground Mines**	
		Mining Activities	Emissionen aus aktivem Steinkohlentiefbau. Die Gesamtemissionen aus Wetterströmen und Grubengasabsaugung wird um die Menge verwerteten Grubengases reduziert.
		Post-Mining-Activities	Emissionen aus Aufbereitung, Lagerung und Transport von Steinkohle
	ii.	**Surface Mines**	
		Mining Activities	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.
		Post-Mining-Activities	Keine getrennte Ausweisung – die Emissionen sind bereits in „Mining Activities“ enthalten
1.B.1.b. Solid Fuel Transformation			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. Others			
		Abandoned Mines	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 2004 bereit.

Tabelle 36: Berechnung von Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau für 2004

			Aktivitätsdaten [Mt]	CH_4-Emissionen [Gg]
1.B.1.a. Coal Mining and Handling			**204,96** (= 1.B.1.a.i + 1.B.1.a.ii)	= 1.B.1.a.i + 1.B.1.a.ii = 305,65+2,00 **= 307,65**
	i.	**Underground Mines**	**25,88** Steinkohlen-förderung 1)	=Mining + Post-Mining = 290,74 + 14,91 **= 305,65**
		Mining Activities		= AR * EF = 25,88 *11,23 **= 290,74**
		Post-Mining-Activities		**= 14,91**
	ii.	**Surface Mines**	**181,92** Braunkohlenförderung 1)	= Mining Activities **= 2,00**
		Mining Activities		= AR * EF = 181,92 * 0,011 **= 2,00**
		Post-Mining-Activities		(enthalten in 1.B.1.a.ii) **IE**
1.B.1.b. Solid Fuel Transformation			**13,82** 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. Others				= Abandoned Mines **= 70,91**
		Abandoned Mines	**NO**	Emissionspotenzial abzüglich Verwertung **= 70,91**

1) nach STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2005b)

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CH_4	1,45 %	0,61 %	fallend

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC	PFC	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		-								
Unsicherheitenverteilung		-								
Methode EF-Ermittlung		T2								

In Deutschland sind diffuse Methanemissionen aus Kohlenbergwerken eine Hauptquellgruppe sowohl aufgrund des Emissionslevels als auch aufgrund des Emissionstrends.

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 10 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 CH_4. Eine Teilmenge an Methan wird direkt aus Flöz- und Nebengestein abgesaugt und als Grubengas verwertet.

Im Jahr 2004 betrug die Förderung von Steinkohlen rund 26 Mio. t verwertbare Förderung. Die Förderung von Braunkohlen lag im Jahr 2004 bei 182 Mio. t (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2005b). Damit hat sich die Förderung von Steinkohlen gegenüber dem Vorjahr um ca. 0,02 % erhöht, die Förderung von Braunkohlen um ca. 1,6 %.

Seit 1990 haben die Methanemissionen aus dem Steinkohlenbergbau wegen der sinkenden Förderung abgenommen (minimale Zunahme in 2004, aber im mittelfristigen Trend deutlich abnehmend). 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 CH_4 -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. 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 (GVSt 2005a). Eine Expertenüberprüfung wird durch die zuständige staatliche Aufsichtsbehörde (Bergamt) vorgenommen.

Dieser Ansatz erfüllt die Anforderungen einer bergwerkspezifischen Emissionsermittlung gemäß Tier 3. Der bis zum NIR 2005 verwendete Ansatz gemäß Tier 2 wird hierdurch ersetzt. Die komplette Zeitreihe wurde basierend auf der neuen Datengrundlage rückgerechnet.

Aus der Gesamtemissionsmenge an Methan und den Aktivitätsdaten des Steinkohlenbergbaus lässt sich ein Emissionsfaktor (IEF) von 11,23 kg/t (2004) ableiten. Berücksichtigt ist hierbei auch der Anteil an verwertetem Grubengas. Die Messwerte enthalten nur die tatsächlich emittierte Methanmenge.

Für die Berechnung der CH_4-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 (2004a) entnommen. Nach Angaben des DEBRIV (Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V; DEBRIV 2004) wird ein Emissionsfaktor von durchschnittlich 0,015 m^3 CH_4/t (entspricht 0,011 kg CH_4/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 früher verwendeten EF von 0,11 m^3 CH_4/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. Ein 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/m^3 (gemäß Reference Manual, 1996b: bei 20° C, 1 Atmosphäre) ergeben sich die in der Tabelle 37 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 37: Emissionsfaktoren für CH_4 aus dem Kohlenbergbau für das Jahr 2004

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	26,70	17,89	0,016	0,011
CH_4 aus Förderung abzüglich verwertetes Grubengas	16,76	11,23	-	-
CH_4 aus Lagerung	0,86	0,58	-	-
CH_4 aus Bergbau (Förderung und Lagerung abzüglich Grubengasnutzung)	17,62	11,81	0,016	0,011

Für den Braunkohlentagebau gibt es im IPCC Reference Manual (1996b) keine konkreten Empfehlungen für die Höhe der Emissionsfaktoren.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

Im Rahmen einer Verifizierung 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 zugrundelegen. 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)

Die Rückrechnungen erfolgten aus Gründen der Verbesserungen der Konsistenz der Methode und wegen Korrekturen aufgrund der Ergebnisse von Inventarüberprüfungen.

Die Rückrechungen wurden für die gesamten Zeitreihen für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 2004 mit dem Raumbezug Deutschland nach der Ersatzmethode durchgeführt. Abweichungen im Regionalbezug bestehen für die diffusen Emissionen aus Braunkohlen für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 1995 mit dem Raumbezug alte Bundesländer und neuen Bundesländern.

Die AR wurden auf eine bessere und transparente Quelle bezogen. Die EF wurden Aufgrund der Ergebnisse von Inventarüberprüfungen verbessert.

Die Änderungen in der Methode, beim Emissionsfaktor und der Aktivitätsrate sind in der Rekalkulationstabelle (siehe Inventar, Tabelle 8b) angegeben.

3.2.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.a)

Es soll geprüft werden, welche verfügbaren Datengrundlagen für die Erfassung der CO_2 und N_2O Emissionen (soweit bekannt auch CO, SO_2, und höhere Kohlenwasserstoffe) zukünftig zugrunde gelegt werden können. Bei allen Verbesserungen sollen die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren betrachtet werden.

Der Vergleich der Berechnungsverfahren und Ergebnisse aus dem Bereich 1.A, zu denen Daten des BEU verwendet werden, wird genutzt um die Genauigkeit zu verbessern, Doppelzählungen auszuschliessen und die Transparenz zu erhöhen.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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								

Für diese Subquellgruppe sind Emissionen aus Steinkohlenkoksproduktion von besonderer Bedeutung.

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 (2004a) und entsprechender Emissionsfaktoren.

Die Produktion von Braunkohlentieftemperaturkoks erfolgte ausschließlich in den Neuen Bundesländern und hat für das Inventar lediglich einen Bezug auf das Basisjahr. Nach 1992 wurde die Produktion eingestellt.

3.2.1.2.3 Berechnungsverfahren (1.B.1.b)

Die Emissionen aus der Steinkohlenkoksproduktion sind nach dem Tier 2 Ansatz, analog der Gleichung des IPCC Reference Manual für CH_4 -Emissionen aus dem Kohlenbergbau, berechnet worden:

Emissionen [Gg CH_4] =

EF [m^3 CH_4 /t] * $AR_{Veredelungsprodukt}$* Umrechnungsfaktor [Gg/$10^6 m^3$]

Die Aktivitätsrate für Steinkohlenkoksproduktion wurde aus der STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2004a) entnommen.

Der verwendete Emissionsfaktor für Methan zur Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Produktion von Steinkohlenkoks (Kokereien) beträgt 0,049 kg Methan pro Tonne Steinkohlenkoks (DMT 2005a) 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.

3.2.1.2.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1.b)

Unsicherheiten der Aktivitätsrate ergeben sich vor allem aus Messungenauigkeiten beim Wiegen des produzierten Kokses. 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.

3.2.1.2.5 Qualitätssicherung und Verifizierung (1.B.1.b)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

Bei der Betrachtung von Emissionsfaktoren ist der IPCC Konversionsfaktor von 0,67 Gg/10^6m³ 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 Veröffentlichung 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 Nm³ in m³ umgerechnet werden.

Umrechnungsfaktor Normkubikmeter ⇔ Kilogramm:

0,717 Nm^3/kg (1,01325 bar, 0°C) **= 0,67 Gg/10^{6}m^3** (20°C, 1 Atmosphäre) *** 1,07 Nm³/m³**

3.2.1.2.6 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1.b)

Die Rückrechnungen erfolgten aus Gründen der Verbesserungen der Konsistenz der Methode und wegen Korrekturen aufgrund der Ergebnisse von Inventarüberprüfungen.

Die Rückrechungen wurden für die gesamten Zeitreihen für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 2004 mit dem Raumbezug Deutschland nach der Ersatzmethode durchgeführt. Abweichungen im Regionalbezug bestehen für die diffusen Emissionen aus Braunkohlen für den Zeitraum der Jahre 1990 bis 1995 mit dem Raumbezug alte Bundesländer und neuen Bundesländern.

Die AR wurden auf eine bessere und transparente Quelle bezogen. Die EF wurden Aufgrund der Ergebnisse von Inventarüberprüfungen verbessert.

Die Änderungen in der Methode, beim Emissionsfaktor und der Aktivitätsrate sind in der Rekalkulationstabelle (siehe Inventar, Tabelle 8b) angegeben.

3.2.1.2.7 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1.b)

Eine Verfeinerung der Methodik von Tier 2 auf Tier 3 kann angestrebt werden, wenn die Einordnung als Hauptquellgruppe auch zukünftig gegeben ist. Hierzu wäre eine anlagenspezifische Ermittlung von Emissionsfaktoren notwendig.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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								

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 CH_4-Emissionen.

Nach der Stillegung 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. Unter diesen Vorbedingungen sind Gewinnung und Verwertung von Grubengas wirtschaftlich geworden (BMWA, 2003b, S. 39). Seit dem Jahr 1998 hat sich die $AR_{CMM\text{-}Gewinnung}$ von 1,429 Mio. m³ auf 45,527 Mio. m³ in 2002 gesteigert (Angabe IVG – Interessenverband Grubengas, Persönliche Mitteilung). In den nächsten Jahren ist hier noch mit einer weiteren Steigerung zu rechnen.

Die Menge des verwerteten Grubengases muss in der Emissionsberichterstattung separat von der freigesetzten Menge von CH_4, 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 Subquellgruppe „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 CH_4-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)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

Bei der Betrachtung von Emissionen ist der IPCC Konversionsfaktor von 0,67 $Gg/10^6\,m^3$ 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, das 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)

Aufgrund der Anpassung des Berechnungsverfahrens im Jahr 2005 wurde eine Rückrechnung vorgenommen. Hierbei ist das steigende Methanfreisetzungspotential durch eine steigende Anzahl an stillgelegten Gruben berücksichtigt. Seit 1998 erfolgt eine teilweise Verwertung des entstehenden Methans, die zukünftig zu einer deutlichen Verringerung der Methanemissionen aus dem Bereich 1.B.1.c führen wird.

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)

Durch die Einbindung von Experten im Rahmen des NASE-Workshops 11/2004 konnte eine deutliche Verbesserung der Datenbasis erreicht werden. Zukünftig ist eine regelmäßige Überprüfung der Expertenschätzungen zum Methanemissionspotential durchzuführen.

Der Vergleich der Berechnungsverfahren und Ergebnisse aus dem Bereich 1.A, zu denen Daten des BEU verwendet werden, wird genutzt um die Genauigkeit zu verbessern, Doppelzählungen auszuschliessen und die Transparenz zu erhöhen.

3.2.2 Öl und Erdgas (1.B.2)

Die diffusen Emissionen aus Öl und Erdgas sind im ZSE mit Daten zu den Subquellgruppen abgebildet. Im ZSE werden unter anderem Disaggregationen zum Leitungsnetz durchgeführt (s. folgende Abbildung). Aggregierte Informationen und Daten 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.

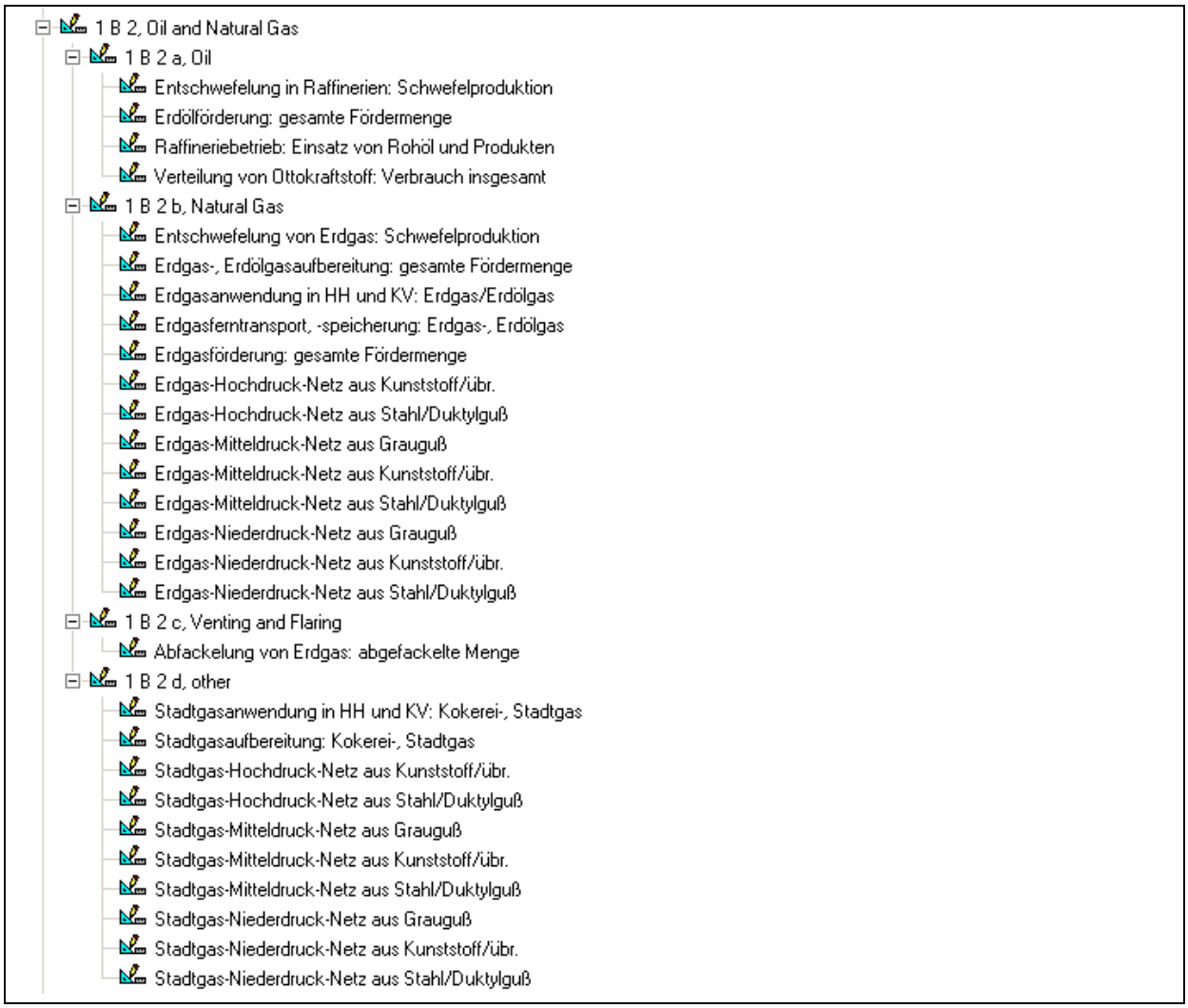


Abbildung 32: Strukturzuordnung 1.B.2 Öl und Erdgas

CRF 1.B.2					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
1.B.2.b Erdgas (Natural Gas)	l / t	CH_4	0,50 %	0,67 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**NMVOC**	**VOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	CS
EF Unsicherheiten in %		25								
Unsicherheitenverteilung		N								
Methode EF-Ermittlung		CS								

Die Quellgruppe Diffuse Emissionen aus Öl und Erdgas (1.B.2) ist bezogen auf die Emissionen aus Erdgas nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Die größte Quelle für diffuse Emissionen von CH_4 stellt die Verteilung von Erdgas dar. Daneben spielen die CH_4-Emissionen aus der Erdgasgewinnung und -aufarbeitung sowie aus Übergabestellen eine untergeordnete Rolle. Die CH_4-Emissionen aus der Erdölgewinnung und der Lagerung von Mineralölprodukten nehmen nur ca. 3 % der Emissionen aus Erdgas ein.

3.2.2.1 Öl (1.B.2.a)

Die CH_4-Emissionen aus Erdöl stammen vor allem aus diffusen Emissionen bei der Gewinnung und aus dem Raffinerieprozess sowie der Lagerung von Mineralölprodukten. Die spezifischen Emissionen bei der Erdölgewinnung (Summe aus 1.B.2.a.i, 1.B.2.a.ii und 1.B.2.a.iii sowie 1.B.2.c) sind seit 1990 bis zum Berichtszeitpunkt 2004 nur geringfügig um 12 % zurückgegangen. Hingegen konnten die spezifischen diffusen CH_4-Emissionen aus dem Raffineriebereich und der raffinerieeigenen Lagerung von Mineralölprodukten (vor allem Ottokraftstoff) einschließlich der Atmungsverluste und Emissionen der Fackeln in diesem Zeitraum um 65 % von 0,06 auf 0,02 kg/t gesenkt werden (1.B.2.a.iv). Dies ist vor allem auf die Einführung technisch dichter Aggregate (Pumpen, Verdichter), Dichtsysteme (Flansche) sowie der Gaspendelung zurückzuführen. Insgesamt konnten für die Quellgruppe 1.B.2.a die CH_4-Emissionen von 10,8 Gg in 1990 auf 6,3 Gg in 2004 gesenkt werden. Die Emissionsfaktoren für 2004 sind konstant geblieben.

CO_2-Emissionen konnten bisher für die Quellgruppe nicht ermittelt werden.

3.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe: Öl (1.B.2.a)

Der Transport von Rohöl (1.B.2.a.iii) erfolgt fast ausschließlich mittels Fernleitungen (Pipelines). Die Leitungslänge für Rohöl und Mineralölprodukte betrug im Jahr 2003 6.247 km und wies einen Durchsatz von 154,4 Mio. t auf. Entsprechende Zahlen für 2004 konnten nicht ermittelt werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass in diesem Bereich keine nennenswerten Veränderungen aufgetreten sind. Die Import-Rohölfernleitungen in der Bundesrepublik Deutschland hatten 2004 eine Länge von 1.818 km mit einem Durchsatz von 105,6 Mio. t Rohöl (MWV, 2005: S. 18 ff).

Im IPCC Synthesis and Assessment Report Part I (IPCC, 2004a) 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.

Lediglich etwa 0,1 % der eingesetzten Rohölmengen werden mit Binnentankschiffen transportiert (111.800 t in 2000, siehe DESTATIS Fachserie 8, Reihe 4, 1991-2004). Daher wird dieser Transportweg vernachlässigt.

In Deutschland wurden 2004 14 Rohölraffinerien und 7 Schmieröl- und Altölraffinerien betrieben. Der Rohölgesamteinsatz betrug 122,5 Mio. t für das Jahr 2004. (MWV, Mineralölzahlen 2004, S. 27).

Die Quellgruppe 1.B.2.a.v „Verteilung von Mineralölprodukten“ ist nicht CH_4-emissionsrelevant. Durch Maßnahmen, wie Gaspendelung und Gasrückführungseinrichtungen bei der Betankung von Kraftfahrzeugen an Tankstellen, werden CH_4-Emissionen bei den Produkten Ottokraftstoff und Rohbenzin (Naphtha) nahezu vollständig vermieden.

3.2.2.1.2 Methodische Aspekte (1.B.2.a)

Die CH_4-Emissionen wurden aus spezifischen Emissionsfaktoren und den Aktivitätsraten gebildet.

Der CH_4-Emissionsfaktor von 1,1 kg/t Rohöl für den Bereich Exploration, Produktion und Transport von Erdöl beinhaltet auch die hierbei entstehenden Emissionen aus Abfackelungen sowie Atmungsverluste und stammt aus einem DGMK-Forschungsbericht (DGMK 1992: S. II-98). Die CH_4-Emissionsfaktoren für den Bereich Raffination und Lagerung wurden aus einem VOC-Emissionsfaktor abgeleitet (CH_4-Emissionsfaktor entspricht 10 % des VOC-Emissionsfaktors) und kontinuierlich aufgrund der Fortentwicklung des Standes der Emissionsminderungstechnik fortgeschrieben. Der ursprüngliche VOC-Emissionsfaktor ist leider nicht hinreichend dokumentiert.

Die Aktivitätsraten stammen aus der jährlich erscheinenden Bundesenergiebilanz der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen oder aus den jährlichen Sonderveröffentlichungen zum einen des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V. „Mineralöl-Zahlen 2004“ und zum anderen des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung „Jahresbericht Zahlen & Fakten 2004“ .

Zu 1.B.2.a.i Oil Exploration und 1.B.2.b Gas Exploration kann der EF aus der IPCC GPG (2000: S. 2.86, Tabelle 2.16, Zeile 5) für Diffuse Emissionen Tätigkeiten zu Öl und Gas auf der Grundlage von Daten aus Nordamerika aus der Kategorie „Wells“, Subkategorie „Servicing“, Emissions Typ „all“, Default Emission Factor für CO_2 von 0,000095 Gg per number of producting and capable well herangezogen werden und mit der AR aus dem Jahresbericht des Wirtschaftverbandes Erdöl und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) des Jahres 2004 (S. 50, Tabelle Bohrerfolgsbilanz, hier Zeile Produktionsbohrungen, Gesamt, fündig in der Anzahl von 12 für das Jahr 2004) verwendet werden. Für die Jahre von 1990 bis 2003 konnten die Anzahl der fündigen Produktionsbohrungen als AR nicht kurzfristig aus der Literatur ermittelt werden. Daher wurde hier anhand der Daten der Bohrerfolgsbilanz zur Gewinnung von Erdöl und Gas (ebd. S. 50, Tabelle Bohrerfolgsbilanz) und anhand der Daten den Bohrerleistung zur Gewinnung von Erdöl und Gas ein Bezug hergestellt und angenommen, das die Bohrleistung in Bezug zum Bohrerfolg steht. Weiterhin wurde angenommen, dass mit den Verfügbaren Daten für die Jahre 2002 bis 2004 über die

Bohrleistung ein Mittelwert für die Jahre 1990 bis 2001 angesetzt werden kann. Mit diesen sehr groben Annahmen und Bezügen wurde die Anzahl der fündigen Produktionsbohrungen für die Jahre ab 1990 bis 2003 geschätzt („AR“ hier als Anzahl fündigen Produktionsbohrungen * DEF 0,000095 Gg = Gg CO_2). Für das Jahr 2004 entspricht dies 1,14 t CO_2 zu fündigen Produktionsbohrungen (Exploration) von Öl und Gas in Deutschland. Da der Standard EF (siehe oben) und die Bohrerfolgsbilanz für Exploration unspezifisch für Öl und für Gas angeben werden, wurde entschieden die CO_2 Emissionen unter 1.B.2.a.i Oil Exploration zu berichten und in den Inventartabellen zur Quellgruppe 1.B.2.b Gas Exploration den Verweis IE zu führen.

3.2.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a)

Die Unsicherheiten in Höhe von 25 % wurden im Rahmen eines Expert Judgements ermittelt und liegen in der gleichen Größenordnung wie der IPCC GPG Default-Wert von ± 25 % bis ± 50 % (IPCC, 2000: S. 2.92).

3.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a)

Für die Quellgruppe 1.B.2.a. iv (Erdöl-Raffinerien und Mineralöllagerung) ergibt der Vergleich mit den IPCC Default-Werten (IPCC Guidelines - Reference Manual, 1996b) eine gute Übereinstimmung. In Tabelle 1.62 (ebd.) werden Emissionsfaktoren für diesen Bereich in Summe von 110 bis 1660 kg/PJ angegeben. Wird der deutsche Emissionsfaktor für 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 IPCC Default-Wertes. Ebenso zeigt der von Österreich für das Jahr 2000 angegebene Emissionsfaktor von 0,033 kg/t Rohöl eine gute Übereinstimmung mit dem deutschen länderspezifisch ermittelten Emissionsfaktor.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

3.2.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a)

Zukünftig werden aufgrund fehlender länderspezifischer Emissionsfaktoren im Bereich des Transportes von Öl per Pipeline zunächst die Default-Werte aus der IPCC Good Practice Guidance (2000: S 2.87) für den Tier 1 Ansatz verwendet:

$$EF_{CH4} = 5{,}4E\text{-}06;$$
$$EF_{CO2} = 4{,}9E\text{-}07;$$
$$EF_{N2O} = 0$$

[Gg/(10³m³ Öl. per Pipeline transportiert)]

Länderspezifische Aktivitätsraten sind in diesem Bereich mit den Durchsätzen von Öl durch die Rohrleitungen aus den „Mineralölzahlen 2004“ des MWV (2004) sowie aus MWV (2000) größtenteils bekannt.

Weitere Aspekte zur Vervollständigung des Inventars sind in den Inventarverbesserungsplan aufgenommen worden.

3.2.2.2 Erdgas (1.B.2.b)

3.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe: Erdgas (1.B.2.b)

In dieser Quellgruppe werden sowohl die Produktion und Aufbereitung von Erdgas (u.a. On- und Offshore Bohrungen, Konditionierung des Gases) als auch seine Weiterleitung bzw. Verteilung per Pipeline (u.a. Ferngasleitungen, Ortsgasnetze inklusive der Mess- und Regelstationen und Verdichter) und die Freisetzung von Erdgas am Verwendungsort (Haushalte, Kleinverbraucher: 1.A.4) beschrieben. Die Hauptquelle der diffusen CH_4-Emissionen bei Erdgas stellt die Verteilung des Erdgases bis zum Endverbraucher dar. Trotz einer Erweiterung des Verteilernetzes im Berichtszeitraum um etwa 150.000 km auf 432.614 km im Jahr 2003 konnten die CH_4-Emissionen leicht gesenkt werden. Das konnte durch Minderung der diffusen Verteilungsverluste um etwa 40 % erreicht werden. Zwischen 1990 (10,8 Gg) und 2002 (4,1 Gg) haben die CH_4-Emissionen in der Quellgruppe "Öl und Erdgas" deutlich abgenommen. Eine Erklärung für die starke Reduktion der Methanemissionen ist die Emissionsminderung der diffusen Emissionen in Raffinerien durch Einführung von technischen Verbesserungen (technisch dichte Armaturen, wie Flansche, Ventile, Pumpen, Kompressoren) als Resultat der Implementierung von Anforderungen zur Emissionskontrolle aus Regularien (TA Luft, 2002; VDI, 2000: VDI Richtlinie 2440).
Die übrigen diffusen Emissionen aus der Gewinnung, Aufarbeitung und Hochdruckverteilung von Erdgas wurden im Berichtszeitraum nur leicht gesenkt. Insgesamt konnten die CH_4-Emissionen gemindert werden. Aufgrund unveränderter Randbedingungen dürften – wenn überhaupt – nur geringfügige Änderungen der Emissionen für das Jahr 2003 zu erwarten sein.

Auch durch den weiter vorangekommenen Rückbau der Graugussleitungen war bei den CH_4-Emissionen ein Rückgang zu bemerken. Im Bereich der Gasversorgung der Haushalte und Kleinverbraucher waren Unfälle laut DVGW über die Jahre betrachtet rückläufig, jedoch sind trotzdem zwei Unfallschwerpunkte feststellbar. Es handelt sich um so genannte „Baggerschäden" bei Tiefbauarbeiten im Bereich von Hausanschlussleitungen und um Manipulationen an Hausinstallationen. Im Berichtsjahr waren 23 Porenspeicher und 20 Kavernenspeicher für Erdgas in Betrieb. Bei der letzteren Gruppe wurden insgesamt 145 Einzelkavernen genutzt. Das Arbeitsgasvolumen der Untertagespeicher hat sich, nach einem leichten Rückgang im Jahr 2002, in 2003 um 0,7 Mrd. m³ (V_n) auf 19,6 Mrd. m³ (V_n) leicht erhöht. Davon sind gegenwärtig maximal 18,6 Mrd. m³ (V_n) technisch nutzbar. Nach derzeitigen Planungen sollen in Zukunft weitere 3,5 Mrd. m³ (V_n) Arbeitsgas vorzugsweise in Kavernenspeichern installiert werden. Da die Großprojekte seit Anfang der 1990er Jahre inzwischen weitestgehend abgeschlossen sind, zeigt sich seit einigen Jahren eine Stabilisierung des Arbeitsgasvolumens.

Die Subquellgruppe „Sonstige Leckagen" beinhaltet die Emissionen bei der Verwendung von Erdgas im Haushalt.

3.2.2.2.2 Methodische Aspekte (1.B.2.b)

Die CH_4-Emissionen für Erdgas wurden aus spezifischen Emissionsfaktoren und den Aktivitätsraten gebildet. Die Aktivitätsraten stammen vorwiegend aus der jährlich erscheinenden Bundesenergiebilanz der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen (AGEB, 2004). Für Aktivitätsraten zur Berechnung von Emissionen aus der Weiterleitung / Verteilung von Erdgas wird die Gasstatistik des Bundesverbandes der deutschen Gas- und

Wasserwirtschaft (BGW) herangezogen. Die Aktivitätsraten werden ausgehend von dieser Gasstatistik zunächst über Zwischenschritte für die angelegten Zeitreihen aufbereitet. Dieser Zwischenschritt ist für das Nationale Inventar notwendig, da bestimmte Aktivitätsraten nicht mehr in der Gasstatistik geführt werden. Weiterhin werden die Jahresberichte des Wirtschaftsverbandes Erdöl und Ergasgewinnung e.V. ausgewertet.

Die spezifischen Emissionsfaktoren wurden aufgrund von Literaturrecherchen (SCHÖN, WALZ et al., 1993) und bei Betrieben durch das Umweltbundesamt abgeleitet und kontinuierlich fortgeschrieben.

NMVOC-Emissionen werden im Bereich Gas bisher nicht erfasst.

Zu 1.B.2.b Gas Exploration siehe Kapitel 3.2.2.1.2, Absatz zu 1.B.2.a.i Oil Exploration.

Bei der Verarbeitung von Sauergas (1.B.2.b.i Gas Production / Processing) entstehen auch CO_2-Emissionen. Dies legen die Angaben von anderen Staaten zu dieser Subquellgruppe nahe. Die grobe Schätzung dieser Emissionen lehnt sich an Information der Mineralölindustrie an, wonach geschätzt circa 75 % der Gasförderung in Deutschland als Sauergas in Anlagen der Entschwefelung verarbeitet wird. Bei dieser prozentualen Schätzung wird davon ausgegangen, dass in den drei Anlagen zur Aufbereitung von Erdgas in Großkneten, Rütenbrock und Vogtei in Deutschland gefördertes Sauergaus verarbeiten wird, wobei die beiden Anlagen Großkneten und Voigtei der ExxonMobil Production Deutschland GmbH im Jahr 2003 rund 14,5 Mrd. Kubikmetern (knapp zwei Drittel der deutschen Erdgasproduktion) beitragen (EXXONMOBIL, 2006). Davon ausgehend können als grobe Schätzung die Aktivitätsrate der Erdgasförderung in Höhe von 75 % angesetzt werden. Der Emissionsfaktor kann aus den Angaben des Inventars des Landes Österreich abgeleitet werden. Dieses Land erläutert im NIR (die Emissionsfaktoren von 1990 bis 2003 (siehe UNFCCC, 2006: Österreich, NIR 2005, S. 126). Andere untersuchte Inventare und die dazugehörigen Inventarberichte geben keine Hinweise zur Berechnungsverfahren oder verwertbare Erläuterungen zu den CO_2-Emissionen dieser Subquellgruppe. Die Erdgasaufbereitungsanlage in Großenkneten ist seit dem Herbst 1972, als die erste Ausbaustufe der Erdgasreinigung in Betrieb genommen wurde, zu einem wichtigen Bestandteil der deutschen Erdgasversorgung geworden. Heute ist sie mit der 1979 in Betrieb genommenen Abgasreinigungsanlage, die 1994 um eine weitere ergänzt wurde, eine der größten, modernsten und umweltfreundlichsten Erdgasreinigungsanlagen der Welt (BVB VERLAGSGESELLSCHAFT, 2006). Zur Erdgasaufbereitungsanlage in Rütenbrock (Ort Haren) sind leider derzeit keine Informationen verfügbar. Es wird angenommen das auch diese Anlage bereits vor 1990 in Betrieb war. Die Erdgasaufbereitungsanlage der NEAG in Voigtei (Landkreis Nienburg) wurde 1963 in unmittelbarer Nachbarschaft die Erdgasreinigungsanlage NEAG in Betrieb genommen (STEINBRUCHS-BERUFSGENOSSENSCHAFT, 2003; EXXONMOBIL, 2000). Alle Anlagen waren im Jahr 1990 in Betrieb. Die AR der Erdgasförderung wird entnommen aus dem Jahresbericht des Wirtschaftverbandes Erdöl und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) 2004, S. 42, Tabelle Entwicklung der Erdgasförderung.

Berechnungsverfahren:

AR 75% Erdgasförderung (inklusive Sauergas) in 1.000 m^3 * EF 4.000,00 Gg / 1.000 m^3 (Sauergas) = EM CO_2 Gg

Die CO_2 Emissionen der Subquellgruppe 1.B.2.b.ii Gas Transmission werden wegen Unerheblichkeit und Fehlen der Emissionsquellen nicht berichtet. Auch andere Länder wie Dänemark. Portugal, Schweden, Slowakei, Irland, Ungarn, Finnland, Lichtenstein und Kroatien berichten hierzu NO, andere Länder wie Norwegen, Neuseeland und Vereinigten Staaten von Amerika berichten IE, ohne dass hierzu eine verwertbare Information für die Inventarerstellung für Deutschland gegeben ist. Die CO_2 Emissionen der Subquellgruppe 1.B.2.b. Gas Transmission, hier Distribution werden wegen Unerheblichkeit und Fehlen der Emissionsquellen ebenfalls nicht berichtet.

3.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b)

Die Unsicherheiten in Höhe von 25 % wurden im Rahmen eines Expert Judgements durch die Fachverantwortlichen im UBA ermittelt und liegen in der gleichen Größenordnung wie der IPCC Good Practice Guidance Default-Wert.

3.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b)

Für die Quellgruppe 1.B.2.b (Erdgasgewinnung, -raffination und –verteilung) wird in Tabelle 1.62 der IPCC-Guidelines (1996b) lediglich ein Default-Wert für den Emissionsfaktor der gesamten Quellgruppe von 58.000 bis 111.000 kg/PJ angegeben. Ein Vergleich mit den aufaddierten und mittels des unteren Heizwertes von Erdgas (35,7 MJ/Nm³) umgerechneten deutschen Emissionsfaktoren ergibt eine gute Übereinstimmung. Die länderspezifische Ermittlung ergab einen Gesamt-Emissionsfaktor, der im unteren Bereich der Spannbreite des IPCC Default-Wertes liegt.

Der länderspezifische Emissionsfaktor von 27.000 kg/PJ für die Erdgasgewinnung ist bisher nicht ausreichend dokumentiert.

Einige Werte des Jahres 2004 wurden durch Fortschreibungen oder Berechungen ermittelt.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

3.2.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b)

Zur Vervollständigung der Inventars sollen die Verfahren der Emissionsberechnung überprüft und angepasst werden.

Hinsichtlich der fehlenden Angaben zu CO2-Emissionen sollen ab 2006 Daten im Rahmen der Umsetzung der Europäischen Emissionshandelsrichtlinie einbezogen (EU-Emissionshandelsrichtlinie, Richtlinie 2003/87/EG) werden . Es ist geplant die Emissionsfaktoren für die Verteilung von Erdgas durch aktuellere aus einer anderen Quelle zu ersetzen.

Zur Verbesserung der Daten aus der Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland sollen Ergebnisse aus einem geplanten Forschungsprojekt verwertet werden. Die Verwendung von Daten der Branchenverbände soll geprüft werden.

3.2.2.3 Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c)

Die CH_4-Emissionen aus der Abfackelung und der Entlüftung (Atmungsverluste) wurden in den vorgenannten Abschnitten des NIR (1.B.2.a und 1.B.2.b) bereits berücksichtigt.

CO_2-Emissionen wurden bisher für diese Quellgruppe nicht ermittelt.

3.2.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe: Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c)

Zur Zeit werden die Emissionen aus der Abfackelung und Entlüftung von Öl während der direkten Weiterverarbeitung (Raffineriefackeln) in der Quellgruppe 1.B.2.a.ii berichtet. Für die Emissionen während der Exploration sind keine Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren bekannt.

3.2.2.3.2 Methodische Aspekte (1.B.2.c)

Die Emissionen aus der Abfackelung und Entlüftung von Erdgas werden in der Quellgruppe 1.B.2.a und 1.B.2.b mit erfasst.

3.2.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.c)

Für die Unsicherheiten der Emissionen aus der Abfackelung und Entlüftung gelten die gleichen Aussagen wie in den Kapiteln zu 1.B.2.a und 1.B.2.b.

3.2.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.c)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

3.2.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.c)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.c)

Weitere Untersuchungen zu Aktivitätsdaten und CH_4- und CO_2-Emissionen sind geplant. Die möglicherweise zu diesem Zweck nutzbare Datenquelle der DEHSt steht frühestens für den NIR 2007 zur Verfügung (Monitoring CO_2 dort erst ab 2005). Weitere Aspekte zur Vervollständigung des Inventars sind in den Inventarverbesserungsplan aufgenommen worden.

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, unterteilt in Zementklinkerproduktion und Zementproduktion (2.A.1), das Kalkbrennen (2.A.2), die Sodaproduktion (2.A.4), das Bitumen-Mischgut (2.A.6) und unter Andere (2.A.7) die Glasherstellung, die Grobkeramik und die Salz- und Kalisalzproduktion.

Limestone and Dolomite Use (2.A.3) sowie Asphalt Roofing (2.A.5) werden nicht erhoben.

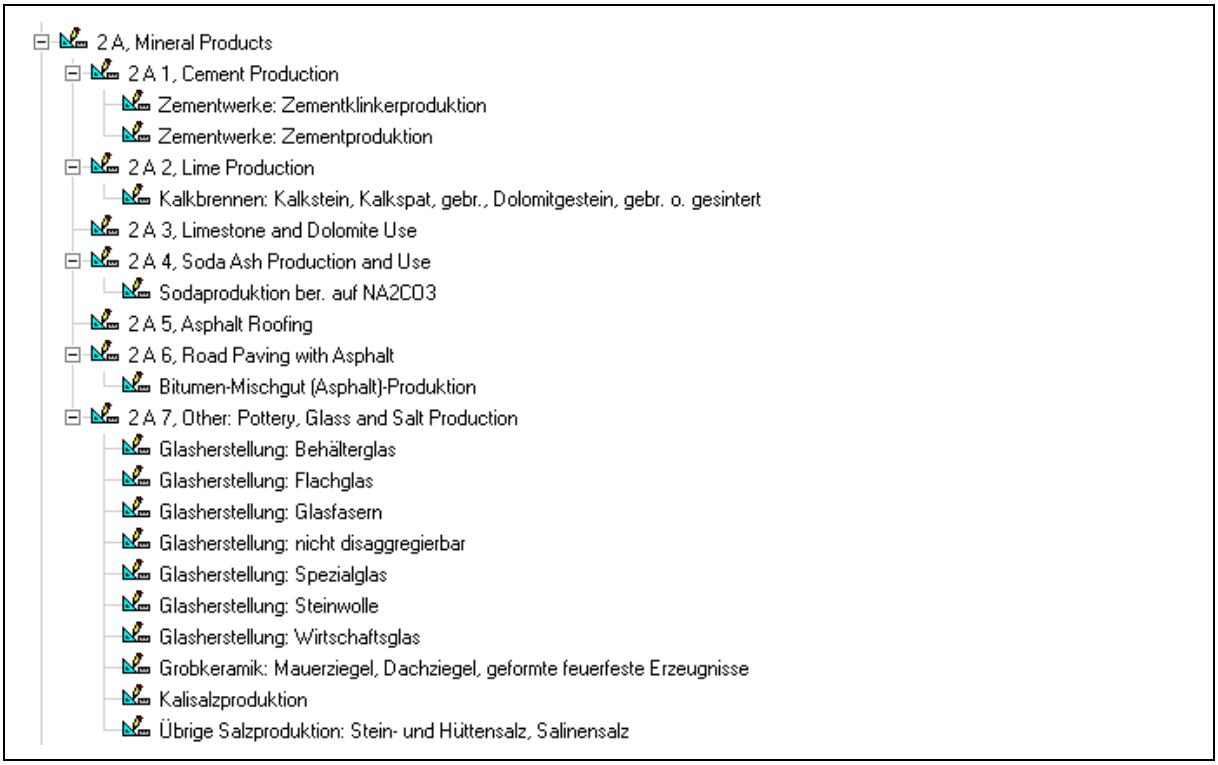


Abbildung 33: Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Zement Produktion	l / t	CO_2	1,19 %	1,33 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NE
EF Unsicherheiten in %	± 10	- -	- -	- -	- -	- -				
Unsicherheitenverteilung		- -	- -	- -	- -	- -				
Methode EF-Ermittlung	CS	- -	- -	- -	- -	- -				

Die Quellgruppe Zement (2.A.1) ist nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

Im Jahr 2003 waren deutschlandweit 69 Öfen zum Brennen von Zementklinker mit einer Gesamtkapazität von 130020 t/d in Betrieb. Den größten Anteil haben dabei die Öfen mit Zyklonvorwärmer (45), gefolgt von Öfen mit Rostvorwärmer (16) und Schachtöfen (8) (BDZ, 2004a, S. 7). 31 Unternehmen mit 47 Zementwerken in Deutschland sind dabei Mitglieder des Bundesverbands der Deutschen Zementindustrie (BDZ, 2005b).

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. Für das Treibhausgasinventar spielen diese Zeitreihen keine Rolle, sondern die Zeitreihen des Strukturelements Zementklinkerproduktion, worauf sich die weiteren Ausführungen beziehen. 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 CO_2-Emissionen eingespart. (AICHINGER, 2005: S. 31f)

Beim Klinkerbrennprozess werden klimarelevante Gase emittiert. Zum weit überwiegenden Teil ist dies CO_2. Laut vorläufiger Zahl des BDZ (2005) betrug die Klinkerproduktion im Jahr 2004 26.281 kt. Die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen werden mit einem vom Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) aus anlagenspezifischen Daten ermittelten, länderspezifischen Emissionsfaktor von 0,53 t CO_2/t Zementklinker berechnet. Aus der Klinkerproduktion resultiert eine rohstoffbedingte CO_2-Emission von 13.929 kt CO_2 im Jahr 2004.

4.1.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1)

Die Aktivitätsraten wurden vom *Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ, bzw. deren* Forschungsinstitut der Zementindustrie*) Düsseldorf* durch Umfragen bei den deutschen Zementwerken und aus Angaben des BDZ zusammengestellt. Dabei handelt es sich im Wesentlichen um die im Rahmen des CO_2-Monitorings veröffentlichten Daten (VDZ, 2005), ergänzt um die Werke, die nicht Mitglieder im BDZ sind (teilweise Schätzung des VDZ). Für die Jahre 1991 bis 1993 besteht eine Datenlücke in den Aktivitätsdaten, die vom VDZ so nicht mehr schließbar ist. Im Inventar wurden diese Jahre interpoliert.

In Tabelle 38 sind die Aktivitätsraten und die aus der Klinkerproduktion ermittelten rohstoffbedingten CO_2-Emissionen für die Jahre 1987 bis 2004 zusammengefasst. Der Klinkerfaktor (*t Klinker/t Zement)* kann aus den Angaben in der Tabelle nicht berechnet werden, da ein Teil des in D produzierten Klinkers exportiert wird und daher in den Angaben zur Zementproduktion nicht enthalten ist. Der Klinkerfaktor war in 2004 mit 81,7 % etwas höher als in den Vorjahren (ca. 78 %).

Tabelle 38: Aktivitätsraten und daraus resultierende CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987-2002

Jahr	Klinkerproduktion	Zementproduktion aus dt. Klinker	Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen
	[kt/a]	[kt/a]	[kt/a]
1987	29.039	37.698	15.391
1988	29.876	38.725	15.834
1989	31.377	40.728	16.630
1990	28.577	37.772	15.146
1991	25.670	34.341	13.605
1992	26.983	37.331	14.301
1993	27.146	36.649	14.387
1994	28.658	40.512	15.189
1995	29.072	37.480	15.408
1996	27.669	35.845	14.664
1997	28.535	35.932	15.124
1998	29.039	36.378	15.391
1999	29.462	38.099	15.615
2000	28.494	36.311	15.102
2001	25.227	32.081	13.370
2002	23.954	30.485	12.696
2003	25.233	32.243	13.373
2004	26.281	31.391	13.929

Quelle: VDZ, 2005

Der für die Emissionsberechnung verwendete Emissionsfaktor von 0,53 t CO_2 / t Zementklinker beruht auf einem quellgruppenspezifischem *bottom-up*-Ansatz, d.h. der Emissionsfaktor wurde vom VDZ durch Aggregierung 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 CO_2 / 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, 2001). Der genannte Emissionsfaktor von 0,53 t CO_2 / t Zementklinker wird auch in den CO_2-Monitoring-Berichten der deutschen Industrie sowie bei Berechnungen im Rahmen des Treibhausgas-Emissionshandels verwendet.

Die rohstoffbedingten CO_2-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:

$$CO_2\text{-Emissionen} = \text{Emissionsfaktor } (EF_{Klinker}) \times \text{Klinkerproduktion}$$

Tabelle 38 enthält bereits die nach der oben beschriebenen Methode berechneten, rohstoffbedingten CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987 bis 2003. Der Emissionsfaktor von 0,53 t CO_2 / 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 CO_2-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 (2001: 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.1)

Für die Zementindustrie wurde im NIR 2004 das Berechnungsverfahren umgestellt bzw. die Berechnungsgrundlagen angepasst. Zuvor wurden die in den "Umweltdaten der deutschen Zementindustrie" veröffentlichten Daten verwendet. Nach einer nochmaligen Prüfung wurde festgestellt, dass dort nur die im Verband gemeldeten Produzenten erfasst werden. Die tatsächlichen Werte lagen höher. Besser geeignet erschienen daher die für den CO_2-Monitoringbericht bereitgestellten Daten des VDZ, die sich auf den in Deutschland hergestelltem Zementklinker beziehen. Um eine höhere Genauigkeit und Eindeutigkeit zu erreichen, wurde die Datengrundlage auf die Verbandszahlen für den CO_2-Monitoringbericht umgestellt.

Zur Qualitätssicherung wurden alle verwendeten Daten des BDZ, des VDZ sowie aus der Literatur auf Plausibilität geprüft. Der ermittelte Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-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 et al, 1997: 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 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.1)

Es waren keine quellenspezifischen Rückrechnungen im Bereich der Zementklinker-produktion notwendig.

4.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.1)

Der für die gesamte Zeitreihe verwendete Emissionsfaktor von 0,53 t CO_2 / t Klinker soll auf der Basis anlagenspezifischer Daten zum Carbonatgehalt der Klinkerrohstoffe bzw. dem Metalloxidgehalt des erzeugten Klinkers verifiziert werden.

Zukünftig soll auch ein Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten SO_2-Emissionen in das ZSE eingegeben werden. Die dazu im Vorfeld erforderlichen Erhebungen und Berechnungen sind jedoch noch nicht abgeschlossen.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Kalk Produktion	l / -	CO_2	0,48 %	0,53 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NE
EF Unsicherheiten in %	+5/-10	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	L	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	D	--	--	--	--	--				

Die Quellgruppe 2.A.2 ist aufgrund der emittierten CO_2-Mengen eine Hauptquellgruppe.

Kalk entsteht durch Brennen von Kalkstein. Hauptbestandteil des Kalksteins ist Kalziumkarbonat.

Beim Brennen von Dolomit entsteht Dolomitkalk. 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 Dolomitkalk 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 Dolomitkalkmengen. Informationen zu anderen kalkproduzierenden und kalkverwendenden Branchen sind Gegenstand des Kapitels 2.A.3, um die internationale Vergleichbarkeit des Kapitels 2.A.2 zu erhalten.

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:

$$CaCO_3 + \text{Wärmeenergie} \rightarrow CaO + CO_2$$

Herstellung von Dolomitkalk:

$CaCO_3 \bullet MgCO_3$ + Wärmeenergie → $CaO \bullet MgO + 2\ CO_2$

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. In den Jahren 2000-2004 wurden jeweils etwa 6,5 Mio. t Kalk produziert, d.h. die Schwankungen der letzten Jahre waren gering.

Beim Vergleich der Jahre 1990 (Basisjahr) und 2004 ist die Produktion um etwa 9 % gesunken.

Die Dolomitkalkproduktion weist bei wesentlich kleinerer Produktionsmenge ähnliche Schwankungen auf. Allerdings ist die Produktion in den Jahren 2003 und 2004 gegenüber den beiden Vorjahren stark zurückgegangen (etwa 15 %). Beim Vergleich der Jahre 1990 (Basisjahr) und 2004 ist die Produktion um etwa 22 % gesunken

Da die CO_2-Emissionen und die Kalk- bzw. die Dolomitkalkproduktion bei konstantem Emissionsfaktor linear voneinander abhängen, gelten die vorhergehenden Aussagen für die CO_2-Emissionen entsprechend.

4.1.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2)

Beim Brennen von Kalkstein oder Dolomit wird CO_2 freigesetzt, das mit dem Abgas an die Atmosphäre abgegeben wird. Die Höhe der Emissionen ergibt sich aus dem Produkt der Produktmenge (Gesamtmenge Kalk und Dolomitkalk) und dem entsprechenden Emissionsfaktor.

CO_2-Emission = Emissionsfaktor (EF) x Gesamtmenge Kalk und Dolomitkalk

Der anzuwendende Emissionsfaktor wird aus den Anteilen des Kalks bzw. Dolomitkalks an der gesamten Produktionsmenge und den stöchiometrischen Emissionsfaktoren für die einzelnen Produkte berechnet:

EF_{Kalk} : *0,785 t CO_2/t Kalk*

$EF_{Dolomitkalk}$: *0,913 t CO_2/t Dolomitkalk*.

Dabei wird angenommen, dass der Kalk zu 100 % aus CaO bzw. der Dolomitkalk zu 100 % aus $CaO \bullet MgO$ besteht. Dies entspricht einer stöchiometrischen Freisetzung von CO_2. 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 IPPC Good Practice Guidance and Uncertainty Managment in National Greenhouse Gas Inventories (Chapter 3.1.2). Die Gesamtproduktion an Kalk und Dolomitkalk betrug im Jahr 2004[19] 6,97 Mio. t. Daraus resultiert eine CO_2-Gesamtemission von 5,53 Mio. t.

[19] Vorläufige Angabe des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie e.V. (BV Kalk)

Tabelle 39 Produktion und CO_2-Emissionen der deutschen Kalkindustrie

	Kalk		Dolomitkalk		Gesamt		Jahresspez., gemischter EF (Kalk/Dolomit)
Jahr	**Produktion**	**CO_2-Em.**	**Produktion**	**CO_2-Em.**	**Produktion**	**CO_2-Em.**	
	[t]	**[Mio. t]**	**[t]**	**[Mio. t]**	**[t]**	**[Mio. t]**	
1990	7.129.000	5,596	590.103	0,539	7.719.103	6,135	794,8
1991	6.303.335	4,948	591.824	0,540	6.895.159	5,488	796,0
1992	6.396.407	5,021	574.502	0,525	6.970.909	5,546	795,5
1993	6.668.149	5,234	515.167	0,470	7.183.316	5,705	794,2
1994	7.312.766	5,741	504.719	0,461	7.817.485	6,201	793,3
1995	7.411.000	5,818	543.651	0,496	7.954.651	6,314	793,7
1996	6.832.000	5,363	544.199	0,497	7.376.199	5,860	794,4
1997	6.926.000	5,437	529.928	0,484	7.455.928	5,921	794,1
1998	6.619.100	5,196	556.965	0,509	7.176.065	5,705	794,9
1999	6.629.306	5,204	479.909	0,438	7.109.215	5,642	793,6
2000	6.803.540	5,341	524.196	0,479	7.327.736	5,819	794,2
2001	6.482.592	5,089	511.234	0,467	6.993.826	5,556	794,4
2002	6.412.235	5,034	514.969	0,470	6.927.204	5,504	794,5
2003	6.549.476	5,141	435.785	0,398	6.985.261	5,539	793,0
2004	6.510.674	5,111	458.520	0,419	6.969.194	5,530	793,4

Mittelwert $EF_{Kalk/Dolomit}$	**794,3**
Minimum	793,0
Maximum	796,0

Quelle: BV KALK, 2005

Die Berechnung des anzuwendenden, gemischten Emissionsfaktors für die Kalk- und Dolomitkalkproduktion erfolgt nach folgender Formel:

$$gemischter\ EF_{Kalk/Dolomit} = \frac{Produktmenge_{Kalk} * EF_{Kalk} + Produktmenge_{Dolomitkalk} * EF_{Dolomitkalk}}{Produktmenge_{Kalk} + Produktmenge_{Dolomitkalk}}$$

Die jahresspezifisch berechneten Werte (siehe rechte Spalte von Tabelle 39) weisen nur minimale Abweichungen voneinander auf (zwischen 793,0 und 796,0 t CO_2 / t Gesamtkalk; arithmetisches Mittel: 794,3 t CO_2 / t Gesamtkalk).

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 CO_2-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. Die Tatsache an sich wurde auch in der Unsicherheitenschätzung berücksichtigt.

Für die gesamte Zeitreihe werden für die Ermittlung der CO_2-Emissionen die stöchiometrischen Emissionsfaktoren verwendet.

Die Unsicherheiten für die verwendeten Aktivitätsraten wurden mit -5 % bzw. +7 % abgeschätzt. Folgende Faktoren sind in diese Expertenschätzung eingeflossen:

1. Die Produktionszahlen zweier, kleinerer Hersteller 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 Unsicherheitenschätzung 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 wurden mit -10 % bzw. +5 % abgeschätzt. Folgende Faktoren sind in diese Expertenschätzung eingeflossen:

1. Da bei der Schätzung der CO_2-Emissionen von einer stöchiometrischen Freisetzung von CO_2 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.

4.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.2)

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 den landesspezifischen Emissionsfaktor bestätigt.

Für die Berichterstattung unter CRF 2.A.2 wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht

4.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2)

Die Emissionen für die Quellgruppe 2.A.2 wurden für die gesamte Zeitreihe neu berechnet. Dies ist auf die vollständigere Abdeckung der Quellgruppe in den Produktionszahlen

zurückzuführen. Es liegen jetzt produktspezifische Produktionsmengen für Kalk und Dolomitkalk vor. In allen vorhergegangenen Berichterstattungen wurde nur die Produktionsmenge an Kalk (ohne Dolomitkalk) berücksichtigt. Nur bei der Hochrechnung der Verbandsdaten wurde auch die Produktion eines nicht verbandsangehörigen Dolomitkalkwerks berücksichtigt. Bei der Berechnung der Emissionen wurde darüber hinaus für die gesamte Produktionsmenge der stöchiometrische Faktor für die Herstellung von Kalk verwendet. Mit der vorgenommenen Rekalkulation über die gesamte Zeitreihe kann eine wesentlich verbesserte Datenlage dokumentiert werden. Es liegen summarische Angaben für die Produktion von Kalk bzw. Dolomitkalk vor, aus denen mit dem entsprechend anteilig gemittelten Emissionsfaktor die Gesamtemissionen für die Quellgruppe 2.A.2 ermittelt wurden.

4.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.2)

Die jetzt und zukünftig vorliegenden produktspezifischen Aktivitätsraten für Kalk und Dolomitkalk ermöglichen eine konsequente Trennung der Emissionsberechnung für die Produktion von Kalk und von Dolomitkalk. Bei entsprechender Aufsplittung der Zeitreihen im ZSE wird es zukünftig möglich, die vom Kalkverband gelieferten Daten direkt ins ZSE einzugeben, die Emissionen für beide Produkte mit den stöchiometrischen Emissionsfaktoren zu berechnen und dann die Summe beider Teilmengen zu bilden. Dieses Vorgehen wird im Ergebnis keine anderen Emissionswerte liefern, wird aber transparenter und mit weniger vorgelagerten Berechnungsschritten verbunden sein (die in Kap. 4.1.2.2 beschriebene Mischrechnung für die Emissionsfaktoren wird entfallen). Die notwendigen Änderungen im ZSE werden zur Berichtsrunde 2007 realisiert.

4.1.3 Mineralische Produkte: Verwendung von Kalkgestein 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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	IE	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung	--	--	--	--	--	--				

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht gesondert berichtet, sondern werden in den Kalkstein und Dolomit verwendenden Quellgruppen berichtet. Wenn in Quellgruppen Branntkalk eingesetzt wird, ist das beim Brennen freigesetzte CO_2 bereits in den Emissionen der Quellgruppe 2.A.2 enthalten. Weitere Emissionen außer CO_2 werden in dieser Quellgruppe nicht betrachtet.

Im Rahmen eines Forschungsprojekts „Kalksteinbilanz“ werden momentan systematisch die gesamte Verwendung von Kalkstein und Dolomit bilanziert, geeignete, jährlich verfügbare Datenquellen für die zukünftige 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 CO_2-Emissionen in die verursachenden Quellgruppen delegiert. Zur Vereinfachung wird bis auf erläuterungsbedürftige Ausnahmen von Kalkstein gesprochen, auch wenn die Summe von Kalkstein und Dolomit betroffen ist.

Die „Kalksteinbilanz" stellt inhaltlich eine Stoffstromanalyse in Form von Mengenbilanzen dar, die sich zu Zeitreihen ohne methodische Brüche zusammen fügen lassen. Diese methodische Erarbeitung erfolgt in einem Forschungsprojekt unter Einbeziehung der gesamten UBA-Expertise (UBA, FKZ 20541217/02[20]).

4.1.3.2 Methodische Aspekte (2.A.3)

Im Forschungsprojekt Kalksteinbilanz wurden für alle relevanten kalksteinverwendenden Quellgruppen Einsatzmengen modelliert. D. h. die originären Daten zum Einsatz von Kalkstein liegen, zumindest beim aktuellen Stand des Projekts, nicht in geeigneten Statistiken vor. Die Daten konnten aber zumeist mit Produktionsdaten errechnet werden und so in die Kalksteinbilanz eingehen.

Die erarbeitete Bilanz zeigt deutlich, welche Fehlstellen bisher im Emissionsinventar vorlagen:

Tabelle 40: 2.A.3: vorläufige Kalksteinbilanz für relevante Bereiche für die Jahre 1990, 1995 und 2004

Verwendete Menge Kalkstein in Bilanzposten/Bereich [in Mio t]	**1990**	**1995**	**2004**
1A1a Kalksteinrauchgasentschwefelung	1,1	2,3	4,0
2A1 Brennen von Zementklinker	33,3	33,9	30,7
2A2 Brennen von Kalkstein u. Dolomit	13,8	14,2	12,5
2A4 Sodaherstellung	2,3	1,8	1,7
2A7 Glasherstellung	0,6	0,9	0,9
2B5 Düngemittelherstellung	1,1	0,9	0,7
2C1 Eisen- und Stahlherstellung	5,4	5,1	5,1
2D2 Zuckerproduktion	0,7	0,8	0,8
5D Landwirtschaftl. u. Forstwirtschaftl. Bodenkalkung	1,7	2,4	2,7

Die Bilanzsumme unterliegt noch einer fachlichen Überprüfung und ist hier nicht abgebildet. Die Bilanzposten aus den Quellgruppen 1.A.1.a und 2.C.1 sind als relevante Emissionsquellen identifiziert worden. Weiterhin wurde eine Fehlstelle über die so genannte „Nebenbilanz" identfiziert: Hier ist der Kalksteinanteil in den Rohstoffen abgeschätzt, weil diese Menge nicht im Kalksteinaufkommen enthalten ist und deshalb auch nicht in der Kalksteinbilanz berücksichtigt wird.

Tabelle 41: 2.A.3: Nebenbilanz Kalksteineinsatz in Rohstoffen bei der Ziegelherstellung

Kalksteineinsatz im Rohmehl [in Mio t]	**1990**	**1995**	**2004**
2 A7 Herstellung von Ziegeln (Mauer- und Dachziegel)	1,11	1,52	1,08

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02), siehe 4.1.8

[20] in Bearbeitung: Forschungsprojekt "Bilanzierung der Gewinnung und Verwendung von Kalkstein und Ausweisung der CO_2-Emissionen", FKZ 20541217/02

Die Inventarlücken wurden mit den ermittelten Daten gefüllt, wobei die methodischen Aspekte in den jeweiligen Quellgruppenkapiteln erläutert werden (siehe 3.1.1.2, 4.1.8.2, 4.3.1.2, 4.1.8.2).

4.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.3)

Die Unsicherheiten liegen überwiegend bei den Aktivitätdaten, weil die Quellgruppenmodellierungen noch nicht abgeschlossen sind. Die Emissionsfaktoren werden aus der Stöchiometrie der Karbonate bei vollständiger Decarbonisierung ermittelt und sind somit hinreichend genau.

4.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.3)

Die Quellgruppe wurde bereits den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen unterworfen, wobei die Unvollständigkeit und der notwendige Verbesserungsbedarf vor Projektstart dokumentiert wurde.

Die Aktivitätsdaten der Kalksteinbilanz werden in den jeweiligen Quellgruppen verifiziert. Übergreifend spricht die Verifizierung mit der statistischen Angabe zum Kalksteinaufkommen (bisher nicht in Tabelle 40 enthalten) für die Genauigkeit der vorläufigen Bilanz.

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)

Das Projekt Kalksteinbilanz (s. Kapitel 4.1.3.1) ist noch nicht abgeschlossen, weil weitere fachliche Unterstützung eingebunden wird. Für Verifikationen sind Verbandsangaben und Daten aus dem Emissionshandel besonders bedeutsam.

Für die Berichterstattung 2007 wird, wo es möglich ist, eine verfeinerte Berechnung der Emissionen oder die Verwendung originärer statistischer Daten statt der Modellierung angestrebt.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 (2.A.4) 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 Kalciumkarbonats ist dieser Prozess CO_2-neutral, da das Kohlendioxid aus dem Kalkstein im

Produkt Soda (Na_2CO_3) 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-Merkblatterstellung ermittelt wurde (UBA: German Notes on BAT for the production of Large Volume Solid Inorganic Chemicals – Soda, 2001). Das entspricht einer Menge von rund 380 kg CO_2 / 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 CO_2 in die Luft liegen nicht vor (Bottom-Up-Ansatz).

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 CO_2 neutral ist, wird für die Produktion ein Emissionsfaktor von 0 angesetzt.

Die beim Brennen des Kalks zu CO_2 umgewandelte Menge an Koks ist bezüglich ihrer CO_2-Emissionen bereits in der Energiebilanz berücksichtigt.

Die Emissionen aus der Anwendung von Soda werden quellspezifisch berücksichtigt, an dieser Stelle (Top-Down-Ansatz) wird daher 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.4)

Für die Berichterstattung unter CRF 2.A.4 wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.1.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.4)

Da der Emissionsfaktor für CO_2 von 380 kg/t auf 0 kg/t gesetzt wurde, ist dieses Jahr eine quellenspezifische Rückrechnung erforderlich. Die bisher vorhandene Doppelzählung bei prozess- und energiebedingten Emissionen wird auf diese Weise korrigiert.

Im Ergebnis führt das jährlich zu einer geringeren CO_2-Emission in Höhe von mehr als 500.000 Tonnen CO_2, kumulativ seit dem Basisjahr insgesamt fast neun Millionen Tonnen CO_2.

4.1.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.4)

Zur Zeit sind keine Verbesserungen geplant.

4.1.5 Mineralische Produkte: Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung (2.A.5)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

4.1.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.5)

4.1.5.2 Methodische Aspekte (2.A.5)

4.1.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.5)

4.1.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.5)

4.1.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.5)

4.1.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.5)

Deutschland plant die Berechnung der Emissionen dieser Quellgruppe für die Berichterstattung 2007.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NE	NE	CS	NE
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung										

Die Quellgruppe Straßenasphaltierung (2.A.6) 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 berichtet.

Im Jahr 2004 wurden in Deutschland ca. 52 Mio. t Asphalt 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.

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 emittiert. Daneben werden CO, NMVOC, NOx und SO_2 in bedeutend geringeren Mengen freigesetzt. CO2 entsteht aus der stöchiometrischen Umsetzung der eingesetzten Brennstoffe Heizöl EL, Braunkohlestaub und Erdgas.

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 CO_2 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 SO_2 stammen durchschnittlich zu etwa 50 % aus den mineralischen Einsatzstoffen. (Prozessemission). CO entsteht überwiegend bei unvollständigen Verbrennungsvorgängen. Die Emissionen von NO_X, SO_2 und CO werden bisher ausschließlich beim Brennstoffeinsatz berechnet.

Es werden nur die Emissionen bei der Herstellung von Asphalt berichtet. Angaben über die Emissionen beim Einbau des Asphalts liegen nicht vor. Die Ermittlung der Emissionsfaktoren erfolgte länderspezifisch durch Expertenschätzung.

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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.6)

Für die Berichterstattung unter CRF 2.A.6 wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

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 IPPC-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 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.6)

Es waren keine quellenspezifischen Rückrechnungen notwendig.

4.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.6)

Es soll eine genaue Prüfung erfolgen, ob CO_2-Emissionen aus anderen Quellen als den Brennstoffen herrühren. Eine eventuelle Berechnung der Emissionen soll eine Einschätzung erlauben, wie relevant diese Quellgruppe für Treibhausgasemissionen ist.

Weiterhin soll überprüft werden, inwieweit eine Unsicherheitenschätzung vorgenommen werden kann.

4.1.7 Mineralische Produkte: Glas (2.A.7)

CRF 2.A.7 Glas					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -	CO_2			

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	NO	CS
EF Unsicherheiten in %	NE									
Unsicherheitenverteilung	NE									
Methode EF-Ermittlung	CS									

Die Quellgruppe 2.A.7 Glas ist keine Hauptquellgruppe.

Die zur Zeit gültige IPPC Good Practice Guidance enthält keine Vorschläge oder Hinweise zur Berechnung der prozessbedingten CO_2–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)

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 höchsten Produktionsraten werden in den Sektoren Behälterglas (ca. 57,4 % der Gesamtglasproduktion 2004) und Flachglas (ca. 21 % der Gesamtglasproduktion 2004) erreicht, die zusammen 78,4 % 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 an 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 chemischen Reaktionen und physikalischen Vorgänge, die sich bis zur Entstehung des verarbeitungsfähigen Glases abspielen, sind sehr komplex. Die hier betrachteten prozessbedingten CO_2 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 CO_2 – Emissionen, jedoch in deutlich geringem Umfang an. Diese werden hier aus diesem Grund nicht betrachtet.

4.1.7.2 Methodische Aspekte (2.A.7)

Für die Berechnung der CO_2-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 CO_2-Bildung während des Schmelzvorgangs betrachtet: Kalciumkarbonat ($CaCO_3$), Soda/Natriumkarbonat (Na_2CO_3), Magnesiumkarbonat ($MgCO_3$) und Bariumkarbonat ($BaCO_3$).

Für die Ermittlung der durch die Glasindustrie in Deutschland emittierten Mengen an CO_2 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

Glasmengen, die Gewichtsanteile der Glasoxide CaO, MgO, Na_2O 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 CO_2-Emissionen. Mit zunehmendem Einsatz von Scherben als Gemengebestandteil verringern sich die prozessbedingten CO_2-Emissionen. Zum Einsatz von Scherben im Branchensektor Behälterglas stehen Daten der Gesellschaft für Glasrecycling und Abfallvermeidung (bearbeitet durch den BV Glas)[i] zur Verfügung. 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, 2005). 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:

$$EF_{X,\,i} = [M_{CO2}] / [M_X]$$

mit:

X - Glasoxid
i - Branchensektor, Glassorte
$E_{FX,\,i}$ - Emissionsfaktor für Glasoxid X [t CO2/tGlasoxid X]
M_X - Molekulargewicht von X [g/mol]
M_{CO2} - Molekulargewicht von CO2 (= 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.

Die Menge an freigesetztem CO_2 bei der Herstellung der Glassorte i (E_i) lässt sich dann wie folgt ermitteln:

$$E_i = AR_i * EF_{x,i}$$

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

Für die Branchensektoren wurden folgende Emissionsfaktoren errechnet:

Tabelle 42: Emissionsfaktoren für verschiedene Glassorten (berechnet im Vergleich mit Angaben des CORINAIR-Handbuchs)

Glassorte i	**$EF_{i,M}$ [kg CO_2/ t $_{geschmolzenes\ Glas\ i}$] - berechnet -**	**$EF_{i,M}$ [kg CO_2/ t $_{geschmolzenes\ Glas\ i}$] - laut CORINAIR -**
Behälterglas	193	171 - 229
Flachglas	208	210
Wirtschaftsglas	120	-
Spezialglas	113	27 - 178
Glasfasern	198	0 - 470
Steinwolle	299	238 - 527

Da für Behälterglas Daten zum Scherbeneinsatz vorliegen, werden die emissionsrelevanten Aktivitätsraten direkt im ZSE berechnet:

$$AR_{Behälterglas} = PAR_{Behälterglas} (1 – z)$$

mit:

$AR_{Behälterglas}$ - emissionsrelevante Aktivitätsrate von Behälterglas
$PAR_{Behälterglas}$ - Aktivitätsrate von Behälterglas (Produktionsmenge)
Z - Anteil an Scherben in der Gemengezusammensetzung

Für das Jahr 2004 wurden folgende Aktivitätsraten ermittelt:

Tabelle 43: Aktivitätsraten der einzelnen Branchensektoren

Branchensektor	**Aktivitätsrate 2004 [1.000 t]**
Behälterglas	4.105,0 (PAR)/ 361 (AR)
Flachglas	1.508,3
Spezialglas	366,0
Wirtschaftsglas	327,9
Glasfasern und -wolle	365,7
Steinwolle	481,4

Quelle: BV Glas, 2005

4.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7)

Die Produktionsdaten stammen aus der verbandsinternen Statistik des BV Glas. Dieser vertritt nahezu alle Behälterglashersteller Deutschlands, damit sind die Daten dieses Branchensektors sehr genau. Alle anderen Glassektoren vertritt der Verband nicht vollständig und kann keine Vollständigkeit garantieren. 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 wird, außer bei Behälterglas, mit einem Scherbenanteil von 0% gerechnet. Deshalb ist es möglich, dass die Emissionen überschätzt werden. Bei Behälterglas konnte bisher der Scherbenanteil nur ab 1995 berücksichtigt werden, weil die Daten für die Zeit davor noch zu ermitteln sind. Diese Inkonsistenz hat auf die Zeitreihe der gesamten CO_2-Emissionen wesentliche Auswirkungen.

4.1.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7)

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.

Für die Berichterstattung unter CRF 2.A.7 Glas wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.1.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7)

Durch das neue Berechnungsverfahren ergeben sich wesentliche Rückrechnungen. Im Basisjahr ist wegen des noch unberücksichtigten Scherbeneinsatzes für Behälterglas eine leicht verringerte Emission berechnet worden als in den Vorjahren. Ab 1995 bewirkt vor allem die Berücksichtigung des Scherbeneinsatzes für Behälterglas eine verringerte Emission von bis 750 Gg CO_2 pro Jahr.

4.1.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.7)

Zur Herstellung der Zeitreihenkonsistenz bei den Aktivitätsraten und Emissionen soll der Scherbenanteil bei der Herstellung von Behälterglas vor 1995 erhoben oder modelliert werden.

Die Ermittlung der Unsicherheiten ist geplant.

4.1.8 Mineralische Produkte: Keramik (2.A.7)

CRF 2.A.7 Glas					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -	CO_2			

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	D	NE	NO	NO	NO	NE	NE	NE	NE	NE
EF Unsicherheiten in %	NE									
Unsicherheitenverteilung	NE									
Methode EF-Ermittlung	D									

Die Quellgruppe 2.A.7 Keramik ist keine Hauptquellgruppe.

4.1.8.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7)

Die zur Zeit gültige IPPC Good Practice Guidance enthält keine Vorschläge oder Hinweise zur Berechnung der prozessbedingten CO_2–Emissionen für die Keramikindustrie. Momentan sind lediglich aus dem UBA-Forschungsprojekt Kalksteinbilanz[21] Daten in das Inventar eingegangen.

Für die Keramikindustrie werden momentan nur die Bereiche der Ziegelindustrie betrachtet, hier konkret die Bereiche Mauerziegel und Dachziegel.

Rohstoff für Ziegel sind verschiedene Lehme und Tone in unterschiedlicher Zusammensetzung. Im Rohmehl ist in unterschiedlichen Anteilen auch Kalkstein enthalten.

4.1.8.2 Methodische Aspekte (2.A.7)

Für die Berechnung der CO_2-Emissionen (wesentlicher Schadstoff) kommt eine Tier 1-Methode zur Anwendung, weil keine detaillierten Daten vorliegen und diese Quellgruppe keine Hauptquellgruppe darstellt.

Die tatsächliche Produktionsentwicklung der Ziegelindustrie als Massenangabe ist mit der amtlichen Statistik nur eingeschränkt ermittelbar, da diese die Herstellung von Mauerziegeln in Kubikmetern und von Dachziegeln in Stückzahlen bemisst. Aus diesem Grund wurde die Produktion als Massenangabe anhand von Erfahrungswerten (des Bundesverbandes der Ziegelin¬dustrie) ermittelt.

Die so ermittelte Produktionsmenge Mauer- und Dachziegel ist noch mit einem Einsatzfaktor für Kalkstein zu verknüpfen, um die fokussierte Aktivitätsrate für den Kalksteineinsatz zu ermitteln. Unter Verwendung von Hinweisen des Bundesverbandes Ziegelindustrie zu Kalksteinanteilen im Rohmehl für die Ziegelherstellung wird momentan geschätzt, dass pro Tonne Rohmehl 65 Kilogramm Kalkstein enthalten sind und dieser Faktor vereinfacht auf die Produktionsmengen angewendet, womit sich folgende Daten ergeben.

Tabelle 44: Abgeschätzte Kalksteinmenge bei der Ziegelherstellung

Kalkstein-menge [kt]	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
Einsatz für alle Ziegelarten	1.028	1.099	1.171	1.242	1.313	1.384	1.271	1.292	1.281	1.264	1.190	1.002	914	911	929

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02)

Diese Kalksteinmengen sind nicht mit der Kalksteinbilanz abzugleichen (siehe 4.1.3).

Es ergeben sich unter Verwendung des IPCC-Default-Emissionsfaktors folgende CO_2-Emissionen:

[21] in Bearbeitung: Forschungsprojekt "Bilanzierung der Gewinnung und Verwendung von Kalkstein und Ausweisung der CO_2-Emissionen", FKZ 20541217/02

Tabelle 45: CO_2-Emissionen in der Ziegelherstellung

[Gg]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
CO_2-Emissionen	490	525	562	598	634	670	624	632	631	628	598	508	464	462	475

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02)

4.1.8.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7)

Die Unsicherheit der Aktivitätsrate zum Kalksteineinsatz wird wegen der mangelhaften Datenlage als relativ hoch bewertet und auf +/-25 % geschätzt. Der verwendete Emissionsfaktor weist unter der Annahme vollständiger Kalksteinentsäuerung keine Unsicherheit auf.

Die Zeitreihenkonsistenz ist für Aktivitätrate und Emissionsfaktor gegeben.

4.1.8.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7)

Momentan können nur die ermittelten Produktionsmengen der Ziegelindustrie einer Verifizierung unterzogen werden. Demnach kommt es zwischen den Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz und den Inventaraktivitätsraten zur Berechnung von Staubemissionen zu Abweichungen. Die Aktivitätsraten zur Berechnung von Staubemissionen liegen durchgehend höher, sind aber im Trend übereinstimmend mit den Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz.

4.1.8.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7)

Die CO_2-Emissionen aus der Keramikindustrie wurden erstmals bestimmt.

4.1.8.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.7)

Die Berechnungen aus dem Projekt Kalksteinbilanz werden bis zur Berichterstattung 2007 einer fachlichen Prüfung unterzogen und die Quellgruppe umfassender betrachtet.

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.

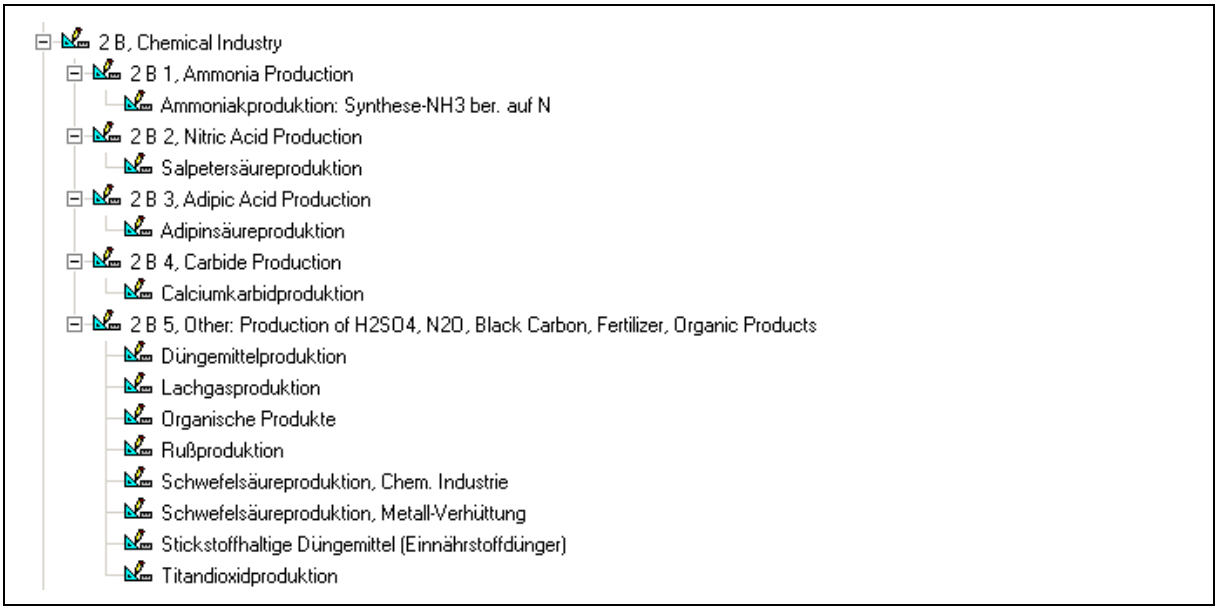


Abbildung 34: Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Ammonia Production	l / t	CO_2	0,36 %	0,49 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 Ammoniak Produktion (2.B.1) ist für CO_2 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:

Emission (kt) = Ammoniak-Produktionsmenge (kt) x Emissionsfaktor (kt/kt)

Mangels anlagespezifischer Daten wird der als Default vorgeschlagene Emissionsfaktor von 1500 kg CO_2 /t NH_3 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 CO_2 / t N gerechnet.

Die Gesamtproduktion setzt sich zusammen aus der bei weitem überwiegenden 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 kg NO_X / t NH_3 und für das *Steam Reforming* je nach Verfahrensvariante 0,32 bis 0,175 kg NO_X / t NH_3. Im Zeitablauf wird für die Emissionsberechnung von einem sinkenden Durchschnitt für alle Produktionsarten von 0,45 kg NO_X / t N im Jahre 1990 auf nur noch 0,3 kg NO_X / 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 um so 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.1)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.1)

Da der undokumentierte Emissionsfaktor von 690 kg/t für Kohlendioxid über die gesamte Zeitreihe durch den Default-Wert ersetzt wurde, ist eine Rückrechnung erforderlich. Ergebnis sind Kohlendioxidemissionen über die gesamte Zeitreihe hinweg, die mehr als doppelt so hoch wie zuvor liegen.

4.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Nitric Acid Production	l / t	N_2O	0,37 %	0,72 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 Salpetersäureproduktion (2.B.2) ist nach Emissionshöhe und Trend eine Hauptquellgruppe.

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 HNO_3 erfolgt in zwei Verfahrensschritten:

a) **Oxidation** von NH_3 zu NO und
b) **Umwandlung** von NO in NO_2 und **Absorption** in H_2O

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-Katalysator bei einer Temperatur zwischen 800 und 950 °C oxidiert. Die entsprechende Reaktion nach dem Ostwald-Verfahren ist wie folgt:

$$4\ NH_3 + 5\ O_2 \rightarrow 4\ NO + 6\ H_2O$$

Gleichzeit werden durch folgende unerwünschte Nebenreaktionen Stickstoff, Distickstoffoxid und Wasser gebildet:

$$4\ NH_3 + 3\ O_2 \rightarrow 2\ N_2 + 6\ H_2O$$

$$\mathbf{4\ NH_3 + 4\ O_2 \rightarrow 2\ N_2O + 6\ H_2O}$$

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 HNO_3 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 ihres Anteils 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 %.

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 m^3 Abgas/t HNO_3 und 500 bis1000 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 zur Zeit nicht zur Verfügung.

Ab 2010 dürfen Altanlagen den geltenden Emissionswert von 800 mg N_2O/m³ der TA Luft 2002 nicht mehr überschreiten. Mit dieser angekündigten Emissionsbegrenzung für N_2O wird zukünftig der EF für Lachgas sinken.

Tabelle 46: N_2O- und NO_X-Emissionsfaktoren aus der Salpetersäureproduktion

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
N_2O [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_2O [kg/Mg]	5,5	5,5	5,5										
NO_X [kg/Mg]	1,24	1,19	1,13					0,75					

Tabelle 47: N_2O- und NO_X-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
N_2O [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_2O [Gg]	21,3	24,3											
NO_X [Gg]	4,8	5,2											

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)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

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/m^3 für N_2O-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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Adipic Acid Production	l / t	N_2O	1,48 %	0,45 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 Adipinsäureproduktion ist nach Emissionshöhe und Trend eine Hauptquellgruppe.

Für die Berechnung der N_2O-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 N_2 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 Cyclohexanol mit mehr oder weniger Keton und Salpetersäure hergestellt. Bei dieser Reaktion werden erhebliche Mengen an Lachgas (N_2O) 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 N_2O-Zersetzungsrate von 96-98% erreicht. Im März 2002 wurde eine Anlage eines weiteren Herstellers in Betrieb genommen, die ebenfalls mit einer thermischen N_2O-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 Produktionshöhe schwankt insgesamt von Jahr zu Jahr teilweise bis zu einem Viertel, der Produktionszuwachs seit 1990 liegt 2003 bei 2/3.

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 N_2O-Emissionen mit notwendigen Hintergrundinformationen vertraulich mitgeteilt. Dies ist für die Genauigkeit der berichteten Daten von großer Relevanz, da bei fehlenden Angaben zum technisch unvermeidbaren N_2O-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 HNO_3-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 N_2O, 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.3)

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.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.3)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind erfolgt, nachdem die noch fehlenden Daten eines Herstellers seit der Inbetriebnahme seiner Emissionsminderungsanlage 1994 für diesen Zeitraum zur Verfügung gestellt worden sind.

4.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.3

Da mittlerweile alle Hersteller die relevanten Daten zur Verfügung stellen, sind bezüglich N_2O keine Verbesserungen geplant.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**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 Carbidproduktion (2.B.4) 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 CO_2 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)

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.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

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)

Zur Zeit 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**	**2004- 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_2O**	**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 Sonstige Emissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5) ist keine Hauptquellgruppe.

Verschiedene chemische Produktionsprozesse sind potentielle Emissionsquellen von CO_2, CH_4 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. CO_2 wird bei der Verbrennung freigesetzt, CH_4 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 N_2O-Emissionen aus der Hydroxylaminproduktion in Kapitel 4.2.6 berichtet.

4.2.5.2 Methodische Aspekte (2.B.5)

CO2 – Emissionen: Die Freisetzung von CO_2 in die Atmosphäre wurde für die Quellen Rußproduktuion, Methanolproduktion, Umwandlungsprozesse und Katalysatorabbrand in Raffinerien im Berichtsjahr 2006 - 2004 aufgenommen. Die Daten sind kurzfristig erhoben worden, um alle relevanten Emissionsquellen zu berücksichtigen, da in diesem Berichtszeitraum die Basisjahremissionen festgelegt werden. Die weiteren Emissionsquellen aus Raffinerien (Schwerölvergasung, Kalzinierung und Wasserstoffherstellung) werden nach bisheriger Prüfung bereits im Eigenverbrauch der Raffinerien erfasst (siehe Kapitel 3.1.2).

CH_4 - 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 (vermutlich ist aber 1,2-Dichlorethan gemeint, siehe Anmerkung Fußnote 22), 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 48 aufgeführt.

Tabelle 48: IPCC Default Emissionsfaktoren für CH_4 aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie

Ruß	Styrol	Ethylen	1,2-Dichlorethan[22]	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 CH_4, 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.

Tabelle 49: nationale Emissionsfaktoren für CH_4 aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie

Ruß	Styrol	Ethylen	1,2-Dichlorethan[23]	Methanol
[kg CH_4/t]				
0,03	0	0	0	0

NMVOC, CO und SO_2 – Emissionsfaktoren: In Deutschland wurden für sonstige Schadstoffe neben dem oben betrachteten Methan die in der Tabelle 50 aufgeführten Emissionsfaktoren verwendet.

[22] 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.

[23] 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 50: In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige Schadstoffe

	Ruß [kg CO/t]	Ruß [kg SO_2/t][24]	Ethylen [kg NMVOC/t]	1,2-Dichlorethan [kg NMVOC/t]	Polystyrol [kg NMVOC/t]	Styrol [kg NMVOC/t]
1990	4,8 / 5	19,5 / [25]				
1991	4,6 / 5	19 / 20				
1992	4,4 / 5	18,5 / 20				
1993	4,2	18				
1994	4	17,5				
1995	3,75	17				
1996	3,5	16				
1997	3,25	15	0,035	0,015	0,27	0,02
1998	3	14				
1999	2,9	13,4				
2000	2,8	12,8				
2001	2,7	12,54				
2002	2,65	12,28				
2003	2,6	12,0				
2004	2,55	11,7				

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 seit 2000 als vertrauliche Daten vorliegen. Bis 1999 wurden die Default Faktoren verwendet. Die Angaben der EF für CO und SO_2 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 51).

Tabelle 51: 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.

[24] Bei zwei angegeben EF bezieht sich der zweite Wert auf die neuen Bundesländer.
[25] Für die neuen Bundesländer wird kein EF ausgewiesen, da diese SO_2-Emissionen nur pauschal in einer Summe berücksichtigt werden konnten.

Tabelle 52: 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**		**401365**	**3071829**	**1289781**
	ABL	751083	1504577	394365	3071829	1289781
	NBL	515156		7000		
1991	**D**	**1231541**		**381561**	**3059474**	**1208046**
	ABL	716385	1306091	379561	3059474	1208046
	NBL	515156		2000		
1992	**D**	**1290994**		**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**

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, 1992a: 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, 1991-2004: 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5)

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.

Eine quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung ist bisher nicht erfolgt.

4.2.5.5 Quellenspezifische 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 (quellenspezifisch) (2.B.5)

Für die CO_2 Emissionen aus Raffinerien müssen noch weitere Überprüfungen durchgeführt werden, ob die Emissionen aus der Schwerölvergasung, Kalzinierung und Wasserstoffherstellung im Eigenverbrauch enthalten sind.

4.2.6 Chemische Industrie - Sonstige: N_2O-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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF) Caprolactam						CS				
EF Unsicherheiten in %						±50%				
Unsicherheitenverteilung						N				
Methode EF-Ermittlung						CS				

Die Quellgruppe Caprolactam (2.B.5 Sonstige Emissionen) ist für N_2O keine Hauptquellgruppe. Die Emissionen wurden nach der Tier 2 Methode ermittelt.

Bei der Herstellung von Caprolactam wird als Nebenprodukt N_2O freigesetzt (ULLMANN´S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY, 2000, 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, 2000, 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 N_2O und andere Gase (s. Gleichung 1 und Gleichung 2). Durch thermische Behandlung kann ein Entweichen der Abgase, einschließlich des N_2O, verhindert werden (ULLMANN´S ENCYCLOPEDIA OF INDUSTRIAL CHEMISTRY, 2000, 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: N_2O-Anwendungen Lösemittel und andere Produktverwendung – N_2O-Anwendung CRF 3.D) die resultierenden N_2O-Emissionen berechnet.

4.2.6.2 Methodische Aspekte (2.B.5)

Im Folgenden wird anhand entsprechender chemischer Reaktionsgleichungen die Menge an N_2O-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 N_2O freigesetzt wird. Um die N_2O 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.

$$4\ NH_3 + 5\ O_2 \rightarrow 4\ NO + 6\ H_2O$$

Gleichung 1: Katalytische Hydrierung von Stickstoffoxid

Es wird angenommen, dass 1,5 % des Ammoniaks in einer Nebenreaktion zu N_2O und Wasser reagieren (siehe 4.2.2.2).

$$4\ NH_3 + 4\ O_2 \rightarrow 2\ N_2O + 6\ H_2O$$

Gleichung 2: Katalytische Nebenreaktion – Bildung von N_2O

2. Prozessschritt

Im nächsten Schritt wird Stickstoffoxid reduziert mit Wasserstoff, schwefliger Säure oder elektrischem Strom. Die Ausbeute liegt bei ca. 90 % (WIKIPEDIA, 2005).

$$2\ NO + 3\ H_2 \rightarrow 2\ NH_2OH$$

Die nicht zu Hydroxylamin (NH_2OH) reagierenden Eingangsstoffe, d. h. die restlichen 10 %, können zu N_2O 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 N_2O weitgehend durch technische Optimierung vermieden werden kann. Die Menge an NO, die zu N_2O weiterreagiert, wird daher auf 2 % der oben genannten 10 % geschätzt, also 0,2 % des eingesetzten Edukts NO. Ein größerer Wert ist aus Expertensicht unwahrscheinlich.

$$2\ NO + H_2 \rightarrow N_2O + H_2O$$

Gleichung 3: Nebenreaktion bei der Hydroxilaminproduktion

3. Prozessschritt

Aus Hydroxylamin werden mit Carbonylverbindungen Cyclohexanonoxime hergestellt, die mit H_2SO_4 unter Beckmann-Umlagerung zu Caprolactam reagieren (WEISSERMEL & ARPE, 1998, Seite 276) (s. Abbildung 35).

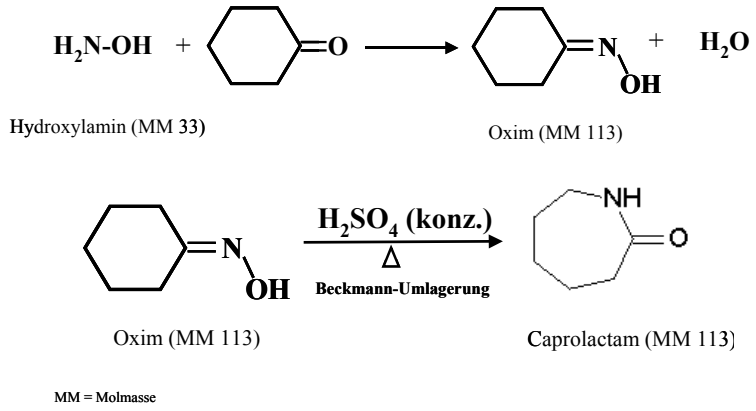


Abbildung 35: Herstellung von Caprolactam aus Hydroxylamin mittels Beckmann-Umlagerung

Der aus den Prozessschritten ermittelte Emissionsfaktor beträgt 3,63 kgN_2O/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 53:). 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 53: 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 logaritmischen Interpolation zwischen 1995 und 2002, bzw. einer Extrapolation mittes der gleichen Trendlinie getroffen. Für die Werte für das Jahr 2003 und 2004 wird aus Expertenschätzung ein konstanter Verlauf angeommen. Die so berechneten bzw. abgeschätzten Werte sind in Tabelle 53: *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, 1989), 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 53:), lässt sich schließen, das der angegebene Wert die realen Emissionen deutlich unterschätzt und in sofern im Rahmen der Ermittlung der Basisjahr-Emissionen als sehr konservativ einzuschätzen ist.

Tabelle 53: Zeitreihenentwicklung für die Produktionsmenge von Caprolactam

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Caprolactam [1000 t/a]	*205*	*209*	*213*	*217*	*222*	200	*230*	*234*	260	*242*	254	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 N_2O-Emissionen:

Tabelle 54: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen bei der _Caprolactam-Herstellung

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
N_2O [t]	745	759	774	788	806	726	835	850	944	879	923	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 N_2O-Menge. Daher wird zur Bestimmung der Unsicherheit diese Annahme genauer betrachtet und deren Einfluss auf die N_2O-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, wie zu sehen ist. 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht. 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 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5)

Quellenspezifische Rückrechnungen wurden nicht durchgeführt, da die Quellgruppe neu aufgenommen wurde.

4.2.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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 SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.5) gibt es keine weiteren Untergliederungen. Der Unterpunkt Andere (2.C.5) umfasst im ZSE die Bleiproduktion, Feuerverzinkung, Kupferproduktion und Zinkproduktion.

Abbildung 36: Strukturzuordnung 2.C Metall Produktion

4.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1)

Die derzeit ermittelten gesamten CO_2-Emissionen der Eisen- und Stahlindustrie sind in vorhergehenden Berichterstattungen in Sektor 1.A.2, sowie als Gichtgaseinsatz unter 1.A.1.a und 1.A.1.c berichtet worden. Da der bisherige Ansatz jedoch nicht den IPCC Guidelines entspricht, werden ab 2006 - zunächst für CO_2 - die prozessbedingten Emissionen 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 in Zukunft 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 CO_2-Emissionen aus 1.A.2.a herausgerechnet werden, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Die CH_4-Emissionen beruhen auf älteren UBA-Schätzungen und müssen in den kommenden Berichtszyklen (2007) 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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Steel (integrated production)	l / t	CO_2	3,87 %	4,04 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

In Deutschland wurden im Jahr 2004 32,1 Mio t Rohstahl auf Erzbasis in sechs integrierten Hüttenwerken erzeugt. Die Elektrostahlproduktion betrug in 2004 14,2 Mio t.

4.3.1.2 Methodische Aspekte (2.C.1)

Dieser Sektor umfasst die prozessbedingten CO_2-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 CO_2 aus Reduktionsmitteln sind die prozessbedingten Emissionen aus Hochöfen mit berücksichtigt. Weiterhin werden die prozeßbedingten CO_2-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; Stahlroheisenproduktion;) dienen der Berechnung anderer Schadstoffemissionen.

Die CO_2-Emissionen aus Reduktionsmitteln werden nach Tier 2 der IPPC 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 CO_2-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 ± 5 %, da sie sich nur aus Mess- und Analyseungenauigkeiten ergeben.

4.3.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.3.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1)

Es erfolgte im ZSE eine generelle Umstellung der Ermittlung der Emissionen in den Quellgruppen 2.C.1 und 1.A.2a.

Ein Abgleich der Sektoren 1.A.2.a und 2.C.1 ist erfolgt.

4.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1)

Die Ermittlung der exakten Mengen des Elektrodenabbrands wird noch erfolgen. Die Berechnungen aus dem Projekt Kalksteinbilanz werden bis zur Berichterstattung 2007 einer fachlichen Prüfung unterzogen.

4.3.2 Metallproduktion: Produktion von Ferrolegierungen (2.C.2)

In Deutschland werden zurzeit bei drei Herstellern Ferrolegierungen produziert. Aufgrund der Geheimhaltung liegen zu den Aktivitätsraten nur Schätzungen vor. Es wird angenommen, dass ab 1993 in den neuen Bundesländern keine Ferrolegierungen mehr hergestellt werden. Außerdem wurde die Annahme getroffen, dass ab 1995 Ferrolegierungen ausschließlich mit dem Elektro-Verfahren hergestellt wurden. Bis 1995 wird davon ausgegangen, dass zudem das Hochofenverfahren zum Einsatz kam. Die Emissionsfaktoren zu den Verfahren wurden in dem Forschungsvorhaben „Neu-CO_2" (FKZ 203 41 253/02) ermittelt.

4.3.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.2)

4.3.2.2 Methodische Aspekte (2.C.2)

4.3.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.2)

4.3.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.2)

4.3.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.2)

4.3.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.2)

Es ist geplant, die geschätzten Werte zu verifizieren.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Aluminium Produktion	- / t	PFC	0,20 %	0,04 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**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 Primäraluminiumproduktion (2.C.3) ist dem Trend nach eine Hauptquellgruppe.

In Deutschland wird in fünf Hütten Aluminium in Elektrolyseöfen mit vorgebrannten Anoden erzeugt. Wesentliche Emissionsquellen sind die Abgase der Elektrolyseöfen und diffusen Emissionen über Hallendächer. An klimarelevanten Schadstoffen werden insbesondere CO, CO_2, SO_2, CF_4 und C_2F_6 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 2004 um 71 %. Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung des FKW-Emissionen ist eine Stagnation auf niedrigem Niveau zu erwarten.

4.3.3.2 Methodische Aspekte (2.C.3)

Die Produktionsmenge für das Jahr 2004 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 55 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 SO_2- und CO_2-Emissionsfaktoren wurden aus dem spezifischen Anodenverbrauch errechnet. Die Anoden bestehen aus Petrolkoks; dieser weist spezifische Schwefelgehalte auf, woraus ein SO_2-Emissionsfaktor berechnet werden kann. Grundlage der Berechnung des CO_2-Emissionsfaktors ist die spezifische CO_2-Emission für Petrolkoks von 101 t/TJ, wie sie in Tabelle 96 angegeben ist. Durch Multiplikation des durchschnittlichen Anodenverbrauchs, des mittleren Energiegehalts und der spezifischen CO_2-Emissionen von Petrolkoks ergibt sich ein CO_2-Emissionsfaktor von 1367 kg/t Aluminium. Der CO_2-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 CO_2- Faktor nicht berücksichtigt .

Die in Tabelle 55 genannten Emissionsfaktoren wurden mit den Emissionsangaben in BAT-Merkblättern und anderen Quellen (z.B. der VDI Richtlinie 2286 Blatt 1) abgeglichen.

Tabelle 55: AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2004

		Emissionsfaktoren						
	Produktion [t]	**CO_2 [kg/t]**	**CF_4 [kg/t]**	**C_2F_6 [kg/t]**	**NO_X [kg/t]**	**SO_2 [kg/t]**	**C gesamt [kg/t]**	**CO [kg/t]**
Primäraluminium	668834	1367	0,09	0,009	k.A.	6,02	k.A.	180

Für die FKW-Emissionen aus Primäraluminiumhütten liegen aufgrund einer Selbstverpflichtung der Aluminiumindustrie Emissionsangaben vor. Seit 1997 berichtet die 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 CF_4 Emissionen sind die in den Jahren 1996 und 2001 in allen deutschen Hütten durchgeführten Messungen. Hierbei wurden je nach Technologie spezifische CF_4- Emissionswerte pro Anodeneffekt[26] ermittelt. Die Zahl der Anodeneffekte wird in den Hütten erfasst und dokumentiert. Die CF_4-Gesamtemission 2004 wurde durch Multiplikation der gesamten Anodeneffekte in 2004 mit der in 2001 ermittelten spezifischen CF_4-Emission pro Anodeneffekt errechnet. Der Gesamtemissionsfaktor für CF_4 ergibt sich durch Addition der CF_4-Emissionen der fünf Hütten dividiert durch die Gesamtaluminiumproduktion der Hütten. C_2F_6 und CF_4 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, CO_2 und SO_2 genügen dem Tier 3b Ansatz und werden entsprechend als sehr genau bewertet. Für CO, CO_2 und SO_2 besteht eine Zeitreihenkonsistenz.

26 „...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)

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 CF_4 in diesen Jahren.

4.3.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.3)

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 CF_4, aufgrund von Anodeneffekten, lag 2004 bei 0,090 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit erarbeitet.

4.3.3.5 Quellenspezifische 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 CF_4-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 CF_4 Emissionen in 1990 und für 1995 auf der Grundlage der spezifischen CF_4 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 4.3.3.2 beschrieben liegen dem UBA für 1997, 1998 und 1999 Messdaten der Aluminiumindustrie vor.

4.3.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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: SF_6 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)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
SF_6 used in Aluminium and Magnesium Foundries	- / t	SF_6	0,01 %	0,16 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	NO	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %					-					
Unsicherheitenverteilung					-					
Methode EF-Ermittlung					D					

Alle Ausführungen dieses Kapitels beziehen sich auf die Emissionsdaten für das Berichtsjahr 2004, die diesen Ausführungen zu Grunde liegenden Emissionsdaten liegen in Deutschland entsprechend vor.

Der Einsatz von SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion ist nach dem Trend eine Hauptquellgruppe. Auf die Aluminium- und Magnesiumproduktion entfallen etwa 36% der SF_6-Emissionen des Jahres 2004.

Aluminiumproduktion: Zur Entfernung (Entgasung) von Wasserstoff sowie von Alkali- und Erdalkalimetallen und Feststoffen werden in Aluminiumschmelzen vor dem Gießen die Inertgase Stickstoff und/oder Argon eingeleitet, um bei den Gussteilen Porosität zu verhindern. Zur Reinigung werden hingegen Halogene (Chlor, Fluor etc.) eingebracht. Zum Spülen von Sekundäraluminium-Schmelzen genügen in der Regel Inertgase ohne Additive. In einigen wenigen, meist kleineren Sekundäraluminium-Gießereien sowie in Labors kam in der Vergangenheit ein Reinigungssystem aus Inertgasen zum Einsatz, denen SF_6 in Konzentrationen von 1 oder 2,5 % zugesetzt war. Eine Überprüfung des Marktes für SF_6 in der Aluminiumproduktion hat ergeben, dass diese Reinigungssysteme letztmalig im Jahr 1999 eingesetzt wurden (seit dem Jahr 2000 findet kein Verkauf in Deutschland mehr statt). Vereinzelt wurde seit dem Jahr 1999 aber reines SF_6 als Reinigungsgas eingesetzt. Der Verbrauch von reinem SF_6 ist seitdem stetig gestiegen.

Magnesiumproduktion: Beim Gießen von Magnesium wird SF_6 als Schutzgas über der Schmelze eingesetzt, um ihre Oxidation und Entzündung zu verhindern. SF_6 wird in dieser Anwendung seit Mitte der 70er Jahre genutzt. Es trat dabei in Konkurrenz zu SO_2. Da SF_6 einfacher als das stark toxische SO_2 zu handhaben ist, setzte es sich in vielen neuen Gießereien durch. Seit dem Jahr 2003 wird versuchsweise der HFKW-134a anstelle von SF_6 oder auch anderer Schutzgase eingesetzt. Die im Jahr 2004 verwendeten Mengen sind aber noch sehr gering. 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)

Aluminiumproduktion: Die in Deutschland zur Reinigung von Aluminiumschmelzen eingesetzte SF_6–Menge emittiert vollständig beim Gebrauch (Verbrauch = Emission; EF = 1). Die Gleichsetzung von Verbrauch (AR) und Emission entspricht der IPCC-Methode (IPCC, 1996a: 2.34).

Der SF_6-Verbrauch wurde durch direkte Befragung der wenigen Anbieter der SF_6-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.

Erstmals für das Berichtsjahr 2002 erfolgte eine Erhebung der SF_6-Verkaufszahlen des Gasehandels und eine Gegenüberstellung mit den ebenfalls erstmalig erhobenen Angaben zu Verbrauchsmengen in der Industrie. Dadurch gelang die Identifizierung von SF_6-Anwendern im Bereich Aluminiumguss, die reines SF_6 verwenden. Seit dem Jahr 2002 werden die Verkaufszahlen für die Anwendung „Aluminiumguss" jährlich erhoben.

Magnesiumproduktion: Die in der Magnesiumgussproduktion eingesetzte Menge an SF_6 (Verbrauch = AR) wird in Einklang mit den überarbeiteten IPCC Guidelines (IPPC, 1996a: 2.34) den Emissionen gleichgesetzt. Der SF_6-Verbrauch wird durch direkte Befragung der Gießereien nach ihrem jährlichen Verbrauch ermittelt. Dies ist möglich, da die Anzahl der Gießereien überschaubar ist. Die ermittelten Einsatzdaten werden mit den ebenfalls erfragten Verkaufsmengen der Gasehändler in diesem Sektor abgeglichen.

Die beschriebene Methode wurde für die Berichtsjahre 1995, 1997, 1998, 2000, 2001, 2002, 2003 und 2004 angewandt. Die fehlenden Jahresdaten wurden durch Interpolation gewonnen.

Die in den CRF-Tabellen bis zum Berichtsjahr 2002 angegebenen Emissionsfaktoren ergeben sich über eine Rückrechnung aus der Produktionsmenge an Metall und den ermittelten Emissionen (= Verbrauch). Sie wurden nicht zur Emissionsberechnung genutzt. Ab dem Berichtsjahr 2003 wird anstelle der Produktionsmenge an Mg („mg-production") die „verwendete Menge an SF_6" als Aktivitätsrate angegeben. Da die Kalkulation der Emissionen auf Basis dieser AR erfolgt, ergibt sich bei 100% Emission (s.o.) ein IEF von 1000 kg/t.

Tabelle 56 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2004) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2000 gelten zum Teil andere Faktoren.

Tabelle 56: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion

	Datenmeldung 2004	Stoff	EF
SF_6 in der Aluminiumproduktion	ja	SF_6	1 (100%)
SF_6 in Magnesiumgießereien	ja	SF_6	1 (100%)

4.3.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.4)

Wie Untersuchungen belegen, wird ein Teil des SF_6 z.B. in der Mg-Produktion zersetzt. Daher werden die Emissionen durch die Annahme einer 100%-igen Emission der verwendeten Menge (EF=1) wahrscheinlich überzeichnet. Solange keine genaueren Messungen vorliegen, welche die Angabe eines durchschnittlichen Zersetzungsgrads im Prozess ermöglichen, ist eine Quantifizierung der Unsicherheiten nicht möglich.

Die Unsicherheiten für die Emissionen ergeben sich zudem auch direkt aus den Unsicherheiten der ermittelten Verwendungsmengen. Die in den Mg-Gießereien ermittelten

Verwendungsmengen werden als ausreichend genau bewertet, da sie durch direkte Abfrage der Einkäufe gewonnen wurden. Die über zwei Wege (Gießerei, Gasehandel, s.o.) ermittelten Verwendungsmengen zeigen eine gute Übereinstimmung. Eine Quantifizierung der Unsicherheiten ist nicht möglich.

Im Jahr 2004 wurden die Verkaufszahlen von SF_6 an die Al-Gießereien rückwirkend überprüft. Damit ist eine Rekalkulation der Zeitreihe der SF_6-Emissionen aus der Aluminiumproduktion möglich. Die nunmehr vorliegenden Daten werden als gut bewertet. Eine Quantifizierung der Unsicherheit ist nicht möglich.

4.3.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.4)

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 SF_6 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, s.o.). Für das Berichtsjahr 2004 wurden die Verkaufszahlen erneut mit den Verwendungsmengen in der Industrie verglichen.

Die Daten für das Berichtsjahr 2004 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben. Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.3.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4)

Rekalkulationen wurden bisher nicht vorgenommen, werden aber für die Quelle SF_6 aus der Aluminiumproduktion für die Berichtsjahre vor 2002 erforderlich. Eine Rekalkulation ist für den NIR 2007 geplant.

4.3.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4)

Für die nächsten Jahre ist eine regelmäßige Überprüfung der Marktentwicklung für SF_6 in der Aluminiumproduktion geplant. In diese Überprüfung werden der Gasehandel und die Anwender von SF_6 einbezogen. Es ist geplant, mit den Anwendern eine regelmäßige Datenübergabe zu vereinbaren. Dies konnte bisher nicht realisiert werden.

Es ist geplant, die zukünftigen Möglichkeiten und Verbesserungen der Datenerhebung für SF_6 und 134a in der Magnesiumverarbeitung gemeinsam mit den Magnesiumverarbeitern oder Systemanbietern durchzuführen.

Ab dem Jahr 2007 soll die Abfrage der SF_6-Verkaufsmengen über das UStatG erfolgen. Geeignete Abfrageparameter werden derzeit von UBA und DESTATIS in Zusammenarbeit mit dem Gasehandel und dem Hersteller ausgearbeitet.

4.3.5 Metallproduktion: Sonstige (2.C.5)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

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.

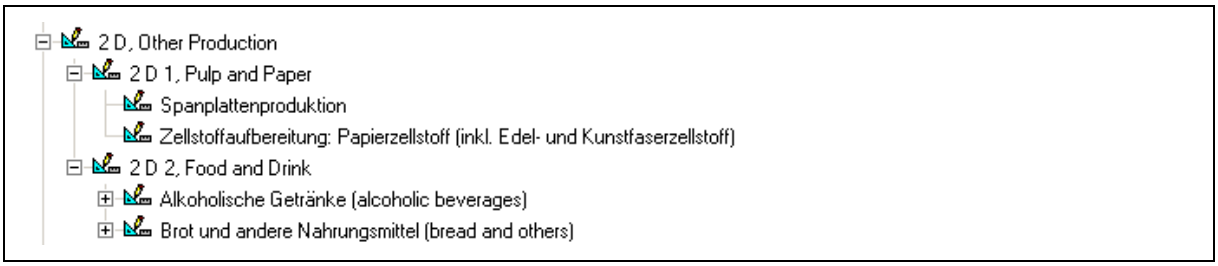


Abbildung 37: Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 CO_2-Emissionen des Kalkofens bereits über die Brennstoffangaben als energiebedingte Emissionen berücksichtigt sind. Die restlichen vier Anlagen arbeiten nach dem Sulfitverfahren.

Sowohl die Sulfat- als auch die Sulfitzellstoffproduktion ist eine potentielle SO_2-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 57 aufgeführten Emissionsfaktoren aus den IPCC-Guidelines verwendet.

Tabelle 57: IPCC Default Emissionsfaktoren für SO_2, 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.1)

Die Emissionen für NO_X, SO_2, NMVOC und CO werden erstmalig berichtet. Eine Anpassung der Zeitreihen im ZSE und Rückrechnung der Emissionen bis 1990 ist vorgenommen worden.

4.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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 relavant sind noch zu CO_2-Emissionen aus der Kalksteinnutzung führen.

Die CO_2-Emissionen aus der Kaustifizierung in der Sulfatzellstoffproduktion sind biogenen Ursprungs und müssen demnach bisher nicht berichtet werden. Zukünftig ist es denkbar zur Erhöhung der Tranzparenz auch CO_2 biogenen Ursprungs zu berichten. Zusammenhängend damit müsste aber auch eine Trennung nach energie- bzw. prozessbedingten CO_2-Emissionen biogenen Ursprungs für alle relevanten Branchen vorgenommen werden.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 unter CRF 1.A.2 berichtet. Als prozessbedingte Emissionen der Nahrungsmittel- und Getränkeherstellung sind Kohlenwasserstoffe ohne Methan (NMVOC) von Bedeutung (IPPC Guidelines Handbook; 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-CO_2-Emission beitragen (IPPC, 1996a: S. 2.41). Emissionen an Stickstoffoxiden (NO_X), Kohlenmonoxid (CO) und Schwefeldioxid (SO_2) treten nicht auf.

Die Emissionen der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie werden im Inventar in „Table2(I)s2“ des sektoralen Reports für Industrielle Prozesse zusammengefasst berichtet. Es wird der IEF in der Tabelle "Hintergrunddaten des sektoralen Reports für Industrielle Prozesse" „Table2(I).A-G“ als NE angegeben, da die CO_2 Emissions unter CRF 1.A.2 berichtet werden.

Die Ernährungsindustrie gehörte mit einem Umsatz von rund 130,2 Mrd. Euro im Jahr 2004 zu den bedeutenden Wirtschaftszweigen in Deutschland. Bundesweit waren circa. 520.000 Personen in 5.970 Unternehmen beschäftigt (BVE 2005). 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 Guidelines Handbook, 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.

In 2004 betrugen die Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren für

Wein:

Aktivitätsrate:
6.034.000 hl Weißwein und -most und
3.972.000 hl Rotwein und -most (DESTATIS 2004 a),
insgesamt 10.006.000 hl. .
Die Aktivitätsrate anderer Weine (Schaumwein, Apfelwein, andere Fruchtweine etc.) betrug 431.000 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:
97.748.000 hl (DESTATIS, Statistisches Jahrbuch, Fachserie 4, Reihe 3.1, Nr. 1596 10 000).
Emissionsfaktor:
0,02 kg/hl.

Spirituosen:

Aktivitätsrate:
4.286.000hl (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:

4.587.808 t (DESTATIS Fachserie 4, Reihe 3.1).

Emissionsfaktor:

1 kg/t.

Brot:

Aktivitätsrate:

3.895.673 t. (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1).

Emissionsfaktor:

3,0 kg/t.

Die bisher angewandte Berechnungsmethode für Emissionen wurde modifiziert. Bisher wurden die Emissionen durch Multiplikation des Weizen- und Roggenmehlverbrauchs pro Kopf und der Bevölkerungszahl berechnet. Um eine Differenzierung zwischen den beiden Kategorien „Brot“ sowie „Kuchen, Kekse und Frühstückscerealien“ vornehmen zu können, wurden folgende DESTATIS-Daten (Fachserie 4,Reihe 3.1) für die Ermittlung der Aktivitätsrate 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:

1.519.728 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:

2.106.327 t verarbeitetes Fleisch und Geflügel, 28.048 t Fisch (davon 26.193 t geräuchert) (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

533.363 t, die Gesamtmenge setzt sich aus 500.169 t pflanzlichen und 33.194 t tierischen Fetten zusammen (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 3.1).

Emissionsfaktor:

1,0 kg/t.

Tierfutter

Aktivitätsrate:

273.000 t (BMVEL, 2004).

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 28,2 Gg NMVOC- Emissionen (gegenüber 25,5 Gg NMVOC des Jahres 2003).

4.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.2)

Die Unsicherheiten der Aktivitätsraten betragen schätzungsweise 10-20%. Im Wesentlichen wurden Emissionsfaktoren aus IPCC-Guidelines for National Greenhouse Inventories: Workbook 2.41f und Emission Inventory Guidebook B 465, B 466 verwendet, die nicht immer den deutschen Verhältnissen entsprechen. Um den Datenbestand zu verbessern und eine möglichst realitätsnahe Abschätzung von Emissionen aus dem Bereich Nahrungsmittelindustrie zu ermöglichen, wurde ein Forschungsvorhaben für den UFOPLAN 2006 vorgeschlagen (s.a. Abschnitt „Geplante Verbesserungen“).

4.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.2)

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 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.2)

Quellenspezifische Rückrechnungen wurden in der Kategorie Brot vorgenommen, da die bisherige Berechnungsmethode modifiziert wurde. Darüber hinaus waren Rückrechnungen für die dieses Jahr erstmalig berücksichtigten Kategorien: Kuchen, Kekse und Frühstückscerealien, Fleisch, Geflügel und Fisch, Margarine und harte und gehärtete Fette, Tierfutter, Kaffeeröstung, Spirituosen sowie wegen der erstmalig vorgenommenen Unterscheidung zwischen Weiß- und Rotwein erforderlich.

4.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.2)

Zur Verbesserung der Ermittlung der prozessbedingten Emissionen aus der Nahrungsmittelindustrie wurde vom UBA ein Forschungsvorhaben für den UFOPLAN 2006 vorgeschlagen.

4.5 Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6 (2.E)

CRF 2.E					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- 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_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	NO	NO	0,003	NO	0,005	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %			-		-					
Unsicherheitenverteilung			-		-					
Methode EF-Ermittlung			-		-					

Alle Ausführungen dieses Kapitels beziehen sich auf die Emissionsdaten für das Berichtsjahr 2004, die diesen Ausführungen zu Grunde liegenden Emissionsdaten liegen in Deutschland entsprechend vor.

Die Produktion von teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (HFKW) und SF_6 ist, bezogen auf die diffusen Emissionen, nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe. Im Jahr 2004 entfielen 1% der HFKW- und <10% der SF_6-Emissionen auf diese Quellgruppe.

Die Quellgruppe 2.E ist unterteilt in die Unterpunkte 2.E.1 und 2.E.2. Hierzu gehören die By-Produkt Emissionen (2.E.1) und die herstellungsbedingten Emissionen (2.E.2), wie in folgender Abbildung zu sehen ist.

Abbildung 38: Strukturzuordnung 2.E Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6

Die Angabe eines Emissionsfaktors für die Stoffgruppe HFKW war bisher nicht möglich, da für By-Product Emissionen und herstellungsbedingte Emissionen unterschiedliche EF verwendet wurden. Bedingt durch Umstellungen im Produktionsprozess bei der Herstellung des HFCKW-22 ist die Angabe eines EF ab dem Berichtsjahr 2003 möglich. Dieser beträgt für alle drei Quellen etwa 0,3%.

Tabelle 58 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2004) im Überblick.

Tabelle 58: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6

	Datenmeldung 2004	**Stoff**
1. By-Product Emissionen		
Produktion von HFCKW-22	ja	HFKW-23
Sonstige	NO	
2. Herstellungsbedingte Emission	ja	HFKW, SF_6

4.5.1 By-Product Emissionen (2.E.1)

4.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.1)

Der HFKW-23 fällt als Nebenprodukt der Herstellung des HFCKW-22 an. Nach Angaben des größten der zwei Hersteller in Deutschland handelt es sich um ca. 3% der HFCKW-22-Produktion, die zwangsläufig bei der Synthese anfallen und nicht zur Weiterverarbeitung

(z.B. zu Kältemitteln) oder zur stofflichen Zersetzung aufgefangen werden. Dabei ist es technisch bedingt unvermeidlich, dass ein Teil in die Atmosphäre entweicht.

Seit Inbetriebnahme der FCKW-Spaltanlage in Frankfurt im Jahr 1994 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 Emissionen. An der zweiten deutschen Produktionsanlage entstehender HFKW-23 wird zum großen Teil an der Produktionsanlage aufgefangen und entweder als Kältemittel oder - nach weitergehender destillativer Reinigung - als Ätzgas für die Halbleiterindustrie vermarktet. Der nicht verkäufliche Überschuss wird seit wenigen Jahren nach Frankfurt an die Spaltanlage geliefert. Durch diese Maßnahme konnten die Emissionen seit 1995 maßgeblich gesenkt werden. Nach wie vor wird jedoch ein Teil nicht aufgefangen, so dass in der zweiten HFCKW-22-Anlage noch By-Product Emissionen vorkommen, die der Betreiber heute auf ca. 0,3 % der HFCKW-22-Produktion schätzt (im Berichtsjahr 2001 noch 1 %). Im Jahr 2003 konnte ein Plasmabrenner installiert werden. Dies hat zu einem weiteren Rückgang der Emissionen geführt.

4.5.1.2 Methodische Aspekte (2.E.1)

Für die Berichtsjahre 1995 bis 2003 sind die Emissionen des zuletzt genannten Herstellers 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, berechnet worden (über eine Massenbilanz), wobei für das Berichtsjahr 1995 bei der ersten Produktionsanlage seit Jahresmitte Maßnahmen (Spaltanlage) zur Vermeidung von Emissionen zu Grunde gelegt wurden. Die Produktionsmengen von R 22 und die verkauften, sowie entsorgten Mengen des HFKW-23 wurden vom Hersteller mitgeteilt. Der in den CRF-Tabellen angegebene Emissionsfaktor ergibt sich somit über eine Rückrechnung aus der Produktionsmenge und den anhand der Massenbilanz ermittelten Emissionen.

Der IPCC Default-Emissionsfaktor wird aufgrund der ergriffenen Emissionsminderungs-maßnahmen (Spaltanlage) nicht verwendet.

4.5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.1)

Die sich aus der genannten Massenbilanz ergebende Berechnung der Emissionen wird als sehr genau bewertet. Die Unsicherheiten können nicht quantifiziert werden (maximale Emissionsmenge sind gemäß IPCC 4 % der Produktionsmenge).

In Zusammenarbeit mit dem Hersteller von R 22 (betroffen ist nur die zweite Produktionsanlage, da die erste Produktionsanlage, wie in 4.5.1.1 beschrieben, keine Emissionen verursacht) wird an einer ständigen Verbesserung der Datenqualität (einschließlich EF) gearbeitet.

4.5.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.1)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1)

In Zusammenarbeit mit dem zweiten Hersteller werden die Daten für die vorangegangenen Berichtsjahre weiter auf ihre Plausibilität geprüft und ggf. verbessert. Dies kann zu Rekalkulationen führen.

4.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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 und SF_6 produziert. Das Unternehmen meldet seit 2001 (rückwirkend bis zum historischen Produktionsbeginn) sowohl die Produktion als auch die dabei als Emissionen auftretenden Gasverluste. Die Emissionsentwicklung geht mit der Entwicklung der Produktionsmengen einher. Als einziger Hersteller von HFKW in Deutschland und als mittlerweile einziger Hersteller von SF_6 in Europa genießt das Unternehmen Vertrauensschutz. Die Daten werden dem Umweltbundesamt gemeldet, aber nur aggregiert mit den Emissionen aus der CRF-Quellgruppe 2.E.1 berichtet.

Während SF_6 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 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)

Der Betreiber teilt die Emissionen für 134a, 227ea und SF_6 mit. Aus diesen Angaben und der Produktionsmenge (beide Angaben werden vertraulich mitgeteilt) kann eine implizite Rate der flüchtigen Emissionen errechnet werden, die relativ konstant ist. Sie ist für SF_6 mit etwa 0,5% höher als bei der Produktion von HFKW-134a (0,3%) und bei der Aufreinigung des HFKW-227ea (0,3%).

4.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.2)

Die Produktionsdaten (AR) sind sehr verlässlich, da es sich um interne Aufzeichnungen der Solvay Fluor und Derivate GmbH handelt.

Die Emissionen wurden über eine Massenbilanz gewonnen. Diese kann als Differenz zwischen der durch den Rohstoffeinsatz bedingten und der in Tanks wirklich abgefüllten Produktionsmenge bezeichnet werden.

Die für die Berechnung der Emissionen zu Grunde gelegten Produktionszahlen können als genau angenommen werden.

4.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.5.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.2)

Rekalkulationen fanden bisher nicht statt, werden aber für die Berichtsjahre bis 2001 nach Feststellung der in Deutschland real produzierten Mengen 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 SF_6 (2.F)

CRF 2.F					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1995- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- 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 %	0,79 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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					

Alle Ausführungen dieses Kapitels beziehen sich auf die Emissionsdaten für das Berichtsjahr 2004, die diesen Ausführungen zu Grunde liegenden Emissionsdaten liegen in Deutschland entsprechend vor.

Der Verbrauch von teilfluorierten Kohlenwasserstoffen (HFKW) und SF_6 ist für HFKW und für SF_6 eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

Die Quellgruppe 2.F ist unterteilt in die Unterpunkte 2.F.1 bis 2.F.8. Hierzu gehören Kälte und Klimaanlagen (2.F.1), Schaumherstellung (2.F.2), Feuerlöschmittel (2.F.3), Aerosole/Dosieraerosole (2.F.4), Lösemittel (2.F.5), Halbleiterproduktion (2.F.6), Elektrische Betriebsmittel (2.F.7) und Andere (2.F.8), wie in folgender Abbildung zu sehen ist.

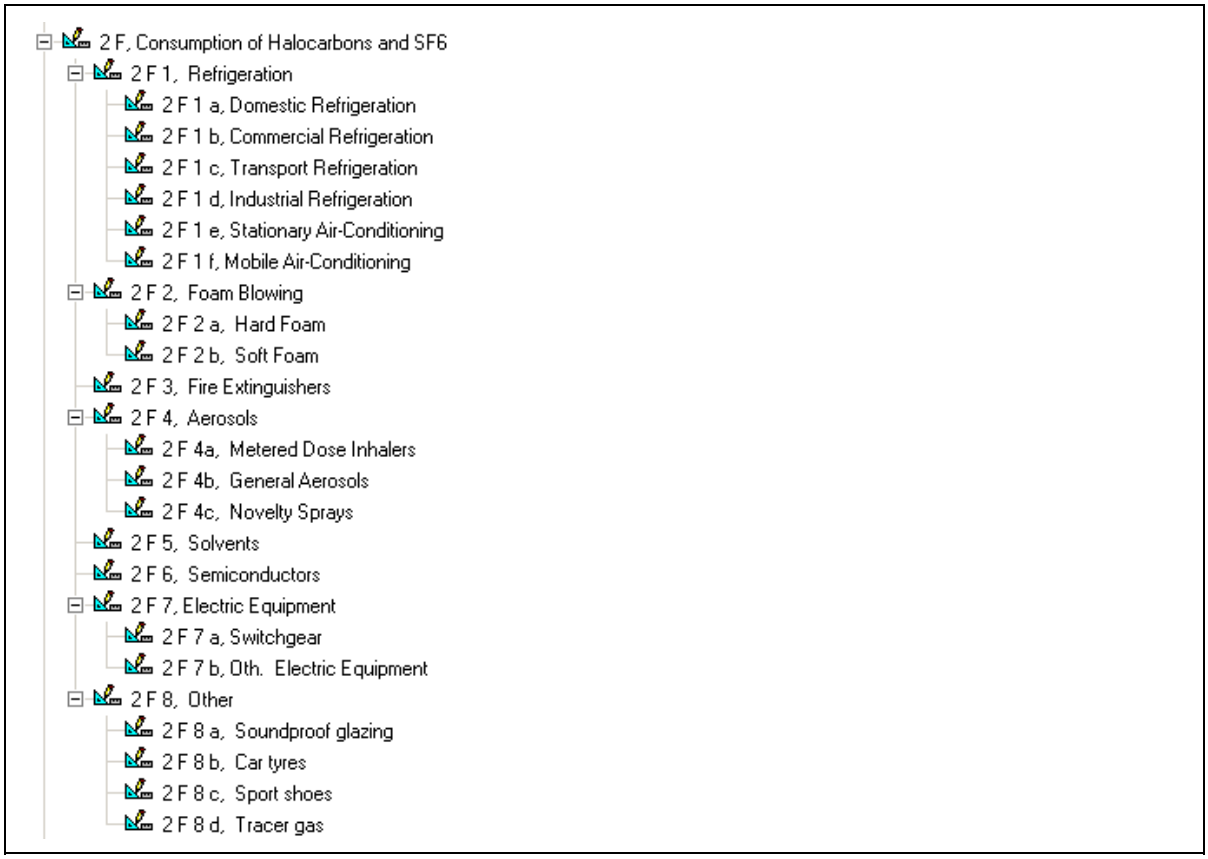


Abbildung 39: Strukturzuordnung 2.F Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF_6

Halogenierte Kohlenwasserstoffe und SF_6 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 CS, einige auch D und M.

Die in einem Berichtsjahr langsam aus dem „stock“ entweichenden, sowie bei der Herstellung und Entsorgung emittierenden Mengen an HFKW, FKW und SF_6 stellen die „aktuellen Emissionen (A)“ dar, wie sie in Table 2(II)s2 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 Durchschnittwertes sinnvoll wäre. Für die Teilquellgruppen „Solvents“ und „Semiconductor Manufacture“ können die potentiellen Emissionen aus Gründen der Vertraulichkeit nicht angegeben werden. Bei offenen Anwendungen (Aerosols / Metered Dose Inhalers) 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 Tabelle 59 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2004) im Überblick. Die vollständige Berichterstattung ist im Gegensatz zum hier dargestellten Überblick in vielen Bereichen in weitere Teilgruppen untergliedert, für die auch einzeln die Faktoren angegeben sind.

Tabelle 59: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6: hier: Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen

	Datenmeldung 2004	**Stoff**	**EF Herstellung [-][27]**	**EF Anwendung [-]**	**EF Entsorgung [-]**
1. Kälte- und Klimaanlagen (2.F.1) (Tier 2)					
Haushaltskälte	ja (Tier 2a)	HFKW	NA	0,003	0,3
Gewerbekälte	ja (Tier 2a)	HFKW, FKW	0,002	0,015-0,15	0,3-0,5
Transportkälte	ja (Tier 2a)	HFKW	0,002-0,005	0,15-0,25	0,3
Industrielle Kälte	ja (Tier 2a)	HFKW	0,0015	0,07	0,3
Stationäre Klimaanlagen	ja (Tier 2a)	HFKW	20 g/Anlage	0,06	NO
Raumklimageräte	ja (Tier 2a)	HFKW	NA	0,025	NO
Mobile Klimaanlagen					
- Lkw	ja (Tier 2a)	HFKW	0,002	0,10-0,15	0,3
- Pkw	ja (Tier 2a)	HFKW	2 g/Anlage	0,1	0,3
- Busse	ja (Tier 2a)	HFKW	5 g/Anlage	0,15	0,3
- Schiffe	ja (Tier 2a)	HFKW	0,01	0,05	0,3
- Schienenfahrzeuge	ja (Tier 2a)	HFKW	0,002	0,15-0,25	0,3
- Landmaschinen	ja (Tier 2a)	HFKW	5 g/Anlage	0,15-0,25	0,3
2. Schaumherstellung (2.F.2) (Tier 2)					
Hartschaum mit 134a	ja (Tier 2a)	HFKW	NA	0,005	NO
Hartschaum mit 365mfc/245fa	ja (Tier 2a)	HFKW	0,15	0,01	NO
Integralschaum	ja (Tier 2a)	HFKW	1	NO	NO
Montageschaum (134a)	ja (Tier 2a)	HFKW	1,5 g/Dose	1	NO
Montageschaum (152a)	ja (Tier 2a)	HFKW	1,5 g/Dose	1	NO
XPS-Schaum (134a)	ja (Tier 2a)	HFKW	0,27	0,0066	NO
XPS-Schaum (152a)	ja (Tier 2a)	HFKW	1	NO	NO
Weichschaum	NO	HFKW			
3. Feuerlöschmittel (2.F.3)	ja (CS)	HFKW	0,001	0,014	.NO
4. Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4)					
Dosieraerosole	ja (CS)	HFKW	0,15 g/Dose (10ml)	1	NO
Sonstige	ja (Equ. 3.35)	HFKW	0,015	1	NO
5. Lösemittel (2.F.5)	ja (Equ. 3.36)	HFKW	NA	1	NO
6. Halbleiterproduktion (2.F.6)	ja (Tier 2)	HFKW, FKW, SF_6	NA	(CS)	NO

Equ. = Equation; Gleichung aus den IPCC GPG (2000)

[27] Einheitslos, sofern nicht anders angegeben

Tabelle 60: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6; hier: Verbrauch von SF_6

	Datenmeldung 2004	Stoff	EF Herstellung [-]	EF Anwendung [-][28]	EF Entsorgung [-]
7. Elektrische Betriebsmittel (2.F.7)					
Schaltanlagen	ja [Tier 3a]	SF_6	0,02	0,001-0,01	0,02
Sonstige	Ja [CS]	SF_6	0,15-1	NO	NO
8. Sonstige (2.F.8)					
Sportschuhe	ja [Equ. 3.23]	SF_6	NA	NO	1
Autoreifen	ja [Equ. 3.23]	SF_6	0,002	NO	1
Isolierglasscheiben	ja [Equ. 3.24ff]	SF_6	0,33	0,01	1
Tracergas	Ja [CS]	SF_6	NA	1	NO

Equ. = Equation; Gleichung aus den IPCC GPG (2000)

Im Jahr 2005 wurden die Daten für 1990 durch das Forschungsvorhaben "Emissionen und Emissionsprognose von H-FKW, FKW und SF_6 in Deutschland - Aktueller Stand und Entwicklung eines Systems zur jährlichen Ermittlung“ (FKZ 202 41 356) abgesichert. Aus der Rekalkulation ergaben sich höhere Emissionen bei den HFKW und SF_6. Für die gesamten Zeitreihen der fluorierten Gase wurde mit einer Rekalkulation begonnen, die jedoch noch nicht abgeschlossen ist. Hauptaugenmerk lag auf dem Basisjahr 1995. Die Änderungen der Gesamtemissionen der drei F-Gase im Bezug auf die gemeldeten Daten im NIR 2005 betrugen maximal 10 % und sind auf verfeinerte Recherchen für dieses Jahr zurück zu führen. Eine Vervollständigung der Rekalkulation, verbunden mit einer umfassenden Dokumentation der Ergebnisse wird im NIR 2007 erfolgen.

4.6.1 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1)

Unternehmen setzen teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) seit Anfang der 90er Jahre in zunehmendem Umfang vorwiegend als Ersatzstoffe für die die Ozonschicht schädigenden und klimaschädlichen FCKW und HFCKW ein. Die HFKW-Emissionen sind seit 1995 stark gestiegen.

Die Verwendung als Kältemittel in der stationären und mobilen Kühlung ist mit über 50 % heute die Hauptquelle der HFKW-Emissionen. Die gesamte Quellgruppe 2.F.1 wird nochmals in zwei Teilgruppen unterteilt: Kälte- und stationäre Klimaanlagen sowie mobile Klimaanlagen.

4.6.1.1 Kälte- und stationäre Klimaanlagen (2.F.1)

4.6.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1)

Dieser Bereich lässt sich grob in Untergruppen Haushaltskälte, Gewerbekälte, Transportkälte, industrielle Kälte und stationäres Klima (siehe Tabelle 59) gliedern. Der Anteil, den Kälte- und stationäre Klimaanlagen an den HFKW-Emissionen haben, betrug im Jahr 2004 24 %.

Die mit Abstand wichtigsten reinen HFKW-Kältemittel sind in Deutschland der HFKW-134a und die Gemische 404A und 507, die beide hauptsächlich aus 125 und 143a bestehen. Der Anteil von 134a und 404A/507 an den jährlichen Neuverbräuchen beträgt zusammen über 90%. Wegen der nahezu identischen Zusammensetzung von 404A und 507 und den daraus

[28] Einheitslos, sofern nicht anders angegeben

resultierenden gleichen Anwendungsbereichen ist eine Trennung beider Kältemittelgemische nicht möglich. Beide Gemische werden daher als 404A berichtet.

Die Zeitreihenentwicklung (Anstieg) steht in direktem Zusammenhang mit dem vermehrten Einsatz von HFKW als Ersatzkältemittel für FCKW und den in der Folge steigenden potenziellen und aktuellen Emissionen. Der zunächst starke Anstieg flacht inzwischen etwas ab. Für eine belastbare Interpretation bleiben die Emissionen in den nächsten Jahren abzuwarten.

Emissionen durch die Entsorgung treten frühestens seit 2003 auf. Der Emissionsfaktor wurde rückwirkend von 0,25 auf 0,3 erhöht und entspricht damit dem Standardwert in den IPCC Guidelines von 1999.

4.6.1.1.2 Methodische Aspekte (2.F.1)

Die Gesamtemissionen für jede Unterquellgruppe und jedes Kältemittel setzen sich aus den Teilemissionen Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsemissionen zusammen. Diese werden separat erhoben. Entsorgungsemissionen traten erstmals im Jahr 2003 auf.

Für die Berechnung der HFKW-Emissionen aus den Untergruppen der Kälte- und stationären Klimaanlagen werden je nach Gruppe Einzeldaten erhoben/geschätzt oder Kältemittel-Modelle genutzt. Einen Überblick über die verwendeten Methoden enthält Tabelle 61.

Tabelle 61: Überblick über angewandte Methoden für die zu „Kälte- und stationäre Klimaanlagen“ gehörenden Untergruppen

Untergruppe	**Methode**	
Haushaltskälte		Eine detaillierte Beschreibung der je Untergruppe angewendeten Methodik ist dem Anhang, Kapitel 14.2.5.1 zu entnehmen
Gewerbekälte	Kältemodell „Gewerbekälte“	
Transportkälte/Kühlfahrzeuge	Kältemodell „Transportkälte“	
Industrielle Kälte	Kältemodell „Industriekälte“	
Stationäre Klimaanlagen	Kältemodell „stationäre Klimaanlagen“	
Raumklimageräte	Kältemodell „Raumklimageräte“	

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Expertenbefragungen. Die Emissionsfaktoren für die Entsorgung entsprechen den Standard-Werten der IPCC Guidelines von 1999.

4.6.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1)

Die Emissionsfaktoren sind mit größeren Unsicherheiten behaftet. Die in der Literatur (s. Kältemodelle: Anhang, Kapitel 14.2.5.1) 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, zu denen eine Studie über Supermarkt-Emissionen in Deutschland zählt (ILK Dresden, 1999).

Aufgrund der genannten Unsicherheit bei den Emissionsfaktoren, aber auch aufgrund der Vielzahl von Einzelanwendungen (Anlagen) wird für die Emissionsdaten noch Präzisierungsbedarf 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. Diese Informationen stehen häufig erst mit erheblichem Zeitverzug zur Verfügung und mussten daher zunächst geschätzt werden. Alle Daten unterliegen daher auch weiterhin einer kontinuierlichen Verbesserung. Eine systematische Quantifizierung von Unsicherheit ist für das Berichtsjahr 2005 geplant.

4.6.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1)

Die Daten für das Berichtsjahr 2004 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Rahmen eines Forschungsvorhabens im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben:
"Emissionen und Emissionsprognose von H-FKW, FKW und SF_6 in Deutschland - Aktueller Stand und Entwicklung eines Systems zur jährlichen Ermittlung." FKZ 202 41 356,
„Emissionen, Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren von fluorierten Treibhausgasen (F-Gasen) in Deutschland für die Jahre 1995-1998: Anpassung an die Anforderungen der internationalen Berichterstattung und Implementierung der Daten in das Zentrale System Emissionen (ZSE)“ FKZ 20141261/01) und „Daten von HFKW, FKW und SF_6 für die nationale Emissionsberichterstattung gemäß Klimarahmenkonvention für die Berichtsjahre 2004 und 2005“ FKZ 205 41 217/01.

Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht. 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 (Umweltstatistiken[29], Produktions- und Verkaufszahlen[30] etc.) herangezogen und diese durch Rücksprache mit Experten (Anwendern, Kältemittelherstellern, Lieferanten etc.) auf ihre Belastbarkeit geprüft.

4.6.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1)

Wegen der Komplexität des Bereichs 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 Änderungen der Emissionsangaben vorangegangener Berichtsjahre. Für das Berichtsjahr 2004 war eine umfangreiche Rekalkulation auf Basis des dann erreichten Kenntnisstandes vorgesehen. Diese wird teilweise auf das Jahr 2006 verschoben, da zunächst die technischen Probleme der Datenbank ZSE behoben werden mussten. Bei den

[29] Erhebungen nach § 11 des UstatG.
[30] Erhebungen nach Außenhandelsstatistikgesetz (AHStatGes) und Produktionsstatistiken.

Bestandsemissionen von Kühlcontainern ergaben sich für das Kältemittel 404A in den Jahren 2001 bis 2003 Änderungen, verursacht durch einen Kommafehler.

4.6.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1)

Es wird zukünftig versucht, die Daten 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 Unsicherheiten behaftet bleiben. Weitere Möglichkeiten der Datengewinnung und -verbesserung werden derzeit evaluiert. Hierzu zählt u. a. eine Anpassung der Erhebungen nach §11 UStatG an die Erfordernisse der Berichterstattung und die Bewertung von IT-gestützten Kälteanlagen-Erfassungsprogrammen.

4.6.1.2 Mobile Klimaanlagen (2.F.1)

4.6.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1)

Mobile Klimaanlagen sind Fahrzeugklimaanlagen in Personenkraftwagen (Pkw), Lastkraftwagen bzw. Nutzfahrzeugen (Nfz), Bussen, Landmaschinen, Schienenfahrzeugen und auf Schiffen. Bei mobilen Klimaanlagen dominieren die Pkw-Anlagen mit einem Anteil von etwa 90 % . Der Anteil, den mobile Klimaanlagen an den gesamten HFKW-Emissionen haben, betrug im Jahr 2004 31 %.

Etwa seit 1993 werden teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) als ozonschichtneutrale Ersatzstoffe für FCKW und HFCKW eingesetzt. Das HFKW-Kältemittel in mobilen Klimaanlagen ist heute fast ausschließlich R134a. Lediglich bei der Umrüstung alter R12-Klimaanlagen wurde zu einem geringen Anteil statt R134a ein Drop-In-Kältemittel (Gemisch) eingefüllt, das jedoch seinerseits zu 88% aus R134a besteht.

Die Zeitreihen zeigen einen signifikanten Anstieg der Emissionen seit 1995. Dieser steht im Bereich mobile Klimaanlagen in direktem Zusammenhang mit dem vermehrten Einsatz von Klimaanlagen in Fahrzeugen, dem daraus resultierenden vermehrten Einsatz von HFKW und den in der Folge steigenden potenziellen und aktuellen Emissionen.

Emissionen durch die Entsorgung treten frühestens seit 2002 auf. Der Emissionsfaktor wurde rückwirkend von 0,25 auf 0,3 erhöht und entspricht damit dem Standardwert in den IPCC Guidelines von 1999.

4.6.1.2.2 Methodische Aspekte (2.F.1)

Die Gesamtemissionen der Fahrzeugklimaanlagen je Fahrzeugtyp und Kältemittel setzen sich aus den Teilemissionen Herstellungs-, Nutzungs- und Entsorgungsemissionen zusammen. Diese werden separat erhoben.

Das Vorgehen für die Berechnung der HFKW-Emissionen (ausschließlich HFKW-134a) aus mobilen Klimaanlagen wird im Anhang, Kapitel 14.2.5.2 erläutert.

Seit dem Berichtsjahr 2002 sind auch wenig relevante Quellen (z. B. Landmaschinen) aufgenommen. Im Gegenzug sind seit dem Berichtsjahr 2002 erstmalig nicht alle deutschen Schiffe, sondern nur solche unter deutscher Flagge berücksichtigt. Die sich daraus ergebenden Änderungen sind aber marginal.

4.6.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1)

Die Datenqualität der Emissionen aus mobilen Klimaanlagen ist recht gut und besser als in der Kälte- und stationären Klimatechnik.

Prinzipiell gilt das für den Sektor der stationären Anlagen Gesagte. Jedoch können die Jahresverbräuche von HFKW über die Neuzulassungen, die Produktion und den Im- und Export von Pkw, die den Großteil dieses Sektors ausmachen, statistisch recht genau ermittelt werden. Durch die jährliche Ermittlung der modellspezifischen Ausstattungsquoten mit Klimaanlagen und der zugehörigen Füllmengen sind die AR sehr genau. 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 gut bewertet. Für genaue Angaben zu Unsicherheiten wird auf die genannten Studien/Gutachten verwiesen.

4.6.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1)

Die Daten für das Berichtsjahr 2004 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben (siehe Kapitel 4.6.1.1.4). Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten soweit möglich durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht. Alle für die Berechnung erforderlichen Angaben (s.o.) werden seit 1993 kontinuierlich erfasst und auf ihre Plausibilität geprüft; einer standardisierten Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung unterliegen sie zur Zeit noch nicht.

4.6.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1)

Für diesen Bereich werden nur in geringem Umfang Rekalkulationen erforderlich. Diese beziehen sich auf zusätzliche, eher unbedeutende Quellen und auf die Neuorganisation der Emissionszuordnung.

4.6.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1)

Weitere Verbesserungsmöglichkeiten stehen erst am Anfang der Diskussion, werden aber wegen der bereits hohen Datengenauigkeit nicht vorrangig verfolgt.

4.6.2 Schaumherstellung (2.F.2)

Unternehmen setzen teilfluorierte Kohlenwasserstoffe (HFKW) seit 1993 als Ersatzstoffe für die die Ozonschicht schädigenden und klimaschädlichen FCKW und HFCKW ein. Die HFKW-Emissionen sind seit 1995 stark gestiegen.

Die Verwendung von HFKW als Treibmittel in der Schaumherstellung ist mit 33 % heute eine weitere Hauptquelle der HFKW-Emissionen. Der gesamte Bereich wird in drei Teilgruppen untergliedert: 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)

Auf die Teilgruppe „PU-Schaumprodukte“ entfielen im Jahr 2004 4 % der HFKW-Emissionen.

PU-Schaumprodukte sind aus Weichschaum, Integralschaum und Hartschaum. Für Weichschaum werden keine HFKW als Treibmittel benötigt. In Hartschäumen kommen HFKW erst seit 1998 als Treibmittel zum Einsatz. Im Zeitraum zwischen 1995 und 1997 wurden HFKW nur bei Integralschaum eingesetzt.

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 dem HFKW 134a und 152a werden als Treibmittel seit 2002 der HFKW-365mfc und seit 2004 der HFKW-245fa eingesetzt. Der HFKW-245ca wird in Deutschland nicht eingesetzt. HFKW-365mfc wird aufgrund seiner geringen Anwendungsmengen zusammen mit dem HFKW-245fa berichtet. Dem Berichtsjahr 2002 sind gemäß unseren Erhebungen im Jahr 2003 diesen beiden Stoffen Emissionen in Höhe von 20 t, dem Berichtsjahr 2003 21,8 t und dem Berichtsjahr 2004 170,4 t zuzuordnen. Wird diesem Stoff ein GWP_{100} von 890 zu Grunde gelegt, entspricht dies Emissionen in Höhe von 0,02 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 2002, 0,02 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 2003 und 0,15 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 2004.

4.6.2.1.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Die Emissionsdaten setzen sich zusammen aus:

1. Herstellungsemissionen für jede Produktgruppe
   (= $EF_{Herstellung}$ * Inlands-Neuverbrauch (AR)),
2. Anwendungsemissionen für jede Produktgruppe
   (= $EF_{Anwendung}$ * Bestand (AR)),
3. Entsorgungsemissionen (bisher nicht relevant (NO)).

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. Inlands-Neuverbräuche und Inlands-Absatz an Schaumprodukten werden jährlich durch Herstellerbefragung, Anwenderbefragung, Verbände-Informationen etc. erhoben. Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden EF sind in Tabelle 59 wiedergegeben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren entsprechen weitgehend den vom IPCC angegebenen Default-Werten (D). 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 im Jahr 2004 verstärkt emissionsintensive Schaumstoffe hergestellt wurden._

4.6.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)

Die Emissionsangaben für die zurück liegenden Jahre werden als relativ genau bewertet, da die eingesetzten HFKW-Mengen derzeit noch eher klein sind. Allerdings wird in Zukunft aufgrund der erwarteten Produktvielfalt ein guter Marktüberblick schwieriger.

Eine Quantifizierung der Unsicherheiten für die EF und die AR ist nicht möglich. Während die EF als hinreichend genau bewertet werden, sind die AR wegen der Produktvielfalt mit größeren Unsicherheiten behaftet. Bisher kann der Markt wegen des noch geringen Einsatzes von HFKW aber noch gut durch Abfragen und Schätzungen erfasst werden.

4.6.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2)

Die Daten für das Berichtsjahr 2004 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Auftrag des Umweltbundesamtes durch einen externen Experten erhoben (siehe Kapitel 4.6.1.1.4). Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten - soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

4.6.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Der Einsatz von HFKW erfolgt erst seit 1996. Im Rahmen der Emissionserhebungen für das Berichtsjahr 2001 wurden die Daten für die Berichtsjahre 1996 bis 2000 überprüft. Die Ergebnisse wurden in der Datenbank ZSE eingespielt.

4.6.2.1.6 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.

4.6.2.2 PU-Montageschaum (2.F.2)

4.6.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)

Auf die Teilgruppe „PU-Montageschaum“ entfielen im Jahr 2004 nur noch 4 % aller HFKW-Emissionen.

Bei Polyurethan-Montageschaum aus der Dose. werden Dosengrößen zwischen 300 und 750 ml[31] vertrieben. HFKW und Propan/Butan werden in Kombination mit Dimethylether (DME) als Treibmittel eingesetzt. In Deutschland und generell in Mitteleuropa hat die Industrie den Einsatz von HFKW reduziert. Zunehmend wird der HFKW-152a – dieser besitzt ein geringeres Treibhauspotenzial - statt des HFKW-134a eingesetzt. Außerdem wurden die HFKW-Mengen pro Dose durch eine Erhöhung des Anteils brennbarer Treibmittel reduziert.

[31] Seit dem Jahr 2003 i.d.R. nur bis 600 ml.

Die Zeitreihe für diese Anwendung beginnt wegen des frühen FCKW-Ausstiegs aus dieser Anwendung bereits vor 1995 und zeigt einen Abwärtstrend der Emissionen. Dies ist auf die kontinuierliche Reduktion der HFKW-Mengen je Dose (durch vermehrten Einsatz von halogenfreien Treibmitteln) zurück zu führen.

Im Jahr 2004 sank die eingesetzte HFKW-Menge im Vergleich zum Berichtsjahr 2003 um 60%. Grund hierfür ist der Umstieg auf brennbare Treibmittel.

4.6.2.2.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Rechnerisch hat eine durchschnittliche Dose ein Schaumgewicht von 660 g, wovon ca. 18 % Treibmittel sind. Diese waren 1997 Mischungen aus etwa 40 % der leicht brennbaren Gase Propan, Butan, Dimethylether (DME) und etwa 60 % HFKW, die schwerer (152a) oder nicht entflammbar (134a) sind. Der HFKW-Anteil im Treibgas ist seit 1995 rückläufig: 1995 betrug er in der 660-g-Dose 84 Gramm, 1997 nur noch 75 g. Heute sind oft weniger als 50 g HFKW enthalten. Die über alle Dosen (Winterschäume, Pistolenschäume etc.) enthaltene Durchschnittsmenge an HFKW beträgt knapp 40 g.

Für die Emissionsberechnung wird angenommen, dass die Dosen nach Verkauf vom professionellen Handwerker oder vom Heimwerker zügig angewendet werden. Die HFKW-Emission des Jahres n wird daher in Übereinstimmung mit den IPCC-Guidelines (IPCC Reference Manual, 1996b: S. 2.52) mit dem Absatz des Jahres n gleichgesetzt.

Für die Berechnung der Anwendungsemissionen werden erhoben (Experten- und Herstellerbefragung):

1. Inländischer Dosenabsatz,
2. Durchschnittsmenge an HFKW je Dose,
3. Anteile der Treibmittel 152a und 134a.

Zu den Anwendungsemissionen kommen Befüllungsverluste aus der inländischen Produktion des laufenden Jahres n. Zu deren Berechnung wird der HFKW-Verbrauch zur Herstellung durch Expertenbefragung erhoben.

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden EF sind in Tabelle 59 wiedergegeben. Der $EF_{Herstellung}$ wurde durch Experten- und Herstellerbefragung ermittelt. In Anlehnung an die IPCC Methode (IPCC 1996b, 2.52) wird angenommen, dass sämtliches eingesetztes HFKW emittiert. 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. Das gilt auch für die Dosen, die in Deutschland in die zentrale Rückgewinnungsanlage für PU-Schaum-Dosen gebracht werden. Im Unterschied zur IPCC Methode wird angenommen, dass sämtliche Emissionen im Verkaufsjahr entstehen, da eine zügige Anwendung und Entsorgung erfolgt.

Die Verwendungsmengen basieren auf der Absatzmenge (Dosen) und der darin durchschnittlich enthaltenen Menge an HFKW.

4.6.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)

Bereits im NIR 2003 wurde ausgeführt, dass die Herstellerangaben zu den enthaltenen HFKW-Mengen eher niedrig bewertet wurden. Auch im Jahr 2005 war eine endgültige Verifizierung der Herstellerangaben nicht möglich. Neue Informationen eines Schweizer

Herstellers sowie eines Recycling-Unternehmens (für die Jahre 2003 und davor) führten jedoch zu geänderten Annahmen und AR, auch für die Vorjahre.

4.6.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2)

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

4.6.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Im Berichtsjahr 2001 wurden 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. Wegen bestehender Unsicherheiten sind erneute Rekalkulationen im nächsten Berichtsjahr nicht ausgeschlossen.

4.6.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)

Die Vorgehensweise entspricht dem Tier 2 Ansatz. Daten über inländische Produktion, Export und Import sind bekannt. Lediglich bezüglich der durchschnittlichen HFKW-Menge besteht noch Verifizierungsbedarf. Eine Zusammenarbeit mit den Herstellern war bisher nicht möglich.

4.6.2.3 XPS-Hartschaum (2.F.2)

4.6.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2)

Auf die Teilgruppe „XPS-Hartschaum“ entfielen im Jahr 2004 knapp 24 % aller HFKW-Emissionen.

Für XPS-Platten gibt es vor 1999 keine Verbräuche und Emissionen von HFKW, da noch HFCKW oder bereits CO_2 eingesetzt wurde.

Ab 2000 haben einige Inlandshersteller auf HFKW umgestellt. Seit 2001 kommen als Treibmittel neben CO_2 die HFKW 152a und 134a zum Einsatz, und zwar entweder allein oder untereinander vermischt.

Die Zeitreihe beginnt erst nach 1995 und zeigt einen deutlichen Anstieg der Emissionen. Beides steht in Einklang mit der historischen Entwicklung des HFKW-Einsatzes in dieser Anwendung.

4.6.2.3.2 Methodische Aspekte (2.F.2)

Die Gesamtemissionen aus diesem Bereich setzen sich zusammen aus:

1. Herstellungsemissionen (= $EF_{Herstellung}$ * Inlands-Neuverbrauch (AR)),
2. Anwendungsemissionen (= $EF_{Anwendung}$ * Bestand (AR)),
3. Entsorgungsemissionen (bisher nicht relevant (NO)).

Ausgangsdaten zur Bestimmung des HFKW-Inlands-Neuverbrauchs sind die mit den beiden HFKW (134a und 152a) jährlich produzierten Gesamtvolumina an XPS-Dämmstoff (in m^3).

Im Falle von 134a werden zur Herstellung eines Kubikmeters XPS-Schaum 3,2 kg benötigt, bei 152a sind es 3,0 kg. Aus diesen Angaben und den mit Hilfe von HFKW erzeugten jährlichen XPS-Gesamtmengen in m^3 (s.o.) lässt dich der jeweilige HFKW-Neuverbrauch errechnen.

Der HFKW-Erstjahresverlust nach der Fertigung (Herstellungsemissionen) wird aus dem $EF_{Herstellung}$ und dem jährlichen Inlands-Neuverbrauch errechnet. Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden EF sind in Tabelle 59 wiedergegeben. $EF_{Herstellung}$ beträgt für den HFKW-152a praktisch 100% (=1), so dass es sich um eine direkte offene Anwendung handelt. Beim HFKW-134a emittiert bei der Schäumung nur eine Teilmenge des Verbrauchs, der Hauptteil geht ins Produkt ein. Empirisch wurde der $EF_{Herstellung}$ in 2001 mit 30%, in 2002 mit 27%, in 2003 mit 26% und in 2004 mit 27% bestimmt. Als angestrebter Wert gelten 25% des Inlandsverbrauchs. 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 durch Neuzugänge von 134a-haltigen Dämmplatten. Abgänge vom Bestand spielen bei einer Lebensdauer von 50 Jahren bis auf weiteres noch keine Rolle. Der HFKW-Neuzugang entspricht nicht dem jährlichem Neuverbrauch abzgl. der Herstellungsemissionen, da der Außenhandel den potenziellen Neuzugang erheblich verändert. Deutschland ist bei 134a-haltigem XPS starker Nettoexporteur. Die bereinigte Exportquote[32] der Inlandsproduktion betrug in den Berichtsjahren 75%. D.h. nur 25% (Kehrwert der Exportquote) der nach dem Schäumprozess in den Produkten erhaltenen HFKW-134a bilden den HFKW-Neuzugang zum inländischen HFKW-Bestand.

Der mittlere HFKW-Bestand eines Jahres ist die Hälfte der Summe des Endbestands des Vorjahres n-1 und des aktuellen Jahres n.

Alle Daten zu Aktivitätsdaten stammen von der Fachvereinigung Polystyrol-Extruderschaumstoff e.V. (FPX), dem Marktführer Dow sowie der European Extruded Polystyrene Insulation Board Association (EXIBA). Die Daten wurden mit den anderen Herstellern abgeglichen.

Die $EF_{Herstellung}$ wurden vom Fachverband auf deutscher wie auf europäischer Ebene (FPX und EXIBA) mitgeteilt.

Der Sprecher des Fachverbands FPX schätzte die jährlichen Ausgasungen von eingeschlossenem HFKW-134a-Zellgas im Jahr 2002 auf weniger als 1 %, nämlich auf 0,66 % ($EF_{Anwendung}$ = 0,0066). Dem zugrunde liegt u.a. eine interne Studie der BASF über die Halbwertzeit der Zellgase FCKW-12, H-FCKW-142b, H-FCKW-22, H-FKW 134a und H-FKW 152a (WEILBACHER 1987). Der Studie zufolge gast 134a etwa mit der gleichen Geschwindigkeit aus wie HFCKW-142b, während HFCKW-22 und HFKW-152 praktisch sofort ausgasen. Die Diffusion aus den Platten ist dickeabhängig und kann nur als Durchschnitt bzw. als Wert für bestimmte Plattenstärken angegeben werden. Im Falle von 134a beträgt die Halbwertzeit bei 70 mm dicken Platten ca. 35 Jahre. Sie steigt mit zunehmender Dicke exponentiell an. Die 0,66 % sind auf eine mittlere Plattenstärke bezogen.

4.6.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2)

Eine Quantifizierung der Unsicherheiten für die EF und die AR ist nicht möglich. Der XPS-Markt ist in Deutschland wegen weniger Hersteller überschaubar. Da die EF und AR in

[32] "Bereinigt" bedeutet, dass der Saldo aus Exporten und Importen 134-haltiger Produkte verwendet wird.

Zusammenarbeit mit den Herstellern erarbeitet sind, werden sie als hinreichend genau bewertet.

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 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. Der unmittelbare Verlust bei Anwendung von 134a beruhte für 2001 und 2002 auf Messungen im Betrieb Rheinmünster der Dow Deutschland. Die Emissionsrate aus dem laufenden Bestand ($EF_{Anwendung}$; 0,66%) liegt im Bereich der üblichen Schätzungen von 1%. Da jedoch Resultate einer Laborstudie vorliegen, die etwa 0,66% ergeben, wird dieser Wert angewendet, solange es keine zuverlässigen Messungen an wirklich genutzten Dämmplatten gibt, die in der Aussagekraft noch höher zu bewerten wären als Laborwerte.

Die Fertigungsemissionen entwickeln sich proportional zum jährlichen HFKW-Inlandsverbrauch.

Ein mittlerer inländischer Jahresbestand an HFKW-134a in XPS-Dämmstoffen war erstmals 2001 zu verzeichnen. Er ist erwartungsgemäß bis einschließlich 2004 kräftig gestiegen.

4.6.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2)

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

4.6.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)

In Zusammenarbeit mit den Herstellern und Verbänden wird die Möglichkeit eines Monitoring-Systems mit formalisierter Datenübermittlung diskutiert. Der Prozess steht noch am Anfang.

Neue Möglichkeiten der Datengewinnung werden derzeit evaluiert. Eine erste Bewertung dieser Möglichkeiten hat gezeigt, dass die AR „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. 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)

Auf die Teilgruppe „Feuerlöschmittel“ entfielen im Jahr 2004 knapp 0,02 % aller HFKW-Emissionen.

Die bis 1991 als Feuerlöschmittel erlaubten Halone sind seitdem weitgehend durch ökologisch unbedenkliche Stoffe ersetzt worden. In Anlagen zur Beflutung von zu

löschenden Innenräumen kommen statt Halon 1301 vor allem Inertgase (Stickstoff, Argon) zum Einsatz. Handlöscher für den gezielten Löschstrahl enthalten statt Halon 1211 jetzt Pulver, CO_2 oder Schaum.

Von den aus den USA stammenden Vorschlägen zum Halonersatz (HFKW-23 und 236fa, HFKW-227ea, FKW-218 und FKW-3110) wurde in Deutschland 1997 der HFKW-227ea zugelassen. Er wird unter dem Handelsnamen FM-200 im wesentlichen von einem lizenzierten Unternehmen angeboten. Ein weiterer HFKW (HFKW-23) wurde im Jahr 2002 zugelassen und wird bisher noch nicht eingesetzt. Der HFKW 236fa ist zwar in Deutschland seit dem Jahr 2001 zugelassen, wird aber nur im militärischen Bereich eingesetzt.

Die Zeitreihen beginnen erst nach 1995 und zeigen einen Anstieg der Emissionen, der in Einklang mit der zunehmenden Verwendung der HFKW als Feuerlöschmittel steht.

4.6.3.2 Methodische Aspekte (2.F.3)

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 einen weiteren Anbieter gibt. Dieser hat jedoch nur einen sehr geringen Marktanteil. Die Berücksichtigung dieses Anbieters erfolgt durch einen Aufschlag auf die Emissionsangaben des Marktführers.

Die Angaben zum HFKW-236fa basieren auf einer in der Zulassung festgelegten Berichtspflicht gegenüber der Zulassungsstelle.

Aus den Emissionsangaben eines Jahres, den jährlichen Verwendungsmengen (AR) und dem mittleren Jahresbestand errechnet sich der $IEF_{Anwendung}$ für den HFKW-227ea. Für den HFKW-236 wird ein $EF_{Anwendung}$ in gleicher Höhe geschätzt. Der sich errechnende IEF gibt hier ein falsches Bild, da noch in großem Umfang Freisetzungen durch Tests erfolgen.

Die $EF_{Herstellung}$ basieren auf Expertenschätzungen.

4.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.3)

Die Daten zum HFKW-227ea und zum HFKW-236 werden als gut und sehr gut bewertet.

4.6.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.3)

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

4.6.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F 3)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.3)

Verbesserungen sind derzeit nicht erforderlich.

4.6.4 Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4)

4.6.4.1 Asthma-Dosieraerosole (2.F.4)

4.6.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4)

Auf die Teilgruppe „Asthma-Dosieraerosole“ entfielen im Jahr 2004 knapp 3 % aller HFKW-Emissionen.

In Deutschland kam das erste Dosieraerosol mit dem Treibmittel 134a im April 1996 auf den Markt, 1997 und 1998 folgten je zwei weitere. Mittlerweile gibt es für fast alle Wirkstoffgruppen genug HFKW getriebene Dosieraerosole, so dass auf FCKW verzichtet werden kann. Zum Einsatz kommt außer dem HFKW-134a auch der HFKW-227ea.

Die Zeitreihe beginnt wegen der erstmaligen Verwendung von HFKW im Jahr 1996 erst in diesem Jahr und 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. Wegen des steigenden Anteils der Pulverinhalation dürften zumindest mittelfristig die früheren Einsatzmengen von FCKW mit über 400 t/a nicht erreicht werden.

4.6.4.1.2 Methodische Aspekte (2.F.4)

Die Emissionsdaten basieren auf Verkaufszahlen von Dosieraerosolen in Deutschland, die über Befragungen (Produzenten) erhoben wurden. Für Krankenhäuser und Ärztemuster wird ein Zuschlagsfaktor von 13% angelegt.

Es wird sachgerecht und in Übereinstimmung mit IPCC Vorgaben (IPCC, 1996b, 2.61) von einer 100%-igen Emission ausgegangen ($EF_{Anwendung} = 1$). Inhalierte HFKW setzten sich in den Atemwegen nicht um, sondern gelangen beim Ausatmen unverändert in die Atmosphäre.

Von Ärztemustern abgesehen werden Dosieraerosole in Apotheken erworben, um unmittelbar danach angewendet zu werden. Die Zeitspanne zwischen Apothekenverkauf und Anwendung ist daher kurz. Bezugsgröße für die Emissionen ist – entgegen IPCC-Gleichung 3.35 (IPCC, 2000) - daher nicht die Summe der halben Käufe (Verkäufe) des Jahres n-1 und des Jahres n. So zu verfahren, 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. Der den Herstellungsemissionen zu Grunde liegende $EF_{Herstellung}$ basiert auf im Betrieb sehr exakt ermittelten Befüllemissionen. Diese betragen etwa 1%, bezogen auf den Neuverbrauch zur Befüllung. Das entspricht etwa 0,15 g pro 10 ml-Dose. Die Emissionen wären höher, wenn nicht ein Teil mithilfe einer Kältefalle aufgefangen und der Verbrennung zugeführt würde.

4.6.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4)

Die Daten werden als sehr gut bewertet. Die Datensicherheit der Verkaufsdaten ist als hoch einzuschätzen.

Der Zuschlagsfaktor für Krankenhäuser und Ärztemuster kann von den 13% um 2% nach oben oder unten abweichen.

4.6.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4)

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

4.6.4.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4)

Bisher sind keine weiteren Verbesserungen in der Planung.

4.6.4.2 Sonstige Aerosole (2.F.4)

4.6.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4)

Auf die Teilgruppe „Sonstige Aerosole“ entfielen im Jahr 2004 knapp 4 % aller HFKW-Emissionen.

In Deutschland werden sechs Arten allgemeiner Aerosole (ohne medizinische Sprays und ohne Novelties) mit HFKW verkauft:

- Druckluftsprays (30-40%),
- Kältesprays (30 %),
- Abflussreiniger-Sprays (30%),
- Schmiermittelsprays (2%),
- Insektizide (2%) und
- Abwehrsprays (2%).

Die Emissionen betrugen im Jahr 2004 etwa 170 t. Hinzu kommen so genannte Novelties (künstlicher Schnee, Luftschlangensprays u.Ä.), die etwa 100 t HFKW/Jahr emittieren.

4.6.4.2.2 Methodische Aspekte (2.F.4)

Die Anwendungsemissionen basieren auf Schätzungen zum Absatz von Aerosolen in Deutschland, die über Befragungen (Produzenten/Abfüller, Verband) erhoben wurden. Es wird analog den IPCC Vorgaben (IPCC, 1996a, 2.61) sachgerecht von einer 100%-igen Emission ausgegangen ($EF_{Anwendung} = 1$). 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.

Für allgemeine Aerosole kommen noch Befüllungsemissionen (= Herstellungsemissionen) hinzu. $EF_{Herstellung}$ basiert auf Expertenschätzungen. Novelties werden in Deutschland nicht hergestellt.

4.6.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4)

Gegenüber den Emissionsangaben zu Dosieraerosolen werden diese Angaben 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4)

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

Die ermittelten Daten werden auf ihre Plausibilität durch einen Vergleich mit Vorjahresdaten geprüft; deutlichen Veränderungen wird nachgegangen.

4.6.4.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4)

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)

Auf die Teilgruppe „Lösemittel“ entfielen im Jahr 2004 0,02 % aller HFKW-Emissionen.

Der Einsatz von HFKW als Lösemittel war in Deutschland bis zum Jahr 2001 verboten (2. BImSchV) und ist auch heute noch stark eingeschränkt, da jede Anwendung einzeln beantragt werden muss. Die Anträge werden geprüft und eine Bewilligung wird nur im Sonderfall erteilt. Bisher sind fast keine Anwendungen bekannt. Wegen der sehr geringen Bedeutung dieser Subquellgruppe wird auf eine detaillierte Beschreibung verzichtet. Die Emissionsangaben basieren auf Verkaufsdaten des autorisierten Händlers. $EF_{Anwendung} = 1$. Auf Tabelle 59 wird verwiesen. Da die Daten vertraulich sind, werden sie bei den sonstigen Aerosolen mit dem HFKW-134a auf summiert.

4.6.6 Halbleiterproduktion (2.F.6)

4.6.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Halbleiterproduktion (inkl. Leiterplatten, später wegen geringer Relevanz nicht separat betrachtet) entfielen im Jahr 2004, bezogen auf die jeweiligen Gesamtemissionsmengen, 30% aller FKW, 0,02 % aller HFKW und 1,4% aller SF_6-Emissionen.

In der Halbleiterindustrie emittieren gegenwärtig FKW (CF_4, C_2F_6, C_3F_8, c-C_4F_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 Emissionen können nicht allein anhand der eingesetzten Mengen (Verkäufe des Gasehandels) ermittelt werden. Die Differenz zwischen Verbrauch und Emission resultiert erstens aus der nur partiellen chemischen Umsetzung im Plasmareaktor und zweitens aus der Wirkung nachgeschalteter Abgasreinigungsanlagen. Außerdem muss ein Rückstand von

ca. 10 % pro Gasflasche als Nicht-Verbrauch beachtet werden. Die resultierenden Emissionen sind vor allem von dem Ausrüstungsgrad der Produktionsanlagen mit Abgasreinigungstechnologien abhängig.

Die Zeitreihe der FKW zeigt einen kontinuierlichen Anstieg der Emissionen bis zum Jahr 2000. Dies liegt u.a. daran, dass sich die Zahl der berichtenden Unternehmen von 1995 bis 1999 von sieben auf vierzehn verdoppelt 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. Die im Jahr 2001 signifikant verringerten Emissionen nehmen seit dem Jahr 2002 wieder zu. Dies ist im wesentlichen auf eine gesteigerte Produktion zurückzuführen..

4.6.6.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

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 angegeben/errechnet werden.

4.6.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

Die Daten werden allgemein als sehr gut bewertet.

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. Auch diese Emissionsangaben werden als relativ genau bewertet.

4.6.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6)

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

Darüber hinaus werden die Daten auf ihre Plausibilität geprüft und haben einen verbandsinternen Prozess der Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung durchlaufen.

4.6.6.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Es sind keine weiteren Verbesserungen derzeit geplant

4.6.7 Elektrische Betriebsmittel (2.F.7)

4.6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.7)

Auf die Teilgruppe „Elektrische Betriebsmittel“ entfielen im Jahr 2004 14 % aller SF_6-Emissionen.

Elektrische Betriebsmittel für die Stromversorgung sind bei weitem der größte Einzelverbraucher von SF_6 in Deutschland. Aufgrund der hohen Exportquote von über 80 % wird allerdings nur ein geringer Teil in neuen Geräten und Anlagen dem inländischen Bestand zugeführt.

SF_6 findet vor allem in Schaltanlagen und Schaltgeräten der Hochspannung (110-380 kV) und zunehmend in der Mittelspannung (10-30 kV) Verwendung. Dabei wirkt das Gas sowohl als Lösch- als auch als Isoliermittel anstelle von Luft. Im Niederspannungsbereich (< 1 kV) ist seine Verwendung nicht üblich.

Außerdem wird SF_6 bei der Herstellung von Komponenten für Schaltanlagen (Bauelementen) eingesetzt. Die Emissionsfaktoren bei der Herstellung dieser Komponenten sind deutlich höher.

Durch die im Berichtsjahr 2002 erstmalige Erfassung weiterer SF_6-Anwendungen kommt es in der Zeitreihe im Jahr 2002 zu einem sprunghaften Anstieg der Emissionen. Gegenüber der Hochspannung, die nur noch langsam wächst, weist die Mittelspannung ein dynamisches Wachstum auf. Der Bestand ist von 1995 bis 2004 stark gestiegen. Die Emissionen sind wegen der geringen $EF_{Anwendung}$ (s.o.) in geringerem Maße gestiegen.

4.6.7.2 Methodenbeschreibung (2.F.7)

Die Emissionen werden seit 1996 nach einem vom Umweltbundesamt gemeinsam mit den Herstellern und Betreibern entwickelten, sehr detaillierten Konzept ermittelt. Die Daten werden 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) ermittelt. 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) ermittelt.

1. SF_6-Emissionen bei der Herstellung

Herstellungsemissionen werden nach Anfall im Werk bzw. am Aufstellungsort des inländischen Betreibers getrennt erfasst:

a) Werksverluste im Inland, die vor allem in der Entwicklung und bei der Befüllung zur Stückprüfung anfallen (ca. 95% der Herstellungsemissionen), untergliedert nach HS-GIS, HS-Leistungsschaltern, MS-Schaltanlagen und HS-MS-Bauelementen.

b) Montageverluste im Inland (ca. 5%) bei HS-GIS, HS-Leistungsschaltern, MS-Schaltanlagen und bei HS-Freiluftwandlern. Bei Bauelementen, die Teile von HS-GIS sind (Durchführungen, Spannungswandler) entstehen bei der Montage keine Verluste, die nicht bei HS-GIS mitgerechnet werden.

Berichtet wurden die inländischen Werks- und Montageverluste, welche wiederum nach HS-GIS, HS-Leistungsschaltern und MS-Schaltanlagen unterteilt wurden, also Produkten, die

direkt zu einem in- oder ausländischen Betreiber gelangen. Nicht berichtet wurden Emissionen aus der Herstellung von Bauelementen, die von Schaltanlagenbauern zugekauft werden (z.B. Wandler und Durchführungen für HS-GIS, MS-Wandler). Ebenfalls nicht berichtet wurden Herstellungsemissionen von Freiluft-Wandlern. Durch die intensive Diskussion (Monitoring, Maßnahmen) konnten die SF_6-Anwendungen in der Bauteil-Herstellung ermittelt und für das Berichtsjahr 2002 erstmals in die Berichterstattung einbezogen werden.

Die Emissionsangaben basieren im Wesentlichen auf einer Massenbilanz und nicht auf der Berechnung aus EF und AR.

2. Anwendungsemissionen

Laufende Bestandsemissionen beziehen sich auf den seit 1970 durch jährliche Zugänge in Schaltanlagen angehäuften SF_6-Bestand, der im Mittel des Jahres n besteht. Dieser mittlere Jahres-Bestand ist die Hälfte der Summe des Endbestands des Vorjahres (n-1) und des aktuellen Jahres (n).

Der SF_6-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.

a) 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 SF_6-Bestand für 1995 abgeschätzt haben, und zwar getrennt für Hoch- und Mittelspannung (770 t bzw. 157,6 t).

b) Bestands- und Emissionsermittlung erfolgen in der Hochspannung nicht über die oben angeführte Gleichung, sondern durch regelmäßige Direkterhebungen bei den ca. 100 Betreibern. Diese werden unmittelbar nach ihrem aktuellen Bestand an SF_6 in Betriebsmitteln (GIS, Leistungsschalter, Freiluftwandler) befragt sowie nach den jährlichen (betriebsmittelbezogenen) Nachfüllungen zum Emissionsausgleich.

c) 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.

3. Entsorgungsemissionen

Wegen der langen Lebensdauer von Schaltanlagen (40 Jahre) und dem Ersteinsatz von SF_6 Ende der 60er Jahre kommt es heute erst in geringem Umfang zu Entsorgungsemissionen. Aus HS-Altanlagen zur Entsorgung anstehende SF_6-Mengen wurden daher bislang nur grob geschätzt (auf konstante 3 t/a). Es ist von den Verbänden geplant, ab dem Berichtsjahr 2005 die Entsorgungsmengen aus dem Anlagenrückbau erstmals präzise zu ermittelen. Daher ist erstmals im nächsten Jahr eine genaue Methodenbeschreibung vorgesehen. Bisher werden die Emissionen aus der Entsorgung mit 0,06 t abgeschätzt.

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.

In der Mittelspannung sind die Daten 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 SF_6-Normfüllmengen.

Die Herstellungsemissionen für Schaltanlagen und -geräte sind seit 1995 deutlich zurückgegangen. Der implizite Emissionsfaktor ist von 4,7% in 1995 auf 1,3% in 2004 gesunken. Hauptgrund dafür sind die deutlich verminderten Werksverluste bei HS-GIS, was sich mit sorgfältigerem betrieblichen Umgang mit SF_6 erklären lässt. Die inländischen Montageverluste ("vor Ort") sind bei allen Produkten kräftig gesunken, dabei wieder am stärksten bei HS-GIS.

Die Emissionsrate 0,1% in der Mittelspannung ist für den Bestand des 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) SF_6-Verluste von nur 0,06% in den Jahren 1998/1999.

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 0,88 und 0,82% 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.

4.6.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.7)

Siehe Kapitel 4.6.6.4.

4.6.7.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.7)

Die Daten unterliegen einer kontinuierlichen Rekalkulation. Die Angaben der Verbände wurden durch einen externen Fachexperten geprüft und in die Datenbank ZSE eingegeben. Darüber hinaus werden die Daten soweit möglich durch den Fachbegleiter des UBA geprüft

4.6.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.7)

Derzeit wird innerhalb der EU über die Vereinheitlichung der bestehenden Monitoring-Systeme diskutiert. Eine ähnliche Diskussion wird im Zusammenhang mit der Überarbeitung der IPCC-Guidelines zur Berichterstattung geführt. Das deutsche Monitoring-System wird hierbei aktiv zur Diskussion gestellt. Sich aus der Diskussion ergebende Verbesserungsvorschläge können zu einer Änderung des Monitoring-Systems führen.

4.6.8 Sonstige (2.F.8)

4.6.8.1 Sportschuhe (2.F.8)

4.6.8.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8)

Auf die Teilgruppe „Sportschuhe“ entfielen im Jahr 2004 2% aller SF_6-Emissionen. Der Einsatz von SF_6 erfolgt in den Sohlen von Sportschuhen zur Verbesserung der Dämpfung. Seit 2004 erfolgt ein Umstieg auf den FKW-218.

4.6.8.1.2 Methodenbeschreibung (2.F.8)

Die Emissionsangaben (relevante Verkäufe an solchen Sportschuhen in Deutschland und damit die Gesamtmenge in Deutschland) beruhen auf Herstellerangaben für die EU. Diese Angaben wurden auf Deutschland heruntergerechnet, wobei die Bevölkerungszahl als Kriterium genutzt wurde. Die Daten liegen dem Umweltbundesamt seit dem Berichtsjahr 2001 vor, werden aber aus Gründen der Vertraulichkeit nur in aggregierter Form veröffentlicht.

Die eingesetzten Mengen können den Emissionen gleichgesetzt werden, wobei analog zur IPCC-Methode (IPCC, 2000: Gleichung 3.23) bei Autoreifen eine Zeitverzögerung von drei Jahren angenommen wird.

4.6.8.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.8)

Trotz der guten Datenqualität für die EU ist die Verteilung auf die Mitgliedstaaten mit nicht unerheblichen Unsicherheiten verbunden.

Eine Quantifizierung der Unsicherheiten ist nicht möglich.

4.6.8.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.8)

Wird wegen der geringen Relevanz der Emissionsquelle nicht durchgeführt.

4.6.8.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.8.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.8)

Es sind keine Verbesserungen erforderlich. Der Einsatz von SF_6 erfolgte letztmalig im Jahr 2003.

4.6.8.2 AWACS Wartung (2.F.8)

4.6.8.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8)

Auf die Teilgruppe „AWACS Wartung“ entfielen im Jahr 2004 4% aller SF_6-Emissionen.

SF_6 wird in den großen militärischen Aufklärungsflugzeugen vom Typ NAEWF (ehemals AWACS) als Isolationsmedium für das Radar eingesetzt. Es soll elektrische Überschläge in den Hohlleitern zur Antenne verhindern, in denen hohe Spannungen von über 135 kV herrschen. Die Emissionsangaben basieren auf Angaben zu Verbrauchsmengen zur Befüllung/Nachfüllung der NAEWF-Flotte der NATO. Die Emissionsangaben für die Berichtsjahre bis 2001 basierten auf Schätzungen auf Basis einer Erhebung im Jahr 1996. Die Emissionsdaten der Jahre 1997 bis 2001 sind daher ungenau. Für das Berichtsjahr 2002 sind die Verbrauchsmengen neu erhoben worden. Dies führte zu einer signifikanten Erhöhung gegenüber dem Berichtsjahr 2001.

Auf eine detaillierte Beschreibung wird wegen der geringen Bedeutung der Teilgruppe verzichtet.

4.6.8.3 Autoreifen (2.F.8)

4.6.8.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8)

Auf die Teilgruppe „Autoreifen“ entfielen im Jahr 2004 2% aller SF_6-Emissionen.

Autoreifen wurden aus Imagegründen (die verbesserte Druckkonstanz ist nicht praxisrelevant) mit SF_6 befüllt. Reifenhersteller verzichten aufgrund der Klimarelevanz von SF_6 seit längerem auf Werbung für diese Anwendung. Dies hat zu einem deutlichen Rückgang geführt. Heutige Emissionen stammen zum überwiegenden Teil aus alten Reifenbefüllungen.

Das Spitzenverbrauchsjahr war 1995. Hier Bestand bei über 500 der rd. 3500 Verkaufsstellen des deutschen Reifenfachhandels die Möglichkeit, die Reifen mit SF_6-Gas zu befüllen. Ermittelt werden die Emissionen anhand der Verbrauchsmengen, die über Gasehändler und Hersteller (SF_6) abgefragt werden. Die Emissionen folgen dem Verbrauch

im Abstand von ca. 3 Jahren, wenn der Reifen demontiert wird. Diese Annahme entspricht der IPCC-Methode (s. Tabelle 59).

Auf eine detaillierte Beschreibung wird wegen der geringen Bedeutung der Subquellgruppe verzichtet.

4.6.8.4 Isolierglasfenster (2.F.8)

4.6.8.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8)

Auf die Teilgruppe „Isolierglasfenster" entfielen im Jahr 2004 29% aller SF_6-Emissionen.

Bei Mehrscheiben-Isolierglas, das sich in den siebziger Jahren gegen Einfachverglasung bei Fenstern und Glasfassaden durchgesetzt hatte, wird SF_6 seit 1975 zur Erhöhung der Schalldämmung in den Scheibenzwischenraum gefüllt. Gegenwärtig stellen Emissionen aus Schallschutzfenstern die größte Emissionsquelle von SF_6 dar. Die durch SF_6 erzielte geringfügige Verbesserung der Schalldämmung ist allerdings mit einer schlechteren Wärmedämmleistung verbunden. Die höhere Prioritätensetzung in Richtung Wärmeschutz, z. B. durch die Wärmeschutzverordnung, aber auch das hohe Treibhauspotenzial von SF_6, haben dazu geführt, dass der Einsatz von SF_6 in dieser Anwendung seit Mitte der 90er Jahre zurück geht.

Die sinkenden Herstellungsemissionen ergeben sich aus den rückläufigen Verbrauchsmengen, denen sie proportional folgen. Sie reagieren absolut flexibel auf Änderungen der Verbräuche. Anders als bei Bestands- oder Entsorgungsemissionen führt die Einstellung der Befüllung unmittelbar zur Beendigung dieser Form der Emission. Die Zeitreihen der Bestands- und Entsorgungsemissionen spiegeln die Verwendung in den Vorjahren wider.

4.6.8.4.2 Methodenbeschreibung (2.F.8)

Die Emissionsdaten setzen sich zusammen aus:

1. Herstellungsemissionen (= $EF_{Herstellung}$ * Inlands-Neuverbrauch (AR)),
2. Anwendungsemissionen (= $EF_{Anwendung}$ * Bestand (AR)),
3. Entsorgungsemissionen (EF Entsorgung * Restbestand (n-25)).

Herstellungsemissionen (Befüllungsverluste durch Überfüllung) fallen ausschließlich im Fertigungsjahr an. Vom SF_6-Verbrauch entweicht nach Expertenangaben bei der Befüllung des Scheibenzwischenraums ein Drittel. $EF_{Herstellung}$ ist daher 33% bezogen auf den Jahres-Neuverbrauch. 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.

Aufgrund der seit vielen Jahren unveränderten Befüllungstechnik (langsames Einströmen durch Bohrloch oder aufgebogenen Spalt, meist von oben nach unten, bei atmosphärischem Druck) und des nicht wesentlich veränderten geometrischen Spektrums der Scheiben ist

nicht anzunehmen, dass sich der Emissionsfaktor verändert hat. Er wird als Konstante behandelt.

Der Jahres-Neuverbrauch wird mittels top-down-Erhebung gewonnen (Inlandsabsatz des Gasehandels)

Anwendungs- bzw. Bestandsemissionen sind die Gasverluste aus der befüllten Scheibe in Höhe von etwa 1 % jährlich während ihrer gesamten Lebensdauer, die im Durchschnitt 25 Jahre beträgt. Der SF_6-Endbestand eines bestimmten Jahres n verändert sich jährlich durch Zugang und Abgang. Abgänge kommen bei einer Lebensdauer von 25 Jahren erst seit 2000 systematisch vor. Laufende Bestandsemissionen beziehen sich auf den seit 1975 durch jährliche Zugänge in verbauten Scheiben akkumulierten SF_6-Bestand, der im Durchschnitt des Jahres n besteht. Dieser mittlere Jahres-Bestand ist die Hälfte der Summe des Endbestands des Vorjahres (n-1) und des aktuellen Jahres (n).

Eine DIN-Norm (DIN, 1989: DIN 1286, Teil 2) schreibt 10 Promille jährlichen Verlust der Gasfüllung durch die Randabdichtung der Scheibe als Obergrenze vor. Laut einhelliger Expertenaussage liegt der reale Gasverlust bei intaktem Glas zwar deutlich darunter. Infolge Glasbruch bei Transport, Einbau und Nutzung sowie der mit dem Alter zunehmenden Undichtheit des Randverbunds sind 1 % laufende Gasverluste jedoch als realistisch anzusehen.

Entsorgungsverluste fallen am Ende der Nutzungsphase der Scheiben an, durchschnittlich 25 Jahre nach den Befüllungsemissionen. Da mit jedem Jahr die Scheibe 1 % Gas vom Vorjahreswert verliert, enthält ein Scheibenjahrgang bei der Entsorgung nach 25 Jahren nicht mehr die ganze ursprüngliche Füllung, sondern 25 laufende Jahresverluste weniger. Da keine Rückgewinnung stattfindet, wird die ganze Entsorgungsmenge zu Emission ($EF_{Entsorgung} = 1$).

4.6.8.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.8)

Der Jahres-Neuverbrauch auf Basis von kommerziellen Verkaufsdaten ist als ausreichend verlässlich und vollständig zu bewerten. Einkaufsdaten der Hersteller entfallen aus praktischen Gründen für eine bottom-up-Gegenprobe, da die Anzahl mit fast 400 zu groß ist.

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, Füllgerätelieferanten 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 (s.o.).

4.6.8.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.8)

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

Eine Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung erfolgte im Jahr 2001 durch eine Plausibilitätskontrolle mit Hilfe des Berechnungsmodells.

4.6.8.4.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.8.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.8)

Wegen des absehbaren Verbots dieser Anwendung sind keine weiteren Verbesserungen beabsichtigt.

4.6.8.5 Spurengas (2.F.8)

4.6.8.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.8)

Auf die Teilgruppe „Spurengas“ entfielen im Jahr 2004 SF_6-Emissionen von 0,3%.

Als stabiles und auch in extrem geringer Konzentration gut nachweisbares Spurengas wird SF_6 für die Untersuchung bodennaher und atmosphärischer Luftströmungen und Gasausbreitungen eingesetzt. Die Emissionen können den verwendeten Mengen gleichgesetzt werden. Die verwendeten Mengen werden anhand von Expertenschätzungen ermittelt. Die Abfrage erfolgt nur etwa alle fünf Jahre (1996, 2002), da die Einsatzmengen nach Expertenmeinung nur minimal variiert.

Auf eine detaillierte Beschreibung wird wegen der geringen Bedeutung der Teilgruppe verzichtet.

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 die in Abbildung 40 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 40: 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.

NMVOC-Emissionen aus der Quellgruppe 3.D Other werden weiterhin zusammengefasst mit den Emissionen aus 3.A bis 3.C berichtet (s. Kapitel 5.1), da diese nicht Teil des genannten Forschungsvorhabens waren.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 für die Berichterstattung von Treibhausgasinventaren keine Hauptquellgruppe.

Die aus dem Gebrauch von Lösemitteln bzw. 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, wurden für den vorliegenden Bericht die UNECE/EMEP Substrukturen verwendet, die auf der CORINAIR97 (CORINAIR: **CO**ordination d' **IN**formation Environmentale; Teilprojekt **AIR**) SNAP-Systematik[33] 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 zurückgegriffen[34]. Zur Konkretisierung des Begriffes „Lösemittelanwendung" (solvent use) wird für die Lösemitteldefinition ebenfalls auf die EG-Lösemittelrichtlinie zurückgegriffen[35].

Es ist jedoch zu beachten, dass einige dieser flüchtigen organischen Verbindungen sowohl als Lösemittel als auch als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden, z. B. Toluol

33 hier in der Detaillierung des sogenannten SNAP Level 3

34 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.

35 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.

- als Lösemittel in Lacken und Klebstoffen und als Reaktionskomponente bei der Herstellung von Toluoldiisocyanat (TDI) - oder Methylethylketon (Butanon) - als Lösemittel in Druckfarben und als Ausgangsmaterial bei der Synthese von Methylethylketonperoxid. VOC (genauer Stoffe oder die 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) Lösemitteleigenschaft haben, wie dies z.B. bei der Polystyrolschaumherstellung der Fall ist.
- die sehr unterschiedlichen Emissionsbedingungen.
  Lösemitteleinsätze können umweltoffenen wie bei der Verwendung von Kosmetika bis zu 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 über 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 bzw. Quellgruppenbereiche basieren. Damit ergeben sich die in Tabelle 62 dargestellten NMVOC-Emissionen aus der Lösemittelverwendung.

Tabelle 62: NMVOC Emissionen aus der Lösemittelverwendung 2002

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	NMVOC [Gg]
Total Solvent and Other Product Use	**749.962**
A. Paint Application	291.157
B. Degreasing and Dry Cleaning	42.958
C. Chemical Products, Manufacture and Processing	35.429
D. Other (as specified)*	380.418

Für die Berechnung der NMVOC-Emissionen 2003 und 2004 liegen die benötigten statistischen Basisangaben noch nicht abschließend vor, so dass für die aktuelle Berichterstattung zunächst die für 2002 ermittelten Daten übernommen werden. Aus diesem Grund ist mit einer späteren Überarbeitung dieser Angaben zu rechnen. Seit 1990 sind damit die NMVOC-Emissionen aus der Verwendung von Lösemitteln und lösemittelhaltigen Produkten insgesamt um etwa 35 % zurückgegangen. Der Schwerpunkt der Emissionsminderung lag in den vergangenen vier Jahren. Zu diesem Minderungserfolg trugen besonders die ordnungsrechtlichen 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. BImSchV *(Verordnung über Emissionsbegrenzung von leichtflüchtigen halogenierten organischen Verbindungen)* 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 überkompensiert werden. Diese Erfolge gelangen insbesondere in den letzten Jahren und spiegeln sich in den aktualisierten Emissionsberechnungen wider, 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 63 zeigt die so ermittelten Fehlerbandbreiten für die Berichtskategorien.

Tabelle 63: Expertenschätzung der Unsicherheiten (Tier 1)

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	Unsicherheiten	
Total Solvent and Other Product Use	**+ 32,4 %**	**- 31,8 %**
A. Paint Application	+ 32,0 %	- 33,6 %
B. Degreasing and Dry Cleaning	+ 71,5 %	- 50,6 %
C. Chemical Products, Manufacture and Processing	+ 9,9 %	- 10,8 %
D. Other (NMVOC)	+ 30,1 %	- 30,0 %

Die bestehenden Unsicherheiten liegen derzeit überwiegend 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)

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.

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 problematisch und daher derzeit nicht vorgesehen.

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. Entsprechende Aktivitäten sind für das 1. Halbjahr 2006 geplant.

Durch eine Analyse der Berichterstattung anderer Staaten wird im Jahr 2006 die Einbeziehung von Emissionsberechnungen für CO_2 in diese Quellgruppe geprüft.

5.2 Sonstige - N_2O (3.D)

5.2.1 Verwendung von N_2O 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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF) N_2O als Anästhetica						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 Hauptthersteller als auch Importeur auftreten. Bei der Herstellung und der Abfüllung des Gases in Gasflaschen entstehen keine Lachgasemissionen, sondern lediglich bei seiner Anwendung. Als N_2O-Quelle ist vor allem die medizinische Anwendung von Bedeutung. Zusätzlich können Anwendungen in der Lebensmitteltechnologie und sonstige technische Anwendungen als mögliche Quellen betrachtet werden.

N_2O 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 N_2O-Emissionen der Medizin ca. 10 % der gesamten Lachgasemissionen (INNOVATIONS-REPORT, 2004). Bislang ist der Einsatz von N_2O in diesem Bereich nicht verboten, jedoch gibt es – vor allem in der deutschen Anästhesie – starke Bestrebungen gegen dessen allgemeine Verwendung.

Eine weitere Entlastung der N_2O-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 N_2O-Emissionswerte ist in der Tabelle 64 zusammengestellt. Die Menge an N_2O-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 N_2O 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 N_2O-Emission von 6200 t für Deutschland festgelegt. Die N_2O-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 N_2O-Emissionen der Mittelwert aus diesen Werten verwendet wurde (3.250 t/a). Zwischen 1990 und 2001 wird Mangels anderer Daten eine lineare Reduktion der N_2O-Anwendung in diesem Bereich angenommen (s. Tabelle 64).

Tabelle 64: Zeitreihenentwicklung für N_2O-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
Medizin	N_2O [t/a]	6200	*5932*	*5664*	*5395*	*5127*	*4859*	*4591*	*4323*	*4055*	*3786*	*3518*	3250	3250	3250	3250

Kursive Zahlen sind inter- und extrapolierte Werte

Die Reduktion der N_2O-Verwendung in diesem Zeitraum beruht darauf, dass sich die „Low-Flow-Methode“[36] und die Tendenz „Say-no-to-N_2O“ 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 N_2O-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 N_2O eine fallende Tendenz aufweist. Die so abgeschätzten Werte ab 2002 und die aus linearer Interpolation berechneten Werte zwischen 1990 und 2001 sind in Tabelle 64 *kursiv* dargestellt.

Der "Worst Case" ist in Abbildung 41 als durchgezogene Verlaufslinie, der linearisierte Trend als gestrichelte Linie dargestellt.

[36] Die "Low-Flow-Methode" ist eine Form der Anästhesie, bei der in nur sehr geringen Mengen Frischgas zugeführt wird und dadurch die N_2O-Emissionen sehr eingeschränkt werden kann (Schmidt, 2001)

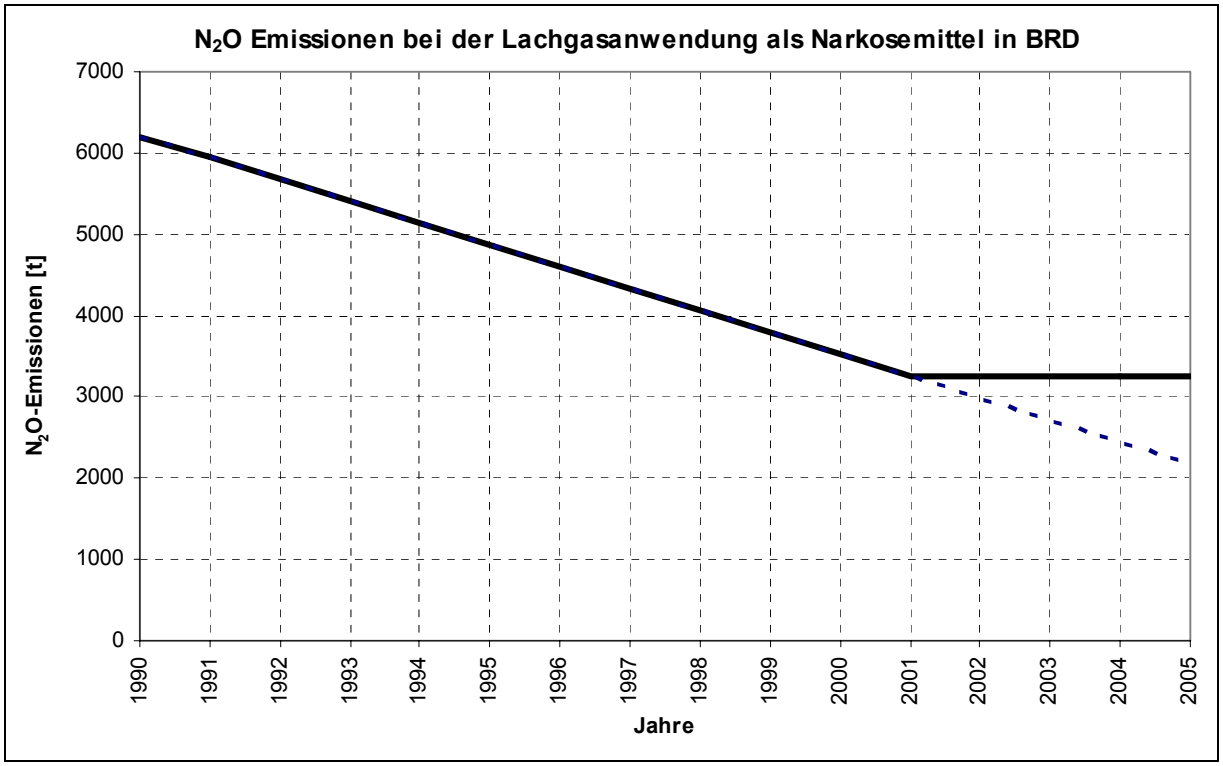


Abbildung 41: Entwicklung N_2O-Emissionen in der medizinischen Anwendung (1990-2005)

N_2O-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 N_2O 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 N_2O-Emissionen im Lebensmittelbereich schlussgefolgert werden können. Dem Forschungsnehmer wurde jedoch mitgeteilt[37], dass die N_2O-Mengen gering (unter 5 %) und damit von geringer Bedeutung sind.

N_2O 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

[37] Persönliche Mitteilung Industriegaseverband 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 N_2O-Emissionen abschätzen lassen. Jedoch ist die N_2O-Menge, im Vergleich zu N_2O-Emissionen aus der medizinischen Anwendung deutlich geringer, so dass dieser Bereich in der „Produktverwendung“ eine untergeordnete Rolle spielt[38].

5.2.1.2 Methodische Aspekte (3.D.1)

Für die Zeitreihenentwicklung der N_2O-Emissionen in der Produktverwendung wurden bisher lediglich die N_2O-Emissionen aus den medizinischen Anwendungen erfasst. Diese Vorgehensweise ist berechtigt, da dieser Bereich mit 90 % der Hauptverursacher für N_2O-Emissionen im Produktanwendungsbereich ist (SCHÖN et al., 1993, Seite 82). Die restlichen 10 % unterteilen sich in technische Anwendung (unter 10 %[39]) und Anwendung in der Lebensmitteltechnik (unter 5 %[40]) . 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 65 zeigt die Zeitreihenentwicklung der N_2O-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 N_2O-Anwendung beträgt für die medizinische Anwendung 90 % und sonstige Anwendung 10 % im Jahr 2001. Bei der Zeitreihenentwicklung wird von einer konstanten N_2O-Emissionsmenge im „sonstigen“ Bereich ausgegangen, da keine detaillierteren Zahlen über die Entwicklung in diesem Bereich vorliegen.

Tabelle 65: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen mit Annahme konstanter N_2O-Emissionen im „sonstigen“ Bereich

Bereich	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Medizin	N_2O [t/a]	6200	*5932*	*5664*	*5395*	*5127*	*4859*	*4591*	*4323*	*4055*	*3786*	*3518*	3250	3250	3250	3250
Sonstige	N_2O [t/a]	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361	361
Summe	N_2O [t/a]	6561	6293	6025	5757	5488	5220	4952	4684	4416	4147	3879	3611	3611	3611	3611

Kursive Zahlen: Inter- und extrapolierte Werte

Da in der Produktanwendung das eingesetzte Lachgas direkt und vollständig als Emission in die Luft gelangt ist für diesen Bereich der Emissionsfaktor über alle Jahre 1 t/t.

[38] Schriftliche Mitteilung Industriegasverband e.V. (IGV)
[39] Persönliche Mitteilung Industriegaseverband e.V. (IGV)
[40] Persönliche Mitteilung Industriegaseverband e.V. (IGV)

Tabelle 66: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionsfaktoren mit Annahme konstanter N_2O-Emissionen im „sonstigen“ Bereich

Bereich	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Medizinische Anwendung	[t/t]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Sonstige Anwendung	[t/t]	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

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:

- N_2O Anwendung im Jahr 2001: 3.000 t ~ 3.500 t/a
- Konstanter Verlauf oder lineare Reduktion der N_2O-Emissionen von 2002 bis 2004

Aus diesen Angaben können Werte für die maximale und die minimale N_2O-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 N_2O-Menge für den Bereich „sonstige“ zwischen 1990 und 2005). Aus diesen Angaben ergeben sich folgende theoretische Kombinationsmöglichkeiten:

1. N_2O-Emissionen im Jahr 2001 3500 t/a;
   konstanter Verlauf der N_2O-Emissionen von 2002 bis 2004
2. N_2O-Emissionen im Jahr 2001 3500 t/a;
   lineare Reduktion der N_2O-Emissionen von 2002 bis 2004
3. N_2O-Emissionen im Jahr 2001 3000 t/a;
   konstanter Verlauf der N_2O-Emissionen von 2002 bis 2004
4. N_2O-Emissionen im Jahr 2001 3000 t/a;
   lineare Reduktion der N_2O-Emissionen von 2002 bis 2004

Demnach zeigt 1) die maximale und 4) die minimale mögliche N_2O-Menge. Tabelle 67 zeigt die maximale Emissionsmenge (Fall 1) für die Jahre 1990 bis 2005, Tabelle 68 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 67: Zeitreihenentwicklung für N_2O-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_2O [t/a]	6200	5955	5709	5464	5218	4973	4727	4482	4236	3991	3745	3500	3500	3500	3500
Sonstige	N_2O [t/a]	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389	389
Summe	N_2O [t/a]	6589	6343	6098	5853	5607	5362	5116	4871	4625	4380	4134	3889	3889	3889	3889

Tabelle 68: Zeitreihenentwicklung für N_2O-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_2O [t/a]	6200	5909	5618	5327	5036	4745	4455	4164	3873	3582	3291	3000	2709	2418	2127
Sonstige	N_2O [t/a]	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333	333
Summe	N_2O [t/a]	6533	6242	5952	5661	5370	5079	4788	4497	4206	3915	3624	3333	3042	2752	2461

Aus diesen Angaben (Tabelle 64, Tabelle 67, Tabelle 68) 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 69: Unsicherheiten für die N_2O-Zeitreihenentwicklung in „Produktanwendung“ 1990-2005

Unsicherheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
U max [%]	0 %	1 %	1%	2%	2%	3%	3%	4%	5%	6%	7%	8%	8%	8%	8%
U min [%]	0 %	-1 %	-1%	-2%	-2%	-3%	-3%	-4%	-5%	-6%	-7%	-8%	-16%	-24%	-32%

Die Unsicherheit der Emissionsfaktoren wird auf 0 % festgelegt, da zum gegenwärtigen Zeitpunkt davon ausgegangen wird, dass N_2Obei seiner Anwendung keiner Umwandlung unterliegt und somit nach der Anwendung vollständig in die Atmosphäre entweicht.

5.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D.1)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht. 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 Quellenspezifische Rückrechnungen (3.D.1)

Quellenspezifische Rückrechnungen wurden für die Lachgasemissionsmenge 1991 bis 2004 durchgeführt, da für das Jahr 2001 aktuelle Daten ermittelt werden konnten. Die Daten können Table 8a der CRF-Berichtstabellen entnommen werden.

5.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**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:

$$NH_4NO_3 \longrightarrow N_2O + 2H_2O$$

Bei der schnellen, detonativen Umsetzung des AN-haltigen Sprengstoffes, verläuft die Reaktion jedoch wie folgt:

$$NH_4NO_3 \longrightarrow 2H_2O + N_2 + 0{,}5O_2$$

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 Amatolen[41] mit etwa 80 % an AN nur 0,1 Mol N_2O pro Mol Ammoniumnitrat. Aus diesem

[41] Amatol x/y : militärische Sprengstoffe. Gießbare Gemische, i.a. aus x % TNT und y % Ammoniumnitrat

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 importiert[42] . 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 Ammoniten[43], von denen bereits Analysen vorliegen, um eine Abschätzung ermöglichen zu können. Man kommt zu folgendem Ergebnis: Amatole und Ammonite bilden bei der Detonation etwa 0.1 Mol N_2O 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 N_2O-Emissionen stellt lediglich die theoretisch maximal emittierbare Menge dar. Es fehlt eine Angabe über die Verteilung, wie viel Detonationen diese maximale Menge an N_2O emittieren. Aus diesem Grund wird hier als zweites angenommen, dass Detonationen hauptsächlich „kontrolliert“[44] durchgeführt werden, und somit die höchste Menge an N_2O-Emissionen selten erreicht wird.

Für das Ermitteln der tatsächlichen Menge an N_2O-Emissionen bei einer Detonation liegen keine Zahlen vor. Die obige Angabe (68 g N_2O pro kg AN) ist ein theoretischer Wert, der vom dem tatsächlichen Wert weit entfernt liegen kann. Eine Annahme mit 5 % Emissionsrate ergibt eine N_2O-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 N_2O-Emissionsmenge entspricht. Als "Worst-Case Szenario" wird die Zeitreihenentwicklung in diesem Vorhaben mit dem höheren Wert (3,4 g) berechnet.

[42] Persönliche Mitteilung: Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung (BAM).
[43] Ammonit: Zusammensetzung 70-88 % Ammoniumnitrat mit 5-20 % Nitroaromaten, 1-6 % Pflanzenmehl sowie z.T. 4 % Nitroglycerin, Aluminiumpulver und Kaliumperchlorat
[44] 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.

Tabelle 70: Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N_2O-Emissionen bei Sprengstoffanwendungen

Bereich	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Sprengstoff [t/a]	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800	51800
N_2O 5% [t/a]	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 N_2O-Emissionen kann die Zeitreihenentwicklung der Emissionsfaktoren erstellt werden:

Tabelle 71: Zeitreihenentwicklung 1990-2005 für die N_2O-Emissionsfaktoren bei Sprengstoffanwendungen

Bereich	Einheit	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
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

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 N_2O-Emissionen bei der Detonation nicht gemessen, so dass über die durchschnittliche Menge an N_2O-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 5.2.2.2). Die gleiche Abweichung (2 %) wird für den maximalen Wert übertragen, so dass Umax bei 7 % liegt (siehe Tabelle 72). Hierbei wird von einer Normalverteilung ausgegangen. Damit ergeben sich folgende Unsicherheiten für die oben ermittelte Zeitreihenentwicklung (Tabelle 73).

Tabelle 72: Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen (3 %, 5 %, 7 %)

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
N_2O 7% [t/a]	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247	247
N_2O 5% [t/a]	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
N_2O 3% [t/a]	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106	106

Tabelle 73: Unsicherheit für die Zeitreihenentwicklung für N_2O-Emissionen aus Sprengstoffanwendungen

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Umax [%]	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%	40%
Umin [%]	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%	-40%

5.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3.D)

Für die Berichterstattung wurde erstmalig eine allgemeine QK (Tier 1) durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht. 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 N_2O 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 Quellenspezifische Rückrechnungen (3.D)

Quellenspezifische Rückrechnungen konnten bisher nicht erfolgt werden, da die Quellgruppe neu aufgenommen wurde.

5.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (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 Düngeranwendungen (Kalkung) werden mit den in diesem Kapitel beschriebenen Datensätzen errechnet und unter CRF 5.D berichtet (siehe Kapitel 7.4).

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 vorletzten Tierzählung (2001) sind für mit einer räumlichen Auflösung von Landkreisen verfügbar. Die Datensätze sind aus Gründen des Datenschutzes unvollständig. Hoch aufgelöste Daten für 2003 liegen noch nicht vor.

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., 2006). 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, 2005). Die Zahlen für Schafe müssen für manche Jahre korrigiert werden (siehe DÄMMGEN, 2005). 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 Offizialstatistik 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 Haltungsverfahren und Wirtschaftsdünger-Management (siehe unten). Die Daten der letzten Erhebung (2003) liegen nicht in verwertbarer Form (d.h. auf Kreisebene) vor. Sie wurden nicht berücksichtigt.

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. (2005) 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 75).

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 Offizialstatistik erfassten Tierzahlen zu Subkategorien ist in einigen Fällen nicht direkt möglich. Die Zuordnung wird in DÄMMGEN et al. (2006) im Einzelnen näher beschrieben.

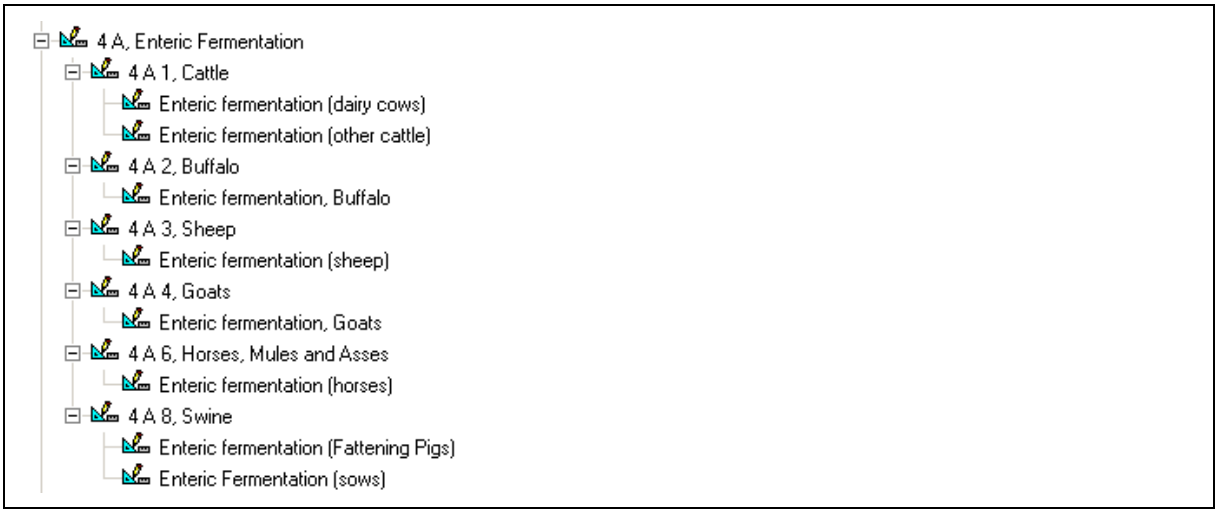


Abbildung 42: Strukturzuordnung 4.A Fermentation

6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A)

CRF 4.A					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Enteric Fermentation, Dairy Cattle (CRF 4.A.1.a)	l / -	CH_4	1,00 %	0,96 %	fallend
Enteric Fermentation, Non-Dairy Cattle (CRF 4.A.1.b)	l / t	CH_4	0,81 %	0,68 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	NO	CS/C/D/T1	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		30								
Unsicherheitenverteilung		L								
Methode EF-Ermittlung		CS/C/D/T1								

Innerhalb der Quellgruppe Fermentation bei der Verdauung (4.A) ist die Kategorie „Milchkühe“ (4.A.1.a) 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 CH_4 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 74 und die Emissionen aufgeschlüsselt nach Tierarten in Abbildung 43 dargestellt.

CH_4-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 CH_4-Emissionen (national und auf Bundeslandebene) sind bei LÜTTICH et al. (2005) zusammengestellt.

Tabelle 74: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung)

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[Tg a^{-1} CH_4]														
E_{CH4}	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

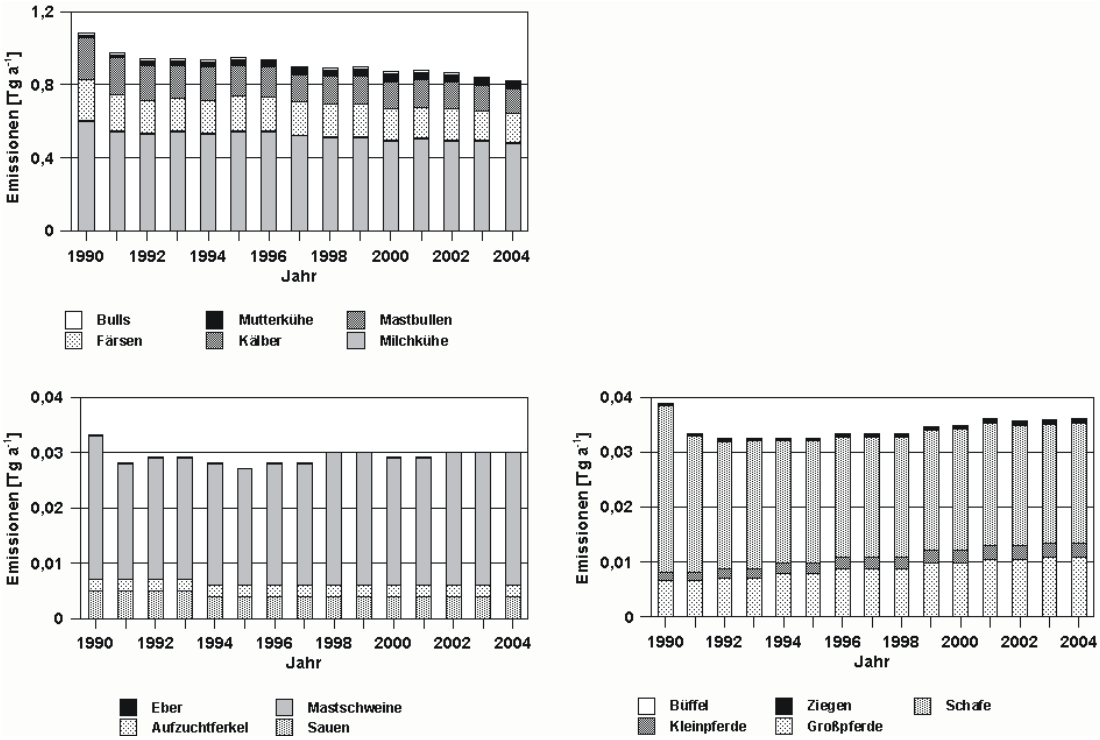


Abbildung 43: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} (Fermentation bei der Verdauung) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel

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 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)
- Ermittelung 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 4: Ermittlung der spezifischen Emissionsfaktoren

$$EF_i = \frac{GE \cdot x_m \cdot \alpha}{\eta_{CH4}}$$

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_{CH4} 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 5: Vollständige Emissionen der Quellgruppe „Fermentation bei der Verdauung“

$$E_{CH4} = \beta \cdot \sum EF_i \cdot n_i$$

mit:
- E_{CH4} Methan-Emissionen [Gg a^{-1}]
- $EF_{iCH4,}$ 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 CH_4–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 Wirtschaftdünger-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 Disaggregierung erfolgt dabei stets, wenn zwischen den Emissionsfaktoren signifikante Unterschiede vorliegen. Ein Vergleich der deutschen Unterkategorien mit den IPCC-Vorschlägen ist in der nachfolgenden Tabellen gegeben.

Tabelle 75: 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 Ferkelnde Sauen	Sauen (inklusive Saugferkeln)
	Eber	---	Eber
	Jungtiere	Gesäugte Ferkel Wachsende Jungtiere Schlachtreife Tiere	Aufzuchtferkel, Mastschweine
Schafe	Mutterschafe	Tragende Schafe Milchschafe	Schafe, Mutterschafe, Lämmer
	Schafe >1 Jahr	---	
	Jungtiere	Männliche Tiere, kastrierte Tiere, weibliche Tiere	
sonstige	Pferde, Geflügel, Ziegen, Esel, Maultiere, Kamele, Pelztiere, etc.	---	Pferde (Großpferde und Kleinpferde), Geflügel (Legehennen, Masthähnchen und –hühnchen, Junghennen, Gänse, Enten, 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 und 2003. Eine Interpolation der Tierzahlen zur Beschreibung der Jahre ohne Tierzahlen fand nicht statt; stattdessen wurden die Tierzahlen jeweils fortgeschrieben (LÜTTICH et al., 2005). 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 Offizialstatistik 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 relevante Variablen zur Haltung (hier Dauer des Weidegangs) wurden auf der Basis von Daten außerhalb der Offizialstatistik (Befragungen und Sonderauswertungen) modelliert.

6.1.2.1.3 Andere Rinder

Bei Rindern außer Milchkühen wird zwischen Kälbern, weiblichen und männlichen Masttieren (Färsen und Mastbullen), Mutterkühen und Zuchtbullen unterschieden. Deren Schlachtkörpergewichte werden der Offizialstatistik 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 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., 2006).

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 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. (2005) zu finden.

6.1.2.2 Berechnung der CH_4-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 2004 beträgt dieser Wert 18,0 kg $Tier^{-1}$ d^{-1}. Dieser Unterschied ist erheblich. Alle Informationen sind in LÜTTICH et al. (2006) zusammengestellt.

Die CH_4-Emissionsfaktoren in Deutschland bewegen sich zwischen 77 kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 (1990) und 116 kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 (2004); sie liegen im nationalen Mittel bei 94,8 kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 (1990) und 111,7 kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 (2004). Eine detaillierte Übersicht der verwendeten Emissionsfaktoren findet sich in LÜTTICH et al. (2006), ihr Zustandekommen ist in DÄMMGEN et al., 2006) beschrieben.

6.1.2.3 Berechnung der CH_4-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. (2006), zu den Einzelheiten ihrer Ableitung DÄMMGEN et al. (2006).

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 2004:

Tabelle 76: CH_4-Emissionsfaktoren IEF_{CH4} aus der Haltung von Rindern außer Milchkühen (Fermentation bei der Verdauung) (2004)

Unterkategorie	EF_{CH4} [kg Platz^{-1} a^{-1} CH_4]
Kälber	3,8
Färsen	33,5
Mastbullen	53,8
Zuchtbullen	56,7
Mittelwert	38,5
IPCC-Default	48

6.1.2.4 Berechnung der CH_4-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. (2006) zu entnehmen, die Berechnung der Tierzahlen und die Ableitung oder Anpassung der Methoden in DÄMMGEN et al. (2006).

Die Emissionen aus der Eberhaltung wurden aus dem Energiebedarf bei Annahme eines konstanten Gewichts von 120 kg Tier^{-1} berechnet.

Die für 2004 resultierenden Daten sind in folgender Tabelle zusammengestellt.

Tabelle 77: CH_4-Emissionsfaktoren IEF_{CH4} aus der Haltung von Schweinen (Fermentation bei der Verdauung) (2004)

Unterkategorie	IEF_{CH4} [kg Platz^{-1} a^{-1} CH_4]
Sauen	1,7
Aufzuchtferkel	0,41
Mastschweine	1,4
Zuchteber	1,5
Mittelwert	1,3
IPCC-Default	1,5

6.1.2.5 Berechnung der CH_4-Emissionen aller anderen Säugetiere (Schafe, Ziegen, Pferde, Büffel)

Für alle anderen Säugetiere wurde das Tier-1-Verfahren entsprechend angewendet:

Gleichung 6: Tier-1-Verfahren für die Emissionen der Quellgruppe „Fermentation bei der Verdauung“

$$E_{CH4,\,i} = EF_i \cdot n_i$$

mit $E_{CH4,\,i}$ CH_4-Emission einer Kategorie [kg a^{-1} CH_4]
i Tierkategorie
EF_i Emissionsfaktor für eine Kategorie i [kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4]
n_i Anzahl der Tiere in einer Kategorie i [Tiere]

Für jede Tierart wurden die Default-Werte (Emissionsfaktoren) nach IPCC (1996b: Kap. 4) eingesetzt:

Tabelle 78: 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)	
Pferde	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 (HENRICHSMEYER 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 ± 0,005, d.h. 10 %, siehe IPCC, 1996b) und die tatsächliche Rationsgestaltung, insbesondere bei Rindern.

6.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A)

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 Emissionesfaktoren (Implied Emission Factors) benachbarter Länder zeigt sich im Vergleich, dass Deutschland im mittleren Bereich der Spannbreite liegt.

Tabelle 79: Methan-Emissionen aus der Verdauung bei Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (IEF) [45]

Land	***IEF*$_{CH4}$ (berechneter EF) [kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]**
Österreich	103
Tschechische Republik	68
Dänemark	118
Deutschland	*111,7*
Frankreich	103
Niederlande	82
Vereinigtes Königreich	121

Quelle: CRF-Daten der einzelnen Länder für 2003

Das vorliegende Inventar gibt zu nahezu allen Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren oder Daten, die zur Berechnung von Emissionsfaktoren dienen, erstmals Fehler bzw. Unsicherheiten 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). 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 2003 wurden in den meisten Fällen durch endgültige ersetzt. Beim Geflügel wurden Datensätze für die Tierzahlen der Jahre 2000 bis 2004, die aus Modellrechnungen in RAUMIS hervorgegangen waren, durch Daten der Tierzählungen ersetzt.

Bei Milchkühen, Kälbern, Färsen und Mastbullen wurde erstmals das Tier-2-Verfahren angewendet. Ein schwerwiegender Übertragungsfehler wurde damit unwirksam. Über

[45] IEF: berechneter Emissionsfaktor aus Emission und Milchkuhbestand. Angaben für D für das Jahr 2004, Daten anderer Länder für 2003.

Zuchtbullen wurde erstmalig berichtet. Dadurch ergaben sich Änderungen der Emissionsfaktoren (vgl. Tabelle 78 und Tabelle 79).

Tabelle 80: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-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**
	[kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]														
NIR 2005	94,3	94,6	96,3	97,1	97,2	98,2	98,7	99,1	99,8	101,0	101,9	102,7	102,9	103,0	
NIR 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

Tabelle 81: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-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**
	[kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]														
NIR 2005	72,6	73,1	72,9	72,8	73,0	73,0	73,2	73,6	74,0	73,1	73,2	73,3	73,4	73,5	
NIR 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

Die Berechnungen der Emissionen aus der Verdauung bei Schweinen wurde an disaggregierten Beständen nach dem Tier-2-Verfahren durchgeführt. Hierbei ergab sich die Notwendigkeit, emissionserklärende Variablen zu berücksichtigen. Es ergaben sich Änderungen des Emissionsfaktors (Tabelle 82).

Tabelle 82: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-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**
	[kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]														
NIR 2005	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
NIR 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

Die Emissionen aus der Verdauung bei Pferden wurde unter Berücksichtigung korrigierter Pferdezahlen für Groß- und Kleinpferde getrennt ermittelt. Die resultierenden Emissionsfaktoren sind damit zeitlich und örtlich variabel geworden. Die resultierenden Emissionsfaktoren gehen aus Tabelle 83 hervor.

Tabelle 83: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung), hier Pferde

	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]														
NIR 2005	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
NIR 2006	16,5	16,5	16,5	16,5	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,5	16,5	16,3	16,3	16,4	16,4

Hieraus ergeben sich insgesamt deutlich andere Emissionen von CH_4 aus der Fermentation bei der Verdauung für die zurückliegenden Jahre. Die Änderungen gehen aus Tabelle 84 hervor.

Tabelle 84: Vergleich der im NIR 2005 und dem NIR 2006 berechneten Summen der CH_4-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
	[Tg a^{-1} CH_4]														
NIR 2005	1,63	1,44	1,38	1,35	1,36	1,36	1,35	1,32	1,30	1,29	1,26	1,28	1,23	1,20	
NIR 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

6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A)

Die Basis für die Daten außerhalb der Offizialstatistik 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.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	NO	C/D	NO	NO	NO	D	D	-	CS	NO
EF Unsicherheiten in %		30				NE				
Unsicherheitenverteilung		-				NE				
Methode EF-Ermittlung		C/D/T1				CS/C				

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 CH_4 und NMVOC sowie NH_3, N_2O, NO, und N_2 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 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 NH_3) und Geflügel, nicht jedoch über Esel und Maultiere (NE).

Die Quellgruppe 4.B „Wirtschaftsdünger-Management“ ist hierbei in die in Abbildung 44 dargestellten Kategorien unterteilt.

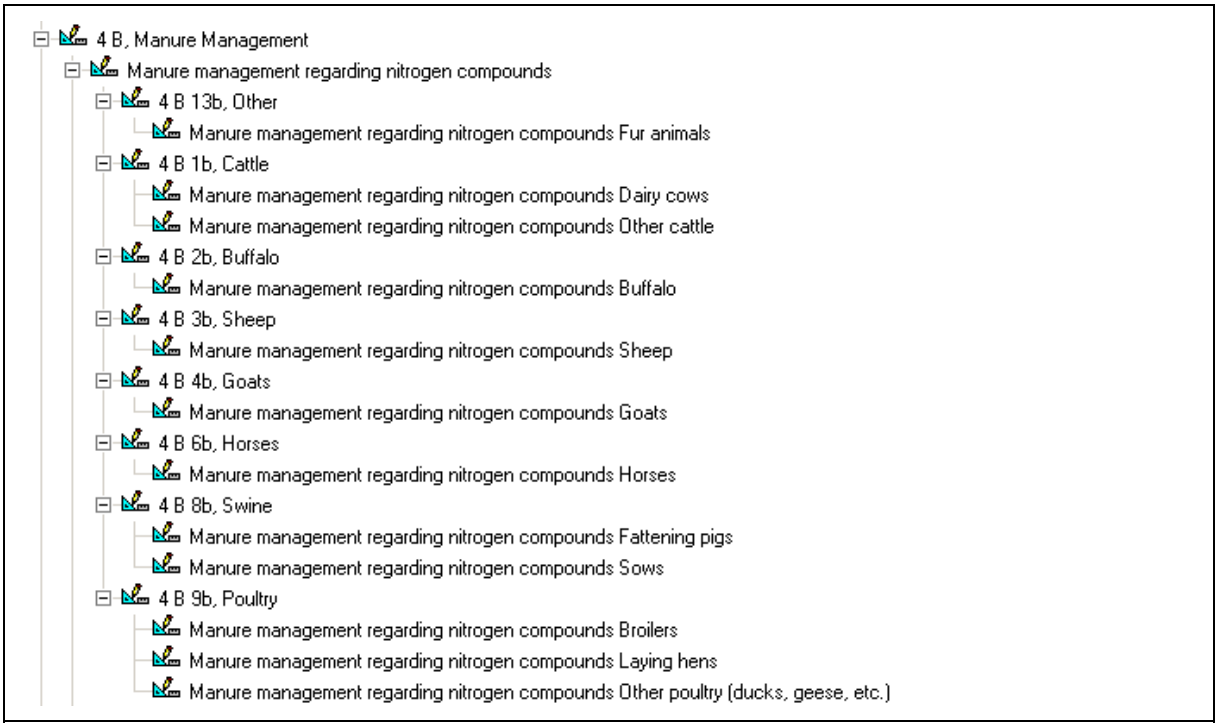


Abbildung 44: Strukturzuordnung 4.B Wirtschaftsdünger-Management

6.2.1.1 Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B)

6.2.1.1.1 Berechnete Emissionen

In Tabelle 85 ist die Zeitreihe der CH_4-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 45). 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 45).

Tabelle 85: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Tg a^{-1} CH_4.]														
E_{CH4}	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

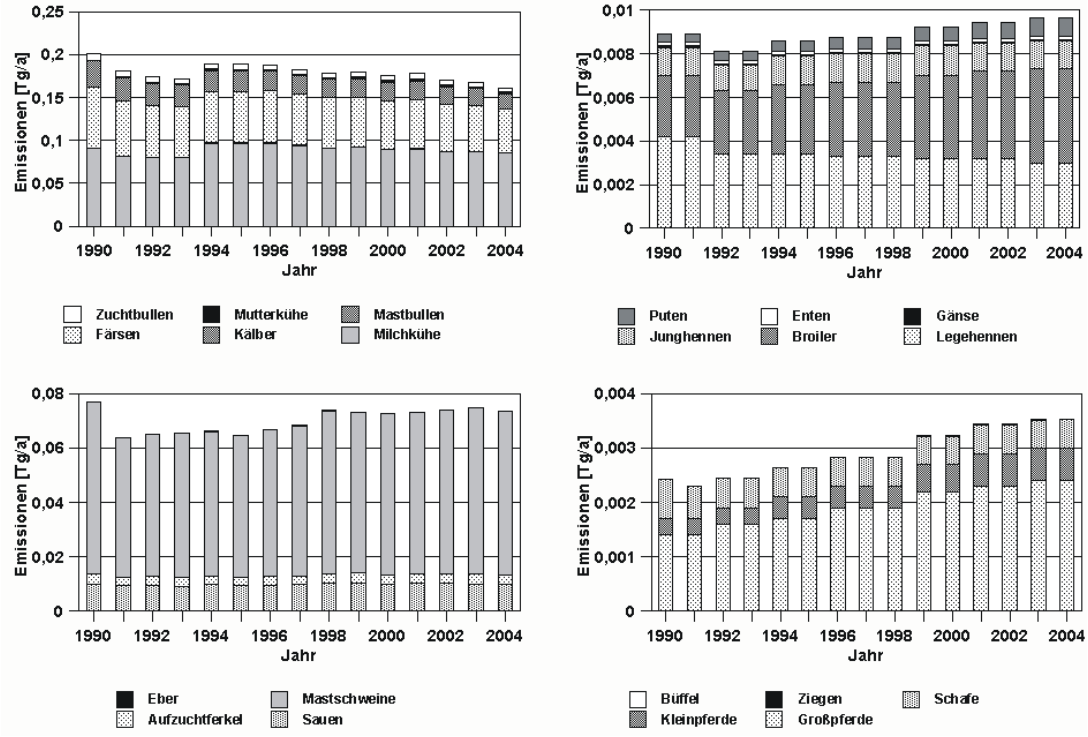


Abbildung 45: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel.

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 (NH_3) und flüchtige organische Verbindungen (NMVOC). Die weitgehende Proportionalität der Emissionen von NH_3- 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., 2006). Die Zeitreihe der NMVOC-Emissionen ist in Tabelle 86 und die Zusammensetzung der Emittenten in Abbildung 46 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.

Tabelle 86: 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
	[Tg a^{-1} C]														
E_{NMVOC}	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
$E_{NMVOC-C}$	0,21	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16

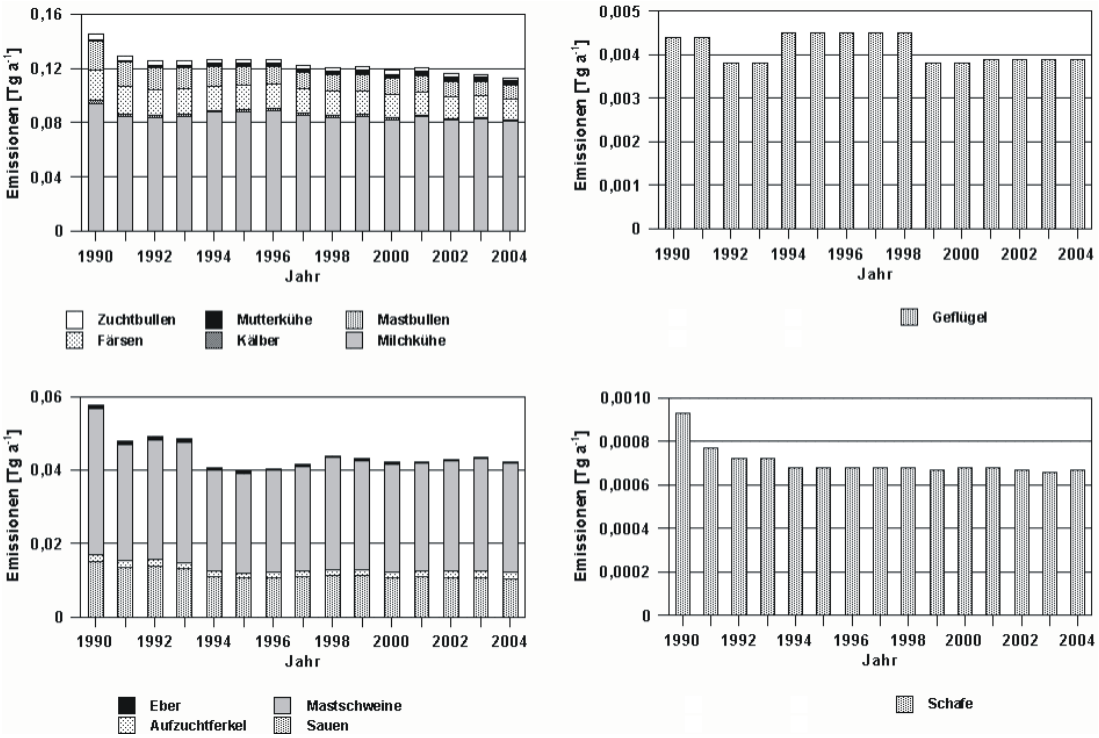


Abbildung 46: Zeitreihen der NMVOC-C-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien.[46]

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}. Weitere Ausführungen zur möglichen Bedeutung dieser Emissionen für SO_2-Konzentrationen und –Flüsse, für die Versauerung von Ökosystemen und für die Entstehung von Kohlenstoffoxidsulfid (COS) sind in DÄMMGEN und KESSELMEIER (2006) beschrieben.

6.2.1.3 Distickstoffoxid-, Stickstoffmonoxid- und Ammoniak-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

Die Ergebnisse der Berechnungen der NH_3-, N_2O- und NO-Emissionen sind in der Tabelle 87 sowie bezogen auf die Emittenten in Abbildung 47 und Abbildung 48 zusammengestellt. Da N_2O-und NO-Emissionen proportional sind, wurde auf eine entsprechende Darstellung der NO-Emissionen verzichtet. Bezogen auf das Basisjahr nehmen die N_2O- und NO-Emissionen deutlich ab. Den Hauptanteil der N_2O- und NO-Emissionen bestimmen die Rinder (66 % im Jahr 1990; zurückgegangen auf 55 % im Jahr 2004). Bezogen auf das Jahr 1990 werden 62 % der NH_3-Emissionen von Rindern, 30 % aus der Schweinehaltung und 6 % aus der Geflügelhaltung emittiert. 67 % der (direkten) N_2O- und NO-Emissionen gehen auf Rinderhaltung zurück, 17 % auf die von Schweinen und 10 % auf die von Geflügel. Im

[46] Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten links Schafe.

Jahr 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 87: N_2O-, NO- und NH_3-Emissionen E_{N2O}, E_{NO} und E_{NH3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Gg a^{-1} N_2O, NO bzw. NH_3]														
E_{N2O}	0,013	0,012	0,011	0,011	0,010	0,010	0,010	0,010	0,009	0,010	0,009	0,010	0,009	0,009	0,009
E_{NO}	0,018	0,016	0,016	0,015	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
E_{NH3}	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

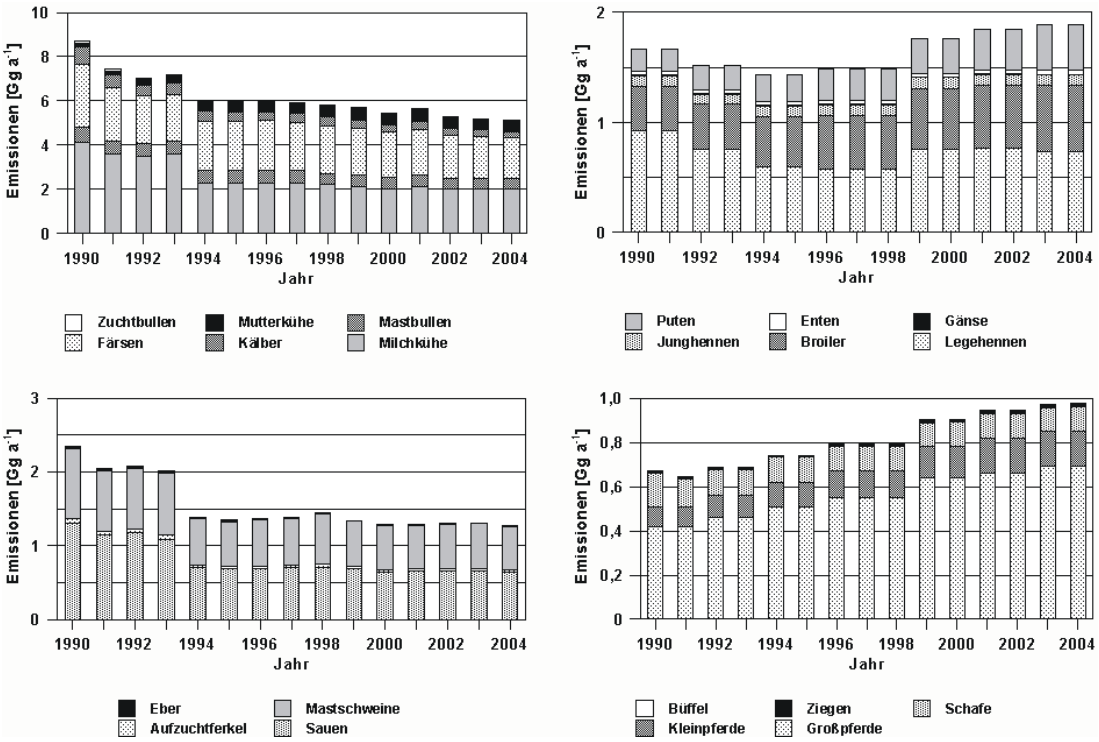


Abbildung 47: Zeitreihen der N_2O-Emissionen E_{N2O} der betrachteten Tierkategorien.[47]

[47] Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe.

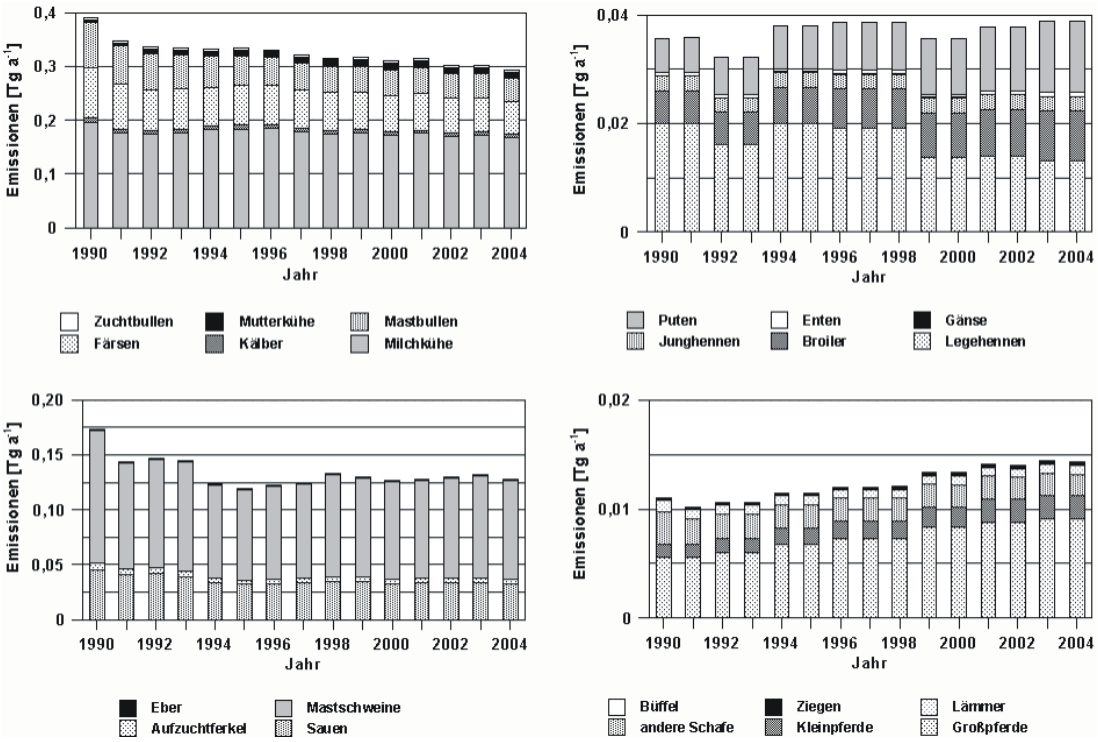


Abbildung 48: Zeitreihen der NH_3-Emissionen E_{NH3} der betrachteten Tierkategorien.[48]

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-Ausscheidungen[49] 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 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:

[48] Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde, Schafe, Ziegen und Büffel.
[49] VS (volatile solids): die leicht umwandelbaren Kohlenstoff-Anteile in den Exkrementen

Gleichung 7: Ermittlung des Emissionsfaktors für Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management nach dem Tier-2-Verfahren

$$EF_i = VS_i \cdot \alpha \cdot B_{oi} \cdot \rho_{CH4} \cdot \sum_{jk} MCF_{jk} \cdot MS_{ijk}$$

mit
- EF_i Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]
- α Zeitkonversion (α= 365 d a^{-1})
- VS volatile solids (Ausscheidung leicht umsetzbarer Substanz, Trockenmasse DM) für die Subkategorie i [kg Tier^{-1} d^{-1} DM]
- B_{oi} Methan-Bildungspotential bezogen auf VS [m^3 kg^{-1}]
- ρ_{CH4} Dichte von Methan (ρ_{CH4} = 0,67 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 CH_4-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). Die Berechnungen erfolgen für Landkreise (DÄMMGEN et al., 2006).

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 zu.

6.2.2.2 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF/NFR 4.B (NH_3, N_2O, NO und N_2)

Zur Berechnung der Verluste von gasförmigen N-Spezies wird seit 2004 das Massenfluss-Verfahren nach EMEP/CORINAIR angewandt (siehe hierzu DÄMMGEN et al. 2006). Es behandelt *alle* Flüsse von N-Spezies nacheinander und nebeneinander nach dem in Abbildung 49 wiedergegebenen Schema.

,

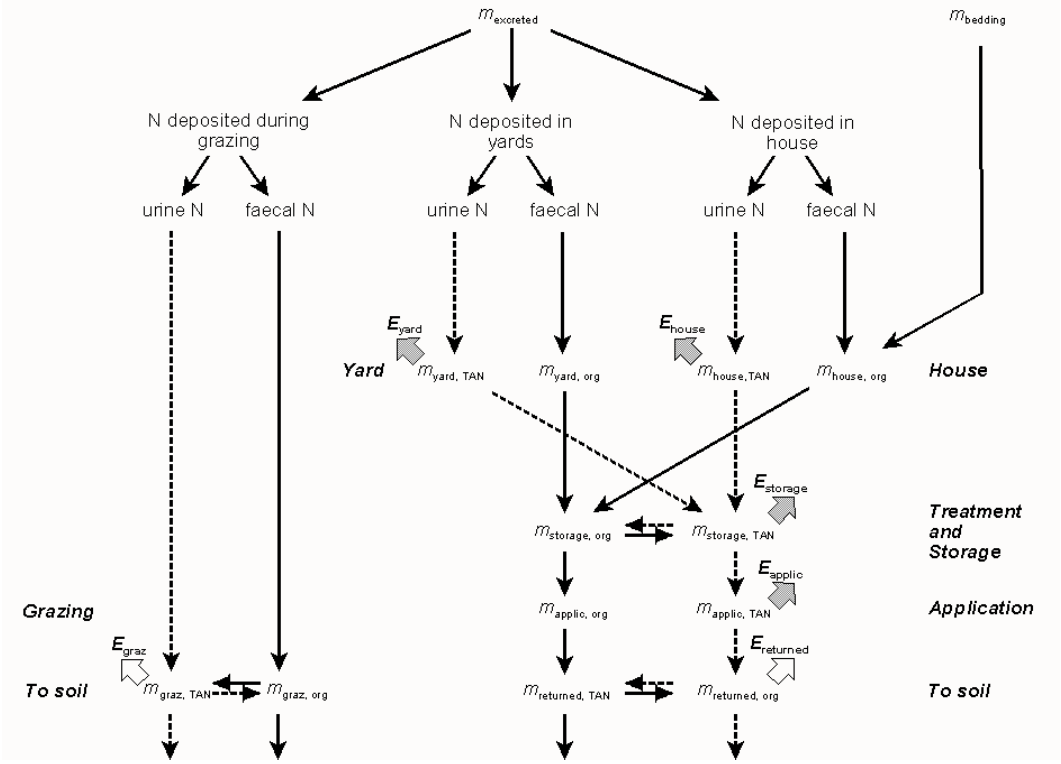


Abbildung 49: Stickstoff-Flüsse im Wirtschaftsdünger-Management einer Kategorie.[50]

Erster Schritt ist die Bestimmung der Mengen von ausgeschiedenem N und von leicht umsetzbarem TAN (total ammoniacal nitrogen). Letzteres wird im Harn der Tiere ausgeschieden. Die Aufteilung der Ausscheidungen auf Weide und Stall berücksichtigt die Weidezeiten und das Tierverhalten. Bei den Rindern werden im Stoffffluss-Modell 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. 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 8: Bestimmung der N_2O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

$$E_{N2O-N} = \sum_{i,j} n_i \cdot m_{ex,i} \cdot x_{i,j} \cdot EF_j$$

[50] Durchgezogene 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_2O-, NO- and N_2-Emissionen aus dem Lager;
E_{applic}	NH_3-Emissionen während und nach der Ausbringung;
E_{graz}:	NH_3-, N_2O-, NO- and N_2-Emissions während des und nach dem Weidegang;
$E_{returned}$	N_2O-, NO- and N_2-Emissionen aus dem Boden (zu Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al., 2006)

mit $E_{N2O\text{-}N}$ N_2O-N-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management
n_i Anzahl der Tiere einer Kategorie i
$m_{ex,i}$ 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_2O Emissionsfaktor für das Wirtschaftsdünger-Management-System j

Der bei IPCC (1996b) genannte N_2O-Emissionsfaktor bezieht sich auf die ausgeschiedene bzw. im Lager befindliche N-Menge. Mangels besserer Beziehungen wird die N_2O-Emission auch hier auf diese Menge bezogen, jedoch von der verbleibenden TAN-Menge subtrahiert. Entsprechend wird mit NO und N_2 verfahren. Während der Lagerung wird ein Teil des organisch gebundenen N (Gesamt-N $\rightarrow$ TAN) mineralisiert.

Die Verluste bei der Ausbringung werden lediglich für NH_3 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: $EF_{N2O} = EF_{NO} = 0{,}001$ kg kg^{-1} N, $EF_{N2} = 0{,}007$ kg kg^{-1} N; strohbasierte Systeme: $EF_{N2O} = EF_{NO} = 0{,}02$ kg kg^{-1} N, $EF_{N2} = 0{,}14$ kg kg^{-1} N) wurden IPCC entnommen bzw. davon abgeleitet (IPCC 1996b: Tabelle 4-22). Die bei der Bildung von N_2O gleichzeitig entstehenden Mengen von N_2 wurden im Hinblick auf die Berechnung von indirekten Emissionen nach Literaturdaten geschätzt.

Alle in Deutschland üblichen Stallkategorien werden berücksichtigt. Über die Häufigkeitsverteilungen wird bei LÜTTICH et al. (2005) 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., 2006).

Nach der Hauptquellgruppenanalyse gehören die N_2O-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 Offizialstatistik 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 CH_4 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).

6.2.2.4 Ausscheidungen

C-Spezies:

Die Berechnung der Ausscheidungen von „volatile solids" basiert bei Rindern und Schweinen auf Tier-2-Rechnungen der Emissionen bei der Verdauung. 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 NH_3-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. (2006), 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.

Für alle anderen Tiere wurden die Angaben zu den N-Ausscheidungen der deutschen Literatur entnommen (DÄMMGEN et al., 2006). Im Einzelnen wurden verwendet:

männliche Mastrinder	42 kg Tier^{-1} a^{-1} N
weibliche Mastrinder	44 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Kälber	16 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Mutterkühe	96 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Schafe	13 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Pferde	64 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Legehennen	0,74 kg Tier^{-1} a^{-1} N]
phasengefüttert	0,71 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Masthühnchen und -hähnchen	0,29 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Junghennen	0,28 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Gänse	0,73 kg Tier^{-1} a^{-1} N
Enten	0,60 kg Tier^{-1} a^{-1} N

Puten	1,50 kg Tier^{-1} a^{-1} N
phasengefüttert	1,41 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 Umtriebzeit 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
Schweine	0,70 kg kg^{-1} N
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., 2006) 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 Hintergrund-informationen 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 Wirtschaftdüngern 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 Offizialstatistik 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 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B)

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 an. Aus den Einzelfehlern in den Termen einer komplexen Emissionsfunktion müssten mit einer Fehlerfortpflanzungsrechnung Gesamtfehler berechnet werden. Dies soll zukünftig geschehen.

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). 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. (2006).

6.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B)

6.2.5.1 Quellenspezifische Rückrechnungen (CH_4)

Bei Geflügel wurden die Tierzahlen für die Jahre 1990 bis 1993, denen bisher Modellrechnungen aus RAUMIS zugrunde lagen, durch Werte aus Tierzählungen ersetzt.

Die Berechnung der CH_4-Emissonen für das Wirtschaftdünger-Management bei Rindern und Schweinen benutzte erstmals Ergebnisse, die sich aus der Anwendung des Tier-2-Verfahrens für die Berechnung der Emissionen aus der Verdauung ergaben. Bei Schafen und Pferden wurden die Zeitreihen der Tierzahlen korrigiert. Der wesentliche Unterschied beruht allerdings auf der Verwendung der *MCF* für Gülle aus IPCC (1996b) (10 %) anstelle des Wertes aus IPCC (2000), in dem 39 % angegeben waren. Eine ausführliche Begründung dieses Vorgehens findet sich in DÄMMGEN et al. (2006).

Die Unterschiede sind in der folgenden Tabelle erkennbar.

Tabelle 88: Vergleich der im NIR 2005 angegebenen CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management).

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[Tg a^{-1} CH_4]														
NIR 2005	1,29	1,12	1,09	1,07	1,16	1,13	1,14	1,18	1,13	1,14	1,11	1,12	1,10	1,10	
NIR 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

6.2.5.2 Quellenspezifische Rückrechnungen (NMVOC)

NMVOC-Emissionen werden unter Verwendung der jeweiligen NH_3-Emissionen für eine Tierart berechnet. Da hier Änderungen auftraten (siehe nachfolgendes Kapitel), mussten auch die NMVOC-Emissionen neu berechnet werden.

Tabelle 89: 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**
	[Tg a^{-1} C]														
NIR 2005	0,30	0,27	0,26	0,26	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,23	0,23	0,23	0,23	
NIR 2006	0,21	0,18	0,18	0,18	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,17	0,16	0,16	0,16

6.2.5.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (NH_3, N_2O, NO, N_2)

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:

- Einige Transkriptionsfehler wurden beseitigt.
- Die TAN-Gehalte in den Ausscheidungen von Milchkühen werden nunmehr als Funktion der Fütterung und Leistung berechnet, bei allen anderen Rindern wird im Einklang mit anderen Inventaren in Nordwesteuropa 0,60 kg kg^{-1} N angesetzt.
- Als TAN-Gehalte der Schweine 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 N-Ausscheidungen nunmehr als Funktion von Leistung und Fütterung berechnet. Bei Sauen berücksichtigt die N-Ausscheidung im Gegensatz zu früheren Inventaren Saugferkel bis zu 8,5 kg $Tier^{-1}$.

Eber werden getrennt erfasst. Als Ergebnis der leistungsabhängigen Betrachtung der Schweineausscheidungen wurden die Emissionsfaktoren für Aufzuchtferkel und Mastschweine im Stall auf 0,30 kg kg^{-1} N für Spaltenböden mit Gülle und auf 0,35 kg kg^{-1} N für entsprechende eingestreute Systeme gesenkt. Dagegen wurden die Verluste aus Güllelagern ohne Abdeckung in Abstimmung mit den Inventaren anderer nordwesteuropäischer Inventare mit 15 % TAN angenommen. Die Mengen der Strohgaben in eingestreuten Systemen wurden zum Teil korrigiert.

- In allen strohgebundenen Systeme wurde aufgrund neuer Erkenntnisse die Mineralisierung von Stroh-N sowie die Immobilisierung von TAN bei ausreichender Einstreu berücksichtigt. Die verbesserte Datenlage führte zu einer Verringerung des Verhältnisses von N_2 zu N_2O-N bei Emissionen aus Wirtschaftsdüngern bei der Lagerung.
- Die Stickstoff-Ausscheidungen der Masthähnchen und –hühnchen sowie der Puten wurden dem Stand des Wissens angepasst (Masthähnchen und –hühnchen: 0,41 statt 0,29 kg $Platz^{-1}$ a^{-1} N; Puten: 2,07 statt 1,5 kg $Platz^{-1}$ a^{-1} N).

Deutschland berichtet erstmals Emissionen aus der Ziegen- und Büffelhaltung und berücksichtigt die Emissionen aus importierten Wirtschaftsdüngern.

Die NH_3-Emissionen und die NO-Emissionen ändern sich danach, wie aus den folgenden Tabellen hervorgeht:

Tabelle 90: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen N_2O-Emissionen E_{N2O} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland.

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[Gg a^{-1} N_2O]														
NIR 2005	134,4	12,8	12,5	12,4	10,1	10,1	10,2	10,1	10,0	9,8	9,7	9,8	9,6	9,4	
NIR 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

Tabelle 91: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 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**
	[Gg a^{-1} NO]														
NIR 2005	19,7	17,4	17,0	16,8	13,8	13,8	14,0	13,8	13,7	13,4	13,2	13,3	13,1	12,9	
NIR 2006	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

Tabelle 92: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen NH_3-Emissionen E_{NH3} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). Angaben für Deutschland.

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[Tg a^{-1} NH_3]														
NIR 2005	0,58	0,51	0,50	0,50	0,47	0,47	0,47	0,47	0,47	0,46	0,45	0,46	0,45	0,45	
NIR 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

6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B)

Die Aktualisierung der Datenbasis unterhalb der Offizialstatistik setzt die Verwendbarkeit der Daten der Bodennutzungshaupterhebung im Jahr 2003 voraus, die für das hier vorgelegte Inventar noch nicht zur Verfügung standen. Sie muss darüber hinaus auf Befragungsdaten zurückgreifen können, die dringend erhoben werden müssen. Die im vergangenen Jahr erhobenen Daten sind noch unvollständig und bedürfen zu ihrer Interpretation der Erkenntnisse der Bodennutzungshaupterhebung.

Die Methodik des Massenfluss-Modells und seine Parameter werden in internationaler Zusammenarbeit überprüft, erweitert und harmonisiert.

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 Düngeranwendung zugeordnet.

Abbildung 50: 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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Agricultural Soil, Direct Soil Emissions (CRF 4.D.1)	l / t	N_2O	2,23 %	2,34 %	Steigend
Agricultural Soil, Indirect Emissions (CRF 4.D.3)	l / -	N_2O	1,12 %	1,13 %	Stagniert

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	IE	CS	NO	NO	NO	C/D	C/D	NO	C	NO
EF Unsicherheiten in %		50				50				
Unsicherheitenverteilung		-				-				
Methode EF-Ermittlung		CS				C/CS				

Die Quellgruppe Landwirtschaftliche Böden (4.D) ist hinsichtlich N_2O für direkte und indirekte Emissionen eine Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe.

EMEP (2004) stuft landwirtschaftliche Böden als Hauptquellgruppe für NH_3 ein.

Mikrobielle Umsetzungen (Nitrifikation und Denitrifikation) von Stickstoff-Verbindungen führen zu Lachgas-Emissionen. Je mehr Stickstoff in Böden gelangt, desto höher kann der Umsatz der Nitrifikation und Denitrifikation werden. 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 zur Zeit nicht vorliegen.

Als direkte N-Einträge gelten die Anwendung von Mineral- und Wirtschaftsdüngern, die Klärschlammaufbringung, der Leguminosenanbau, die Einarbeitung von Pflanzenrückständen 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 93 und in Abbildung 48 dargestellt. Danach nehmen die Emissionen von 1990 auf 2003 ab.

Tabelle 93: N_2O-, NO- und NH_3-Emissionen E_{N2O}, E_{NO} und E_{NH3} aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[Gg a^{-1} N_2O], [Gg a^{-1} NO] bzw. [Gg a^{-1} NH_3]														
E_{N2O}	143	131	128	124	117	123	122	122	123	126	129	125	122	122	123
E_{NO}	64	58	56	54	51	54	53	53	54	56	57	55	53	53	53
E_{NH3}	115	105	99	103	93	104	104	106	109	117	121	125	124	123	128

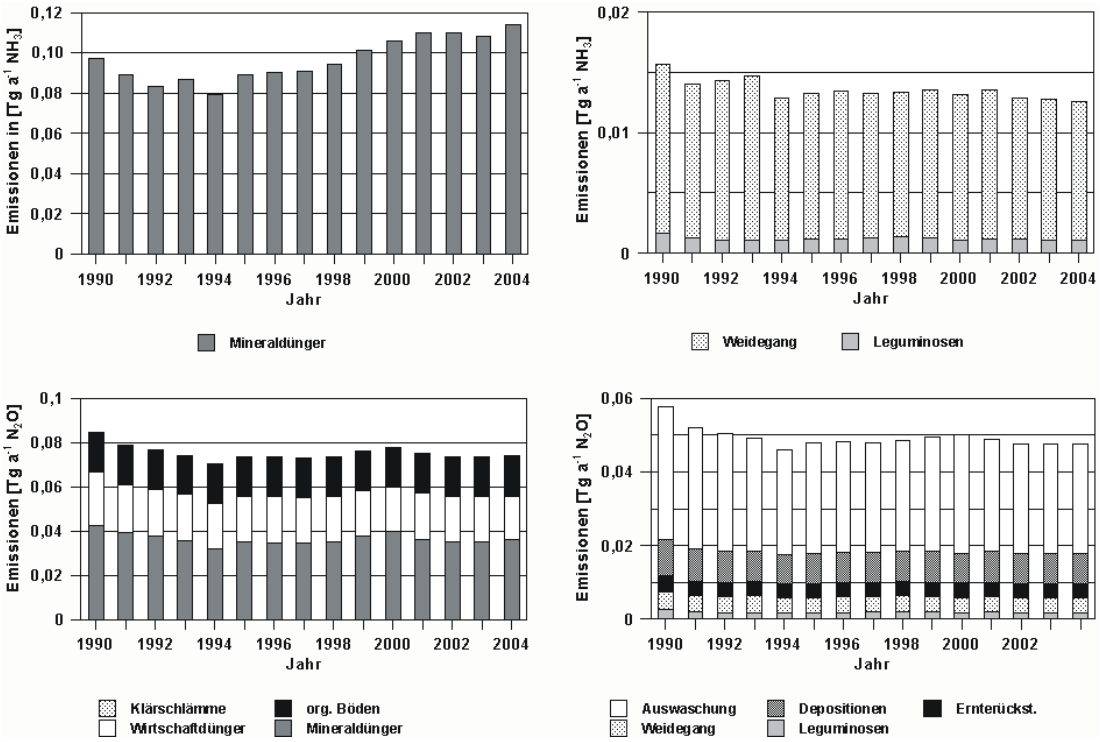


Abbildung 51: Zeitreihen der NH_3- und N_2O-Emissionen aus gedüngten und ungedüngten BödenBöden.[51]

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).

Tabelle 94: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus landwirtschaftlichen Pflanzenbeständen.

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[Gg a^{-1} NMVOC-C]														
E_{NMVOC}	0,086	0,110	0,108	0,108	0,108	0,109	0,098	0,105	0,113	0,125	0,120	0,124	0,135	0,130	0,135

Tabelle 95: CH_4-Konsumption E_{CH4} landwirtschaftlicher Böden.

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	[Gg a^{-1} CH_4]														
E_{CH4}	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03	-0,03

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

[51] NH_3-Emissionen E_{NH3} aus Böden (oben)
N_2O-Emissionen E_{N2O} aus Böden (unten).
Mit N gedüngte Systeme jeweils links, ungedüngte jeweils rechts.

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 9: Tier-1a-Verfahren zur Bestimmung der direkten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden

$$E_{N_2O,\,direkt} = \left[\left(m_{SN} + m_{AM} + m_{BN} + m_{CR} + m_{SS}\right) \cdot EF_1 + \left(A_{OS} \cdot EF_2\right)\right]$$

mit

$E_{N2O,\,direkt}$	N_2O-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 kg kg^{-1} N]
A_{OS}	Fläche bewirtschafteter organischer Böden [ha]
EF_2	Emissionsfaktor für Emissionen aus der Bewirtschaftung organischer Böden [EF_2 = 8 kg ha^{-1} a^{-1} N]

Die N_2O-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
2. Bestimmung der Emissionsfaktoren für die einzelnen Eintragsarten
3. Errechnen der Gesamtemissionen

Die Gleichung zur Bestimmung der indirekten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden lautet:

Gleichung 10: Tier-1a-Verfahren zur Bestimmung der indirekten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden

$$E_{N2O,indirekt} = E_{N2O,ge} + E_{N2O,l} + E_{N2O,s}$$

mit	$E_{N2O(indirekt)}$	indirekte N_2O-Emissionen [kg a^{-1} N_2O]
	$E_{N2O,ge}$	N_2O-Emission aus der Emission von NO_x und NH_3 aus Dünger, Mist und Gülle und deren nachfolgender atmosphärische Deposition [kg a^{-1} N_2O]
	$E_{N2O,l}$	N_2O-Emission aus Oberflächenabfluss und Auswaschung aufgebrachter Dünger [kg a^{-1} N_2O]
	$E_{N2O,s}$	N_2O-Emission aus der Entsorgung von Abwässern in Oberflächengewässer [kg a^{-1} N_2O]
mit:	$E_{N2O,ge}$	N_2O-Emission aus der Emission von NO_x und NH_3 aus Düngern und deren nachfolgender atmosphärischer Deposition [Gg a^{-1} N_2O]
	$m_{N, fert}$	Menge des aufgebrachten Mineraldüngers [Gg a^{-1} N]
	x_{fert}	Anteil des Mineraldüngers, der als NH_3 oder NO_x emittiert wird [kg kg^{-1} N] (IPCC: $Frac_{GASF}$)
	$m_{N,ex}$	Gesamtmenge an N in ausgebrachten Wirtschaftsdüngern [Gg a^{-1} N]
	x_{ex}	Anteil des Wirtschaftsdüngers, der als NH_3, NO, N_2O oder N_2 emittiert wird [kg kg^{-1} N] (IPCC: $Frac_{GASM}$)
	EF_4	Emissionsfaktor für N_2O-Emissionen aus atmosphärischer Deposition [EF_4 = 0,010 kg kg^{-1} 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 Offizialstatistik 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_{CH4} = -2,5 kg ha^{-1} a^{-1} CH_4) und Ackerland (EF_{CH4} = - 1,5 kg ha^{-1} a^{-1} CH_4). (siehe hierzu die ausführlichere Schilderung in DÄMMGEN et al, 2006).

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., 2005).

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., 2006).

6.4.2.4 Distickstoffoxid- , Stickstoffmonoxid- Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Leguminosen) (4.D)

Die durch Leguminosen fixierten N-Mengen werden aus den Anbauflächen (DÄMMGEN et al., 2006) und nationalen Mittelwerten der flächenspezifischen N-Fixierung berechnet.

Gleichung 11: 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 [Gg a^{-1} N]
- b Umwandlungsfaktor [10^6 kg Gg^{-1}]
- EF_1 Emissionsfaktor für Emissionen aus N-Einträgen [kg ha^{-1} N] (siehe unten)
- A_i Anbaufläche einer Frucht i [ha]
- $m_{NF, i}$ fixierte N-Mengen [kg ha^{-1} a^{-1} N] (siehe unten)

Unterschieden werden fixierte Mengen $m_{NF, i}$ für:

Hülsenfrüchte	250 kg ha^{-1} N
Klee, Klee/Gras, Klee/Luzerne	200 kg ha^{-1} N
Luzerne	300 kg ha^{-1} N

Als Emissionsfaktoren werden verwendet:

$EF_{1, N2O}$	0,0125 kg kg^{-1} N
$EF_{1, NO}$	0,007 kg kg^{-1} N

Gleichung 12 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 $\Sigma(A_i\ m_{NF,i})$.

6.4.2.5 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:

Gleichung 13: Bestimmung der Emissionen von N-Spezies aus Ernterückständen

$$E_{N2O_{Crop}} = EF_{N2O} \cdot m_{N_{Crop}} \cdot A_{Crop} \cdot \frac{44}{28} \cdot \beta$$

mit
- $E_{N2O, Crop}$ N_2O-Emission aus dem Anbau einer Feldfrucht [Gg a^{-1} N_2O]
- EF_{N2O} Emissionsfaktor [kg kg^{-1} N] (siehe unten)
- $m_{N, Crop}$ Stickstoffmenge in Ernterückständen [kg ha^{-1} a^{-1} N]
- A_{Crop} Anbauflächen einer Feldfrucht [ha]
- β Umrechnungsfaktor [β = 10^6 kg Gg^{-1}]

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_{N2O} = 0,0125 kg kg^{-1} N; EF_{NO} = 0,007 kg kg^{-1} N; EF_{N2} = 0,1 kg kg^{-1} N. Die gleichen Faktoren werden auch auf die in Ernterückständen gebundenen N-Mengen angewendet.

Die N-Mengen in den Ernterückständen gehen aus der folgenden Zusammenstellung hervor (DÄMMGEN et al., 2005):

Weizen	17 kg ha^{-1} N
Roggen	14 kg ha^{-1} N
Wintergerste	12 kg ha^{-1} N
Sommergerste	9 kg ha^{-1} N
Hafer	14 kg ha^{-1} N
Triticale	12 kg ha^{-1} N
Körnermais	60 kg ha^{-1} N
Silomais	26,7 kg ha^{-1} N
Raps	15 kg ha^{-1} N
Zuckerrübe	22 kg ha^{-1} N
Futterrübe	0,11 kg ha^{-1} N
Klee, Klee-Gras, Klee-Luzerne	40 kg ha^{-1} N
Luzerne	158 kg ha^{-1} N
Gras	30 kg ha^{-1} N
Kartoffeln	10 kg ha^{-1} N

Die Anbauflächen sind bei LÜTTICH et al. (2005) zusammengestellt.

In den CRF Tabellen wird die Emissionsmenge eingetragen, nicht jedoch die Aktivitätsrate oder der IEF. Diese sind als NA eingetragen.

6.4.2.6 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 kg ha^{-1} a^{-1} N_2O-N,; neu: IPCC, 2000: Tabelle 4.17: 8 kg ha^{-1} a^{-1} N_2O-N) verwendet.

6.4.2.7 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., 2005).

Als Emissionsfaktoren werden verwendet (EMEP, 2003: B1010-13; IPCC, 1996b: Tabelle 4-22):

NH_3	0,075 kg kg^{-1} N
N_2O	0,02 kg kg^{-1} N
NO	0,02 kg kg^{-1} N

6.4.2.8 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 14: Bestimmung der indirekten N_2O-Emissionen aus Böden als Folge der Deposition von reaktiven N-Spezies aus der Landwirtschaft

$$E_{N2O,ge} = \left[\left(m_{N,fert} \cdot x_{fert}\right) + \left(m_{N,ex} \cdot x_{ex}\right)\right] \cdot EF_4 \cdot \frac{44}{28}$$

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 aufgebrachten 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).

6.4.2.9 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 15: Bestimmung der indirekten N_2O-Emissionen aus Böden als Folge der Auswaschung von Stickstoff aus landwirtschaftlich genutzten Böden

$$E_{N2O,l} = \left(m_{man} + m_{fert} + m_{SS}\right) \cdot x_{leach} \cdot EF_5 \cdot \frac{44}{28}$$

mit:
- $E_{N2O,l}$ N_2O-Emission aus Auswaschung und Oberflächenabfluss [Gg a^{-1} N_2O]
- 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 N_2O-Emissionen aus Auswaschung [EF_5 = 0,025 kg kg^{-1} 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 % liegt. Die Zeitreihe ist konsistent.

6.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D)

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 zur Zeit keine Zahlenbasis zur besseren Beschreibung von Datenqualität bzw. Unsicherheiten.

6.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D)

6.4.5.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Es wurden keine quellenspezifische Rückrechnungen vorgenommen.

6.4.5.2 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Erstmals wurden Klärschlämme und importierte Wirtschaftsdünger einbezogen, Damit verändern sich die direkten Emissionen aus Böden.

Die Berechnung der N-Ausscheidungen in der Tierhaltung nach detaillierten Methoden, die Einbeziehung der Populationen von Ziegen und Büffeln und von Klärschlämmen führten zu einer Veränderung der jeweiligen direkten Emissionen von NH_3 und NO. Dadurch ändern sich auch die indirekten Emissionen.

Tabelle 96: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen direkten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Gg a^{-1} N_2O]														
NIR 2005	97,3	90,1	87,4	85,0	80,6	84,3	84,2	83,8	84,5	86,3	87,8	84,9	83,1	82,6	
NIR 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

Tabelle 97: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen indirekten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Gg a^{-1} N_2O]														
NIR 2005	44,2	40,2	38,9	37,5	35,2	37,0	36,9	36,5	36,9	37,9	38,7	37,2	36,2	36,0	
NIR 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

Tabelle 98: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Gg a^{-1} NO]														
NIR 2005	65,6	59,6	57,5	55,6	52,0	54,8	54,9	54,5	55,0	56,3	57,4	55,3	53,7	53,2	
NIR 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

Tabelle 99: Vergleich der im NIR 2005 und NIR 2006 angegebenen NH_3-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden.

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Tg a^{-1} NH_3]														
NIR 2005	0,122	0,111	0,105	0,109	0,099	0,110	0,111	0,112	0,115	0,122	0,126	0,131	0,129	0,127	
NIR 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

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. Die in einzelnen Landkreisen ausgebrachten Mengen sollen plausibel geschätzt werden. Eine zeitliche Auflösung von 1 Monat ist vorgesehen.

Die Emissionen während des Weidegangs sollen ebenfalls mit einer zeitlichen Auflösung von 1 Monat erfasst werden.

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.

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 NH_3-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).

6.7 Andere Bereiche (4.G.)

6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.G)

Die Quellgruppe „andere Bereiche“ umfasst derzeit die Emissionen von Partikeln aus der Tierhaltung in Ställen und der Landbewirtschaftung. Hierüber wird erstmals berichtet.

Tabelle 100: PM10-Emissionen E_{PM10} aus der Bearbeitung von Ackerland.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Gg a^{-1} PM10]														
E_{PM10}	0,086	0,110	0,108	0,108	0,108	0,109	0,098	0,105	0,113	0,125	0,120	0,124	0,135	0,130	0,135

Tabelle 101: PM_{10} und $PM_{2.5}$-Emissionen E_{PM10} und $E_{PM2.5}$ aus der Tierhaltung.

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	[Gg a^{-1} PM]														
E_{PM10}	35,3	32,3	31,7	31,4	33,4	33,0	33,8	33,8	34,3	35,4	35,1	35,8	35,8	36,8	36,4
$E_{PM2.5}$	7,9	7,1	6,8	6,7	6,9	6,9	6,9	6,9	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9	7,0	6,9

6.7.2 Methodische Aspekte und Anforderungen (4.G)

Für die Beschreibung der Emission von Stäuben fehlten zur Zeit der Erstellung des Inventars Richtlinien. Die Berechnung der Stäube aus der Bearbeitung von Ackerland wurde deshalb ein bei KLIMONT et al. (2002) beschriebenes und bei IIASA angewendetes Verfahren benutzt, das die Emissionen auf die bearbeiteten Flächen bezieht:

$$E_{PM10} = \sum A_a \cdot EF_{PM10} \cdot ß$$

mit	E_{PM10}	Emission [Gg a^{-1} PM_{10}]
	A_a	Ackerlandfläche [ha]
	EF_{PM10}	Emissionsfaktor [EF_{PM10} = 0,1 kg ha^{-1} a^{-1} PM_{10}]
	β	Massenumrechnungsfaktor [$\beta = 10^{-6}$ Gg kg^{-1}]

Die benötigten Flächen werden der Flächennutzungsstatistik entnommen.

Die Berechnung der Emissionen aus der Tierhaltung beschränkt sich auf die Emissionen aus Ställen. Hier ist der Entwurf einer Richtlinie mit dem Status einer ersten Schätzung vorhanden (EMEP, 2005).

$$E_{PM,i} = x_{house,i} \cdot \beta \cdot \left(x_{slurry,i} \cdot EF_{slurry,i} + x_{solid,i} \cdot EF_{solid,i}\right)$$

mit	$E_{PM,i}$	PM-Emission einer Tierkategorie i [Gg a^{-1} PM]
	β	Massenumrechnungsfaktor [$\beta = 10^{-6}$ Gg kg^{-1}]
	x_{house}	Zeitanteil der Haltung im Stall [a a^{-1}]
	x_{slurry}	Anteil der Population in Gülle-Systemen
	EF_{slurry}	Emissionsfaktor für Güllesysteme [kg $Platz^{-1}$ a^{-1}]
	x_{solid}	Anteil der Population in Festmistsystemen
	EF_{solid}	Emissionsfaktor für Festmistsystemen 8kg $Platz^{-1}$ a^{-1}]

Die Tierzahlen werden der Statistik entnommen. Sie werden gegebenenfalls korrigiert. Das Verfahren ist nur für eine Reihe von Tieren anwendbar. So fehlen Angaben für Geflügel weitgehend. Die Emissionsfaktoren gehen aus folgender Tabelle hervor:

Tabelle 102: PM-Emissionensfaktoren EF_{PM} für Tierhaltung

Tierkategorie	Stalltyp	Emissionsfaktor für PM_{10} [kg Platz^{-1} a^{-1}]	Emissionsfaktor für $PM_{2.5}$ [kg Platz^{-1} a^{-1}]
Milchkühe	Anbindehaltung oder eingestreut	0,36	0,23
	Boxenlaufstall (Gülle)	0,70	0,45
Färsen und Mastbullen	Festmist	0,24	0,16
	Gülle	0,32	0,21
Kälber	Festmist	0,16	0,10
	Gülle	0,15	0,10
Sauen	Festmist	0,58	0,094
	Gülle	0,45	0,073
Aufzuchtferkel	Festmist	*	*
	Gülle	0,18	0,029
Mastschweine	Festmist	0,50	0,081
	Gülle	0,42	0,069
Pferde	Festmist[)]	0,18	0,12
Legehennen	Käfig	0,017	0,0021
	Voliere	0,27	0,052
Masthähnchen und -hühnchen	Festmist	0,35	0,045

* kein Emissionsfaktor angegeben

6.7.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.G)

Die Berechnungen wurden erstmals vorgenommen. Quellenspezifische Rückrechnungen entfallen.

6.7.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.G)

Die Datenbasis der Emissionsfaktoren ist vergleichsweise gering. Die Größenordnung der Angaben dürfte zutreffend sein. Die Zeitreihen sind konsistent.

6.7.5 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.G)

Eine Qualitätssicherung war nicht möglich.

6.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.G)

Die Verbesserung der Emissionsfaktoren für deutsche Verhältnisse soll innerhalb eines Forschungsvorhabens erreicht werden.

7 LANDNUTZUNG, LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5)

CRF 5					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Forest Land (5.A)	l / t	CO_2	5,53 %	6,92 %	steigend
Cropland (5.B)	l / t	CO_2	2,09 %	2,38 %	stegend
Grassland (5.C)	l / t	CO_2	1,46 %	1,58 %	steigend

Die Quellgruppen Wälder (5.A), Ackerland (5.B) und Grünland (5.C) sind für die CO_2-Emissionen Hauptquellgruppe nach der Emissionshöhe und dem Trend.

7.1 Wälder(5.A)

Grundlage der Berichterstattung ist die Walddefinition der Bundeswaldinventur (BWI)[52]. In der Aufnahmeanweisung der BWI werden folgende Wald-Unterkategorien unterschieden:

- produktiver Wald, Holzboden[53]
- unproduktiver Wald[54], Holzboden[53]
- Wald, Blöße[55]
- Wald, Nichtholzboden[56]

Die Kategorien unproduktiver Wald und Blößen wurden bei den Berechnungen für die Treibhausgasinventare zum Wald hinzugezählt, während Nichtholzboden, in Anlehnung an die Walddefinition in der Entscheidung 11/CP.7 der 7. Vertragsstaatenkonferenz in Marrakesch (UNFCCC, 2002: S. 58) als Nicht-Wald herausgerechnet wurde.

Die Kategorie „Wald“ wird in der Good Practice Guidance for Land use, Land-use Change and Forestry (GPG-LULUCF, IPCC, 2003) und in den offiziellen Berichtstabellen für die an das Klimasekretariat zu übermittelnden Treibhausgasinventare, dem „Common Reporting Format“ (CRF), in verbleibende Waldfläche, die im Berichtszeitraum unverändert Wald bleibt (Forest Land remaining Forest land) und Neuwald, der durch Aufforstung oder natürliche Sukzession auf zuvor anderweitig genutzten Flächen entstanden ist (Land converted to Forest Land), unterteilt. Nach IPCC GPG-LULUCF (2003) verbleibt Neuwald mindestens 20 Jahre lang in dieser Kategorie und geht dann in die Kategorie „verbleibende Waldfläche“ über.

[52] Wald im Sinne der BWI ist, unabhängig von den Angaben im Kataster oder ähnlichen Verzeichnissen, jede mit Forstpflanzen bestockte Grundfläche. Als Wald gelten auch kahlgeschlagene oder verlichtete Grundflächen, Waldwege, Waldeinteilungs- und Sicherungsstreifen, Waldblößen und Lichtungen, Waldwiesen, Wildäsungsplätze, Holzlagerplätze, im Wald gelegene Leitungsschneisen, weitere mit dem Wald verbundene und ihm dienende Flächen einschließlich Flächen mit Erholungseinrichtungen, zugewachsene Heiden und Moore, zugewachsene ehemalige Weiden, Almflächen und Hutungen sowie Latschen- und Grünerlenflächen. Heiden, Moore, Weiden, Almflächen und Hutungen gelten als zugewachsen, wenn die natürlich aufgekommene Bestockung ein durchschnittliches Alter von fünf Jahren erreicht hat und wenn mindestens 50 % der Fläche bestockt sind. In der Flur oder im bebauten Gebiet gelegene bestockte Flächen unter 1000 m², Gehölzstreifen unter 10 m Breite und Weihnachtsbaum- und Schmuckreisigkulturen sowie zum Wohnbereich gehörende Parkanlagen sind nicht Wald im Sinne der BWI. Wasserläufe bis 5 m Breite unterbrechen nicht den Zusammenhang einer Waldfläche. Weihnachtsbaum- und Schmuckreisigkulturen im Wald sind Wald im Sinne der BWI (BMELF, 1990).

[53] Holzbodenfläche ist der Teil der Waldfläche, der mit Forstpflanzen bestockt ist und der Holzproduktion dient.

[54] Unproduktive Waldflächen sind Latschen- und Grünerlenfelder, Strauchflächen (jedoch keine Blößen) und sonstige gering bestockte oder wenig produktive Waldflächen (≤ 1 m³ dGZ/ha).

[55] Blößen sind vorübergehend unbestockte Holzbodenflächen.

[56] Zum Nichtholzboden gehören Waldwege, Schneisen und Schutzstreifen ab 5 m Breite, Holzlagerplätze, Forstbaumschulen, Saat- und Pflanzkämpe, Wildwiesen und Wildäcker, der forstlichen Nutzung dienende Hof- und Gebäudeflächen, mit dem Wald verbundene Erholungseinrichtungen sowie im Wald gelegene Felsen, Blockhalden, Kiesflächen und Gewässer. Auch im Wald gelegene Sümpfe und Moore gehören, wenn sie nicht zugewachsen sind, zum Nichtholzboden.

In Deutschland können Neuwaldzugänge mit den vorhandenen Daten in den alten Bundesländern nur bis 1987 zurückverfolgt werden; für die neuen Bundesländer konnte nur die Netto-Waldflächenzunahme seit 1993 abgeleitet werden.

7.1.1 Verbleibende Waldfläche (Forest Land remaining Forest Land) (5.A.1)

7.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A.1)

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC	PFC	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor (EF)	CS									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	CS/T2 [57]									

Die Quellgruppe Verbleibende Waldfläche ist bisher nicht Gegenstand der Hauptquellgruppen-Analyse.

7.1.1.1.1 Änderungen in der Biomasse

Für die alten Bundesländer liegen Daten aus zwei Bundeswaldinventuren (Stichtage: 1.10.1987 und 1.10.2002) (BFH, 2004) vor. Die C-Vorräte nahmen in den Wäldern der alten Bundesländer zwischen den beiden Forstinventuren netto um 1,52 Mg/ha/a zu. Die Vorratsanreicherung ist auf die geringe Nutzung im Vergleich zum Zuwachs zurückzuführen. Für die neuen Bundesländer wurden wegen Fehlens einer der BWI I vergleichbaren Erstinventur die Daten der BWI II mit den Daten der Forsteinrichtung (BML, 1994) verglichen. Bei dem Vergleich zeigt sich eine deutliche Netto-C-Vorratsanreicherung von 3,01 Mg/ha/a.

Man muss annehmen, dass die Forsteinrichtungsdaten die Vorräte unterschätzen. Nimmt man für den Ausgangswert einen 10 % höheren (gleichmäßig über alle Baumarten verteilten) Gesamtvorrat an, so ergibt sich eine deutliche Netto-C-Vorratszunahme von 2,32 Mg/ha/a.

Die Wälder der Bundesrepublik Deutschland sind damit insgesamt ein Nettosenke für C.

7.1.1.1.2 Totholz, Streu und Böden

Für die Treibhausgasinventare wurde angenommen, dass sich diese Vorräte unter bestehendem Wald nicht ändern (entspricht „Tier-1“).

7.1.1.1.3 Sonstige Treibhausgasemissionen aus Wäldern

Angaben zu CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden werden in der Kategorie 5.G. (Other) gemacht. Sie bewegen sich zwischen rund 130 und 210 Gg CO_2 pro Jahr mit abnehmender Tendenz.

Die Stickstoffdüngung von Wäldern ist in Deutschland nicht üblich. In CRF-Tabelle 5(I) wurde diese Aktivität daher als „NO“ bezeichnet. Für eine Berichterstattung über N_2O-Emissionen aus Entwässerung von Waldböden (CRF 5(II)) fehlt es an verlässlichen Daten.

Lachgasemissionen (N_2O) aus Waldböden wurden von BUTTERBACH-BAHL (2003) mit dem Modell PnET-N-DNDC für die Jahre 1990-1999 auf insgesamt rund 14 Gg pro Jahr geschätzt. Hierin sind jedoch „indirekte“ N_2O Emissionen enthalten, die auf Quellen

57 Die Angabe CS/T2 bezieht sich auf die Ermittlung der Vorratsänderung in der Biomasse. Änderungen in Totholz, Streu und Boden wurden nach Tier 1 auf 0 geschätzt.

außerhalb der Forstwirtschaft zurückzuführen sind und nicht Gegenstand der Treibhausgasinventare für Waldböden sind.

CO_2 aus Biomasse-Verbrennung ist wegen der Anwendung der „Stock-Change-Method" bereits bei der Änderung der Biomassevorräte berücksichtigt und wird daher mit „IE" angegeben.

Die Emissionen sonstiger Treibhausgase aus Waldbrand und der kontrollierten Verbrennung von Biomasse wurden als vernachlässigbar eingestuft und in Tabelle 5 (V) „Biomass burning" mit „NO" angegeben, weil in Deutschland nur geringe Flächen von Waldbränden betroffen sind und Schlagraum nur in Ausnahmefällen z.B. bei der Borkenkäferbekämpfung verbrannt wird. Das flächige Abbrennen von Vegetationsdecken ist in Deutschland verboten.

7.1.1.2 Methodische Aspekte (5.A.1)

7.1.1.2.1 Datenquellen

Grundlage für die Biomasse- und Flächenberechnungen sind die Daten der beiden Bundeswaldinventuren, die nach den Vorgaben der GPG-LULUCF (IPCC 2003) so aufbereitet wurden, dass sie den Anforderungen an die internationale Berichterstattungspflicht gerecht werden.

Die Bundeswaldinventur ist eine terrestrische Stichprobeninventur mit permanent markierten Probepunkten in einem 4 x 4 km Grundnetz, das auf Wunsch der Bundesländer regional verdichtet wird[58].

Die BWI I erstreckte sich nur über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in ihren Grenzen vor 1990 und Westberlin. Für die neuen Bundesländer mussten daher Forsteinrichtungsdaten aus der Veröffentlichung „Der Wald in den neuen Bundesländern" (BML, 1994) herangezogen werden.

Wegen der unterschiedlichen Datengrundlage und dadurch notwendigen Unterschieden in der Berechnungsmethode wurde in den CRF-Tabellen nach neuen und alten Bundesländern getrennt berichtet.

Für Totholz, Streu und Boden liegt mit der BWI II bzw. der Bodenzustandserhebung (BZE) erst je eine Inventur vor. Damit ist eine Einschätzung der C-Vorräte in diesen Kompartimenten, nicht aber ihrer Veränderung möglich.

Der bei der BWI II festgestellte Totholzvorrat von 11,5 m^3 / ha entspricht einem C-Vorrat von rund 2,6 Mg C / ha.

Feinere Streu-Anteile sind Bestandteil der Humusauflage, die bei der BZE erhoben wurde. Die Kohlenstoffvorräte in der Humusauflage und den darunter liegenden ersten 30 cm Mineralboden wurden nach der 1987 bis 1993 durchgeführten ersten BZE auf rund 0,858 Pg C geschätzt (BMELF, 1997).

Die Daten zur Kalkung von Waldböden wurden aus der vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Düngemittelstatistik (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 8.2) und der Statistik der DDR hergeleitet. Seit 1993/94 werden die Ergebnisse für das vereinte Deutschland erhoben und veröffentlicht.

[58] weitere Information: http://www.bundeswaldinventur.de

Angaben zu den Waldbrandflächen liegen seit 1992 in der amtlichen Waldbrandstatistik nach der Verordnung (EWG) Nr. 2158/92 des Rates vom 23. Juli 1992 zum Schutz des Waldes in der Gemeinschaft gegen Brände vor; Auszüge aus der Waldbrandstatistik in BML 1992ff.

7.1.1.2.2 Verbleibende Waldfläche

Die Waldflächen werden für die Berechnung der Biomassevorräte nach der Stock-Change-Method nicht benötigt, müssen jedoch in den CRF berichtet werden. Die Flächenangaben für einzelne Jahre beruhen auf linearer Interpolation.

In den alten Bundesländern hat die Gesamtwaldfläche (ohne Nichtholzboden) nach den Ergebnissen der beiden Bundeswaldinventuren zwischen 1987 und 2002 um 54,12 kha auf 7.693,72 kha zugenommen. Da nach IPCC GPG-LULUCF (2003) Neuwaldflächen 20 Jahre lang der Kategorie Neuwald zuzuordnen sind, nimmt die Kategorie „verbleibende Waldfläche“ jährlich um die Fläche ab, die von Wald in andere Bodennutzungsarten umgewandelt worden ist. Die „verbleibende Waldfläche“ sinkt daher von 7.626,14 kha (1990) auf 7.572,27 kha (2002).

Die Waldfläche ohne Nichtholzboden betrug in den neuen Bundesländern 1993 nach den Daten der Forsteinrichtung 2.852,5 kha und hat bis zur BWI II auf 3.027 kha zugenommen. Damit kann der Kategorie verbleibende Waldfläche („Forest land remaining Forest Land“) der erste Wert zugeordnet werden.

7.1.1.2.3 Herleitung der Vorratsveränderung nach der „Stock-Change-Method“ (Differenzmethode)

Die Bundeswaldinventuren liefern zu den Stichjahren 1987 mit ca. 230.000 (BWI I) und 2002 mit ca. 377.000 (BWI II) genau vermessenen Bäumen so gute Berechnungsgrundlagen, dass die „Stock-Change-Method“ der „Default-Method“ (inkrementale Hochrechnung, wie in den bisherigen Inventaren angewandt) vorgezogen werden konnte (IPCC, 2003: S. 3.24).

Bei der Anwendung der Stock-Change-Method wurde die lebende Biomasse in die Kompartimente: Derbholzvolumen, Astvolumen und Wurzelmasse getrennt. Die Umwandlung der oberirdischen Volumina in Massen erfolgte mit baumartenspezifischen Raumdichten. Die Grundgleichung (Gleichung 16 und Gleichung 17) der C-Vorratsbestimmung nach der Stock-Change-Method wurde daher in die Form nach Gleichung 18 gebracht. Der erste Teil der Gleichung 18 (Derbholz, Astholz) wurde auf jeden Baum angewandt, der zweite Teil auf die Bestandeswerte. Anschließend wurde aus den Bestandeswerten der Gesamtwert hochgerechnet.

Gleichung 16

$$\Delta C = \left(C_{t_2} - C_{t_1}\right) / \left(t_2 - t_1\right)$$

Gleichung 17

$$C = \left[V \bullet D \bullet BEF\right] \bullet \left(1 + R\right) \bullet CF$$

Gleichung 18

$$C = [V \bullet D_D + V \bullet D_A \bullet (VEF - 1)] \bullet (1 + R) \bullet CF$$

Derbholz Astholz Wurzelholz

mit:
C = Kohlenstoffvorrat
V = Derbholzvolumen
D_D = Raumdichte Derbholz
D_A = Raumdichte Äste
BEF = Biomasseexpansionsfaktor
VEF = Volumenexpansionsfaktor[59]
R = Wurzel/Spross-Verhältnis
CF = Kohlenstoffgehalt

7.1.1.2.4 Vorgehen

Für mitteleuropäische Verhältnisse gibt es, mit Ausnahme der Fichte, keine allgemein gültigen Biomassefunktionen, die man auf die gemessenen Daten der Inventur hätte anwenden können.

Daher wurde ein Verfahren angewandt, bei dem das aus der Inventur verfügbare Derbholzvolumen in das oberirdische Baumvolumen umgerechnet wird. Zum oberirdischen Baumvolumen gehören die Äste sowie bei immergrünen Baumarten die Blattorgane. Die Schätzung des Baumholzvolumens aus dem Derbholzvolumen erfolgt mithilfe von Volumenexpansionsfaktoren (siehe Kapitel 7.1.1.2.7).

Für die neuen Bundesländer liegen die Daten der Forsteinrichtung in aggregierter Form vor. Daher wurde die C-Bilanz-Methode nach BURSCHEL et al. (1993), in Verbindung mit Raumdichten nach KOLLMANN (1982) zur C-Vorratsbestimmung verwendet.

7.1.1.2.5 Gesamtvorräte der verbleibende Waldfläche

Die hier abgebildeten Ergebnisse beziehen sich bei der Einzelbaumberechnung für BWI I und BWI II auf die Raumdichten nach KOLLMANN (1982), während die Astvolumina mit den erhöhten Dichten nach HAKKILA (1972) hochgerechnet wurden. Für die Schätzung des oberirdischen Baumvolumens wurden Regressionsgleichungen genutzt (siehe Anhang). Die Wurzelbiomasse wurde mit den Default-Werten aus der IPCC GPG-LULUCF (2003) gerechnet. Bei der Hochrechnung für die neuen Bundesländer 1993 wurden die Biomasseexpansionsfaktoren von BURSCHEL et al. (1993) in oberirdische und unterirdische Anteile getrennt, sowie das obere Astvolumen aus der Differenz aus oberirdischem Volumen und Derbholzvolumen geschätzt. Hier wurden zur Vergleichbarkeit zwischen der Hochrechnung der Forsteinrichtungsdaten und der Einzelbaumberechnung nach BWI die gleichen Raumdichten benutzt.

[59] Nach IPCC wird hier Biomasseexpansionsfaktor (BEF) benutzt. Der Begriff BEF wird in der Literatur jedoch sehr unterschiedlich verwendet. Daher wird im Folgenden der Begriff Volumenexpansionsfaktoren (VEF) benutzt, der das Verhältnis oberirdisches Volumen/Derbholzvolumen bezeichnet.

Tabelle 103: Gesamtvorräte C, verbleibender Wald, mit Schätzung der relativen Standardabweichung

Gg C		1987 (BWI I)	1993 (BML)	2002 (BWI II)
alte Bundesländer	unterirdisch	174.670	-	212.849
	oberirdisch	604.474	-	740.481
	Gesamt	**779.144 (± 8%)**	**-**	**953.330 (± 7,55%)**
neue Bundesländer	unterirdisch	-	34.723	63.690
	oberirdisch	-	161.766	218.667
	Gesamt	**-**	**196.489 (±12,71 %)**	**282.357 (± 10,02 %)**

7.1.1.2.6 Raumdichte Stammholz und Äste

Die Raumdichten wurden aus den Angaben von KOLLMANN (1982) zu Rohdichte und Volumenschwundmaß (siehe Anhang) nach Gleichung 19 hergeleitet:

Gleichung 19

$$R = r_0 * \left(1 - \frac{\beta_V}{100}\right)$$

mit:
R=Raumdichte (g/cm^3)
r_0=Rohdichte (g/cm^3)
ß$_V$=Volumenschwundmaß

Nach Gleichung 18 werden andere Raumdichten für Äste angenommen. Astholz ist aufgrund seiner Belastungen dichter als Stammholz. Aufgrund der Trennung der Kompartimente ist es möglich, verschiedene Dichten anzuwenden. Die erforderlichen Daten wurden in Anlehnung an HAKKILA (1972) hergeleitet.

Außerdem gibt es stark schwankende Angaben zu den Raumdichten des Stammholzes. Daher wurden verschiedene Szenarien gerechnet (siehe Anhang 14.5.1.1.1.2.7).

7.1.1.2.7 Volumenexpansionsfaktoren

Volumenexpansionsfaktoren (VEF) für die Umrechnung des Derbholzes in oberirdische Biomasse wurden aus einer linearen Regression abgeleitet und beruhen auf den Tabellen von GRUNDNER & SCHWAPPACH (1952) für Derbholz und Baumholz. Damit hat man für die Baumarten einen funktionalen Ausgleich zwischen Derbholz und Baumholz. Dies ermöglicht die Schätzung des Baumholzes aus der Größe des Derbholzes, welches selbst von den gemessenen Größen Durchmesser in 1,3 m und 7 m Höhe (BHD, D_7) und Höhe abhängt. Weiterhin ist in den Tabellen für die Baumarten Fichte, Tanne, Buche, Kiefer eine Trennung in Altersklassen vorgesehen, da bei diesen die Gesetzmäßigkeit gefunden wurde, dass Stämme gleicher Dimensionen im höheren Alter vollholziger sind und daher größeres Volumen besitzen als im geringeren Alter (Tabelle 149). Diese Trennung wurde beibehalten, da die Tafeln auf getrennten Grundgesamtheiten aufbauen.

Damit ergibt sich folgender Zusammenhang für den jeweiligen baumarten- und altersspezifischen Volumenexpansionsfaktor :

Gleichung 20

$$VEF = \frac{B}{D} = \frac{a + bD}{D}$$

mit:
B = Baumholzvolumen
D = Derbholzvolumen
a, b = Regressionsparameter
VEF = Volumenexpansionsfaktor

7.1.1.2.8 Wurzelbiomasse

Die Wurzeltrockensubstanz wurde mit Hilfe des Wurzel/Spross-Verhältnisses (root/shoot-ratio) auf Bestandesebene mit den Werten nach IPCC 2003 direkt aus der oberirdischen Masse geschätzt. Um die Bestandeswerte zu gewinnen, wurde die oberirdische Biomasse für jeden Stichprobenpunkt differenziert nach Baumartengruppen auf den Hektar hochgerechnet und anschließend die unterirdische Biomasse abgeleitet.

Eine Vergleichsrechnung nach der von DIETER & ELSASSER (2002) publizierten Schätzfunktion für die Wurzelbiomasse führte zu ähnlichen Ergebnissen (Anhang, Kapitel 14.5.1.1.1.2.10).

7.1.1.2.9 Herleitung der CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden

Die Daten für die Kalkung wurden aus der Gesamtberechnung der Dünger abgeleitet und beschreiben die Auslieferungen von Produzenten und Importeuren an die Großhändler und Endnutzer (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 8.2). Für die Berechnung wurde unterstellt, dass die Ausbringungsmenge dieser Abgabemenge entspricht. Die Herleitung der Emissionen erfolgte nach der Gleichung 3.3.6 aus der IPCC GPG-LULUCF (2003: S.3.80).

7.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A.1)

Die Unsicherheitenberechnung erfolgte für aggreggierte Vorräte für die beiden Bundeswaldinventuren und für alte und neue Bundesländer getrennt.

Für die alten Bundesländer wird nach Baumartengruppen der BWI (ALH[60], ALN[61], Buche, Douglasie, Eiche, Fichte, Kiefer, Lärche, Tanne) stratifiziert. Dazu wird für jede Eingangsgröße (Derbholzvolumen, Raumdichte, oberirdische Biomasseexpansion, Wurzelbiomasse und Kohlenstoffgehalt) zunächst ihre relative Standardabweichung geschätzt, bzw. berechnet. Diese relative Standardabweichung wird dann je nach Hochrechnungsverfahren, entweder über summarische Fehlerfortpflanzung oder multiplikative Fehlerfortpflanzung weitergeführt. Nicht jede mögliche Fehlerquelle (Abweichung der Allometrie, Modellfehler der Derbholzberechnung, Messfehler) findet ihren Weg in die Berechnung. Bei der Herleitung der Fehler handelt es sich um pragmatische Ansätze, die lediglich eine Annäherung an den tatsächlichen Fehler erlauben. Korrelationen zwischen einzelnen Termen wurden vernachlässigt.

Im Ergebnis erhält man eine Schätzung der relativen Standardabweichung des Gesamtvorrates. Der 95%-Vertrauensbereich dieser Schätzung entspricht der doppelten relativen Standardabweichung.

[60] ALH = alle anderen Laubbäume hoher Lebenserwartung
[61] ALN = alle anderen Laubbäume niedriger Lebenserwartung

Für die neuen Bundesländer ist die Fehlerberechnung für die C-Vorräte nach der Veröffentlichung „Der Wald in den neuen Bundesländern“ (BML 1994), lediglich als Schätzung möglich, die auf aggregierten Werten aufbaut.

Die Fehlerfortpflanzung für die Zeitpunkte 1993 (BML, 1994: neue Bundesländer), 1987 (BWI I: alte Bundesländer) und 2002 (BWI II: neue und alte Bundesländer) befindet sich im Anhang (Tabelle 158), während die relativen Standardabweichung als Übersicht in Tabelle 103 eingefügt sind.

Mit dem Treibhausgasinventar 2005 werden neu berechnete Daten für sämtliche Jahre seit 1990 vorgelegt. Die Zeitreihenkonsistenz ist daher gewahrt. Gleichzeitig wurde die Berichterstattung auf die neuen, bei der 9. Vertragsstaatenkonferenz in Mailand angenommenen CRF-Tabellen umgestellt.

7.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A.1)

Die Schätzungen der Kohlenstoffvorräte zu den jeweiligen Zeiten beruhen auf ACCESS-Abfragen, die auf die Daten der Bundeswaldinventuren zugreifen; bezüglich der für die Bundeswaldinventur entwickelten Qualitätssicherung wird auf die Literatur zur Bundeswaldinventur verwiesen.

Zuerst wurde eine Abschätzung nach der Methode BURSCHEL et. al. (1993) vorgenommen, um die Größenordnungen der Hochrechnung der Kohlenstoffvorräte einschätzen zu können. Diese Abschätzung basiert auf aggregierten Werten (Durchschnittsvorrat nach Baumartengruppen) und wurde nach zwei verschiedenen Methoden (veröffentlichte BWI-Ergebnisse und ACCESS-Abfragen) von zwei verschiedenen Personen durchgeführt. Die Ergebnisse stimmten überein.

Bei der Einzelbaumberechnung wurde ein Szenario „Burschel“ (siehe Anhang 14.5.1.1.1.2.5) mit gleichen Raumdichten, wie sie für die Abschätzung (nach aggregierten Werten) genommen wurden, berechnet. Diese Werte stimmten mit den Berechnungen aus den aggregierten Werten überein, sodass man sicher sein kann, dass die ACCESS-Abfragen grundsätzlich die richtigen Werte liefern; jedoch je nach Annahmen für die Raumdichten und Wurzel-Spross-Verhältnisse abweichende Ergebnisse.

Ein systematischer Fehler bleibt jedoch bestehen: die Verjüngung unterhalb der Derbholzschwelle konnte nicht geschätzt werden und ist in den Vorratsangaben nicht enthalten, weil die Volumenexpansionsfunktion auf den Derbholzvolumina aufbaut. Das Fehlen von Verjüngungsvorräten ist eine systematische Unterschätzung des Gesamtvorrates.

7.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A.1)

Die Vorratszunahme nach der oben beschriebenen Neuberechnung ist mehr als doppelt so hoch wie in den bisherigen Inventaren. Hauptgrund hierfür ist die bei der BWI II festgestellte Holzvorratszunahme, die weit über den bisherigen Ertragstafelschätzungen liegt. Hinzu kommen die erstmalige Einbeziehung der unterirdischen Biomasse, verbesserte Berechnungsmethoden und eine Unterschätzung des Ausgangsvorrates in den neuen Bundesländern (BML, 1994).

7.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A.1)

Es sind keine Verbesserungsmaßnahmen geplant.

7.1.2 Neuwaldflächen (Land converted to Forest Land) (5.A.2)

7.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A.2)

Neue Waldflächen entstehen durch Sukzession, Wiederbewaldung und Aufforstung und speichern C-Äquivalente mit Beginn der Umwandlung. Streng genommen müssten die C-Vorräte vorheriger Landnutzungen abgezogen werden. Daten über eine eventuelle Vorbestockung (z.B. Einzelbäume, Hecken oder holzige Dauerkulturen) und ihre Biomasse liegen jedoch nicht vor. Insgesamt wurden diese Vorräte als vernachlässigbar angesehen, zumal die Größenordnung der Neuwaldflächen im Vergleich zur Gesamtwaldfläche äußerst gering ist (alte Bundesländer 2002: 121 kha zu 7.694 kha)

7.1.2.2 Methodische Aspekte (5.A.2)

7.1.2.2.1 Neuwaldflächen

Nach IPCC GPG-LULUCF (2003) sind Neuwaldflächen 20 Jahre lang dieser Kategorie zuzuordnen. Über Flächenveränderungen vor der BWI I existieren jedoch keine vergleichbaren Daten.

Für die alten Bundesländer erlaubt der direkte Vergleich zwischen BWI I und BWI II die Trennung von Neuwaldflächen und Entwaldungsflächen seit 1987. Die Neuwaldflächen zwischen BWI I (Stichjahr 1987) und BWI II (Stichjahr 2002) von 121,45 kha (ohne Nichtholzboden) können nach ihrer bisherigen Nutzung folgenden Kategorien zugeordnet werden:

Tabelle 104: Neuwaldflächen alte Bundesländer

Ausgangskategorie	Fläche [kha]	Jhrl. Flächenzunahme [kha/a]
Acker und Dauerkulturen	30,57	2,04
Dauergrünland	45,46	3,03
Feuchtgebiete	15,67	1,04
Siedlungsgebiete	29,75	1,98

Für die Ableitung von Flächenangaben für die einzelnen Jahre wurde eine lineare Zunahme der Neuwaldflächen BWI I und II unterstellt und in den CRF-Tabellen dargestellt. Im Vergleich zur Gesamtwaldfläche 2002 der alten Bundesländer von 7693,72 kha sind diese Flächenzugänge von 1,58% in 15 Jahren (beide ohne Nichtholzboden) marginal.

Bei den neuen Bundesländern kann lediglich die Nettozunahme der Waldfläche von 1993 bis 2002 um 174,56 kha festgestellt werden. Die Differenz wird als Neuwaldfläche betrachtet. Ihre jährliche Zunahme beträgt 17,46 kha/a; eine Zuordnung zu Ausgangskategorien ist mit Hilfe dieser Daten nicht möglich. Für die Flächenzunahme wurde ein linearer Anstieg zwischen 1993 und 2002 angenommen.

7.1.2.2.2 Biomasse-Vorräte Neuwaldflächen

Für die alten Bundesländer konnte für die Neuwaldfläche eine Einzelbaumberechnung durchgeführt werden. Die Vorräte wurden zunächst für die gesamte Neuwaldfläche

berechnet und dann nach den Flächenanteilen auf die Unterkategorien (Tabelle 105) aufgeteilt.

Tabelle 105: Vorrat Neuwaldfläche Ende 2002

Ausgangskategorie	**Vorrat [Gg C]**
Acker und Dauerkulturen	922
Dauergrünland	1.372
Feuchtgebiete	473
Siedlungsgebiete	897

Da für die neuen Bundesländer die Holzvorräte der Neuwaldflächen nicht direkt aus dem Vergleich zweier Inventuren abgeleitet werden können, wurden Hektarwerte aus dem Derbholzvorrat der Baumartengruppen der 1. Altersklasse (0-20 Jahre, BWI II neue Bundesländer) abgeleitet und in C-Vorräte umgerechnet. Aufgrund des geringen Alters der seit 1993 entstandenen Neuwaldbestände wurde dieser Wert halbiert. Dies ergibt einen Wert von 18,01 Mg/ha, oder einen Gesamtvorrat für diese Flächen am Ende der Vegetationsperiode 2002 von 3.144 Gg C.

Die Biomassevorräte am Ende der Vegetationsperiode 2002 entsprechen der Vorratszunahme in der Biomasse über den gesamten Betrachtungszeitraum seit 1987 (alte Bundesländer) bzw. 1993 (neue Bundesländer), wenn man von einer eventuellen Vorbestockung absieht. Diese Vorratszunahme wurde gewichtet mit den jeweils im betreffenden Berichtsjahr erreichten Neuwaldflächen linear über den Betrachtungszeitraum interpoliert.

7.1.2.2.3 Vorräte in Totholz, Streu und Böden der Neuwaldflächen

Da der Aufbau waldtypischer Vorräte in diesen Kompartimenten in unseren Breiten Jahrzehnte in Anspruch nimmt, wurde die jährliche Zunahme als vernachlässigbar angesehen und im Treibhausgasinventar nicht berücksichtigt.

7.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A.2)

Möglichkeiten zur genaueren Schätzung der Unsicherheiten und zur Verbesserung der Zeitreihenkonsistenz sollen 2006 geprüft werden.

7.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A.2)

7.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A.2)

7.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A.2)

Es sind keine Verbesserungsmaßnahmen geplant.

7.2 Ackerland (5.B)

Die Schätzung der Emissionen für das Jahr 2004 beruhen auf der Extrapolation der Ergebnisse der Vorjahre.

Die CO_2 - Gesamtemissionen aus der Ackerlandbewirtschaftung betragen danach 25.007 Gg CO_2. Dabei entfielen 20.264 Gg CO_2 auf die Freisetzung aus ackerbaulich genutzten

Mooren. 3.226 Gg CO_2 entstammen mineralischen Böden durch Freisetzung infolge von Nutzungsänderungen in Ackerland oder Umstellung von perennierenden auf einjährige Kulturen bzw. umgekehrt. Infolge dieser Landnutzung und ihrer Änderungen wurden in der oberirdischen Biomasse 36 Gg CO_2 festgelegt.

Die N_2O-Freisetzung infolge der Umwandlung von Grünland-, Brachland-, Dauerkultur- und Waldflächen in Ackerland errechnet sich zu 1,36 Gg N_2O, entsprechend 421,6 Gg CO_2-Äquivalenten.

Durch Kalkung wurden zusätzlich 1.554 Gg CO_2 freigesetzt. Diese Summe bezieht sich unspezifisch auf die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche, wurde aber insgesamt der Ackerlandbewirtschaftung zugeordnet.

7.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.B)

Schadstoff	CO_2	CH_4	HFC	PFC	SF_6	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
Emissionsfaktor (EF)	CS/D									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	CS/T2 [62]									

Die Quellgruppe Ackerland (Cropland) war bisher nicht Gegenstand der Hauptquellgruppen-Analyse.

Gemäß IPCC GPG LULUCF (2003) wird unter der Kategorie „Ackerland“ über Kohlenstoffvorratsänderungen in den Speichern Boden und Biomasse berichtet. Die unter „Ackerland“ summierte Landfläche setzt sich zusammen aus:

1. Ackerland mit einjährigen Kulturen (annual crops)
   - Weizen, Roggen, Sommer- u. Wintergerste, Hafer, Triticale, Futterpflanzen, Silomais, Kartoffeln, Zuckerrüben, Handelsgewächse vor allem Winterraps (Aufteilung nach Anbaufrucht nur für Biomassebestimmung)
2. Ackerland mit mehrjährigen Kulturen (perennial crops)
   - Obst-, Korbweiden-, Pappelanlagen, Weihnachtsbaumkulturen, Baumschulen (Dauerkulturen)
   - Rebland

Grundlage für die Berichterstattung „Ackerland“ bilden die Definitionen des Nutzungsartenschlüssels der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland (AdV) „Verzeichnis der flächenbezogenen Nutzungsarten im Liegenschaftskataster und ihrer Begriffsbestimmungen“ (AdV, 1991) sowie die „Nomenklatur der Bodenbedeckungen“ des CORINE LAND COVER - Projektes (DESTATIS, 1989).

7.2.2 Methodische Aspekte (5.B)

7.2.2.1 Datenquellen

Zur Ermittlung der Ackerflächen, der etwaig eingetretenen Landnutzungsänderungen, der Zuordnung naturkundlicher und administrativer Parameter, der Entwicklung der

[62] Die Angabe CS/T2 bezieht sich auf die Ermittlung der Vorratsänderung in der Biomasse. Änderungen in Totholz, Streu und Boden wurden nach Tier 1 auf 0 geschätzt.

Emissionsfaktoren für Boden und Biomasse sowie der Berechnung der Kohlenstoffvorräte in diesen zu unterschiedlichen Zeitpunkten, wurden folgende Datenquellen benutzt (Literaturangaben siehe Kapitel 14.5.2.1/14.5.2.2 im Anhang):

1. Digitale Bodenkarte von Deutschland im Maßstab 1: 1 000.000 (BUEK 1000)
2. CORINE LAND COVER
3. Daten der deutschen Offizialstatistik

- Bodennutzungshaupterhebung 1991, 1999, 2001
- Flächenerhebung 1993, 1997, 2001
- Daten Kreisreform 1998
- Daten der Bundeswaldinventur

Zur Ermittlung der Emissionsfaktoren

Boden:

- Literatur

Biomasse:

- Bodennutzungshaupterhebung 1999
- Statistisches Jahrbuch (BMVEL 2003)
- Literatur

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Ausgangsparameter sowie der Landflächen und der Nutzungsänderungen sind ausführlich im Anhang Kapitel 14.5.2.1/14.5.2.2 beschrieben. Ermittelt wurden die Nettoveränderungen zwischen 1991 – 1999 und 1999 – 2001. Aktuellere Daten sind noch nicht verfügbar. Die Daten wurden mittels der Daten der Flächenerhebung 2001 normiert. Die Flächenwandelung durch Nutzungsänderung wurde aus diesen Nettoveränderungen mittels eines Modells abgeschätzt (ausführliche Beschreibung siehe auch Kapitel 14.5.2.1.2 im Anhang). Den so ermittelten Flächen konnte nun wiederum die Richtung der Nutzungsänderung zugeordnet, somit unter Anwendung der aus der Literatur abgeleiteten Emissionsfaktoren für Boden und Biomasse (siehe auch Kapitel 14.5.2.3 im Anhang) die Kohlenstoffvorratsänderung in Boden und Biomasse abgeschätzt werden. Alle Flächennutzungsänderungen, die nicht zu Grassland oder Forst führen, wurden in der Kategorie „Other Land“ (CRF 5.F) zusammengefasst, da die Nachnutzung nicht zugeordnet werden konnte. Es wurde davon ausgegangen, dass keine CO_2-Emissionen bzw. Festlegungen auftreten. Die N_2O-Emissionen infolge der Umwandlung von Grünland-, Brachland-, Dauerkultur- und Waldflächen in Ackerland (CRF Table 5 (III)), wurden gemäß Kap. 3.3.2.3.1.1 GPG (2003) ermittelt.

7.2.2.2 Mineralische Böden

Die Berechnung der Veränderung der Kohlenstoffvorräte in den mineralischen Böden, die nur bei Flächennutzungsänderungen zu erwarten sind, erfolgte auf der Aggregierungsebene „Landkreis“ durch Differenzbildung des finalen Kohlenstoffvorrates (nach Nutzungsänderung) und des initialen Kohlenstoffvorrates (vor Nutzungsänderung) der jeweiligen Fläche. Der finale Kohlenstoffvorrat wurde durch Multiplikation der von einer Nutzungsänderung betroffenen Fläche mit dem um einen Emissionsfaktor korrigierten gewichteten Kohlenstoffvorrat der entsprechenden Landnutzungsklasse ermittelt. Die Gleichung lautet:

$\Delta C = C_f - C_i = A * EF * C_{gew} - A * C_{gew}$

ΔC: Veränderung des Kohlenstoffvorrates infolge Nutzungsänderung in t / Kreis * Beobachtungszeitraum
C_f: Finaler Bodenkohlenstoffvorrat in t
C_i: Initialer Bodenkohlenstoffvorrat in t
A: Fläche der Nutzungsänderung in ha
EF: Dimensionsloser Emissionsfaktor
C_{gew}: Gewichteter landkreis- und nutzungsspezifischer Kohlenstoffvorrat in t/ha (hergeleitet aus BUEK 1000, CORINE, BOHE und FE)

Aus den nach dieser Formel errechneten Ergebnissen lassen sich dann, aufgegliedert nach Nutzungskategorien, neue, gewichtete Bodenkohlenstoffvorräte als Ausgangswerte für den nächsten Betrachtungszeitraum ableiten. Dies geschieht durch Division des durch Summenbildung neu berechneten Bodenkohlenstoffvorrats der Landkreise für jede Nutzungskategorie durch die entsprechende „neue" Flächensumme.

7.2.2.3 Organische Böden

Zur Abschätzung der Kohlenstoffvorratsunterschiede organischer Böden wurden Werte aus der Literatur zugrunde gelegt. MUNDEL (1976), GENSIOR und ZEITZ (1999), MEYER (1999) und AUGUSTIN (2001) berichten von Verlusten im Grünlandbereich von 2,46 – 7,63 t C $ha^{-1}a^{-1}$, HÖPER (2002) von 4,6 – 16,5 t C $ha^{-1}a^{-1}$, wobei Moore unter Ackerland mit 10,6 – 16,5 t C $ha^{-1}a^{-1}$ angeführt werden. Daraus wurde für den Bericht für Grünland ein Emissionsfaktor von 5 t C $ha^{-1}a^{-1}$ und für Ackerland von 11 t C $ha^{-1}a^{-1}$ festgelegt. Die Unsicherheit, bzw. der Minimal- bzw. Maximalwert ergeben sich aus der Spannweite der o.a. Werte.

7.2.2.4 Biomasse

Die Abschätzung der Kohlenstoffvorratsänderungen in der Biomasse erfolgt durch Subtraktion des Biomassekohlenstoffvorrats vor Nutzungsänderung vom Vorrat nach der Nutzungsänderung bezogen auf der von der Änderung betroffenen Fläche:

$\Delta C_{Bio} = C_{Bio}f - C_{Bio}i = A * EF_{final} - A * EF_{initial}$

ΔC_{Bio}: Veränderung des Kohlenstoffvorrates in der Biomasse in t/Kreis*Beobachtungszeitraum
$C_{Bio}f$: Finaler Kohlenstoffvorrat der Biomasse in t
$C_{Bio}i$: Initialer Kohlenstoffvorrat der Biomasse in t
A: Fläche der Nutzungsänderung in ha
EF_{final}: Pflanzenspezifischer Biomassekohlenstoffvorrat in t/ha (nach Nutzungsänderung)
$EF_{initial}$: Pflanzenspezifischer Biomassekohlenstoffvorrat in t/ha (vor Nutzungsänderung)

Die Verrechnung der Biomassevorräte erfolgte gemäß GPG-LULUCF (IPCC, 2003) (siehe auch Kapitel. 14.5.2.3.2) im Anhang).

Die Werte für 1990, 2002, 2003 und 2004 wurden linear extrapoliert, unter der Annahme, dass Landnutzungsänderungen und Flächenwanderung denen der angrenzenden Jahre entsprechen.

7.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.B)

Die größten Unsicherheiten werden durch das Verfahren zur Ermittlung der Landnutzungsänderungen auf Basis der Nettoflächenänderungen einzelner Landnutzungskategorien über größere Zeiträume verursacht. Eine vorläufige Überprüfung

ergab eine deutliche Unterschätzung der tatsächlichen Nutzungsänderungen; im untersuchten Fall waren diese um einen Faktor 60 – 100 größer.

Bei der Schätzung der Kohlenstoffverluste aus dem Boden beträgt der potentielle Fehler ca. 70% vom Mittelwert. Die Kurvenanpassungen zur Ermittlung der Emissionsfaktoren sind hoch signifikant und erklären 93,6 % (Grünland/Wald/Brache zu Ackerland) bzw. 68,2 % (Ackerland zu Grünland Wald/Brache) der Varianz (s. Kap. 14.5.2.5.2).

Obwohl die zur Ermittlung der Landnutzungskategorien und deren Flächen herangezogenen statistischen Erhebungen regelmäßig (Vollerhebungen alle vier Jahre) durchgeführt werden, ist eine eindeutige Zeitreihenkonsistenz nicht gegeben. Gründe hierfür sind:

- Die Vereinigung Deutschlands im Jahre 1990; daher existieren Erhebungen für Gesamtdeutschland erst von 1991 (BOHE) bzw. 1993 (FE) an.
- Gebietsneugliederung/Kreisreform (1993/1998).
- Nicht alle Bundesländer erheben zu allen Erhebungsterminen alle Parameter.
- Der Erhebungsturnus einzelner Bundesländer weicht vom Generalprinzip ab.

Dies führt zu nicht direkt vergleichbaren Angaben in den veröffentlichten Tabellenwerken (Daten aus unterschiedlichen Jahren zusammengesetzt, Bezugsfläche, in diesem Falle Verwaltungseinheit nicht vergleichbar). Außerdem variieren die in den unterschiedlichen Formaten dargestellten Parameter, insbesondere führte die Umstellung zur elektronischen Bereitstellung der Daten zu einer Reduktion und Formveränderung der dargestellten Parameter, so dass ohne Zusatzinformationen aus einzelnen Bundesländern und Modifizierung sowie Normierung der Daten die Vergleichbarkeit einzelner Erhebungen nicht gegeben ist.

Durch Anpassung und Normierung der Datenquellen unter Nutzung eines einheitlichen Algorithmus für alle Berichterstattungsjahre wurde sichergestellt, dass die in die CRF-Tabellen eingetragenen Werte konsistent sind. Für 1990 existieren für die neuen Bundesländer keine Daten, so dass die Rekonstruktion für 1990 auf der Annahme beruht, dass die Verhältnisse von 1991 herrschten. Zur Identifikation der Landnutzungskategorien für die Jahre 2002, 2003 und 2004 lagen die Erhebungsdaten der BOHE 2003 bis Redaktionsschluss noch nicht vor. Deshalb wurde davon ausgegangen, dass die Veränderungen denen der Vorjahre entsprechen (siehe auch Kapitel 14.5.2.6 im Anhang).

Aufgrund der Vorgehensweise bei der N_2O-Abschätzung pflanzen sich die Fehler, die bei der Bestimmung der Kohlenstoffvorräte auftraten, fort. Zusätzlich steigt die Unsicherheit durch die Anwendung des Default-Verfahrens, dem wissenschaftlich verbesserungsbedürftige Annahmen zugrunde liegen.

Die Unsicherheiten zu beziffern ist derzeit nicht möglich, da alle Parameter, die die N_2O-Bildung und -Freisetzung tatsächlich beeinflussen, in der Fläche sehr stark variieren und nach GPG (2003) zur Ermittlung nicht herangezogen werden.

7.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.B)

Die zur Erstellung dieses Inventars verwendeten Datenquellen erfüllen mit Ausnahme der „Institutionalisierung der Datenbereitstellung“ die Prüfkriterien des QSE – Handbuchs für Datenquellen (und sind trotzdem unzureichend; siehe Kapitel 14.5.2.7). Es findet keine spezielle QA/QC – Überprüfung durch Dritte statt. Für die Aktivitätsdaten und die Kalkung

gilt, dass diese Daten Statistiken entnommen wurden, die auf Bundesgesetzen mit gewöhnlich hochqualitativer Spezifizierung beruhen. Allgemeine Prinzipien sind Neutralität, Objektivität und wissenschaftliche Unabhängigkeit. Die Betroffenen sind durch das Gesetz zu Wahrhaftigkeit und Vollständigkeit aufgefordert.

7.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.B)

Mit der diesjährigen Berichterstattung werden überarbeitete Tabellen für alle Jahre seit 1990 vorgelegt, da die Werte in den Tabellen 5.B.1 „cropland remaining cropland" und 5.C.1 „grassland remaining grassland" durch Übertragungsfehler z.T. geringfügig von den berechneten Werten abwichen. Außerdem wurden erstmalig die N_2O-Emissionen infolge von Konversion in Ackernutzung abgeschätzt und für die Jahre vor 2004 nachgetragen. Durch die Korrektur der Daten ist das Tabellenwerk nun konsistent und nahezu vollständig (Hecken und Feldgehölze, die nicht unter die Walddefinition fallen, fehlen nach wie vor).

7.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.B)

An den im NIR 2005 aufgeführten Maßnahmen zur Verbesserung nachfolgender Inventare wurde im vergangenen Jahr intensiv gearbeitet. Aufgrund ausstattungstechnischer und lizenzrechtlicher Probleme sowie noch erheblicher Mängel im Datenfluss konnten die Ergebnisse dieser Bemühungen im diesjährigen Bericht noch keinen Niederschlag finden, obschon die Systeme dafür entwickelt wurden. Insbesondere handelt es sich hierbei um Verbesserungen wie die vollständige GIS-basierte Erfassung der Landnutzungsänderungen durch die Nutzung von Daten mit Raumbezug wie ATKIS und InVeKoS (mit letzteren erste erfolgreiche Integrationstests). Außerdem wurde mit der Überprüfung der Nutzung von Modellen zur Berechnung der Kohlenstoffvorratsänderungen sowie der N_2O-Flüsse begonnen (die Versuche werden mit DNDC = DeNitrification-DeCompostation durchgeführt).

Folgende Verbesserungsmaßnahmen sollen im nächsten Jahr umgesetzt werden, die:

- GIS – basierte Nutzung von ATKIS, möglicherweise vereinzelt InVeKoS – Datensätze zur Kennung von Landnutzung und Landnutzungsänderungen,
- Nutzung einer verbesserten Bodenkarte basierend auf der Profildatenbank der Karte der Humusgehalte der Böden Deutschlands,
- Verbesserung bei den verwendeten E – Faktoren für Böden, insbesonders der feuchten, organischen Böden,
- Überprüfung der Nutzung von Modellen zur Berechnung der Kohlenstoffvorratsänderungen und N_2O-Flüssen in Böden,
- Verwendung genauerer Werte für Kohlenstoffvorräte in perennierenden Pflanzen (Obstgehölze, Weinstöcke),
- Verwendung genauerer Werte für Kohlenstoffvorräte in der unterirdischen Biomasse,
- Lösung der lizenzrechtlichen Probleme und Bereitstellung entsprechender Technik.

Weitere Anmerkungen siehe Kapitel 14.5.2.7 im Anhang.

7.3 Grünland (5.C)

Die anthropogen bedingten CO_2-Emissionen aus Grünland wurden für das Jahr 2004 mit 16.598 Gg abgeschätzt. Dabei wurden 16670 Gg CO_2-Emissionen aus der Entwässerung organischer Grünlandböden freigesetzt und 998 Gg durch die Umnutzung von Ackerland zu Grünland festgelegt. Der Verlust an oberirdischer Biomasse entsprach 859 Gg CO_2-

Äquivalenten. Bezüglich der Unsicherheiten und der Kalkung siehe Kapitel 7.2 (CRF 5.B) und Kapitel 14.5.2.4 und 14.5.2.6 im Anhang.

7.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. C)

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)	CS/D									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung	CS/T2 [63]									

Die Quellgruppe „Grünland“ (Grassland) war bisher nicht Gegenstand der Hauptquellgruppen-Analyse.

Gemäß GPG LULUCF (IPCC, 2003) wird unter der Kategorie „Grünland“ über Kohlenstoffvorratsänderungen in den Speichern Boden und Biomasse berichtet. Die unter „Grünland“ summierte Landfläche setzt sich zusammen aus:

- Dauergrünland
- Brache

Grundlage für die Berichterstattung „Grünland“ bilden die Definitionen des Nutzungsartenschlüssels der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland (AdV) „Verzeichnis der flächenbezogenen Nutzungsarten im Liegenschaftskataster und ihrer Begriffsbestimmungen“ (AdV, 1991) sowie die „Nomenklatur der Bodenbedeckungen“ des CORINE LAND COVER - Projektes (DESTATIS, 1989).

7.3.2 Methodische Aspekte (5. C)

siehe Kapitel 7.2.2

7.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. C)

siehe Kapitel 7.2.3

7.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. C)

siehe Kapitel 7.2.4

7.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. C)

siehe Kapitel 7.2.5

7.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. C)

siehe Kapitel 7.2.6

7.4 Wetland (5.D)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

[63] Die Angabe CS/T2 bezieht sich auf die Ermittlung der Vorratsänderung in der Biomasse. Änderungen in Totholz, Streu und Boden wurden nach Tier 1 auf 0 geschätzt.

7.5 Siedlungen (5.E)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

7.6 Sonstiges Land (5.F)

7.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. F)

Der Quellgruppe 5.F wurden all die Flächen zugeordnet, die nicht den Kategorien Forst, Ackerland oder Grünland zuzuordnen sind, nach GPG LULUCF (IPCC, 2003) also Siedlungsfläche, Feuchtgebiete und übrige Ländereien (vergleiche Kapitel 7.2.2.1).

Im Falle der landwirtschaftlichen Berichterstattung wird davon ausgegangen, dass die Landnutzungsänderungen von und zu der Quellgruppe 5.F insgesamt CO_2-neutral sind (siehe Kapitel 14.5.2.1 & 14.5.2.2).

In der CRF-Kategorie 5.F.2.1 „Forest land converted to other land“ werden undifferenziert sämtliche Umwandlungen von Wald in irgend eine andere Bodennutzungsart als aggregierter Wert berichtet..

Die Flächen sind seit dem Stichjahr der ersten Bundeswaldinventur (1987) kumuliert. Die Angabe der kumulierten Fläche aus den jeweils letzten 20 Jahren, wie in der IPCC Good Practice Guidance for Land use, Land-use change and Forestry (IPCC, 2003) vorgesehen, ist mit den verfügbaren Daten nicht möglich. Der Vorratsverlust aus der Biomasse wurde zwischen 1987 und 2002 interpoliert und bezieht sich jeweils nur auf das Berichtsjahr. Die Abnahme des „implied emission factor“ spiegelt daher keinen echten Trend wieder, sondern ist darauf zurückzuführen, dass sich die Bezugsfläche von Jahr zu Jahr vergrößert.

Die in Kategorie 5.B und 5.C berichtete jährliche Umwandlung in Acker und Grünland wurde herausgerechnet, um Doppelzählungen zu vermeiden.

Entwaldungsflächen und die entsprechenden Biomasseverluste konnten mit den vorliegenden Daten aus den beiden Bundeswaldinventuren nur für die alten Bundesländer seit 1987, dem Stichjahr der BWI I, hergeleitet werden, die tatsächlichen Flächen- und Vorratsabgänge werden hierdurch unterschätzt. Für die neuen Bundesländer liegen nur Schätzungen über die Nettozunahme der Waldfläche vor (siehe Kapitel 7.1.2.2.1).

Die Waldflächen, die in eine andere Landnutzungsform umgewandelt wurden, sind kleiner als die Neuwaldflächen, hatten aber vor der Umwandlung einen durchschnittlich höheren Biomassevorrat. Dieser wird bei der Umwandlung i. d. R. entfernt und gilt als C-Emission.

Die C-Vorratsverluste aus Totholz, Streu und Boden sowie Emissionen weiterer Treibhausgase konnten nicht genau beziffert werden. Die CRF-Tabellen enthalten deshalb nur die C-Verluste der Baumbiomasse.

7.6.2 Methodische Aspekte (5. F)

7.6.2.1.1 Entwaldungsflächen

Die Entwaldungsfläche der alten Bundesländer (ohne Nichtholzbodenfläche) ist etwa halb so groß (67,33 kha bzw. 4,49 kha/a) wie die Neuwaldfläche. Für die neuen Bundesländer kann diese Größe aus den vorhandenen Daten nicht angegeben werden.

7.6.2.1.2 Vorratsverlust Entwaldungsflächen

In den alten Bundesländern konnte für diese Kategorie eine Einzelbaumhochrechnung durchgeführt werden (siehe 7.1.1.2.3). Die C-Emission, die diesen Flächen zugeordnet werden muss, liegt aber, bedingt durch den aufstockenden Vorrat, höher als die C-Aufnahme durch die Neuwaldflächen. Insgesamt ging in dieser Kategorie aus der Biomasse ein Gesamtvorrat von 4.035 Gg C verloren. Dies entspricht bei linearer Interpolation einem jährlichen Verlust von 269 Gg C. Vereinfachend wurde angenommen, dass dieser C-Vorrat im Jahr der Umwandlung als Kohlendioxid in die Atmosphäre emittiert wird. Die Kohlenstoffaufnahme durch die auf Wald folgende Vegetation wurde nur für die Nachfolgenutzung „Ackerland“ geschätzt (siehe CRF 5.B), ist nahezu vernachlässigbar und ist in der in CRF 5 nachrichtlich genannten Nettoemission aus Waldumwandlung nicht berücksichtigt.

Für die C-Vorratsverluste aus Totholz, Streu und Boden kann nur eine allererste Grobschätzung nach Durchschnittsvorräten aus der BWI und der BZE vorgelegt werden. Die Ergebnisse (s. Anhang, Tabelle 161) werden nachrichtlich mitgeteilt, wurden jedoch nicht in die CRF-Tabellen aufgenommen.

Eine genauere Schätzung der Gesamtemissionen dieser Flächen wäre über eine Verknüpfung der betroffenen BWI-Punkte mit Bodenkarten oder dem nächstgelegenen BZE-Punkt möglich.

Für die neuen Bundesländer kann der Vorratsverlust aus Entwaldung nicht berechnet werden.

7.7 Andere Bereiche (5.G)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

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**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
6.A.1 Solid waste diposal on land	l / t	CH_4	2,83 %	1,08 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor (EF)		CS/D								
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung										
Methode EF-Ermittlung		T2								

Die Quellgruppe Abfalldeponie (6.A) ist nach Level und Trend eine Hauptquellgruppe.

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.

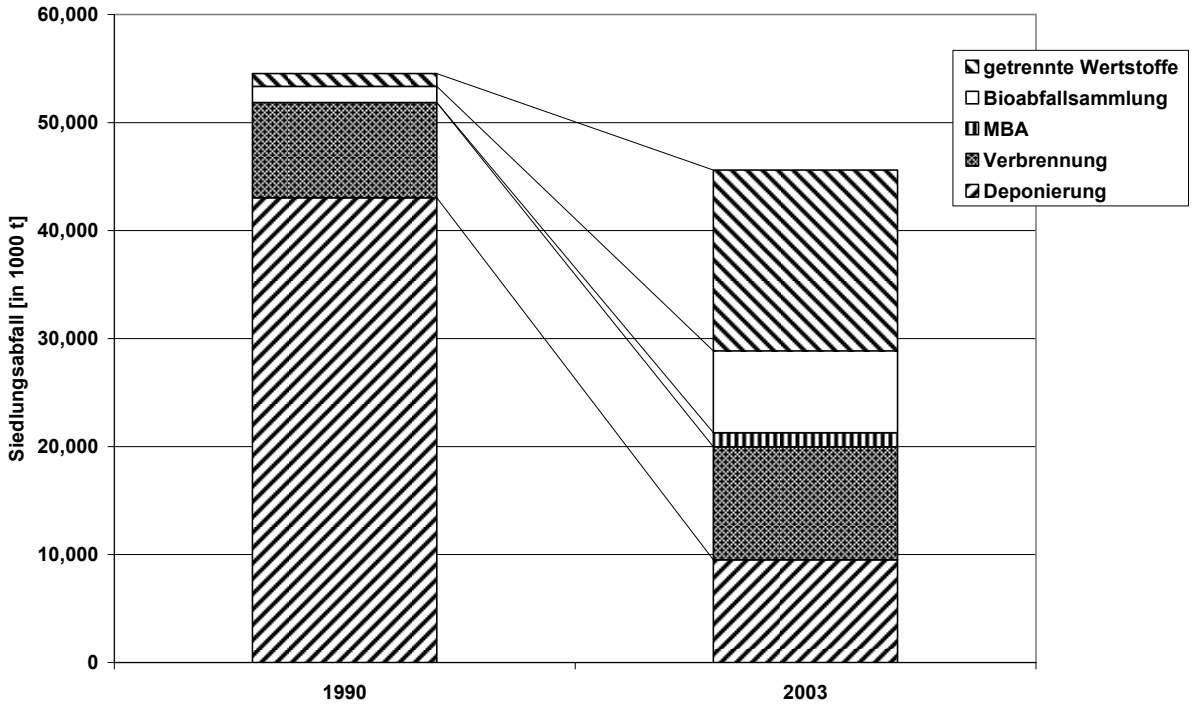
Abbildung 52: Strukturzuordnung 6.A Abfall

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 2003 um fast 80% zurückgegangen ist (siehe Abbildung 53). 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 53 Die Veränderung der Entsorgungspfade des Hausmülls zwischen 1990 und 2003



In der Bundesrepublik Deutschland wurden im Berichtsjahr etwa 400 Deponien für Siedlungsabfall betrieben. Strenge rechtliche Anforderungen verlangen bereits heute technische Einrichtungen zur Fassung und Behandlung des Deponiegases und gewährleisten eine weitgehende Minderung der Methanemissionen dieser Anlagen. Durch die neuen, weitergehenden Anforderungen der Abfallablagerungs- und der Deponieverordnung werden bis Juni 2005 etwa ⅔ der Deponien schließen. Ab diesem Zeitpunkt ist keine Deponierung von Abfällen zugelassen, die einen Glühverlust von größer 5 Gew.-% besitzen.[64] Mit anderen Worten eine Deponierung von Abfällen mit signifikanter Methanbildung ist zukünftig 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 et al, 1997) 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.

64 Ab 2005: Deponieklasse I: keine nennenswerte Gasbildung; Deponieklasse II: geringe Gasbildung mit Ausnahme der mechanisch-biologischen Anlagen, von denen aber bislang nur wenige Deponien in Betrieb sind (Teilbericht Abfall/Abwasser F+ E 299 42 245).

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 diese Quellgruppe in Deutschland 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 CH_4 -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:[65]

Gleichung 21

$$CH_4 \text{ erzeugt im Jahr } t\ (Gg/Jahr) = \sum_x [(A * k * MSW_T(x) * MSW_F(x) * L_0(x) * e^{-k(t-x)}]$$

$$mit: L_0(GgCH_4/kgAbfall) = MCF * DOC * DOC_F * F * 16/12$$

$$für\ x = erstes\ Jahr\ bis\ t$$

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 CH_4-Emissionen wird dann das erfasste und 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 wiederspiegelt:

65 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 et al 1997) sowie in den IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories, kurz: Good Practice Guidance, (IPCC 2001).

Gleichung 22

$$CH_4 \text{ emittiert in Jahr t (Gg/Jahr)} = (CH_4 \text{ erzeugt in Jahr t} - R(t)) \bullet (1- OX)$$

Wobei:
R(t) = CH_4-Erfassung im Jahr t
OX = Oxidationsfaktor (Anteil)

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 berechnte 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 (DESTATIS, 1975-2002) 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 2003 und 2004 sind auf Basis einer linearen Regression über den Zeitraum 1996 – 2002 extrapoliert. Statistische Erhebungen für die Jahre 2003 und 2004 werden erst in der zweiten Hälte 2004 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 Klärschlamms 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 54 und Abbildung 55). 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 gringeren 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 54 Trend in der Zusammensetzung des Hausmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000

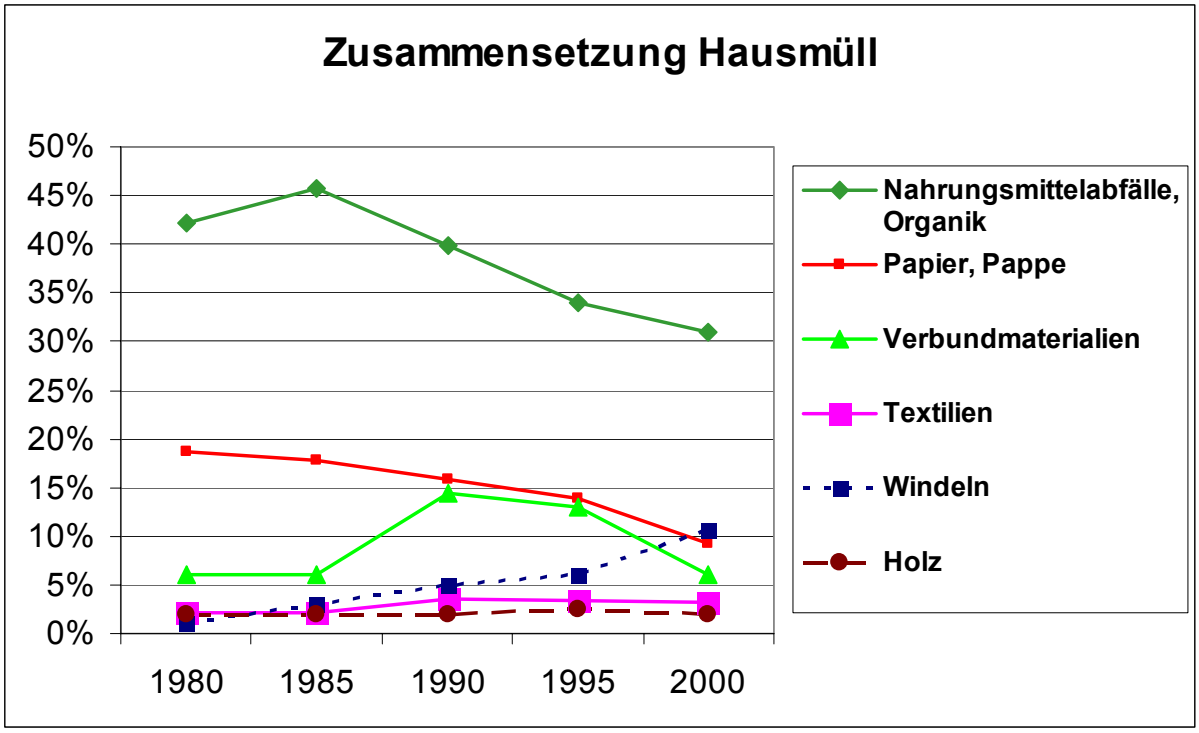
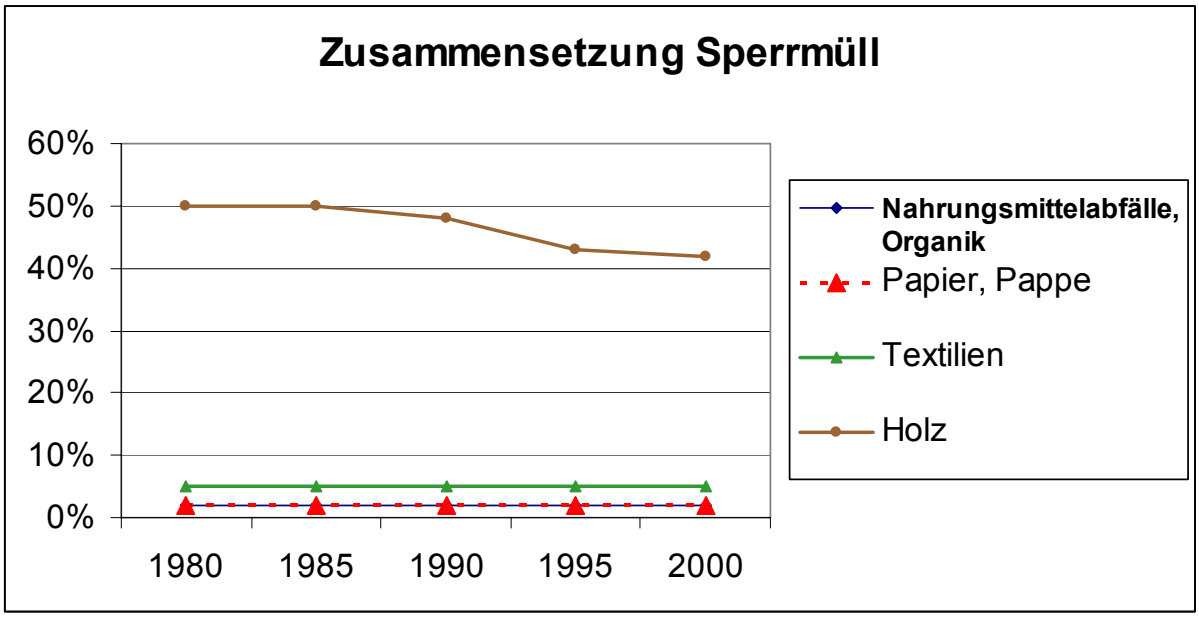


Abbildung 55 Trend in der Zusammensetzung des Sperrmülls (ABL) zwischen 1980 und 2000



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 nachfolgender Tabelle enthalten.

Tabelle 106: 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 CH_4 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, dass die unterschiedlichen Halbwertszeiten der verschiedenen Abfallfraktionen berücksichtigt. Tabelle 107 dokumentiert die verwendeten Halbwertszeiten für die Abfallfraktionen.

Tabelle 107 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 1993[66] wurde die Gasfassung auf den Siedlungsabfalldeponien Teil der Genehmigungsvoraussetzung. Die Deponiergaserfassung begann in den 80er Jahren (Melchior 2002), Melchior (2000) berichtet von einer Gaserfassung von 35 % für diesen Zeitraum. Es liegen derzeit noch keine detaillierten Monitoringergebnisse der Gasnutzung der einzelnen Deponien auf Bundesebene vor. Die Anlagenbetreiber müssen lediglich den Genehmigungsbehörden der Bundesländer Bericht erstatten. In der Neufasung des Umweltstatistikgesetztes 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 CH_4-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 CH_4, 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

[66] Technische Anleitung zur Verwertung, Behandlung und sonstigen Entsorgung von >Siedlungsabfälle (Dritte Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Abfallgesetz) vom 14. Mai 1993

der ehemaligen DDR ein nur geringes CH_4 -Bildungspotential nachgewiesen, so dass für diesen Zeitraum ebenfalls der Faktor 0,1 verwendet wurde (BMBF, 1997).

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)

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 CH_4 -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 wiederspiegelt.
- 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.

8.1.2 Andere Quellen - Deponierung von Rückständen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (MBA) (6.A.3)

Bei MBA-Deponien handelt es sich um Deponien, auf denen Restabfall nach einer mechanisch-biologischen Behandlung abgelagert wird. Die mechanisch-biologische Behandlung ist eine Technologie, die seit Mitte der 90er Jahre zunehmend eingesetzt wird. Seit Juni 2005 werden aufgrund der Vorbehandlungspflicht von Siedlungsabfällen vor der Deponierung ca. 2 Mio. Mg MBA-Rückständen pro Jahr abgelagert. Die von den MBA-Rückständen zu erfüllenden Kriterien sind in der Abfallablagerungsverordnung (AbfAblV) definiert. Gemäß den Anforderungen an die MBA-Deponierung, muss diese nachsorgefrei erfolgen. Nachsorgefrei ist unter anderem mit „praktisch kein Deponiegas“ näher spezifiziert. Durch die weitgehende Stabilisierung durch die Vorbehandlung der Restabfälle bzw. durch die Vorgabe des maximal erlaubten TOC-Gehaltes von 18% der Trockenmasse im MBA-Rückstand, ist davon auszugehen, dass es bei MBA-Deponien insgesamt nur zu geringer CH_4-Bildung kommt. Bis Juni 2005 wurden die Abfallmengen in Anlagen zur mechanisch-biologischen Behandlung zwar statistisch erfasst, welche , es wurden jedoch noch keine deponierten Mengen an BMA-Rückständen in den Abfallstatistiken berichtet. Daher werden die in MBA-Anlagen behandelten Abfälle für das Jahr 2004 noch als Teil des gesamten Siedlungsabfalls unter der Kategorie 6.A „Deponierung von Siedlungsabfällen“ berichtet und die Methanemissionen werden ohne Berücksichtigung der sehr geringen CH_4-Bildung für diese Unterkategorie des Siedlungsabfalls berechnet, was zu einer konservativen Berechnung der CH_4 -Emissionen der Kategorie 6.A führt. Erst ab dem Jahr 2005 werden die CH_4-Emissionen aus der Deponierung von MBA-Rückständen gesondert zu berechnet werden, da erst dann verlässlichere Aktivitätsdaten für diese Unterkategorie vorliegen.

8.2 Abwasserbehandlung (6.B)

Der Quellgruppe 6.B Abwasserbehandlung sind im ZSE die Abwassermenge, die Behandlung von Klärschlamm, sowie der Klärschlammanfall bei Abwasserbehandlung aufgeführt.

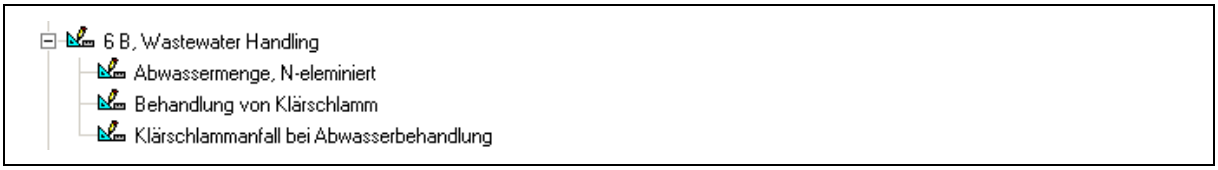


Abbildung 56: Strukturzuordnung 6.B Abwasser

8.2.1 Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1)

8.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.1)

CRF 6.B.1					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
6.B.1 Wastewater Handling	- / t	CH_4	0,18 %	0,01 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1) ist dem Trend nach 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)

CRF 6.B.2					
Hauptquellgruppe		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2004- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC**	**PFC**	**SF_6**	**N_2O**	**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 keine 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 108. Für die durchschnittliche organische Fracht wird 60 g BSB_5 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 108: 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**
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*
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
(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 kg CH_4/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.

$$CH_4(abflusslose\ Gruben) = kg\ BSB_5\ /\ Jahr\ x\ 0{,}6\ kg\ CH_4\ /\ kg\ BSB_5\ x\ 0{,}5$$

Tabelle 109: 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**
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

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.

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

Für die Berichterstattung 2006 wurde erstmalig eine allgemeine Qualitätskontrolle durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

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)

Es wird erwogen, im Rahmen eines Forschungsvorhabens zu klären, ob es bei der aeroben Abwasserbehandlung unter bestimmten Bedingungen bzw. bei bestimmten Prozessstufen doch zu einer Bildung von Methan kommen kann.

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 Schlammentwässerungsbecken oder Trockenbeeten
- Stabilisierung:
  Aerobe Stabilisierung (offenes Becken mit Sauerstoffeinleitung)
  Stabilisierung im Faulturm (Anaerob)
  Früher: Offene Schlammfaulung

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 Faulung 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 Klärschlamms, 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 Schlammfaulung betrieben, die zur Emission von Methan führte. Die offene Schlammfaulung 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 Klärschlamms 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 Schlammfaulung und die daraus ermittelten Methanemissionen sind in Tabelle 110 aufgeführt.

Tabelle 110: Methanemissionen der offenen Schlammfaulung 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 Schlammfaulung in Ostdeutschland wird ein Emissionsfaktor von 210 kg CH_4/t TS angesetzt, basierend auf Ergebnissen der Studie FHG ISI (UBA, 1993: S.15)[67]. 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 Schlammfaulung 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.

67 Der Emissionsfaktor wurde ermittelt indem die Differenz aus den Methanemissionen der psychrophilen Schlammstabilisierung in den neuen Bundesländern und der anfallenden Klärschlammenge gebildet worden ist.

8.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2)

Die mit der Emissionsberechnung der offenen Schlammfaulung 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)

Für die Berichterstattung 2006 wurde erstmalig eine allgemeine Qualitätskontrolle durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

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)

Zur Zeit erscheinen Verbesserungen als nicht notwendig oder möglich, da keine weiteren Aktivitätsdaten mehr zu erhalten sind.

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 (SENSER et al, 1991) wird eine durchschnittliche Eiweißzufuhr von 94 g/ Einwohner und Tag angegeben.
- Im Ernährungsbericht der Deutschen Gesellschaft für Ernährung (DGE, 2000)[68] wurde anhand der geschätzten Lebensmittelverzehrsdaten 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 Tag[69] abgeleitet werden.

68 Der Ernährungsbericht wird im vierjährigen Rhythmus herausgegeben.
69 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.

- Von der FAO wird für Deutschland eine durchschnittliche Eiweißzufuhr pro Person und Tag zwischen 91g und 98 g ermittelt (vergleiche Tabelle 111).[70]

Zur Bestimmung der N_2O-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.

Tabelle 111: Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland

	[g/Einwohner und Tag]														
Eiweiß-zufuhr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	98	97	96	92	95	94	96	91	96	96	96	98	98	97	97

Kursive Zahlen: Extrapolierte bzw. fortgeschriebener Wert

(FAO, o.J.)

Tabelle 112: Bevölkerung in Deutschland (1990-2004)

	[in 1000]														
Einwohner	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	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

(DESTATIS, 1991-2005)

Mit Hilfe von Tabelle 111 und Tabelle 112 sowie der IPCC-Methode können die Lachgasemissionen ermittelt werden, vergleiche Tabelle 113.

$$N_2O_{(s)} = \mathrm{Pr}otein\ x\ Frac_{NPR} x\ NR_{PEOPLE} x\ EF_6 \text{ dabei:}$$

$N_2O_{(s)} = N_2O\ Emissionen des\ menschlichen\ Abwassers (kg\ N_2O - N/a)$

$\mathrm{Pr}otein = jährliche\ Eiweisszufuhr\ (kg/person/a)$

$NR_{PEOPLE} = Zahl\ der\ Einwohner im\ Land$

$EF_6 = Emissionsfaktor\ (Default\ 0{,}01\ (0{,}002 - 0{,}12)\ kg\ N_2O - N/kg\ produziertes\ Abwasser - N)$

$Frac_{NPR} = Anteil\ an\ Stickstoff\ im\ Eiweiß\ (Default = 0{,}16\ kg\ N/kg\ Eiweiß)$

Tabelle 113: Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2004

	[t N_20]														
N_20 Emissionen	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**
	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

(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 für 2004 wurde fortgeschrieben.

70 http://faostat.fao.org/faostat/form?collection=FS.NonPrimaryLivestockAndProducts&Domain=FS&servlet=1&hasbulk=&version=ext&language=EN und Emailverkehr mit FAO (27.10.2003).

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)

Für die Berichterstattung 2006 wurde erstmalig eine allgemeine Qualitätskontrolle durchgeführt, die den Anforderungen des QSE-Handbuches bzw. dessen mitgeltenden Unterlagen entspricht.

Eine Auswertung der Nationalen Inventarberichte anderer Länder zeigt, dass die, auch in Deutschland angewandte IPCC Methode zur Bestimmung der N_2O-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 164).

Im Rahmen der Qualitätssicherung ist vorgesehen, den 2003 berichteten länderspezifischen N_2O 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 N_2O/m^3 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)

Aufgrund von Aktualisierungen der Bevölkerungszahlen in Deutschland für den Zeitraum von 1990 bis 2000 wurden die resultierenden N_2O-Emissionen für den benannten Zeitraum rekalkuliert. Die Daten können Table 8a der CRF-Berichtstabellen entnommen werden.

8.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2)

Es wird überprüft, 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 soll, wie unter 8.2.2.3.4 beschrieben der bisher berichtete Emissionsfaktor für N_2O von 0,07 - 0,08 g N_2O/m^3 Abwasser überprüft werden. Sollte sich dieser wissenschaftlich absichern lassen, d.h. für Deutschland als zutreffend erweisen, so wird er in Zukunft wieder verwendet werden.

8.2.3 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).

8.2.4 Andere Bereiche (6.D)

8.2.4.1 Andere Bereiche - Kompostierungsanlagen (6.D.1)

8.2.4.1.1 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 CH_4 und N_2O-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.

8.2.4.1.2 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.

8.2.4.1.3 Aktivitätsdaten (6.D.1)

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.

8.2.4.1.4 Emissionsfaktoren (6.D.1)

Für die Kompostierung wurde in einem Forschungsvorhaben der Deutschen Bundesstiftung Umwelt (DBU 2002) eine Berechnungsmethode für die Schadstoffe CH_4, N_2O und NH_3 abgeleitet. Dabei wurde zwischen Bioabfällen aus Haushalten und Grünabfällen unterschieden.

Für den Bioabfall aus Haushalten ergaben sich folgende Emissionsfaktoren:

$EF\text{-}N_2O$ = 83 g N_2O/Mg Bioabfall

$EF\text{-}CH_4$ = 2,5 kg CH_4/Mg Bioabfall

Für die Grünabfälle ermittelte die gleiche Studie die folgenden Emissionsfaktoren:

$EF\text{-}N_2O$ = 60,3 g N_2O/Mg Bioabfall

$EF\text{-}CH_4$ = 3,36 kg CH_4/Mg Bioabfall

Diese nationalen Emissionsfaktoren wurden für die Inventarberechnungen verwendet.

8.2.4.1.5 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 N_2O ausgegangen wird.

8.2.4.1.6 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.D.1)

Die Berechung der Zeitreihe erfolgt in diesem Berichtsjahr zum ersten Mal. Daher gibt es keine quellenspezifischen Rückrechnungen.

8.2.4.1.7 Geplante Verbesserungen (6.D.1)

Neben der Kompostierung von biologisch abbaubaren Siedlungsabfällen, nimmt die mechanisch-biologische Abfallbehandlung in Deutschland zu, was insbesondere durch die bereits unter 6.A beschriebene Gesetzgebung zurückzuführen ist. Bei MBA-Deponien handelt es sich um Deponien, auf denen Restabfall nach einer mechanisch-biologischen Behandlung abgelagert wird. Die mechanisch-biologische Behandlung ist eine Technologie, die seit Mitte der 90er Jahre zunehmend eingesetzt wird. Ab dem Jahr 2005 ist aufgrund der Vorbehandlungspflicht von Siedlungsabfällen vor der Deponierung mit einem zunehmenden Aufkommen an MBA-Rückständen zu rechnen. Die von den MBA-Rückständen zu erfüllenden Kriterien sind in der Abfallablagerungsverordnung (AbfAblV) definiert. Gemäß den zukünftigen Anforderungen an die MBA-Deponierung, muss diese nachsorgefrei erfolgen. Nachsorgefrei ist unter anderem mit „praktisch kein Deponiegas“ näher spezifiziert. Durch die weitgehende Stabilisierung durch die Vorbehandlung der Restabfälle bzw. durch die Vorgabe des maximal erlaubten TOC-Gehaltes von 18 % der Trockenmasse im MBA-Rückstand, ist davon auszugehen, dass es bei MBA-Deponien insgesamt nur zu geringer CH_4-Bildung kommt. Es ist geplant, die CH_4-Emissionen aus der Deponierung von MBA-Rückständen gesondert zu berechnet, sobald verlässlichere Aktivitätsdaten für diese Unterkategorie vorliegen. Dies wird ab dem Inventarbericht für das Jahr 2005 der Fall sein

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 und Verbesserungen der Inventare dokumentiert, die zwischen der CRF Ausspielung des Berichtsjahrs 2005 und der des Berichtsjahrs 2006 erfolgt sind. Weitere Angaben zu den Rückrechnungen erfolgten in den CRF Tabellen Table 8(a), Table 8(b) und in den Kapiteln zu quellenspezifischen 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 von Qualitätskontroll- und -sicherungsmaßnahmen. 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 geliefert oder wenn manuelle Übertragungsfehler revidiert 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

Außer den routinemäßigen Korrekturen der Inventardaten gibt es eine Reihe von fachlichen Gründen für Rückrechnungen und Verbesserungen:

- Neue Daten und neue Zeitreihen sind verfügbar
- die Verfügbarkeit der bisherigen Datenquelle hat sich geändert
- die vorher für die Quellgruppe benutzte Methode war nicht konsistent mit der *Good Practice Guidance*
- die Quellgruppe ist eine Hauptquellkategorie geworden, so dass ein Methodenwechsel erforderlich wurde
- neue länderspezifische Methoden sind verfügbar
- eine Nachbehandlung der Daten nach Review-Ergebnissen ist erfolgt

Es ist gute Praxis, bei einer Methodenänderung die gesamte Zeitreihe mit der selben Methode neu zu berechnen, so dass in jedem Jahr die gleiche Methode verwendet wird und alte Werte entsprechend ersetzt werden. Ist es nicht möglich die gleiche Methode jedes Jahr zu verwenden sollten alternative Rückrechnungsmethoden verwendet werden. Hierfür gibt es folgende vier Rückrechnungsmethoden (IPCC Good Practice Guidance, Kapitel 7) :

- Überlappungsmethode: Voraussetzung ist, dass Daten zur Berechnung nach der alten und neuen Methode wenigstens für ein Jahr gemeinsam verfügbar sind.
- Ersatzmethode: Voraussetzung ist, dass die bisher verwendeten EF und/oder AR starke Ähnlichkeit mit den neuen verfügbaren Daten haben.
- Interpolationsmethode: Die bisher verwendeten Daten für die Rückrechnung sind nur für einige Jahre der Zeitreihe verfügbar und die fehlenden werden interpoliert.
- Trendextrapolation oder Fortschreibungsmethode: Daten für die neue Methode stehen nicht für den Anfang und/oder das Ende der Zeitreihe verfügbar.

Eine Handlungsanleitung zur Verwendung der genannten Rückrechnungsgründe findet sich nebst Beispielen im QSE-Handbuch.

10.1.2 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2006 nach Quellgruppen

Die Inventare enthalten Verbesserungen in den Bereichen:

Energie:

- Änderung der Aktivitätsdaten neue Bundesländer auf Grund neuer Anlagendaten (1.A.1)
- Neuerfassung Kalksteineinsatz REA (1.A)
- Erfassung der Abfallverbrennung (1.A.1)
- Erfassung der Braunkohletrocknung (1.A.1)
- Disaggregation (1.A.2)
- Prozeßfeuerung 1990-1995, Erfassung Herstellung Sinter, Roheisen, Zement (1.A.2)
- Neuerfassung Sekundärrohstoffe (1.A.2)
- Emissionsumbuchungen aus 1.A.1 nach 1.A.2
- Emissionsumbuchungen aus 1.A.1 und 1.A.2 nach 2.C
- neue Verbrauchsdaten im Straßenverkehr (1.A.3b)
- Neuerfassung Schmierstoffe des Straßenverkehrs (1.A.3b)
- neue Emissionsfaktoren (1.A.3.c, 1.A.3.d)
- Methodenänderung von 1990-1994 zur Konsistenzverbesserung (1.A.4)
- Änderung CH_4 Emissionsfaktoren und Aktivitätsraten (1.B.1, 1.B.2)
- Ergänzung der Emissionen Exploration von Öl und Gas (1.B.2)
- Ergänzung der Emissionen Produktion und Verarbeitung von Sauergas (1.B.2)
- Änderung der Aktivitätsrate 2000-2001 auf Grund der Verfügbarkeit der Statistik (1.BU.2)

Industrieprozesse:

- Änderung des CO_2 Emissionsfaktors (2.A.4)
- Neuerfassung des Kalksteineinsatzes in der Keramik (2.A.3)
- Differenzierung des Glassektors (2.A.7)
- Neuerfassung des organischen Kohlenstoffgehaltes in Tonen – Ziegelindustrie (2.A.7)
- Verwendung eines landesspezifischen CO_2 Emissionsfaktors (2.B.1)
- Neuerfassung der Methanolproduktion (2.B.5)
- Neuerfassung der Russproduktion (2.B.5)
- Neuerfassung der Umwandlungsverluste (2.B.5)
- Verwendung landesspezifischer CH_4 Emissionsfaktoren (2.B.5)
- Änderung des Emissionsfaktors der Caprolactamproduktion (2.B.5)
- Neuerfassung Raffinerien Katalysatorabbrand (2.B.5)
- Verwendung neuer Methoden entsprechend IPCC im Eisen- und Stahlsektor (2.C.1)
- Neuerfassung des Kalksteineinsatz Eisen und Stahl (2.C.1)
- Neuerfassung Ferroalloys (2.C.2)
- Überarbeitung der Angaben zu halogenierten Kohlenwasserstoffe und SF_6 (2)
- Änderung der Methode und Neuerfassung einer Quelle (2.D.2)

Landwirtschaft:

- Änderung der Tierzahlen für 2003 (4.A)
- Änderung der Geflügelzahlen aus Modellrechnungen durch Tierzählungen (4.A)

- Methodenverbesserung in den Bereichen Zuchtbullen, Mastbullen, Färsen, Kälber und Milchkühe, Berechnung nach Tier 2 (4.A)
- Methodenverbesserung des Wirtschaftsdüngemanagements bei Schweinen und Rindern Berechnung nach Tier 2 (4.B)
- Ersterfassung Tierzählungen Schafe und Pferde (4.B)
- N - Ausscheidung neue Methode (4.B)
- Klärschlammerfassung der importierten Wirtschaftsdünger (4D)

Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft:

- Die Daten wurden für die gesamte Zeitreihe nach der neuen CRF Struktur berechnet und hier als Gesamtwert übertragen.
- Ersterfassung N_2O Emissionen infolge Konversion der Ackernutzung
- Einbeziehung der unterirdischen Biomasse, verbesserte Berechnungsmethoden NBL (5.A.1)

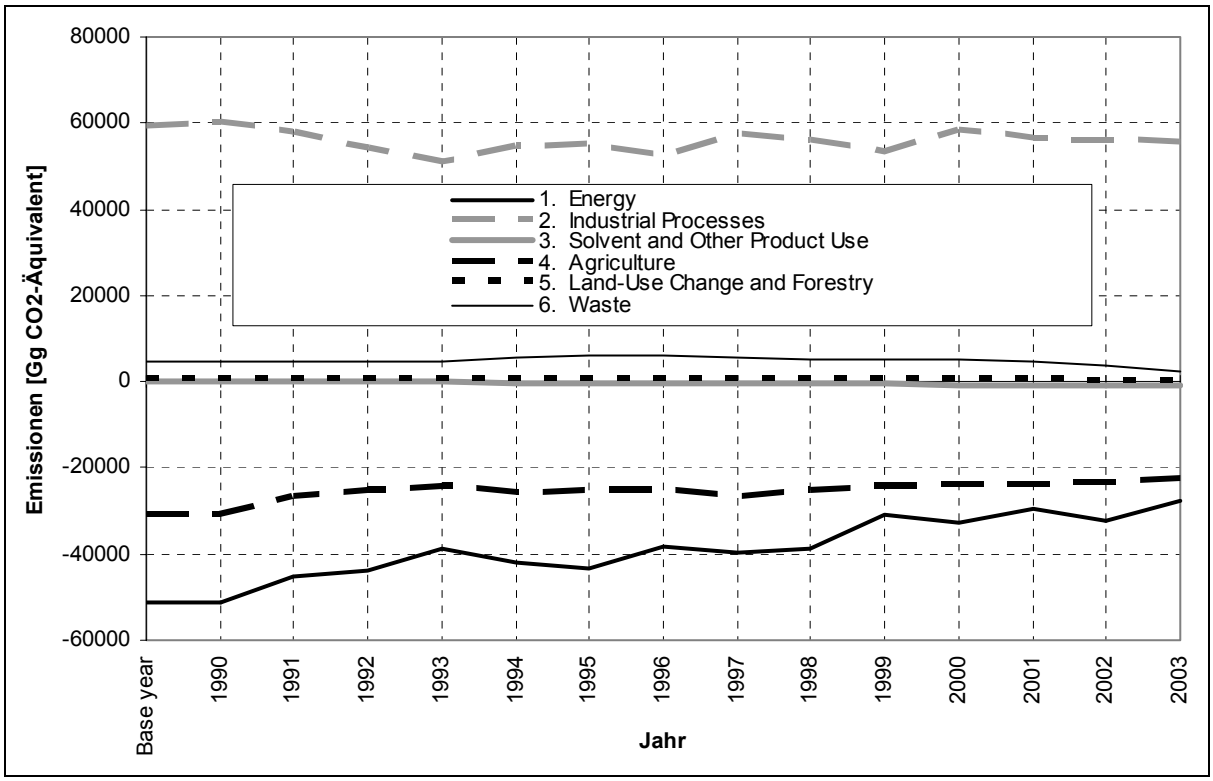


Abbildung 57: Änderung der quellgruppenspezifischen Gesamtemissionen über alle Schadstoffe im Vergleich zur Berichterstattung 2005 für die gesamte Zeitreihe

10.1.3 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2006 nach Schadstoffen

CO_2 Rückrechnung erfolgte in folgenden Quellgruppen:

- Neuerfassung Kalksteineinsatz REA (1.A)
- Erfassung der Abfallverbrennung (1.A.1)
- Erfassung der Braunkohletrocknung (1.A.1)
- Verarbeitendes Gewerbe – Eisenschaffende Industrie (1.A.2.a)
- Verarbeitendes Gewerbe – Nicht-Eisenmetalle (1.A.2.b)
- Neuerfassung Schmierstoffe des Straßenverkehrs (1.A.3b)
- Änderung der Aktivitätsrate 2003 (1.A.5)

- Sodaproduktion (2.A.4)
- Glasproduktion (2.A.7)
- Ergänzung der Emissionen Exploration von Öl und Gas (1.B.2)
- Ergänzung der Emissionen Produktion und Verarbeitung von Sauergas (1.B.2)
- Neuerfassung des Kalksteineinsatzes in der Keramik (2.A.3)
- Neuerfassung des organischen Kohlenstoffgehaltes in Tonen – Ziegelindustrie (2.A.7)
- Ammoniumproduktion (2.B.1)
- Neuerfassung der Methanolproduktion (2.B.5)
- Neuerfassung der Russproduktion (2.B.5)
- Neuerfassung der Umwandlungsverluste (2.B.5)
- Änderung des Emissionsfaktors der Caprolactamproduktion (2.B.5)
- Neuerfassung Raffinerien Katalysatorabbrand (2.B.5)
- Eisen- und Stahlproduktion (2..C.1)
- Neuerfassung des Kalksteineinsatz Eisen und Stahl (2.C.1)
- Neuerfassung Ferroalloys (2.C.2)

N_2O /CH_4 Rückrechnung erfolgte in folgenden Quellgruppen:

- Diffuse Emissionen aus festen Brennstoffen (1.B.1)
- Nahrungsmittel und Getränke (2.D.2)
- Öl und Erdgas (1.B.2)
- Chemische Industrie (2.B.5)
- Straßenverkehr (1.A..3.b)
- Schienenverkehr (1.A.3.c)
- Binnenschifffahrt (1.A.3.d)
- Landwirtschaft (4.)

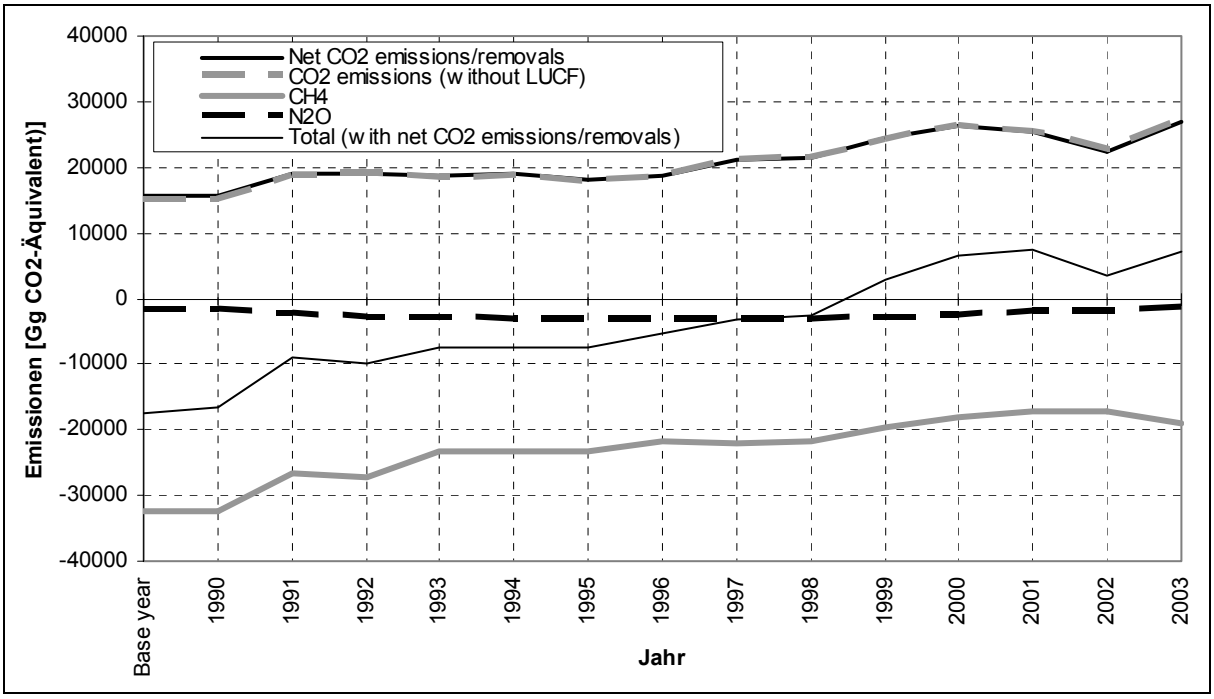


Abbildung 58: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2005 für die gesamte Zeitreihe

10.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe

Das Inventar wurde in Bezug auf Vollständigkeit und Transparenz erheblich verbessert. Keinen Einfluß auf die Emissionshöhe haben Rückrechnungen zur Verbesserung der Transparenz dessen Werte vorher IE berichtet wurden. Emissionsumbuchungen aus 1.A.1 und 1.A.2 nach 2.C ergaben keine Emissionsänderungen. Eine Ursache für massive Emissionserhöhungen ist die Neuerfassung von Sekundärbrennstoffen, Abfallverbrennung, Kalksteineinsatz Eisen und Stahl und Umwandlungsverluste. Erhebliche Emissionsminderungen traten in der Landwirtschaft durch die Verwendung besserer Methoden auf.

Die CO_2 Emissionen erhöhten sich für 1990 um 1,57 %, die CH_4 Emissionen verminderten sich um 24,25 % und die N_20 Emissionen um 1,86 %. Detailliertere Informationen sind in den CRF Tabellen 8(a)s1 und 8(a)s2 verfügbar. Die Gesamtemission für 1990 verminderten sich um 1,37%.

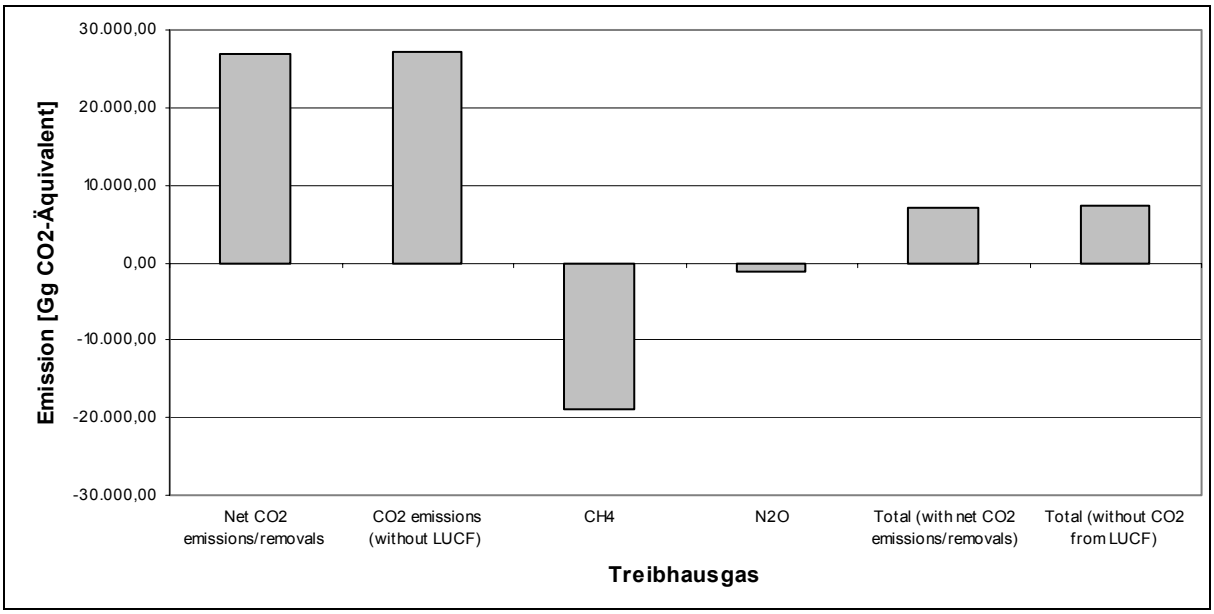


Abbildung 59: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission im Berichtsjahr 2006 über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2005, jeweils bezogen auf das Jahr 2003

10.2.1 Auswirkung auf die Emissionshöhe 1990

Die Gesamtemissionen ohne LUCF veränderten sich für 1990 im Vergleich zur Submission 2005 um - 2,5%.

Die Rückrechnungen der Emissionen der Industrieprozesse und der Energie wirken sich nur teilweise auf die Gesamtemissionsrückrechnung aus. Ein hoher Anteil der Eisen - und Stahlproduktion (2.C.1) wurde bisher unter Energie berichtet. Die größten Auswirkungen auf die Gesamtemission verursachten die Emissionsrückrechnungen der Landwirtschaft.

Tabelle 114: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe

	Änderung CO_2 Äquivalent [Gg]	**Änderung [%]**	**Übermittlung 2005 [Gg]**	**Übermittlung 2006 [Gg]**
Nationale Gesamtemissionen (ohne LUCF)	**-17396**	**-1,4**	**1243692**	**1226296**
1. Energie	-51290	-4,9	1036617	985327
2. Industrieprozesse	59985	99,7	60165	120150
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	167	8,7	1922	2089
4. Landwirtschaft	-30768	-28,2	109070	78302
5. Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	703	2,4	-28944	-28241
6. Abfall	4510	12,6	35918	40429

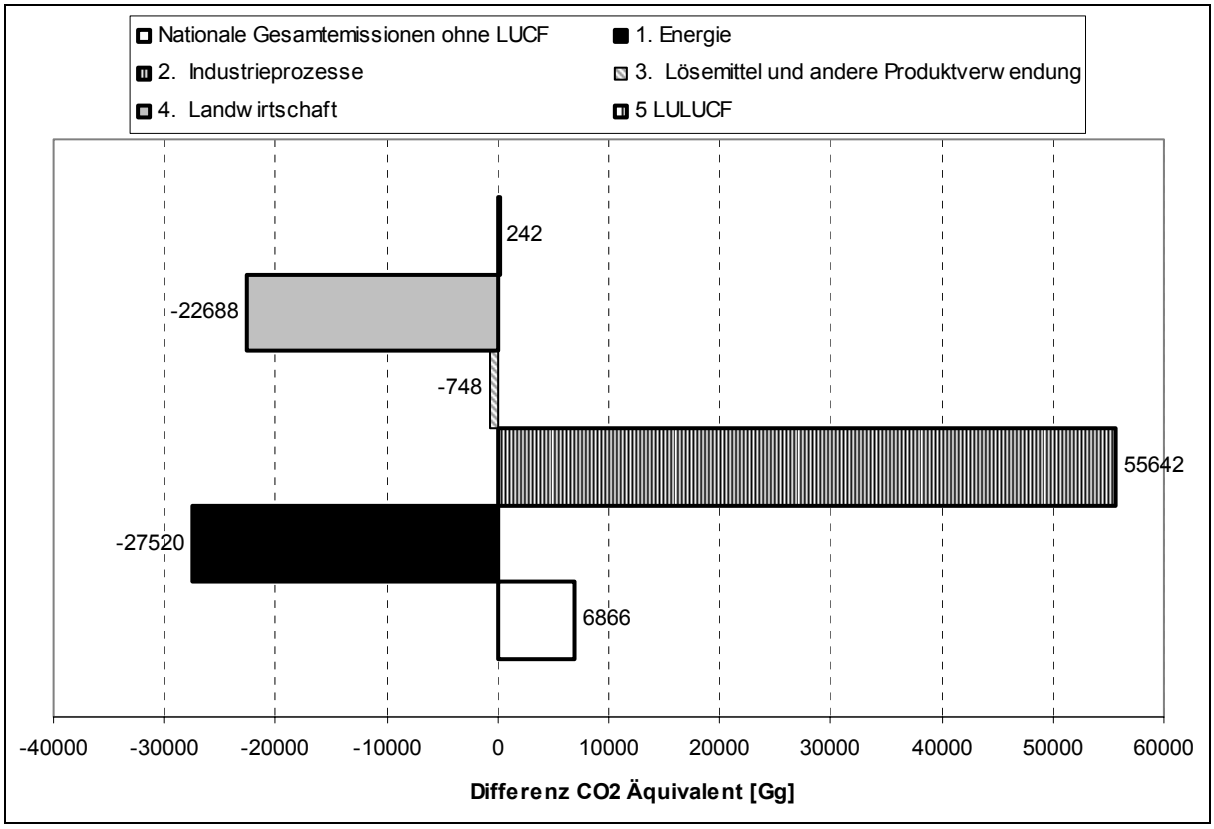


Abbildung 60: der THG-CO_2 – Äquivalente für 1990 gegenüber der Berichterstattung 2005

10.2.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe von 2003

Die Gesamtemissionen ohne LULUCF veränderten sich für 2003 im Vergleich zur Submission 2005 um - 1,3%.

Die Emissionsrückrechnungen der Landwirtschaft mit - 26 % beeinflussen die Gesamtemission 2003 am Stärksten. Die Rückrechnungen der Energie und Industrieprozesse sind zum Teil durch Emissionsumbuchungen bedingt. Die Emissionen der Sekundärbrennstoffe sind erstmalig dokumentiert. Weitere Rückrechnungsinformationen enthalten die CRF Tabellen table 8(a)s1, 8(a)s2 und 8(b).

Tabelle 115: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 2003

	Änderung CO_2 Äquivalent [Gg]	Änderung [%]	Übermittlung 2005 [Gg]	Übermittlung 2006 [Gg]
Nationale Gesamtemissionen (ohne LUCF)	**6866**	**0,7**	**1017511**	**1024377**
1. Energie	-27520	-3,2	866533	839.012,98
2. Industrieprozesse	55642	116,7	47686	103.327,39
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	-748	-38,9	1922	1.174,04
4. Landwirtschaft	-22688	-26,0	87328	64.639,70
5. Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	242	-0,7	-35690	-35.448,64
6. Abfall	2181	15,5	14042	16.223,20

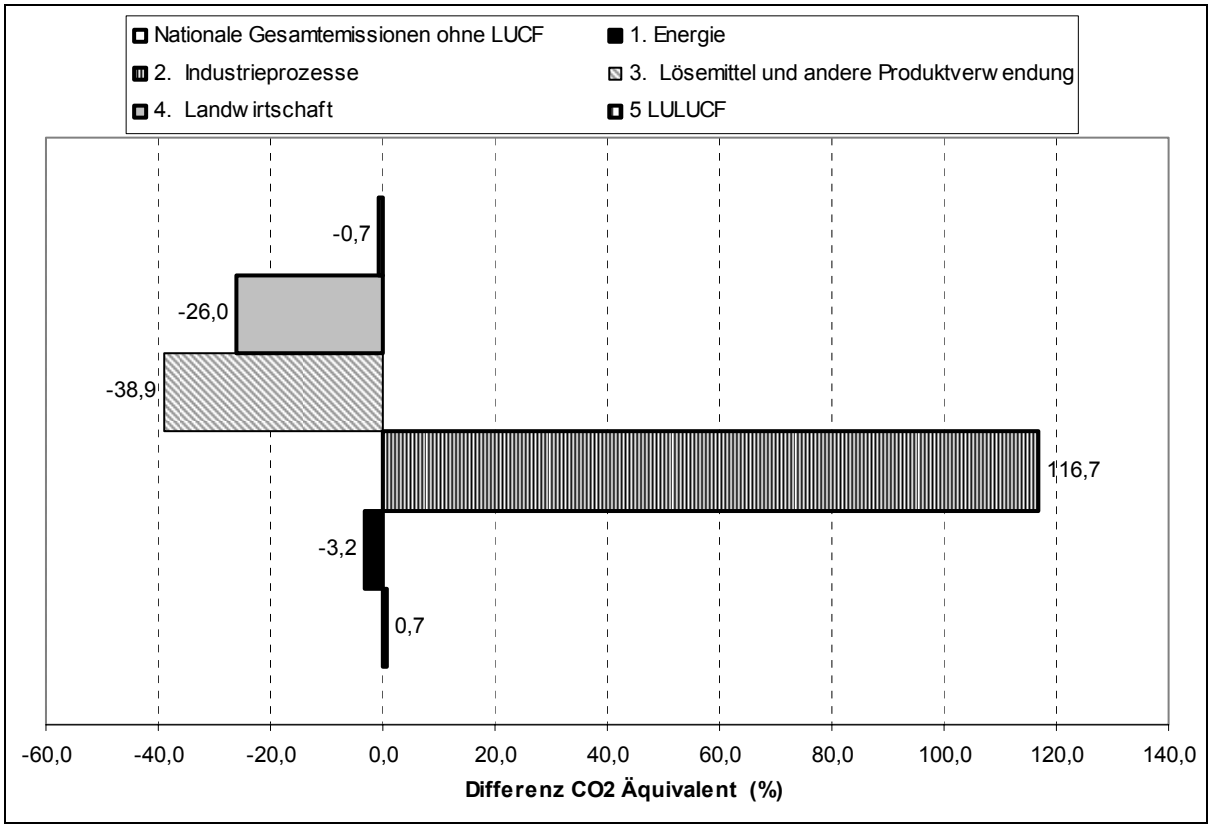


Abbildung 61: Änderungen der THG-CO_2-Äquivalente ohne LULUCF für 2003 gegenüber der Berichterstattung 2005

10.3 Auswirkung auf die Emissionstrends und die Konsistenz der Zeitreihe

Die Konsistenz der Zeitreihen hat sich auf Grund der Rückrechnungen verbessert.

10.4 Rückrechnungen als Antwort auf den Review Prozess und geplante Verbesserung des Inventars

Als Reaktion auf Reviews erfolgten Rückrechnungen in den Quellgruppen: 1.A.2 und 2.C.

11 REFERENZEN

AdV, 1991: Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltung der Länder der Bundesrepublik Deutschland: Verzeichnis der flächenbezogenen Nutzungsarten im Liegenschaftskataster und ihrer Begriffsbestimmungen. Stand 1991

AGEB, 2003: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (Hrsg.): Energiebilanzen der Bundesrepublik Deutschland - Jahre 1990-1999, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elekrizitätswerke, 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, Internetseite mit Übersichtstabellen www.ag-energiebilanzen.de Aufruf der Seite 12.10.2004, Köln, Berlin.

AICHINGER, Dr. mont. Horst M., 2005: 5. CO_2-Monitoring-Fortschrittsbericht der Stahlindustrie in Deutschland für die Berichtsjahre 2000 bis 2003, Stahlinstitut VDEh. URL: http://www.stahl-online.de/wirtschafts_und_Politik/Umwelt_und_Energiepolitik/Energiepolitik/MONITORINGBERICHT_2000_2003_INTERNET.PDF (Aufruf 27.02.2006)

AMD, 2002/2003**:** Amd Saxony LLC&Co. KG, Dresden, Umweltbericht. S. 16

ANKEN, T., WEISSKOPF, P., ZIHLMANN, U., FORRER, H., JANSA, J. & PERHACOVA, K., 2004: Long –term tillage system effects under moist cool conditions in Switzerland; Soil & Tillage Research 78/2, 171-183 et al 2004

ARBEITSGRUPPE BODEN, 1994: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.) Bodenkundliche Kartieranleitung, 4. verbesserte und erweiterte Auflage, Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, Stuttgart 1994

AUGUSTIN, J., 2001: Emission, Aufnahme und Klimarelevanz von Spurengasen. - In: Succow, M. & H. Joosten [Hrsg.]: Landschaftsökologische Moorkunde. 2., völlig neubearb. Aufl.: 28-38; Stuttgart (Schweizerbart`sche Verlagsbuchhandlung).

ATV, 1996: ATV-Handbuch Klärschlamm, 4.Auflage, 1996, S.570

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

BANNICK, 2002: UBA-Stellungnahme zum Klima-Erlass v. 08.11.02. Anlage zum Bericht III 3.2-30 381-1/0, (unveröffentlicht)

BATZ, 1995: Kokereien und Produktemissionen. Mündliche Mitteilung. Umweltbundesamt.

BDZ, 2004a: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Internetseite des BDZ (www.bdzement.de) Tabelle „Anzahl und Kapazität der Öfen im Jahre 2002“ unter Rubrik "Wirtschaft/Umwelt" (Suche nach Zahlen und Daten 2002, Suche nach Technik).

BDZ, 2005: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Jahresbericht 2004, Abschnitt „Zahlen und Daten. Verfügbar unter http://www.bdzement.de/download/JB/2004/ZuD.pdf

BDZ, 2005b: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Internetseite; Rubrik "Über uns", http://www.bdzement.de/kontakt/ueberuns.php (Stand: 08/2005).

BENNDORF, R., 1999: Situation in Deutschland, ACCC-Workshop „N_2O und das Kyoto-Ziel“, Umweltbundesamt (Berlin), Wien

BFH, 2004: Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft, Bundeswaldinventur in Deutschland, URL: www.bundeswaldinventur.de (Aufruf 01.11.04)

BGBI (Bundesgesetzblatt) (1992): Gesetz über Agrarstatistiken (Agrarstatistikgesetz-AgrStatG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. Oktober 1992 (BGBI I S. 1633)

BGR, 1997: Bodenübersichtskarte im Maßstab 1 : 1.000.000 BÜK 1000, Herausgeber Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover

BGW 2003: Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft; 124. BGW-Gasstatistik Öffentliche Gaswirtschaft -Auszug-

BLANK, R.R. & FORSBERG, M.A., 1989: Cultivated and adjacent virgin soils in northcentral South Dakota: I. Chemical and physical comparisons. Soil Science Society of America Journal, 53, 1484-1490

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

BMELF, 1990: Bundeswaldinventur, Band 1

BMELF, 1997: Deutscher Waldbodenbericht 1996, Band 1 und 2

BML, 1992 ff.: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland & BML 1992 ff., Teil G., Tabelle „Waldbrände und ihre Ursachen“

BML, 1992: Bundeswaldinventur 1986-1990 – Inventurbericht und Übersichtstabellen für das Bundesgebiet nach dem Gebietsstand vor dem 3.10.1990 einschließlich Berlin (West)

BML, 1994: Der Wald in den neuen Bundesländern – Eine Auswertung vorhandener Daten nach dem Muster der Bundeswaldinventur.

BMU, 1990: Eckwerte der ökologischen Sanierung und Entwicklung in den neuen Ländern, Bonn

BMVEL, 2003:Statistisches Jahrbuch über Ernährung Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2003. 47. Jahrgang, 557 S., Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup

BMVEL, 2004: Statistisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 2004

BMVg, 2004: 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.

BOECKX u. CLEEMPUT, 2001: Boeckx, P. ,Van Cleemput, O.: Estimates of N_2= and CH_4 fluxes from agricultural lands in various regions in Europe. Nutr. Cycl. Agroecosyst. 60, 35-47

BOSSHARD, 1984: Holzkunde. Bd. 2. Aufl., Birkhäuser Verlag, Basel, Boston, Stuttgart.

BOUMA, J. & HOLE, F.D., 1971: Soil structure and hydraulic conductivity of adjacent virgin and cultivated pedons at two sites: A typic argiudoll (silt loam) and a typic eutrochrept (clay). Soil Science Society of America Proceedings, 35, 316 – 319

BOWMAN, R.A., REEDER, J.D. & LOBER, R.W., 1990: Changes in soil properties in a central plains rangeland soil after 3, 20, and 60 years of cultivation. Soil Science 150, 851-857

BPB, 2002: Bundeszentrale für politische Bildung. Projektgruppe Zukunft der Wirtschaft, Die Zukunft der Wirtschaft, Landwirtschaft und Ernährung, herausgegeben von Margarete Wohlan

BURKE, I.C., LAUENROTH, W.K. & COFFIN, D.P., 1995: Soil organic matter recovery in semiarid grasslands: implications for the conservation reserve program. Ecological Applications, 5, 793-801

BURSCHEL et al, 1993: BURSCHEL, KÜRSTEN, LARSON: Die Rolle von Wald und Forstwirtschaft im Kohlenstoffhaushalt - eine Betrachtung für die Bundesrepublik Deutschland. Schriftenreihe der Forstwissenschaftlichen Fakultät der Universität München und der Bayerischen Forstlichen Versuchs- und Forschungsanstalt 126

BUTTERBACH-BAHL, WERNER, 2003: Anthropogene N_2O-Emissionen aus land- und forstwirtschaftlich genutzten Böden. Abschlussbericht zum Forschungsprojekt FE 200 12 257, Forschungszentrum Karlsruhe in der Helmholtz-Gemeinschaft, Institut für Meteorologie und Klimaforschung, Bereich Atmosphärische Umweltforschung (IMK-IFU), Garmisch-Partenkirchen

BUYANOVSKY, G.A., KUCERA, C.L. & WAGNER, G.H. 1987: Comparative analyses of carbon dynamics in native and cultivated ecosystems. Ecology, 68, 2023-2031

BVB VERLAGSGESELLSCHAFT (Hrsg.), 2006: Erdgasaufbereitungsanlage Großenkneten, Internetseite URL: http://www.findcity.de/26197/?p=00000004. Nordhorn. Aufruf am 21.02.2006.

BV Glas, 2005: 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, 2004: Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie e.V. Internetseiten, URL: www.bve-online.de, Recherchedatum 24.08.2005.

CAIRNS, BROWN, HELMER, BAUMGARDNER, 1997: Root biomass allocation in the world's upland forests. Oecologia 111 (1), 1-11

CAMBARDELLA, C.A. & ELLIOT, E.T., 1992: Particulate soil organic-matterchanges across a grassland cultivation sequence. Soil Science Society of America Journal, 56,777-783

CAMBARDELLA, C.A. & ELLIOT, E.T., 1993: Carbon and nitrogen distribution in aggregates from cultivated and native grassland soils. Soil Science Society of America Journal, 57,1071-1076

CAMPBELL et al., 1989: Campbell, C. A.; Biederbeck, V. O.; Schnitzer, M.; Selles, F. and Zentner, R. P.: Effect of 6 years of zero tillage and N fertilizer management on changes in soil quality of an orthic Brown Chernozem in Southwestern Saskatchewan. Soil Tillage Res., 14:39-52.

CHAN & MEAD, 1988: Chan, K.Y. and Mead, J.A.: Surface physical properties of sandy loam soil under different tillage practices. Australian Journal of Soil Research, 26, 549-559

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.

CONANT, R.T., PAUSTIAN, K. & ELLIOTT, E.T., 2001: Grassland management and conversion into grassland: effects on soil carbon. Ecological Applications, 11, 343-355

CORINAIR, 1994: European Commission, CORINAIR Technical annexes Volume 2 Default emission factors handbook, Luxembourg 1994 (UBA: LU 35 0568/1985,2)

DÄMMGEN, 2005: Dämmgen, U.: Statistical Data for Animal Numbers in German Emission Inventories. Landbauforsch Völkenrode, special issue (im Druck)

DÄMMGEN, 2006: Dämmgen, Ulrich Statistical Data for Animal Numbers in German Emission Inventories. Landbauforsch. Völkenrode, Sonderheft noch unveröffentlicht

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, 2004: Dämmgen U., Lüttich M., Döhler H., Eurich-Menden B., Osterburg B.: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Emission Inventory Report (NIR 2004 for 2002), Part 3. Methods and Data(GAS-EM). In: Dämmgen U Nationaler Inventarbericht 2004 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen: Teilbericht für die Quellgruppe Landwirtschaft. Landbauforsch. Völkenrode SH 260

DÄMMGEN et al, 2005: 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). Landbauforsch Völkenrode, special issue (im Druck)

DÄMMGEN & KESSELMEIER, 2006: Dämmgen, U & Kesselmeier, J.:Potential Importance of the Emissions of Biogenic Sulfur Species from Animal Husbandry. In Vorbereitung.

DÄMMGEN & LÜTTICH, 2006: Dämmgen, U. & Lüttich, M.: The Derivation of Nitrogen Excretions for Dairy Cows from Available Statistical Data. In Vorbereitung.

DAVIDSON, E.A. & ACKERMAN, I.L., 1993: Changes in soil carbon inventories following cultivation of previously untilled soils. Biogeochemistry, 20,161-193

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

DDR-STATISTIK, 1989: Kraftwerksstatistik der DDR: Energiewirtschaftlicher Jahresberichte 1989, Band 1a, Vereinigte Kraftwerks Aktiengesellschaften Ingenieurunternehmen für Kraftwerks-, Energie- und Umwelttechnik. (Standort Umweltbundesamt Fachgebiet I 2.6, Jörg Schneider), unveröffentlicht

DEBRIV, 2003a: Deutscher Braunkohlenindustrie Verein e.V.: CO_2-Emissionen bei der Braunkohlentrocknung. Schreiben des DEBRIV vom 07.05.1993 und 29.06 1993, aktualisiert am 18.06.2003, unveröffentlicht

DEBRIV, 2003b: Deutscher Braunkohlenindustrie Verein e.V.: Stromerzeugung, Brennstoffverbrauch der öffentlichen Braunkohlekraftwerke (Alte und Neue Bundesländer, 1992 ff.) vom 16. und 23.03.2001, aktualisiert am 28.05.2002, persönliche Mitteilungen von Uwe Maaßen (DEBRIV).

DEBRIV, 2004: Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V., Mitteilung vom 15. September 2004 an das IKP Stuttgart.

DEBRIV, o.J.: Deutscher Braunkohlenindustrie Verein e.V. (Hrsg.)]: Braunkohlen - ein Industriezweig stellt sich vor. Verschiedene Jahrgänge, jeweils ohne Jahresangabe. (Standort Umweltbundesamt: Az 72210/1)

DEGRYZE, S., SIX J., PAUSTIAN, K., MORRIS, S.J., PAUL, E.A. & MERCKX, R., 2004: Soil organic carbon pool changes following land-use conversions. Global change Biology, 10, 1120-1132

DESTATIS, 1989: CORINE Land Cover - Nomenklatur der Bodenbedeckungen. URL: http://www.destatis.de/stbis/oc_1110/f20/d/nomenkla.htm

DESTATIS, 1991-2004: Statistisches Bundesamt: Fachserien (Zeitschrift), siehe Einzelquellen

DESTATIS, 1992a: 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, 2000b: Bodennutzungshaupterhebung, letzte (Stand Mai 2004) ausgewertete Vollerhebung für das Jahr 1999

DESTATIS, 2002a: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Fachserie 3, Reihe 5. 1, Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung, 2001, Wiesbaden 2002

DESTATIS, 2002b: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 2002 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.5.3 Siedlungsabfälle

DESTATIS, 2002c: Statistisches Bundesamt, Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993 (WZ93), Wiesbaden 2002.

DESTATIS, 2003: Statistisches Jahrbuch 2002, zu finden unter http://www.destatis.de/basis/d/bevoe/bevoetab4.htm

DESTATIS, 2003a: Statistisches Bundesamt (Hrsg.): Statistik regional Ausgabe 2003 - CD-ROM - Gemeinschaftsveröffentlichung der Statistischen Ämter des Bundes und der Länder

DESTATIS, 2004 a: URL: www.destatis.de, Recherche vom 06.09.2005

DESTATIS, 2004 b: Mitteilung von DESTATIS vom 10.9.04

DESTATIS, 2005: Statistisches Jahrbuch 2004, gefunden am 02.09.2005 unter http://www.destatis.de/download/d/bevoe/bevoe_nach_bundeslaendern04.pdf

DESTATIS, Fachserie 3 Reihe 2.1.2, Jg. 1991: Statistisches Bundesamt, Fachserie 3, Reihe 2.1.1: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei; Bodennutzung der Betriebe, Agrarstrukturerhebung 1991, Wiesbaden

DESTATIS, Fachserie 3 Reihe 2.1.2, Jg. 1999: Statistisches Bundesamt, Fachserie 3, Reihe 2.1.1: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei; Bodennutzung der Betriebe, Agrarstrukturerhebung 1999, Wiesbaden

DESTATIS, Fachserie 3 Reihe 5.1, Jg. 1993-2002: Statistisches Bundesamt, Fachserie 3, Reihe 5.1: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei; Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung 1993, Wiesbaden

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 3.1, Jg. 2003: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 3.1: Produzierendes Gewerbe, Produktion im Produzierenden Gewerbe nach Waren und Warengruppen (für die Jahre 2002), Wiesbaden

DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 6.4, Jg. 1991-2004: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 6.4: Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe (für die Jahre 1990-2003), W. Kohlhammer Verlag, Stuttgart

DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, versch. Jahrgänge: Statistisches Bundesamt; Fachserie 4, Reihe 8.1; Eisen und Stahl, Poeschel-Verlag

DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.2, Jg. 1990-2004: Statistisches Bundesamt, Fachserie 4, Reihe 8.2: Produzierendes Gewerbe, Düngemittelversorgung, Wiesbaden.

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: Statisisches 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

DESTATIS, Fachserie 19 Reihe 2.3 1991-2004: Statistisches Bundesamt: Fachserie 19 Reihe 2.3, Umwelt, Unfälle mit wassergefährdenden Stoffen 2003, vorab per E-mail von Frau Jansen (DESTATIS)

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 LANDWIRTSCHAFT, 1998: Lehrbuch für Landwirtschaftsschulen. Band 1: Pflanzliche Erzeugung. 11. Aufl. BLV-Verlagsgesellschaft mbH, München

DIE VERBRAUCHER INITIATIVE e.V., 2005: Distickstoffmonoxid, (Online Dokument) http://www.zusatzstoffe-online.de/html/zusatz.php3?nr=942 , Zugriff Mai 2005

DIETER et al, 2002: Dieter, M., Elsasser, P.: Quantification and Monetary Valuation of Carbon Storage in the Forests of Germany in the Framework of National Accounting. Federal Research Centre for Forestry and Forest Products, Institute for Economics, Working Paper 2002 / 8

DIETER, ELSASSER, 2002: Carbon stocks and carbon stock changes in the tree biomass of Germany's forests. Forstwissenschaftl. Centralblatt 121 (4), 195-210

DIN, 1989: DIN 1286, Teil 2, Mehrscheiben-Isolierglas gasgefüllt. Zeitstandsverhalten, Grenzabweichungen des Gasvolumenanteils, Mai 1989.

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, 2004: Deutsches Institut für Normung e. V. (DIN). DIN 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, 1992: 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.

DIW, 2002: Rieke, H. (DIW): Fahrleistungen und Kraftstoffverbrauch im Straßenverkehr; in: DIW Wochenbericht Nr. 51-52/2002; Berlin, Dezember 2002; Ergebnisse auch kontinuierlichveröffentlicht in „Verkehr in Zahlen“

DLR, 1999: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Hrsg.), Entwicklung und Bewertung vereinfachter Verfahren zur Bestimmung von Abgasemissionen aus Flugtriebwerken im Reiseflug, Köln, 1999

DÖPELHEUER, 2002: Anwendungsorientierte Verfahren zur Bestimmung von CO, HC und Ruß aus Luftfahrttriebwerken, Dissertationsschrift des DLR, Institut für Antriebstechnik, Köln, 2002

EHRIG, 1997: Verbundvorhaben Deponiekörper : Tagungsband zum 2. Statusseminar am 4. und 5. Februar 1997 in Wuppertal, BMBF-gefördert unter UBA-FKZ 146 0 799, beim Projektträger Abfallwirtschaft und Altlastensanierung im UBA

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 Coppenhagen.

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, 2006: Atmospheric Emission Inventory Guidebook. Chapter 1090 Manure Management Regarding Nitrogen Compunds. Draft.

ERHARD, M., EVERINK C., JULIUS C. & KREINS P., 2002: Bundesweite Betrachtung der Zusammenhänge zwischen Agrarstatistikdaten und aktuellen Daten zur Bodennutzung. Forschungsbericht 200 71 247 UBA-FB 000341; UBA Texte 71/02

EUROPÄISCHE GEMEINSCHAFTEN, 1992: Verordnung (EWG) Nr.2158/92 des Rates vom 23. Juli 1992 zum Schutz des Waldes in der Gemeinschaft gegen Brände. Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften, L.217, S.3

EUROPÄISCHES PARLAMENT UND DER RAT (2003): Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. URL: http://europa.eu.int/eur-lex/pri/de/oj/dat/2003/l_275/l_27520031025de00320046.pdf

EUROPEAN COMMISSION, 1994: CORINAIR Technical annexes, Volume 2, Default emission factors handbook, Luxemburg 1994

EXXONMOBIL, 2000: Mobil Erdgas-Erdöl GmbH: 100 Milliarden Kubikmeter Erdgas aus norddeutschen Quellen gefördert. Internetseiten, Unser Unternehmen, INFO & SERVICE, Pressemeldungen, URL: http://www.exxonmobil.de/cgi-bin/dps/dps-query-actual.cgi?inclfile=00031301. Hamburg. Aufruf vom 07.03.2006.

EXXONMOBIL, 2006: Internetseiten Produktion & Produkte, Produktion, ERDGAS, Produktion, URL: http://www.exxonmobil.de/produktion/erdgasproduktion/produktion/index.html. Aufruf vom 21.02.2006. Hamburg

FALBE, J.; REGITZ, M.**:** Römpp Chemie Lexikon, 9. Georg Thieme Verlag, Stuttgart

FACHINFORMATIONSZENTRUM CHEMIE GmbH, 2005: Vernetztes Studium Chemie, URL: http://www.vsc.de/vsengine/printvlu/vsc/de/ch/2/vlu/carbonyle/nucleophile_n.vlu.html, Zugriff Mai 2005

FAO, o.J.: Tabellen auf Homepage unter http://faostat.fao.org/default.jsp und persönlicher Austausch UBA mit FAO

FCCC, 2003: Germany – Report of the individual review of the Greenhouse Gas Inventory submitted in the year 2003 (centralized review), Framework Convention on Climate Change (FCCC). FCCC/WEB/IRI(3)/2003/DEU. Bonn.

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, 2003: Fraunhofer-Institut Umwelt-, Sicherheits-, Energietechnik: noch nicht veröffentlichter Bericht

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, D. von, 1988: Hinweise für den Feldfutterbau sowie den Zwischenfruchtbau zur Futternutzung und Gründüngung. 11. Auflage. Landwirtschaftskammer Rheinland, Bonn.

FISCHER, 1997: Klimawirksame Emissionen durch Pkw-Klimaanlagen. Diplomarbeit an der TU Berlin, FB 10, ISS-Fahrzeugtechnik.

FRANZLUEBBERS, A.J., NAZIH N., STUEDMANN J.A., FUHRMANN J.J., SCHOMBERG H.H. & HARTEL P.G., 1999: Soil carbon and nitrogen pools under low- and high-endophyte-infected tall fescue. Soil Science Society of America Journal, 63, 1687-1694

FRANZLUEBBERS, A.J, STUEDMANN J.A., SCHOMBERG H.H. & WILKINSON, S.R., 2000: Soil organic C and N pools under long-term pasture management in the Southern Piedmont USA. Soil Biology & Biochemistry, 32, 469-478

GEBHART, D.L., JOHNSON H.B., MAYEUX H.S. & POLLEY H.W., 1994: The CRP increases soil organic carbon. Journal of Soil and Water Conservation, 49, 488-492

GENSIOR, A., 2004: Evaluating considerations of CORINE Land Cover usage for reporting obligations on Kyoto LULUCF. Part two: Considerations of monitoring and reporting procedures on soil carbon stock inventories. In CORINE Land Cover 2000 in Germany and Europe and its use for Environmental Applications. UBA Texte 04/04, 144-148

GENSIOR, A. & ZEITZ J., 1999: Einfluss einer Wiedervernässungsmaßnahme auf die Dynamik chemischer und physikalischer Bodeneigenschaften eines degradierten Niedermoores. Archiv für Naturschutz und Landschaftsforschung, 38, S. 267 – 302

GRUNDNER; SCHWAPPACH 1952: Massentafeln zur Bestimmung des Holzgehaltes stehender Waldbäume und Waldbestände. 10. Aufl. Verlag Paul Parey, Berlin, Hamburg.

GUO, L.B. & GIFFORD, R.M., 2002: Soil carbon stocks and land use change: a meta analysis. Global Change Biology, 8, 345-360

HAKKILA, 1972: Utilisation of residual forest biomass. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York

HART, P.B.S., AUGUST J.A. & ROSS C.W., 1988: Some biochemical and physical properties of Tokomaru silt loam under pasture and after 10 years of cereal cropping. New Zealand Journal of Agricultural Research, 31,77-86

HAUSBERGER, 2003: Update of the Emission Functions for Heavy Duty Vehicles in the Handbook Emission Factors for Road Traffic, TU Graz, 2003

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

HÖPER, H., 2002: Carbon and nitrogen mineralization rates in German agriculturally used fenlands. In: Broll, G. Merbach, W. und E.-M. Pfeiffer (Hrsg.): Wetlands in Central Europe. Soil organisms, soil ecological processes, and trace gas emissions. Springer, Berlin, 149-164.

HORNE, D.J., ROSS C.W. & HUGHES, K.A., 1992: Ten years of a maize/oats rotation under three tillage systems on a silt loam in New Zealand. Soil & Tillage Research, 22, 131-143

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 Lemmnitz, Elke Lindner, Hans-Albert Müller und Ursula Zehrfeld. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft, Leipzig 1991

IFEU, 2001: Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg, Fehrenbach, H., Knappe, F., Vogt, R.: Ökobilanzielle Anforderungen an die Cofermentation von biogenen Abfällen in Faulbehältern. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Raumordnung und Landwirtschaft NRW. Düsseldorf 2001

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, 2003b: 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 motoriserten Verkehrs in Deutschland 1960-2030, sowie TREMOD 4.0, im Auftrag des Umweltbundesamtes, FKZ 204 45 139, Berlin 2005

IHORI, T., BURKE I.C., LAUENROTH W.K. & COFFIN D.P., 1995: Effects of cultivation and abandonment on soil organic matter in north eastern Colorado. Soil Science Society of America Journal, 59, 1112-1119

ILK Dresden, 1999: Institut für Luft- und Kältetechnik Dresden, Dichtheit von Kälteanlagen, Projektleitung Ralf Birndt, im Auftrag des Forschungsrats Kältetechnik, Frankfurt am Main 1999.

INFAS, 2004: Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.1- Dokumentation, Bern, 188.8.2004

INFRAS, i.B.: Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.0, F+E-Vorhaben 298 43 100/02, Abschluss voraussichtlich 12/2003

INNOVATIONS-REPORT, 2004: Anästhetikum an der Zulassungsschwelle, URL:http://www.innovationsreport.de/html/berichte/medizin_gesundheit/bericht-28102.html, Zugriff Juni 2004

IPCC, 1996a: Intergovermental Panel on Climatic 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

IPPC (1996c): Intergovernmental Panel on the Climatic 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 Climatic 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 Climatic 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, 2004a: Intergovernmental Panel on Climatic 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 2002: Hautzinger,H. et al: Fahrleistungserhebung 2002, im Auftrag der Bundesanstalt für Straßenwesen, Projektnummer FE 82.201/002, Heilbronn/Mannheim 11/2004

JAHRBUCH BERGBAU, 1994-2004: Erdöl- und Erdgas, Petrochemie, Elektrizität, Umweltschutz, ab 2001: Jahrbuch der europäischen Rohstoffwirtschaft, Verlag Glückauf, Essen, laufende Jahrgänge ab 1994

JASTROW,J.D. & LUSSENHOP J., 1998: Contributions of integrating biological mechanisms to soil aggregate stabilization in restored prairie. Soil Biology and Biochemistry, 30, 905-916

KLIMONT et al, 2002: Klimont, Z.; Cofala, J.; Bertok, I.; Amann, M.; Heyes, C.; Gyarfas, F.: Modelling Particulate Emissions in Europe. A Framework to Estimate Reduction Potential and Control Cost. Interim Report IR-02-076. IIASA Laxenburg, 169 pp.

KNIGGE, W.; SCHULZ, H. 1966: Grundriß der Forstbenutzung. Paul Parey Verlag, Hamburg und Berlin. KOLLMANN, F. 1982: Technologie des Holzes und der Holzwerkstoffe. Bd. 1, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York.

KOLLMANN, F. 1982: Technologie des Holzes und der Holzwerkstoffe. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York

KRAUTH et al, 1994: N_2O in Kläranlagen, BMFT-Förderkennzeichen 02 WA 910 2/9. Im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie

KURZ, W.A.; BEUKEMA, S.J.; APPS, M.J. 1996: Estimation of root biomass and dynamics for the carbon budget model of the Canadian forest sector. Can. J. For. Res. 26 (11), 1973-1979.

LAGGNER, A., 2003: Satellitenbildgestützte Analyse der Flächennutzungsveränderung am Beispiel der Grünlandnutzung im Landkreis Gifhorn. Diplomarbeit Technische Universität Braunschweig

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 Produktemissionen. Umweltbundesamt. Vermerk. Blatt 2.2.88 vorbehaltlich weiterer Recherchen. Angaben für 1990 – 1995, Angenommener VOC Anteil von 50%. Unveröffentlicht.

LARIONOVA, A.A., ROZANOVA L.N., YEVDOKIMOV I.V., YERMOLAYEV A.M., KURGANOVA I.N. & BLAGODATSKY S.A., 2003: Land-use change and management effects on carbon sequestration in soils of Russia´s South Taiga zone. Tellus, 55B, 331-337

LAWS, W.D. & EVANS D.D., 1949: The effects of long-time cultivation on some physical and chemical properties of two rendzina soils. Soil Science Society of America Proceedings, 14, 15-19

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

LIEBIG et al., 2004: Liebig, M.A.; Tanaka, D.L. and Wienhold, B.J.: Tillage and cropping effects on soil quality indicators in the northern great plains Soil & Tillage Research 78/2, 131-143

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, 2004: Lüttich M, Dämmgen U, Eurich-Menden B, Döhler H, Osterburg B: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Inventory Report (NIR 2004 for the Year 2002). Part 2. Tables. In: Dämmgen U (Hrsg.) Nationaler Inventarbericht 2004 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen: Teilbericht für die Quellgruppe Landwirtschaft. Landbauforsch. Völkenrode SH 260

LÜTTICH et al, 2005: Lüttich, M.; Dämmgen, U.; Eurich-Menden, B.; Döhler, H.; Osterburg, B.: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Emission Inventory Report (NIR) 2006 for 2004. Part 2: Tables. Landbauforsch Völkenrode, special issue (im Druck)

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 Völkenrode.

MANN, L.K., 1986: Changes in soil carbon storage after cultivation. Science, 142, 279-288

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.)

MARTENS, D.A., REEDEY T.E. & LEWIS D.T., 2003: Soil organic carbon content and composition of 130-year crop, pasture and forest land-use managements. Global Change Biology 10,65-78

MEYER, K., 1999: Die Flüsse der klimarelevanten Gase CO_2, CH_4, N_2O eines nordwestdeutschen Niedermoores unter dem Einfluss der Wiedervernässung., Göttinger Bodenkundliche Berichte; Band 111, 134 S.

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

MUNLV, 2001: Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW: Abfälle aus Kläranlagen in Nordrhein-Westfalen, inhaltliche Bearbeitung: Fehrenbach, H., Knappe, F. (IFEU Heidelberg), Berichte zur Umwelt Bereich Abfall Band 5, Düsseldorf 2001

MUNDEL, G., 1976: Untersuchungen zur Torfmineralisation in Niedermooren.- Archiv Acker-, Pflanzenbau und Bodenkunde. H. 10, 20: 669-679

MURTY, D., KIRSCHBAUM M.U.F., MCMURTIE E.R.E. & MCGILVRAY H., 2002: Does conversion of forest to agricultural land change soil carbon and nitrogen? a review of the literature. Global Change Biology, 8, 105-123

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.

OECD/IEA, 2004: CO_2-Emissions from fuel combustion 1971 – 2002, 2004 Edition, OECD & IEA, Paris, ISBN 92-64-10738-X

OEHMICHEN, J. & Mitarbeiter, 1990: Pflanzenproduktion, Bd. 2. Produktionstechnik. 607 S. Parey: Berlin - Hamburg : POTTER et al 1999, REEDER et al. 1998

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: CO_2 Emisssionsfaktoren für die Erstellung der nationalen CO_2-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 20601074/01, Frankfurt am Main, 1996

ÖKO-RECHERCHE, 2001: Emissionen des Kältemittels R-134a aus mobilen Klimaanlagen. 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

OSOWSKI, S., NEUMANN J. & FAHLENKAMP, H., 2004: Nutzung biogener Festbrennstoffe in Vergasungsanlagen. Chemie Ingenieur Technik, 76, No. 7

POST, W.M. & KWON, K.C., 2000: Soil carbon sequestration and land-use change: processes and potential. Global Change Biology, 6, 317 – 327

POTTER,, K.N., TORBERT, H.A., JOHNSON, H.B. & TISCHLER, C.R., 1999: Carbon Storage After Long-Term Grass Establishment On Degraded Soils. Soil Science, 164, 718 – 723

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 CO_2-Emissionen in Deutschland, Forschungsprojekt des UBA, FKZ 29744850, 2000

PROGNOS, 2002: Verkehrsentwicklung Sommer 2002 - Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen; Basel, 30. Juni 2002

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

RAUMIS, 1996: Endbericht zum Kooperationsprojekt Entwicklung des gesamtdeutschen Agrarsektormodells RAUMIS96, Institut für Agrarpolitik, Marktforschung und Wirtschaftssoziologie der Universität Bonn und Institut für Betriebswirtschaft, Strukturforschung und Landwirtschaftliche Marktforschung der Bundesanstalt für Landwirtschaft (FAL), Bonn und Braunschweig – Völkenrode, Dez. 1996

REEDER, J.D., SCHUMAN, G.E & BOWMAN, R.A. 1998: Soil C and N changes on conservation reserve program lands in the Central Great Plains. Soil and Tillage Research, 47, 339 - 349

REIDY et al, 2006: 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 NH_3 emission inventories from agriculture: liquid manure systems. In Vorbereitung.

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. Gütling 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

RHEINBRAUN AG, o.J.: Emissionserklärungen von 1987 – 1996, unveröffentlicht

ROSS,C.W. & HUGHES, K.A., 1985: Maize/oates forage rotation under three cultivation systems, 1978-83. 2. Soil properties. New Zealand Journal of Agricultural Research, 28, 209-219

RWTÜV, 2003a: Steven, H.: Update der Emissionsfaktoren für Motorräder, im Auftrag des Umweltbundesamtes; F+E-Nr. 298 43 100/02, Dezember 2003

RUHR-STICKSTOFF Aktiengesellschaft, 1985: Faustzahlen für Landwirtschaft und Gartenbau. 10. überarbeitete Auflage, 584. S. Verlagsunion Agrar, Münster-Hiltrup, München, Frankfurt a.M., Wien, Bern

SACHS, 1992: Angewandte Statistik: Anwendung statistischer Methoden. Springer, Berlin / Heidelberg

SACHS, L. 1984: Angewandte Statistik. Bd. 6. Aufl., Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, Tokyo.

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.

SENSER et al, 1991: SENSER 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.

SKEMSTAD,J.O., CATCHPOOLE, V.R. & LE FEUVRE, R.P., 1994: Carbon dynymics in Vertisols under several crops as assessed by natural abundance 13C. Australian Journal of Soil Research, 32, 311-321

STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT e.V., 2003b: Internetseite mit Übersichtstabellen. URL: http://www.kohlenstatistik.de. Aufruf der Seite 12.10.2004, Stand Übersichtstabellen 03.02.2004. Köln, Berlin.

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.

STEINBRUCHS-BERUFSGENOSSENSCHAFT, 2003: SHE-Tag in Voigtei: Drei Jubiläen mit 1600 Gästen, Ausgabe 6/03,
Internetseite URL http://www.stbg.de/Zeitung/se603/she.htm. Langenhagen. Aufruf vom 23.02.2006.

TA LUFT, 2002: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, TA Luft - Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft, vom 24. Juli 2002, Gemeinsames Ministerialblatt (GMBl). Nr. 25 - 29 vom 30.7. 2002 S. 511ff.

TIESSEN, H., STEWART, J.W.B. & BETTANY, J.R., 1982: Cultivation effects on the amounts and concentration of carbon, nitrogen, and phosphorous in grassland soils. Agronomy Journal, 74, 831-835

TNO, 2002a: TNO report - N_2O formation in vehicle catalysts, 02.OR.VM.17.1/NG, 28.2.2002

TNO, 2002b: TNO report - N_2O-emissions from passenger cars, 02.OR.VM.16.1/NG,28.2.2002

TNO, 2003: TNO report - N_2O-emissions of HD-vehicles, 03.OR.VM.006.1/IJR, may 2003

TU GRAZ, 2002: Hausberger, S. et al.: Update of the Emission Functions for Heavy Duty Vehicles in the Handbook Emission Factors for Road Traffic, im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, des Bundesministeriums für verkehr, Innovation und Technologie und des Umweltbundesamtes Österreich ; Graz, 16.12.2002

TU GRAZ, 2003: Hausberger, S. et al: Update der Emissionsfaktoren für schwere Nutzfahrzeuge nach EURO 3, bericht Nr. FVT-45/03/ Haus Em 6790-30 vom 22.12.2003

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 Umweltbundesamted, 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 9/93Emissionen 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, 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, 2002b: Umweltbundesamt: Umweltdaten Deutschland 2002, Berlin

UBA, 2002c: Umweltbundesamt: ZSE/Point Source User Manual; Handbuch für die Software Modulare EnergieSystem Analyse und Planung (MESAP 4), Auftragnehmer seven2one 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, 2005: Inventarverbesserungen (2005) - Umsetzung des Inventarplanes und nationale unabhängige Überprüfung der Emissionsinventare für Treibhausgase Teilvorhaben 02: Bilanzierung d. Gewinnung u. Verwendung von Kalkstein in Deutschland und Ausweisung d. CO_2-Emissionen. FKZ 20541217/02, noch in Bearbeitung

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, 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 2002: FCCC/CP/2001/13/ADD.1: Report of the Converence of the Parties on its Seventh Session, held at Marrakesh From 29 Oktober to 10 November 2001.

UNFCCC, 2002: FCCC/SBSTA/2002/1: Guidelines for the Preparation of National Communications By Parties included in Annex 3 to the Convention, Part I: UNFCCC Reporting Guidelines on annual Inventories, Tables of the Common Reporting Format, unter URL: http://unfccc.int/resource/webdocs/sbsta/2002/01.pdf

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.

VDI, 1999: Verein Deutscher Ingenieure e.V: VDI-Richtlinie 2578 - Emissionsminderung - Glashütten, 11/1999

VDI, 2000: Verein Deutscher Ingenieure e.V.: VDI-Richtlinie 2440 - Emissionsminderung – Mineralölraffinerien. Düsseldorf

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, 2005: Verein Deutscher Zementwerke e.V.: Siebte aktualisierte Erklärung zur Klimavorsorge, Monitoring-Bericht 2000 – 2003, Verminderung der CO_2-Emissionen: Beitrag der deutschen Zementindustrie.

VIK, o.J.: Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V : Statistik der Energiewirtschaft, Verlag Energieberatung , Essen, Fortlaufende Jahrgänge

VOGT, K.A.; VOGT, D.J.; PALMIOTTO, P.A.; OON, P.; OHARA, J.; ASBJORNSEN, H. 1996: Review of root dynamics in forest ecosystems grouped by climate, climatic forest type and species. Plant and Soil 187 (2).

VOLK, F., 1997: Recherches sur les Fumees Produits par la Detonation de divers Explosifs, Explosifs,

VORNEY, R.P., VAN VEEN, J.A. & PAUL, E.A., 1981: Organic C dynamics in grassland soils. 2. Model validation and simulation of the long-term effects of cultivation and rainfall erosion. Canadian Journal of Soil Science, 61, 211-224

WALLMANN, 1999: Ökologische Bewertung der mechanisch-biologischen Restabfallbehandlung und der Müllverbrennung auf Basis von Energie- und Schadgasbilanzen. Schriftenreihe des Arbeitskreises für die Nutzbarmachung von Siedlungsabfällen ANS e.V., Heft 38

WEILBACHER, 1987: Ausgasung von Zellgasen, interner Laborbericht vom 17.08.87 (überreicht von der BASF AG, Ludwigshafen).

WEISS, PATEL, o.J.: Non-energy Emission Accounting Tables (NEAT) - CO_2 emissions from the non-energy use of fossil fuels. Utrecht University, Department of Science, Technology and Society (STS) / Copernicus Institute, Utrecht, Netherlands (unveröffentlicht)

WEISS, SCHIELER, SCHADAUER, RADUNSKY, ENGLISCH, 2000: Die Kohlenstoffbilanz des Österreichischen Waldes und Betrachtungen zum Kyoto-Protokoll. Umweltbundesamt GmbH, Wien.

WEISSERMEL, K.; ARPE, H.-J., 1998: Industrielle Organische Chemie, Bedeutende Vor- und Zwischenprodukte, Fünfte vollständig überarbeitete Auflage

WIESEN et al, 1994: Nitrous Oxide and Methane Emissions from Aero Engines, Geophys. Res. Lett., 21 (1994) 2027-2030

WIESEN et al, 1996: 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

WIRTH, SCHULZE, SCHWALBE, TOMCZYK, WEBER, WELLER, 2004a: Dynamik der Kohlenstoffvorräte in den Wäldern Thüringens. Thüringer Landesanstalt für Wald, Jagd und Fischerei, Jena.

WIRTH, SCHUMACHER, SCHULZE, 2004b: Generic biomass functions for Norway spruce in Central Europe - a meta-analysis approach towards prediction and uncertainty estimation. Tree Physiology 24.

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 CO_2-Berechnung“, Endbericht zum EUROSTAT-Vorhaben des Umweltbundesamtes, 24.04.2003, aktualisiert um die „Energiebilanz 1999“ vom 20.09.2003

ZIESING 2004: Ziesing, Hans-Joachim: CO_2-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

Anhänge zum Nationalen Inventarbericht

12 ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS

Entsprechend der „*IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*“[71] (*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 Kapazitäten auf die wesentlichen Quellgruppen der Inventare konzentrieren zu können, wurde durch den IPCC die Kategorie 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) die jeweiligen Hauptquellgruppen zu identifizieren.

Für die identifizierten Hauptquellgruppen besteht dann die Verpflichtung, sehr detaillierte Berechnungsmethoden (Tier 2 oder höher), die ebenfalls in der Good Practice Guidance vorgegeben sind, anzuwenden. Sollte dies 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 angewendeten Methoden mindestens eine vergleichbare Genauigkeit im Berechnungsergebnis erreicht wird. Diese Nachweise sowie auch die insgesamt durchgeführte Hauptquellenanalyse ist 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

71 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

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 CO_2-Äquivalentemissionen in insgesamt 177 Einzelaktivitäten aufgesplittet.

12.1.1 Tier 1 Level Approach

Im Ergebnis werden die Quellgruppen als Hauptquellgruppen (●) festgelegt, die 1990, bzw. 2004 von der Menge der freigesetzten Emissionen 95 % der nationalen Gesamtemission (als CO_2-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 2004 insgesamt 34 Hauptquellgruppen festzustellen (siehe Tabelle 116).

Tabelle 116: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2004) gemäß Tier 1 Level Approach

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	2004# [Gg CO_2 Equi.]	Level Assessment#	Key Source#
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CO_2	317.884,82	30,25	●
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CO_2	160.277,91	15,25	●
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	CO_2	115.623,09	11,00	●
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CO_2	94.555,77	9,00	●
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CO_2	46.705,62	4,44	●
2C1 Metal Production Iron and Steel Production	Steel (integrated production)	CO_2	42.490,33	4,04	●
5.B Cropland		CO_2	25.007,14	2,38	●
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	24.626,78	2,34	●
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CO_2	19.524,02	1,86	●
1A1b Petroleum Refining	all fuels	CO_2	19.490,81	1,85	●
5C Grassland		CO_2	16.598,12	1,58	●
2A1 Mineral Products Cement Production		CO_2	13.929,05	1,33	●
4D3 Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	11.822,52	1,13	●
6A1 Managed Waste Disposal on Land		CH_4	11.382,89	1,08	●
4A1 Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	10.038,00	0,96	●
2B5 Chemical Industry	Other	CO_2	9.691,23	0,92	●
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s	8.292,56	0,79	●
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	7.518,27	0,72	●
4A1 Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	7.112,70	0,68	●
1B2b Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	6.999,20	0,67	●
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CO_2	6.679,81	0,64	●
1B1a Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	6.460,68	0,61	●

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	2004# [Gg CO_2 Equi.]	Level Assessment#	Key Source#
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CO_2	6.331,08	0,60	•
2A2 Mineral Products Lime Production		CO_2	5.529,36	0,53	•
2B1 Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	5.168,91	0,49	•
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	4.780,87	0,45	
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	4.408,06	0,42	
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	CO_2	3.889,97	0,37	
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	2.559,10	0,24	
6B1 Wastewater Handling	Industrial Wastewater	N_2O	2.276,67	0,22	
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	N_2O	1.857,77	0,18	
4B1 Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	1.781,71	0,17	
2C4 SF_6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6	1.682,39	0,16	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CO_2	1.656,26	0,16	
4B1 Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	1.613,39	0,15	
1A3c Transport Railways	all fuels	CO_2	1.611,06	0,15	
4B8 Manure Management	Swine	CH_4	1.538,92	0,15	
1B1c Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH_4	1.489,03	0,14	
4D2 Agricultural Soils	Animal Production	N_2O	1.396,95	0,13	
4A2 Enteric Fermentation	other animals	CH_4	1.392,93	0,13	
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	N_2O	1.261,82	0,12	
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CO_2	1.032,49	0,10	
3DTotal Solvent and Other Product Use		N_2O	1.007,50	0,10	
4B13 Manure Management Other	Other Cattle	N_2O	961,00	0,09	
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CO_2	936,26	0,09	
2C3 Aluminium Production		CO_2	914,30	0,09	
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2	867,87	0,08	
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	N_2O	697,97	0,07	
2A7 Glass Production		CO_2	680,51	0,06	
6 A3 Other - Composting		CH_4	650,18	0,06	
4D4 Agricultural Soils	Other	CH_4	632,76	0,06	
4B13 Manure Management Other	Dairy Cows	N_2O	620,00	0,06	
4B13 Manure Management Other	Poultry	N_2O	584,97	0,06	
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	CH_4	548,47	0,05	
5F Other Land		CO_2	530,82	0,05	
2E Production of Halocarbons and SF_6	production of HCFC-22	HFC´s	511,05	0,05	
2A7 Bricks and Tiles Production	limesto-input	CO_2	475,42	0,05	
2C3 Aluminium Production		PFC´s	445,72	0,04	
4B13 Manure Management Other	Swine	N_2O	387,50	0,04	

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	2004# [Gg CO_2 Equi.]	Level Assessment#	Key Source#
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	PFC´s	384,83	0,04	
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	N_2O	364,68	0,03	
4B13 Manure Management Other	other animals	N_2O	287,00	0,03	
4B2 Manure Management	other animals	CH_4	274,60	0,03	
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	N_2O	272,17	0,03	
6A3 Other - Composting		N_2O	246,13	0,02	
2E Production of Halocarbons and SF_6	Fugitive emissions	SF_6	239,00	0,02	
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CH_4	199,92	0,02	
1B2a Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH_4	130,16	0,01	
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	N_2O	109,47	0,01	
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	N_2O	108,88	0,01	
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CH_4	104,91	0,01	
5G Other (please specify)		CO_2	93,13	0,01	
6B1 Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4	91,06	0,01	
1A1b Petroleum Refining	all fuels	N_2O	65,70	0,01	
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N_2O	65,09	0,01	
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CH_4	63,64	0,01	
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CH_4	62,63	0,01	
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CH_4	53,98	0,01	
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	N_2O	31,53	0,00	
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CH_4	28,18	0,00	
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	N_2O	21,59	0,00	
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO_2	18,35	0,00	
1A3c Transport Railways	all fuels	N_2O	17,55	0,00	
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CO_2	16,45	0,00	
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	N_2O	12,47	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	N_2O	11,31	0,00	
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	N_2O	9,45	0,00	
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CH_4	9,24	0,00	
1B1b Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH_4	8,71	0,00	
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	CH_4	8,40	0,00	
1A1b Petroleum Refining	all fuels	CH_4	7,99	0,00	
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	N_2O	7,81	0,00	
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	N_2O	7,66	0,00	
2B5 Chemical Industry	other	N_2O	5,77	0,00	

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	2004# [Gg CO_2 Equi.]	Level Assessment#	Key Source#
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CH_4	5,14	0,00	
2C2 Ferroalloys Production	Ferroalloys	CO_2	2,20	0,00	
2C1 Metal Production Iron and Steel Production	other	CH_4	1,94	0,00	
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CH_4	1,47	0,00	
5 Land-Use Change and Forestry		N_2O	1,36	0,00	
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH_4	1,18	0,00	
1A2e. Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CH_4	0,90	0,00	
1A3c Transport Railways	all fuels	CH_4	0,79	0,00	
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	CH_4	0,59	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	
1B2d Other	Stadtgas	CH_4	0,00	0,00	
2A4 Soda Ash		CO_2	0,00	0,00	
2C5 Other		HFC 134a	0,00	0,00	
2E Production of Halocarbons and SF_6		PFC´s	0,00	0,00	
4G Other	Other	N_2O	0,00	0,00	
1B2c Fugitive Emissions from Fuels Venting and Flaring	Venting and Flaring	CH_4	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 1990 zur Änderung der Gesamttreibhausgasemissionen 2004 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 Quellgruppenzusammenfassung sind nach diesem Verfahren insgesamt 43 Hauptquellen festzustellen (siehe Tabelle 117).

Tabelle 117: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2004) gemäß Tier 1 Trend Approach (ohne Senken)

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	1990# [CO_2 Equi.]	2004# [CO_2 Equi.]	Trend Assessment#	% Abs.#	Key Source#
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CO_2	330.836,449	317.884,816	0,05113	17,31	●
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CO_2	150.261,538	160.277,912	0,04154	14,07	●
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CO_2	58.290,188	19.524,015	0,03304	11,19	●
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CO_2	144.359,692	94.555,775	0,02857	9,67	●
6A1 Managed Waste Disposal on Land		CH_4	35.915,115	11.382,887	0,02110	7,14	●
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	18.804,600	4.780,867	0,01241	4,20	●
1B1a Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	18.415,178	6.460,681	0,01010	3,42	●
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	CO_2	129.446,041	115.623,088	0,00992	3,36	●
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s	39,780	8.292,562	0,00952	3,22	●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CO_2	11.825,988	1.656,264	0,00936	3,17	●
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CO_2	63.949,629	46.705,616	0,00710	2,41	●
2B5 Chemical Industry	Other	CO_2	6.783,105	9.691,233	0,00471	1,59	●
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	4.673,383	7.518,271	0,00421	1,43	●
1A1b Petroleum Refining	all fuels	CO_2	19.599,901	19.490,810	0,00379	1,28	●
5.B Cropland		CO_2	26.534,197	25.007,138	0,00354	1,20	●
2E Production of Halocarbons and SF_6	production of HCFC-22	HFC´s	4.329,000	511,050	0,00354	1,20	●
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CO_2	10.917,119	6.679,806	0,00270	0,92	●
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	2.897,396	4.408,062	0,00232	0,79	●
2C1 Metal Production Iron and Steel Production	Steel (integrated production)	CO_2	49.240,230	42.490,329	0,00205	0,70	●
6B1 Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4	2.226,214	91,056	0,00202	0,68	●
1B2b Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	6.383,138	6.999,205	0,00198	0,67	●
2C3 Aluminium Production		PFC´s	2.489,410	445,720	0,00186	0,63	●
2C4 SF_6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6	188,810	1.682,393	0,00176	0,60	●
2A1 Mineral Products Cement Production		CO_2	15.145,810	13.929,047	0,00162	0,55	●

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	1990# [CO_2 Equi.]	2004# [CO_2 Equi.]	Trend Assessment#	% Abs.#	Key Source#
2B1 Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	4.596,386	5.168,911	0,00158	0,53	•
4A1 Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	10.250,100	7.112,700	0,00157	0,53	•
5C Grassland		CO_2	18.555,156	16.598,121	0,00145	0,49	•
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	N_2O	3.646,976	1.857,766	0,00133	0,45	•
4D1 Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	28.400,940	24.626,779	0,00132	0,45	•
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	4.476,720	2.559,098	0,00132	0,45	•
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CH_4	1.216,099	63,642	0,00109	0,37	•
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CH_4	1.271,088	199,923	0,00098	0,33	•
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2	2.049,777	867,872	0,00095	0,32	•
1A3c Transport Railways	all fuels	CO_2	2.879,282	1.611,055	0,00089	0,30	
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	N_2O	609,316	1.261,824	0,00087	0,30	
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CO_2	1.989,607	1.032,490	0,00071	0,24	
6A3 Other - Composting		CH_4	49,778	650,179	0,00070	0,24	
3DTotal Solvent and Other Product Use		N_2O	1.922,000	1.007,500	0,00067	0,23	
2A2 Mineral Products Lime Production		CO_2	6.136,687	5.529,359	0,00053	0,18	
6B1 Wastewater Handling	Industrial Wastewater	N_2O	2.212,709	2.276,670	0,00052	0,17	
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	CH_4	1.200,406	548,466	0,00051	0,17	
4A1 Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	12.663,000	10.038,000	0,00050	0,17	
4B13 Manure Management Other	Dairy Cows	N_2O	1.271,000	620,000	0,00050	0,17	
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CO_2	8.171,643	6.331,075	0,00049	0,17	
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CO_2	1.600,467	936,265	0,00045	0,15	
2C2 Ferroalloys Production	Ferroalloys	CO_2	429,000	2,200	0,00041	0,14	
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO_2	443,160	18,354	0,00040	0,14	
1A3e. Transport Other Transportation	all fuels	CO_2	4.302,258	3.889,969	0,00038	0,13	
2A7. Glass Production		CO_2	1.200,773	680,506	0,00036	0,12	
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	N_2O	801,899	364,676	0,00034	0,12	

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	1990# [CO_2 Equi.]	2004# [CO_2 Equi.]	Trend Assessment#	% Abs.#	Key Source#
4B1 Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	2.310,243	1.613,385	0,00034	0,12	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	PFC´s	138,055	384,826	0,00031	0,11	
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	N_2O	648,748	272,167	0,00030	0,10	
6 A3 Other - Composting		N_2O	14,043	246,135	0,00027	0,09	
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	N_2O	1.118,464	697,966	0,00026	0,09	
4B13 Manure Management Other	Other Cattle	N_2O	1.426,000	961,000	0,00025	0,09	
4B1 Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	1.906,317	1.781,711	0,00024	0,08	
4B8 Manure Management	Swine	CH_4	1.616,154	1.538,922	0,00023	0,08	
4B13 Manure Management Other	Swine	N_2O	709,900	387,500	0,00023	0,08	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CH_4	236,814	5,143	0,00022	0,07	
4B13 Manure Management Other	Poultry	N_2O	516,460	584,970	0,00018	0,06	
4A.2 Enteric Fermentation	other animals	CH_4	1.511,160	1.392,930	0,00017	0,06	
2E Production of Halocarbons and SF_6	Fugitive emissions	SF_6	119,500	239,000	0,00016	0,05	
4B13 Manure Management Other	other animals	N_2O	198,090	286,998	0,00014	0,05	
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CH_4	176,891	28,175	0,00014	0,05	
1A1b. Petroleum Refining	all fuels	N_2O	199,886	65,699	0,00011	0,04	
5F Other Land		CO_2	530,824	530,824	0,00011	0,04	
2C3 Aluminium Production		CO_2	1.011,923	914,296	0,00009	0,03	
4B2 Manure Management	other animals	CH_4	238,657	274,602	0,00009	0,03	
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CH_4	169,149	62,632	0,00009	0,03	
4D4 Agricultural Soils	Other	CH_4	-672,036	-632,760	0,00009	0,03	
2A7 Bricks and Tiles Production	limesto-input	CO_2	489,818	475,422	0,00008	0,03	
2E Production of Halocarbons and SF_6		PFC´s	80,113	0,000	0,00008	0,03	
1B2a Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH_4	226,636	130,156	0,00007	0,02	
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N_2O	18,207	65,094	0,00006	0,02	
4D3 Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	14.243,412	11.822,517	0,00005	0,02	
5G Other (please specify)		CO_2	163,570	93,132	0,00005	0,02	

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	1990# [CO_2 Equi.]	2004# [CO_2 Equi.]	Trend Assessment#	% Abs.#	Key Source#
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	N_2O	64,416	11,307	0,00005	0,02	
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	N_2O	158,145	108,882	0,00003	0,01	
1.B2d. Other	Stadtgas	CH_4	18,970	0,000	0,00002	0,01	
4D2 Agricultural Soils	Animal Production	N_2O	1.706,742	1.396,947	0,00002	0,01	
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CO_2	3,647	16,454	0,00002	0,01	
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CH_4	26,669	9,244	0,00001	0,00	
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	N_2O	144,213	109,467	0,00001	0,00	
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	N_2O	22,334	9,453	0,00001	0,00	
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CH_4	54,608	53,984	0,00001	0,00	
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	N_2O	19,853	7,665	0,00001	0,00	
1A3c Transport Railways	all fuels	N_2O	31,711	17,547	0,00001	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CH_4	135,070	104,913	0,00001	0,00	
1B1b Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH_4	18,090	8,707	0,00001	0,00	
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	N_2O	2,919	7,812	0,00001	0,00	
1B1c Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH_4	1.806,840	1.489,030	0,00001	0,00	
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	N_2O	22,974	21,589	0,00000	0,00	
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CH_4	3,765	0,904	0,00000	0,00	
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	N_2O	40,532	31,525	0,00000	0,00	
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	N_2O	13,487	12,474	0,00000	0,00	

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	1990# [CO_2 Equi.]	2004# [CO_2 Equi.]	Trend Assessment#	% Abs.#	Key Source#
2C1 Metal Production Iron and Steel Production	other	CH_4	3,919	1,944	0,00000	0,00	
1A3c. Transport Railways	all fuels	CH_4	2,310	0,790	0,00000	0,00	
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CH_4	0,549	1,470	0,00000	0,00	
2B5 Chemical Industry	other	N_2O	5,766	5,766	0,00000	0,00	
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	CH_4	1,674	0,591	0,00000	0,00	
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	CH_4	9,368	8,397	0,00000	0,00	
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH_4	0,822	1,175	0,00000	0,00	
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CH_4	1,164	0,571	0,00000	0,00	
5 Land-Use Change and Forestry		N_2O	1,210	1,360	0,00000	0,00	
1A1b Petroleum Refining	all fuels	CH_4	9,895	7,988	0,00000	0,00	
2B5 Chemical Industry	other	CH_4	0,253	0,214	0,00000	0,00	
1B2a Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CO_2	0,001	0,001	0,00000	0,00	
2A4 Soda Ash		CO_2	0,000	0,000	0,00000	0,00	
2C5. Other		HFC 134a	0,000	0,000	0,00000	0,00	
4G Other	Other	N_2O	0,000	0,000	0,00000	0,00	
1B2c Fugitive Emissions from Fuels Venting and Flaring	Venting and Flaring	CH_4	0,000	0,000	0,00000	0,00	

#) without Sinks

12.1.3 Tier 2 Approach

Die Hauptquellgruppenanalyse nach dem Tier 2 Ansatz beruht auf den Ergebnissen einer Unsicherheitenbestimmung nach Tier 2. Bisher wurden für das Deutsche Treibhausgasinventar noch keine Unsicherheiten gemäß dem Tier 2 Ansatz mittels Monte-Carlo-Simulation ermittelt. Es wurden bisher 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. In der Folge der geplanten Durchführung der Unsicherheitenbestimmung nach Tier 2 ist ebenfalls zukünftig eine Bestimmung der Hauptquellgruppen unter Berücksichtigung der Unsicherheiten vorgesehen. Über den derzeitigen Stand der Unsicherheitenbestimmung informieren die einschlägigen Kapitel im NIR (1.7 und im Anhang, Kapitel 18)

12.1.4 Bewertung

Die vorgelegten Resultate beruhen auf einer in Übereinstimmung mit den Vorschriften sehr detailliert durchgeführten Analyse. Es wurden für das Jahr 2004 insgesamt (in der Summe beider TIER 1 Verfahren) 49 Hauptquellgruppen (41 Level 1990; 34 Level 2004; 43 Trend) identifiziert. Sie verursachen insgesamt eine CO_2-Äquivalentemission von 986063 Gg und

dies entspricht einem Anteil von 96,9 % an der Gesamtemission des Jahres 2004. 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 118 zusammengefasst dargestellt.

In der weiteren Bearbeitung des Forschungsvorhabens zur Qualitätssicherung der Inventare wird dann auch eine Hauptquellenfestlegung nach der Tier 2 Methodik erfolgen.

Tabelle 118: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2004) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach (ohne Senken)

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	Level# 1990	Level# 2004	Trend# 2004
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CH_4			
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	CO_2	●	●	●
1A1a Public electricity and Heat production	all fuels	N_2O			●
1A1b Petroleum Refining	all fuels	CH_4			
1A1b Petroleum Refining	all fuels	CO_2	●	●	●
1A1b Petroleum Refining	all fuels	N_2O			
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CH_4			
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	CO_2	●	●	●
1A1c Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	all fuels	N_2O			
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CH_4			
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	CO_2	●	●	
1A2a Manufacturing Industries and Construction Iron and Steel	all fuels	N_2O			
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CH_4			
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	CO_2			
1A2b Manufacturing Industries and Construction Non-Ferrous Metals	all fuels	N_2O			
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CH_4			
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	CO_2			
1A2d Manufacturing Industries and Construction Pulp, Paper and Print	all fuels	N_2O			
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CH_4			
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	CO_2			
1A2e Manufacturing Industries and Construction Food Processing	all fuels	N_2O			
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CH_4			
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	CO_2	●	●	●
1A2f Manufacturing Industries and Construction Other	all fuels	N_2O			
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH_4			
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2			●
1A3a Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N_2O			
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CH_4			●
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	CO_2	●	●	●
1A3b Transport Road Transportation	all fuels	N_2O			
1A3c Transport Railways	all fuels	CH_4			
1A3c Transport Railways	all fuels	CO_2			
1A3c Transport Railways	all fuels	N_2O			
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	CH_4			
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2			●

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	Level# 1990	Level# 2004	Trend# 2004
1A3d Transport Navigation	Diesel Oil	N_2O			
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	CH_4			
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	CO_2			
1A3e Transport Other Transportation	all fuels	N_2O			
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CH_4			•
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	CO_2	•	•	•
1A4a Other Sectors Commercial/Institutional	all fuels	N_2O			
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	CH_4			
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	CO_2	•	•	•
1A4b Other Sectors Residential	all fuels	N_2O			
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CH_4			
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	CO_2	•	•	•
1A4c Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	all fuels	N_2O			
1A5Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CH_4			
1A5Other Include Military fuel use under this category	all fuels	CO_2	•		•
1A5 Other Include Military fuel use under this category	all fuels	N_2O			
1B1a Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	•	•	•
1B1b Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH_4			
1B1c Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH_4			
1B2a Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH_4			
1B2a Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CO_2			
1B2b Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	•	•	•
1B2c Fugitive Emissions from Fuels Venting and Flaring	Venting and Flaring	CH_4			
1.B2d Other	Stadtgas	CH_4			
2A1 Mineral Products Cement Production		CO_2	•	•	•
2A2 Mineral Products Lime Production		CO_2	•	•	
2A4 Soda Ash		CO_2			
2A7 Bricks and Tiles Production	limesto-input	CO_2			
2A7 Glass Production		CO_2			
2B1 Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	•	•	•
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	•	•	•
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	•		•
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO_2			
2B5 Chemical Industry	other	CH_4			
2B5 Chemical Industry	Other	CO_2	•	•	•
2B5 Chemical Industry	other	N_2O			
2C1 Metal Production Iron and Steel Production	other	CH_4			

IPCC Source Category	Activity	Emissions Of	Level# 1990	Level# 2004	Trend# 2004
2C1 Metal Production Iron and Steel Production	Steel (integrated production)	CO_2	●	●	●
2C2 Ferroalloys Production	Ferroalloys	CO_2			
2C3 Aluminium Production		CO_2			
2C3 Aluminium Production		PFC´s			●
2C4 SF_6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6			●
2C5 Other		HFC 134a			
2E Production of Halocarbons and SF_6	production of HCFC-22	HFC´s			●
2E Production of Halocarbons and SF_6		PFC´s			
2E Production of Halocarbons and SF_6	Fugitive emissions	SF_6			
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s		●	●
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	PFC´s			
2F Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	●		●
3D Total Solvent and Other Product Use		N_2O			
4A1 Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
4A1 Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	●
4A2 Enteric Fermentation	other animals	CH_4			
4B13 Manure Management Other	Dairy Cows	N_2O			
4B13 Manure Management Other	other animals	N_2O			
4B13 Manure Management Other	Other Cattle	N_2O			
4B13 Manure Management Other	Poultry	N_2O			
4B13 Manure Management Other	Swine	N_2O			
4B1 Manure Management	Dairy Cattle	CH_4			
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4			
4B2 Manure Management	other animals	CH_4			
4B8 Manure Management	Swine	CH_4			
4D1 Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	●	●	●
4D2 Agricultural Soils	Animal Production	N_2O			
4D3 Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	●	●	
4D4 Agricultural Soils	Other	CH_4			
4G Other	Other	N_2O			
5 Land-Use Change and Forestry		N_2O			
5A Forest Land		CO_2			
5B Cropland		CO_2	●	●	●
5C Grassland		CO_2	●	●	●
5F Other Land		CO_2			
5G Other (please specify)		CO_2			
6A1 Managed Waste Disposal on Land		CH_4	●	●	●
6A3 Other - Composting		CH_4			
6A3 Other - Composting		N_2O			
6B1 Wastewater Handling	Industrial Wastewater	CH_4			●
6B1 Wastewater Handling	Industrial Wastewater	N_2O			

#) without Sinks

13 ANHANG 2: DETAILLIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO_2 EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE

13.1 Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und ihre wichtigsten Datengrundlagen

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.

Erarbeitet wird die Energiebilanz von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB), der neben den Verbänden der Energiewirtschaft auch energiewirtschaftliche Forschungsinstitute angehören. Mitglieder der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen sind (Stand: September 2005):

- sechs Energiewirtschaftsverbände
  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
- drei wirtschaftswissenschaftliche Forschungsinstitute
  Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Berlin,
  Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI), Köln,
  Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), Essen.

Bis zum Jahr 1994 ist die Energiebilanz vom Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, Essen, erstellt worden.

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 119 aufgelistet. Danach kommt der amtlichen (z.B. Statistisches Bundesamt) und halbamtlichen (z.B. Statistik der Kohlenwirtschaft) Berichterstattung eine wesentliche Bedeutung zu. Allerdings können dadurch nicht alle Elemente erfasst werden. Daher werden zusätzlich Verbandsstatistiken genutzt.

Hinzu kommen in einer Reihe von Fällen, z.B. zur Darstellung des nichtenergetischen Verbrauchs seitens der chemischen Industrie, persönliche Expertenmitteilungen.

Tabelle 119: 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 62). 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
Primärenergiebilanz		Gewinnung im Inland	1
		Einfuhr	2
		Bestandsentnahmen	3
		Energieaufkommen im Inland	4
		Ausfuhr	5
		Hochseebunkerungen	6
		Bestandsaufstockungen	7
		Primärenergieverbrauch im Inland	8
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Kokereien	9
		Ortsgaswerke	10
		Steinkohlenbrikettfabriken	11
		Braunkohlenbrikettfabriken	12
		öffentliche Wärmekraftwerke	13
		Zechen- und Grubenkraftwerke	14
		Sonstige Industriewärmekraftwerke	15
		Kernkraftwerke	16
		Wasserkraftwerke	17
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	18
		Hochöfen	19
		Raffinerien	20
		Sonstige Energieerzeuger	21
		Umwandlungseinsatz insgesamt	22
	Umwandlungsausstoß	Kokereien	23
		Ortsgaswerke	24
		Steinkohlenbrikettfabriken	25
		Braunkohlenbrikettfabriken	26
		öffentliche Wärmekraftwerke	27
		Zechen- und Grubenkraftwerke	28
		Sonstige Industriewärmekraftwerke	29
		Kernkraftwerke	30
		Wasserkraftwerke	31
		Heizkraftwerke, Fernheizwerke	32
		Hochöfen	33
		Raffinerien	34
		Sonstige Energieerzeuger	35
		Umwandlungsausstoß insgesamt	36
	Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Steinkohlenzechen-, brikettfabriken	37
		Kokereien	38
		Ortsgaswerke	39
		Braunkohlengruben, -brikettfabriken	40
		Kraftwerke	41
		Erdöl- und Erdgasgewinnung	42
		Raffinerien	43
		Sonstige Energieerzeuger	44
		E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	45
		Fackel- u. Leitungsverluste, Bewertungsdiff.	46
		Energieangebot im Inland n.Umwandlungsbilanz	47
		Nichtenergetischer Verbrauch	48
		Statistische Differenzen	49
Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Endenergieverbrauch	50
		Übriger Bergbau	51
		Steine und Erden	52
		Eisenschaffende Industrie	53
		Eisen-, Stahl- und Tempergießereien	54
		Ziehereien und Kaltwalzwerke	55
		NE-Metallerzeug.,-halbzeugwerke,-gießereien	56
		Chemische Industrie	57
		Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung	58
		Gummiverarbeitung	59
		Übriges Grundstoff- u.Produktionsgütergew.	60
		Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe	51-60
		Maschinenbau	61
		Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbau	62
		Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik	63
		Eisen-, Blech- und Metallwaren	64
		Übriges Investitionsgüter produz. Gewerbe	65
		Investitionsgüter produzierendes Gewerbe	61-65
		Glas und Feinkeramik	66
		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
		Schienenverkehr	74
		Straßenverkehr	75
		Luftverkehr	76
		Küsten- und Binnenschiffahrt	77
		Verkehr insgesamt	78
		Haushalte und Kleinverbraucher insgesamt	79
		Militärische Dienststellen	80

		Energiebilanz der Bundesrepublik ab 1995	Zeile
Primärengeegiebilanz		Gewinnung im Inland	1
		Einfuhr	2
		Bestandsentnahmen	3
		Energieaufkommen im Inland	4
		Ausfuhr	5
		Hochseebunkerungen	6
		Bestandsaufstockungen	7
		Primärenergieverbrauch im Inland	8
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Kokereien	9
		Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken	10
		Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	11
		Industriewärmekraftwerke	12
		Kernkraftwerke	13
		Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	14
		Öffentliche Heizkraftwerke	15
		Fernheizwerke	16
		Hochöfen	17
		Raffinerien	18
		Sonstige Energieerzeuger	19
		Umwandlungseinsatz insgesamt	20
	Umwandlungsausstoß	Kokereien	21
		Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken	22
		Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW)	23
		Industriewärmekraftwerke	24
		Kernkraftwerke	25
		Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen	26
		Öffentliche Heizkraftwerke	27
		Fernheizwerke	28
		Hochöfen	29
		Raffinerien	30
		Sonstige Energieerzeuger	31
		Umwandlungsausstoß insgesamt	32
	Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Kokereien	33
		Steinkohlenzechen, -brikettfabriken	34
		Braunkohlengruben, -brikettfabriken	35
		Kraftwerke	36
		Erdöl- und Erdgasgewinnung	37
		Raffinerien	38
		Sonstige Energieerzeuger	39
		E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	40
		Fackel- u. Leitungsverluste	41
		Energieangebot im inland. + Umwandlungsbereich	42
		nichtenergetischer Verbrauch	43
		Statistische Differenzen	44
Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Endenergieverbrauch	45
		Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau	46
		Ernährung und Tabak	47
		Papiergewerbe	48
		Grundstoffchemie	49
		Sonstige chemische Industrie	50
		Gummi- u. Kunststoffwaren	51
		Glas u. Keramik	52
		Verarbeitung v. Steine u. Erden	53
		Metallerzeugung	54
		NE-Metalle, -gießereien	55
		Metallbearbeitung	56
		Maschinenbau	57
		Fahrzeugbau	58
		Sonstige Wirtschaftszweige	59
		Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe insg.	60
		Schienenverkehr	61
		Straßenverkehr	62
		Luftverkehr	63
		Küsten- und Binnenschiffahrt	64
		Verkehr insgesamt	65
		Haushalte	66
		Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übrige Verbraucher	67
		Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	68

Quelle: AGEB, 2003

Abbildung 62: 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 62 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
	SK-Andere		BK-Briketts
	Rohbenzol		Andere BK-Produkte
Braunkohlen	BK-Kohle		Hartbraunkohle
	BK-Briketts	Mineralöle	Erdöl
	BK-Koks		Ottokraftstoff
	BK-Staubk.		Rohbenzin
	BK-Hartk.		Flugturbinenkraftstoff
Sonstige feste Brennstoffe	Brennholz		Dieselkraftstoff
	Brenntorf		Heizöl leicht
	Klär.-Müll		Heizöl schwer
Mineralöle	Erdöl		Petrolkoks
	Mot.benzin		Flüssiggas
	Rohbenzin		Raffineriegas
	Flugbenz.		Andere Mineralölprodukte
	Schw. Flkr.	Gase	Kokerei- u. Stadtgas
	Diesel		Gichtgas u. Konvertergas
	Heizöl, l.		Erdgas, Erdölgas
	Heizöl, s.		Grubengas
	Petrolkoks	Erneuerbare Energien	Wasserkraft
	MIN-And.		Wind- u. Photovolatikanlagen
Gase	Flüssiggas		Müll und sonstige Biomassen
	Raffgas		Sonst. Erneuerb. Energien
	Kokereigas	Elektr. Strom und andere Energie-träger	Strom
	Gichtgas		Kernenergie
	Erdgas		Fernwärme
	Erdölgas	Energie-träger insgesamt	Primär-ET-
	Grubengas		Sekundär-ET
	Klärgas		Summe
Elektr. Strom und andere Energieträger	Strom		
	Wasserkr.		
	Kernenergie		
	Fernwärme		
	Sonstige ET		
Energie-träger insgesamt	Primär-ET		
	Sekundär-ET		
	Summe		

Quelle: ZIESING et al, 2003

Abbildung 63: 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 63 dargestellt. Über die Satellitenbilanz „Erneuerbare Energien“ können die Erneuerbaren Energien ab 1996 weiter aufgeschlüsselt werden (AGEB 2003).

Es ist anzumerken, dass ab dem Jahr 2000 die Energieträgerstruktur im Bereich Erneuerbare Energien / Müll geändert wurde: 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 betreuten 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 2000-2004 noch auf vom UBA erstellten vorläufigen Energiebilanzen in der Struktur von 1995-1999 basieren (vgl. Kapitel 13.4).

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 Umbuchung von statistischen Differenzen in den Sektor Haushalte und Kleinverbraucher

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 u.a. die folgende Änderung vorgenommen worden:

Die statistischen Differenzen, die in den Energiebilanzen für die alten Bundesländer bei der elektrischen Energie in den Bilanzen bis 1994 gesondert ausgewiesen worden sind, werden rückwirkend nunmehr sachgerecht dem Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher (neue Bezeichnung: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) zugerechnet.

Bei den auf den Sektor Haushalte und Kleinverbraucher umgebuchten statistischen Differenzen bei der elektrischen Energie handelt es sich um die folgenden Größen, um die der Verbrauch des Sektors erhöht wird:

Angaben in GWh	1990	1991	1992	1993	1994
Zuordnung der statistischen Differenzen bei der elektrischen Energie auf den Sektor Haushalte und Kleinverbraucher	8658	13848	14748	16522	18682

13.4 Erstellung vorläufiger Energiebilanzen ab 1999 durch das UBA

Die endgültigen Energiebilanzen weisen gegenwärtig einen Nachlauf von vier 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 2000 bis 2004 erarbeitet. Die ***Auswertetabellen zur Energiebilanz*** werden jährlich im Sommer mit Angaben zum Vorjahr. Von der AG Energiebilanzen ins Netz gestellt. Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass die Angaben in den Auswertetabellen vorläufig sind, solange sie für zurückliegende Jahre nicht unmittelbar aus den endgültigen Energiebilanzen abgeleitet worden sind.

Die *Auswertetabellen zur Energiebilanz* enthalten die folgenden Angaben:

- Struktur des Energieverbrauchs nach Quellgruppen
- Primärenergieverbrauch nach Energieträgern
- Primärenergiegewinnung im Inland nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch insgesamt nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch des übrigen Bergbaus und verarbeitenden Gewerbes nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch des Verkehrs nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch der Haushalte nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen nach Energieträgern
- Endenergieverbrauch der militärischen Dienststellen nach Energieträgern
- Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung

Mit Werten zum Primärenergieverbrauch, dem Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung, dem Energieangebot im Inland nach Umwandlungsbilanz (das ist der Primärverbrauch abzüglich der Umwandlungsverluste und des Energieverbrauchs im Umwandlungsbereich), zum Nichtenergetischen Verbrauch und zum Endenergieverbrauch nach Quellgruppen als Eckdaten wurde vom Umweltbundesamt die Umwandlungsbilanz von 1999 ergänzt und somit zu vorläufigen Energiebilanzen für die Jahre 2000 bis 2004 vervollständigt

13.5 Methodische Aspekte: Energiebedingte Aktivitätsraten

Die im UBA erstellten Inventare für Luftschadstoffe und Treibhausgase bauen grundsätzlich sehr strikt auf den von der AG Energiebilanzen erstellten Energiebilanzen für Deutschland auf. In Teilbereichen werden allerdings die aus der Energiebilanz ermittelten Aktivitätsraten teilweise noch durch Aktivitätsraten aus anderen Quellen ergänzt, beispielsweise gilt dies für den Brennholzeinsatz in den Quellgruppen Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

13.5.1 Ergänzungen der Energiebilanzdaten

Die Energiebilanzdaten wurden mit den Angaben vom Statistischen Bundesamt (DESTATIS, FS19 R1) zum gesamten Hausmülleinsatz in Müllverbrennungsanlagen 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 verfolgt. 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, FS19 R1) 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 sowie im öffentlichen Bereich als auch im industriellen Bereich die Energiebilanz höhere Werte als die Abfallstatistik ausweist, werden die Energiebilanzdaten nicht auf das Niveau der Abfallstatistik angepasst. Grund dafür ist, dass in diesem Fall die Energiebilanz realitätsnähere Werte erfasst als die Abfallstatistik, da in letzterer v.a. die energetische Verwertung von Industriemüll unterschätzt wird, was auch durch das Forschungsprojekt „Basisjahr und Aktualisierung“, durchgeführt durch IE Leipzig (FKZ 20541115) bestätigt wird. Für die neuen Bundesländer sind die Aktivitätsraten demnach höher als die der Abfallstatistik. Durch diese Vorgehensweise wird dem Anspruch Rechnung getragen, dass keine Emissionen ausgelassen werden.

Im Bereich des Einsatzes von Abfällen ist schließlich die Verbrennung 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.

Eine zweite Ergänzung der Energiebilanz erfolgt für den Erdgaseinsatz der Kompressoren im Erdgasnetz. Dieser wird über einen pauschalen 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 CO_2. Ab 1995 wird der Erdgaseinsatz für die Gaskompressoren von den Energiebilanzdaten abgesetzt, hinsichtlich des genauen Verfahrens besteht jedoch noch Klärungsbedarf (ZIESING et al, 2003).

13.5.2 Umgruppierung der Energiebilanzdaten

Für die Erstellung der Inventare im UBA werden eine ganze Reihe Umgruppierungen vorgenommen. Diese betreffen die Umgruppierung zwischen verschiedenen Brennstoffen sowie die Übertragung einzelner Brennstoffeinsätze in andere Verbrauchsbereiche.

Folgende Umgruppierungen werden vorgenommen:

- Der Einsatz von Flugturbinenkraftstoff im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Energiebilanz-Zeile 79) wurde bis 1994 dem Petroleum-Einsatz in Kleinfeuerungsanlagen zugeordnet. Ab 1995 wird der Einsatz von Flugturbinentreibstoff im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Zeile 74), der dann auch das Militär mit erfasst, insgesamt dem militärischen Flugverkehr zugeordnet. Diese Verschiebung entspricht jedoch nur einem Emissionsvolumen von maximal 30 000 t CO_2. Diese Umgruppierung wird erst im ZSE vorgenommen.
- Der Flugturbinenkraftstoff im Verkehrssektor wird pauschal zu 80% dem internationalen Flugverkehr zugeordnet. Diese Zuordnung wird erst im ZSE vorgenommen.

Weitere Abweichungen, die sich in der Gesamtsumme aufheben, sind in der quellgruppenspezifischen Zuordnung nur in geringem Maße zu erwarten.

13.6 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 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 derzeit aktuellste jüngste Energiebilanz für das Jahr 2002 konnte im das Inventar wegen ihres späten Erscheinen (November 2005) nur teilweise berücksichtigt werden.

13.6.1 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 und die dazu verwendeten Daten ausführlich darzustellen (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 und 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 die in Kapitel 13.5.1 aufgeführten Änderungen vorgenommen worden (vergleiche ZIESING et al, 2003).

Außerdem 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. Die vollständigen Energiebilanzen wurden bis zum Jahr 1990, der Primärenergieverbrauch nach Energieträgern bis zum Jahr 1980 nach der Wirkungsgradmethode zurückgerechnet.

Dieser Ansatz gilt für die Bewertung solcher Energieträger, für die es keinen einheitlichen Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert gibt. Dabei handelt es sich um den Außenhandel mit Strom, um die Wasser- und Windkraft, die Photovoltaik sowie die Kernenergie.

Mangels entsprechender Daten nicht angepasst werden konnte die Differenzierung des Endenergieverbrauchs nach den Quellgruppen im verarbeitenden Gewerbe, für die 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 hat.

Mit den zuvor beschriebenen Änderungen sind die Energiebilanzen für Deutschland sowie für die alten und neuen Bundesländer für alle Jahre von 1990 bis 1994 überarbeitet worden.

Aus Sicht des DIW Berlin können diese Energiebilanzen als die maßgebliche energiestatistische Grundlage für die Ermittlung der energiebedingten CO_2-Emissionen in Deutschland angesehen werden.

Bei der Überarbeitung der Aktivitätsraten für stationären 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.

Beginnend mit der Energiebilanz für das Jahr 1995 ist wiederum eine Reihe von Anpassungen erforderlich geworden. Diese betreffen im Wesentlichen entsprechend den international üblichen Verfahren die methodischen Änderungen bei der Bewertung von Energieträgern, für die es keinen einheitlichen Umrechungsmaßstab wie den Heizwert gibt sowie Änderungen einiger Spalten (Energieträger) und - auch aufgrund einer neuen

Systematik für die Wirtschaftszweige des Produzierenden Gewerbes (WZ 93) - Zeilen (Quellgruppen) in der Energiebilanzmatrix. Außerdem werden von 1995 an Energiebilanzen nur noch für die Bundesrepublik Deutschland insgesamt vorgelegt, da die Datenbasis eine durchgängig getrennte Darstellung für die alten und neuen Bundesländer nicht mehr erlaubt. Die Strukturen der Energiebilanz bis 1994 und ab 1995 sind in Abbildung 62 und Abbildung 63 dargestellt.

13.7 Unsicherheiten der Aktivitätsraten stationärer Feuerungsanlagen

13.7.1 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.

13.7.1.1 Gegenstand der Unsicherheitenschätzung

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.

13.7.1.2 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, m^3) 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 Aggregatszustand 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.
- Vorläufigkeit[72]: 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 Umweltbundesamtes[72]: 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.

[72] 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.

13.7.1.3 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.

Für jede Aktivitätsrate eines Brennstoffs *j* der BEU-Tabelle *i* der Energiebilanzzeile k setzt sich die Gesamtunsicherheit (uncertainty *U*) $U_{ges,\ i,\ j,\ k}$ damit aus der Unsicherheit der für die BEU-Aktivitätsrate relevante Energiebilanzzelle[73] 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 Energiebilanzzelle zu einer BEU-Aktivitätsrate.

Den neun möglichen Schritten zur Unsicherheitenschätzung entsprechen maximal neun verschiedene Unsicherheiten für jede BEU-Aktivitätsrate. Diese setzen sich aus folgenden Unsicherheiten zusammen:

<u>Energiebilanz (EB):</u>

- Natürliche Einheiten (NE): $U_{EB,\ NE,\ j,\ k}$
- Heizwerte (HW): $U_{EB,\ HW,\ j,\ k}$
- Erfassung und Meldung (EM): $U_{EB,\ EM,\ j,\ k}$
- Vorläufigkeit (VL): $U_{EB,\ VL,\ j,\ k}$
- Hausenergiebilanz des Umweltbundesamtes (HEB): $U_{EB,\ HEB,\ j,\ k}$
- Sonstiges SO): $U_{EB,\ SO,\ j,\ k}$

<u>BEU:</u>

- Struktur und Datenquellen (SD): $U_{BEU,\ SD,\ i,\ ,j,\ k}$
- Hochrechnung (HR): $U_{BEU,\ HR,\ i,\ j,\ k}$
- Sonstiges (SO): $U_{BEU,\ SO,\ i,\ j,\ k}$

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:

$$U_{ges} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + ... + U_n^2}$$

Übertragen auf die BEU-Aktivitätsraten ergibt sich die dann Gesamtunsicherheit $U_{ges,\ i,\ j,\ k}$ aus folgender Formel:

$$U_{ges,i,j,k} = \sqrt{U_{EB,NE,j,k}^2 + U_{EB,HW,j,k}^2 + U_{EB,EM,j,k}^2 + U_{EB,VL,j,k}^2 + U_{EB,HEB,j,k}^2 + U_{EB,SO,j,k}^2 + U_{BEU,SD,i,j,k}^2 + U_{BEU,HR,i,j,k}^2 + U_{BEU,SO,i,j,k}^2}$$

[73] Eine Energiebilanz*zelle* bezieht sich auf einen Brennstoff innerhalb einer Energiebilanz*zeile*.

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 CO_2-Emissionen. Denn die CO_2-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 CO_2-Emissionen. Aus diesem Grund wurde neben der jeweiligen Gesamtunsicherheit der BEU-Aktivitätsrate auch die entsprechende für CO_2-Emissionen relevante Unsicherheit ausgewiesen. Die für die CO_2-Emissionen relevante Unsicherheit einer BEU-Aktivitätsrate verkürzt sich somit auf die Aggregation der Unsicherheiten der Energiebilanz:

$$U_{ges,i,j,k} = \sqrt{U_{EB,NE,j,k}^2 + U_{EB,HW,j,k}^2 + U_{EB,EM,j,k}^2 + U_{EB,VL,j,k}^2 + U_{EB,HEB,j,k}^2 + U_{EB,SO,j,k}^2}$$

Trotz der o.g. Überschätzung der Unsicherheiten für den Fall der CO_2-Emissionen bei Verwendung der Gesamtunsicherheit, welche das BEU-Modell mit einschließt, hat sich das Umweltbundesamt entschieden diese höheren Gesamtunsicherheiten in das Zentrale System Emissionen einzuspeisen. Dieses Vorgehen entspringt dem Vorsichtsprinzip, mit dem Ziel die Unsicherheit der Aktivitätsraten nicht zu unterschätzen.

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.

13.7.2 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 Disaggregierung durch die Hausenergiebilanz des UBA trägt in vereinzelten Fällen mit bis zu 100 % ebenfalls zur Unsicherheit bei.

Für die Unsicherheiten der BEU kann sowohl die Disaggregierung 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 Disaggregierung 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 120 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 120: 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 CO_2-Emissionen) ermittelt. Dies zeigt, dass sich die zum Teil sehr hohen Unsicherheiten einzelner Aktivitätsraten bei der Ermittlung der Gesamtunsicherheit aller Aktivitätsraten gegenseitig partiell ausgleichen.

13.8 Dokumentation der Daten zum BEU-Modul

Dem BEU-Modell (Struktur siehe Tabelle 10 bis Tabelle 15) ist die Dokumentation der Daten vorgelagert. Die Dokumentation gliedert sich in vier Arbeitsschritte:

- Beschreibung des Sektors und Literaturverzeichnis

- Zusammenstellung von Daten aus der Energiebilanz und weiteren Quellen mit Quellenangabe
- Ergänzung und Bewertung der Daten
- Festlegen der Modelldaten

Alle vier Arbeitsschritte sind nach Quellgruppen der BEU-Struktur gegliedert.

Im ersten Arbeitsschritt erfolgt die Beschreibung des Sektors, z. B. durch Angabe von Produktionsdaten und seine Stellung in der Energiebilanz. Auf statistische Besonderheiten wird hingewiesen und die Datenherkunft mit genauer Quellenangabe aufgelistet.

Die Auswertung der Daten wird im zweiten Arbeitsschritt vorgenommen (Daten-Bibliothek). Neben Brennstoffeinsätzen werden auch Daten zu anderen quellgruppenspezifischen, energiebezogenen Merkmalen (Erfassungsmerkmale) in die Auswertung einbezogen. Dazu gehören z. B. Feuerungswärmeleistung, Emissionen, elektrische Leistung, Stromerzeugung, und Dampfleistung von Kraftwerkskesseln. Im Einzelfall werden auch andere Daten aufgenommen, sofern sie Rückschlüsse auf Energieeinsatz und -erzeugung zulassen, z.B. Produktionsdaten. Die Daten werden als Zeitreihe aufbereitet. Auf dieser Ebene erfolgt auch die Dokumentation von Grundlagen für quellenspezifische Rückrechnungen.

Im dritten Arbeitschritt (Ergänzung und Bewertung) werden

- Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz untersucht und
- die quellenspezifische Qualitätssicherung/- kontrolle und Verifizierung vorgenommen.

Diese Untersuchungen erstrecken sich auf alle in der Datenbibliothek enthaltenen Erfassungsmerkmale. Die Form der Zeitreihendarstellung, die Aufnahme von Daten aus verschiedenen Quellen und die Berücksichtigung anderer Erfassungsmerkmale eröffnen verschiedene Möglichkeiten der Prüfung von Konsistenz und Qualität der Daten:

- in der Zeitreihendarstellung lassen sich auffällige Daten erkennen,
- aus dem Vergleich von Daten gleicher Erfassungsmerkmale aus verschiedenen Quellen können diese bestätigt, verworfen oder korrigiert werden,
- durch Hinzuziehen von Daten anderer Erfassungsmerkmale kann die Plausibilität von Auffälligkeiten überprüft werden (z. B. Vergleich von Stromerzeugung und Brennstoffeinsatz),
- die Verknüpfung von Daten anderer Erfassungsmerkmale (z. B. Ableitung von Wirkungsgraden, Ermittlung von Brennstoffeinsätzen aus Feuerungswärmeleistung und ihrer zeitlichen Ausnutzung) ermöglicht den Ersatz von Daten und die Schließung von Lücken,
- aus Recherchen bei Anlagenbetreibern lassen sich Daten ergänzen oder korrigieren,
- durch Gegenüberstellung von Daten verschiedener Erfassungsmerkmale lässt sich beurteilen, ob für ein bestimmtes Jahr bzw. in der Zeitreihe hinsichtlich alter Erfassungsmerkmale der gleiche Anlagenbestand abgebildet wird (z. B. können für eine Anlage Emissionen verbucht sein, aber es fehlt der Brennstoffeinsatz).

Diese Prüfungsmöglichkeiten können nicht generell formalisiert werden. Welche der Möglichkeiten genutzt werden kann, hängt vom Einzelfall und den verfügbaren Daten ab. In der Dokumentation wird auf vorgenommene Prüfungen und Bewertungen hingewiesen.

Diese Bewertung ist auch Grundlage für den vierten Arbeitsschritt, der Auswahl der Modelldaten. Die als hinreichend sicher beurteilten Daten aller erfassten Merkmale werden zusam-

mengestellt und im Modell mit den Daten der anderen Quellgruppen/ Teilsektoren zusammengeführt. Die Daten werden mit der Energiebilanz verknüpft und die Brennstoffeinsätze im BEU-Modell abgelegt. Das BEU-Modell und die Daten anderer Erfassungsmerkmale bilden die Grundlage für Prognosen und Szenarien über die Auswirkung von Maßnahmen zur Emissionsminderung.

Bisher ist die Dokumentation nur für den Sektor Braunkohlenbergbau ausgeführt. Diese Dokumentation umfasst den Zeitraum 1992 – 2000.

13.8.1 Braunkohlenbergbau

13.8.1.1 Beschreibung des Sektors

Im deutschen Braunkohlenbergbau wurden im Jahr 2004 181,9 Mt Rohbraunkohle gefördert. Die Braunkohlenförderung erstreckt sich über 5 Reviere mit folgenden Fördermengen:

Rheinland	100.286	kt
Helmstedt	2.372	kt
Hessen	0	kt
Bayern	23	kt
Lausitz	58.996	kt
Mitteldeutschland	20.248	kt

Die Förderung im Revier Hessen wurde eingestellt. Von dieser Rohbraunkohleförderung wurden 167,4 Mt (92%) in öffentlichen Wärmekraftwerken in elektrischen Strom umgewandelt.

Neben der Rohbraunkohleförderung gehört die Veredelung der Rohbraunkohle zu den Tätigkeitsfeldern des Braunkohlenbergbaus. Im Jahr 2004 wurden mehr als 5 Mt Braunkohlenprodukte erzeugt:

Braunkohlenbriketts	1,435	Mt
Staub-, Trocken- und Wirbelschichtkohlen	3,634	Mt
Braunkohlenkoks	0,187	Mt

Die Veredelung der Rohbraunkohle erfolgt in den Braunkohlenbrikettfabriken. Braunkohlenbrikettfabriken werden in den Revieren Rheinland, Lausitz und Mitteldeutschland betrieben.

Um den Eigenbedarf an Energie zu decken, betreiben die Brikettfabriken eigene Grubenkraftwerke. Die elektrische Leistung der Grubenkraftwerke beträgt gegenwärtig noch etwa 550 MW, die rund 2000 GWh elektrische Energie erzeugen. Darüber hinaus erzeugen sie in Kraft-Wärme-Kopplung für die Kohleveredelung Prozessdampf für die Trocknung der Rohbraunkohle.

Die Brikettfabriken in den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland betreiben keine eigenen Grubenkraftwerke mehr. Die verbliebenen Brikettfabriken beziehen Strom und Prozessdampf aus Kraftwerken, die im Jahr 1994 in die öffentliche Versorgung überführt wurden oder aus Kraftwerksneubauten, die seit 1998 der öffentlichen Versorgung zuzurechnen sind. Energiestatistisch werden diese Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung geführt.

Verbrennungsbedingte Emissionen entstehen im Braunkohlenbergbau durch den Betrieb:

- der Grubenkraftwerke mit deren Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung
- sonstiger Wärmeerzeuger zum Betrieb der Braunkohlengruben und Brikettfabriken

In der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland haben die Grubenkraftwerke keine eigene Bilanzzeile. Bis zum Jahr 1994 ist ihr Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung mit den Kraftwerken des Steinkohlenbergbaus in der Zeile 14 mit der Bezeichnung „Zechen- und Grubenkraftwerke“ zusammengefasst worden.

Bis zu diesem Jahr war es unproblematisch, die Brennstoffeinsätze der Zeile 14 nach Stein- und Braunkohlenbergbau zu trennen. Da in den neuen Bundesländern keine Zechenkraftwerke betrieben werden, enthält die Zeile 14 nur den Brennstoffeinsatz der Grubenkraftwerke. In den alten Bundesländern wurde in den Grubenkraftwerken nur Rohbraunkohle eingesetzt, so dass der übrige Brennstoffeinsatz den Zechenkraftwerken zugeordnet werden konnte.

Mit Einführung der neuen Systematik der Wirtschaftszweige (WZ 93) mit Beginn des Jahres 1995 wurden die Zechen- und Grubenkraftwerke mit den sonstigen Industriekraftwerken (dazu gehören die Kraftwerke des Sektors „Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe“, der Kraftwerke der Mineralölraffinerien und die Kraftwerke der Deutschen Bahn AG) zur Zeile 12 „Industriewärmekraftwerke“ zusammengefasst. Darüber hinaus wird nicht mehr nach alten und neuen Bundesländern unterschieden.

Den Grubenkraftwerken kommt im Gegensatz zu anderen Industriekraftwerken hinsichtlich der Verbuchung des Brennstoffeinsatzes zur Wärmeerzeugung eine Sonderstellung zu. Vom Bilanzjahr 1980 an wird dieser Brennstoffeinsatz in der Energiebilanz nicht mehr dem Eigenverbrauch der Braunkohlengruben und Brikettfabriken (bis 1994 Zeile 40, ab 1995 Zeile 35) zugeordnet. Seit dem wird er zusammen mit dem stofflichen Umwandlungseinsatz der Braunkohlenbrikettfabriken (bis 1994 Zeile 12, ab 1995 Zeile 10 „Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken“ zusammengefasst. Im Gegensatz zum Umwandlungseinsatz (Rohbraunkohle, die getrocknet und zu Produkten verarbeitet wird) wird dieser Anteil verbrannt und führt zu Emissionen. Daher muss er aus dem Umwandlungseinsatz herausgerechnet werden.

Um den Braunkohlenbergbau als Quellgruppe weiterhin zu identifizieren und seine Energiedaten fortschreiben zu können, müssen weitere Statistiken und Informationen ausgewertet werden.

Die nachfolgende Zusammenstellung zeigt neben der Energiebilanz diese zusätzlichen Quellen. Die ausgewerteten Daten wurden in der Daten-Bibliothek als Zeitreihen zusammengestellt. Die Quellenangabe erfolgt mit dem Kurztitel der Quellen.

13.8.1.1.1 Erläuterungen zu Datenquellen

DDR-Statistik 1989:

In der DDR wurden ausführliche Kraftwerkstatistiken von 1970 bis 1989 geführt. Diese Unterlagen waren nicht öffentlich zugänglich.

Diese Statistik enthält Angaben über den gesamten Kraftwerksbestand der DDR geordnet nach Wirtschaftszweigen. Aufgeführt sind detaillierte Angaben der Betriebsmittel (z. B.

Anzahl, Baujahr und Dampfleistung der Dampfkessel, Anzahl und Nennleistung der Turbinen und Generatoren), der eingesetzten Energieträger und die Erzeugung von Strom sowie Prozess- und Fernwärme.

Für den Braunkohlenbergbau wurde die Statistik 1989 hinsichtlich Generatorleistung und Dampfleistung ausgewertet. Unter Berücksichtigung der Stilllegungsdaten dieser Anlagen (vergleiche Quelle RL 88/609/EWG) konnten die genannten Größen bis zum Jahr 1999 annäherungsweise fortgeschrieben und zur Sektorabgrenzung und für Plausibilitätsüberlegungen herangezogen werden.

DEBRIV, 2003a

Das Umweltbundesamt hatte im Jahr 1993 aus thermodynamischen Überlegungen ein Verfahren abgeleitet, um aus den erzeugten Mengen an Braunkohlenprodukten den Einsatz von Rohbraunkohlenprodukten zur Braunkohlentrocknung zu ermitteln. Nach diesem Verfahren haben die Betreiber von Brikettfabriken auf der Grundlage ihrer spezifischen Gegebenheiten (z.B. Feuchtegehalt der Rohbraunkohlen und Produkte, Wirkungsgrad der Anlagen) Energieverbrauchsfaktoren ermittelt. Vom DEBRIV sind auch Ergebnisse aufbereitet und mit dem genannten Schreiben übermittelt worden.

DEBRIV, 2003b

Diese Quelle wurde vom Dachverband der deutschen Braunkohlenindustrie (DEBRIV) nach Angaben der Mitgliedsunternehmen für den Zeitraum 1992 bis 2001 zusammengestellt. Neben Daten zu öffentlichen Braunkohlenkraftwerken werden auch Informationen zu den Grubenkraftwerken bereitgestellt.

Für die neuen Bundesländer werden für o.g. Zeitraum Angaben zur elektrischen Leistung, zur Stromerzeugung und zum Brennstoffeinsatz bei der Stromerzeugung dokumentiert. Die Angaben zum Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in diesen Anlagen sind unvollständig und wurden nicht übernommen.

Die Daten sind auf zwei Betreibergruppen aggregiert. Die Betreibergruppen werden im Zeitablauf mehrfach umstrukturiert und umbenannt. Daher kann die zeitliche Entwicklung der Erfassungsmerkmale dieses Sektors nur aus der Summenbildung über die Betreibergruppen abgeleitet werden.

Für die alten Bundesländer sind Daten zu Grubenkraftwerken nur für die Jahre 1998 und 1999 enthalten.

DEBRIV o. J.

Diese Berichtsreihe stellt die Tätigkeiten der Braunkohlenindustrie dar. In Übersichten und Tabellen werden Zahlen zur Rohbraunkohlenförderung, zur Produktherstellung, zum Einsatz in Kraftwerken und deren elektrische Leistung sowie die erwartete Entwicklung dieser Anlagen wiedergegeben. Mit dieser Quelle können vorhandene Lücken geschlossen und Daten aus anderen Quellen teilweise bestätigt werden.

Jahrbuch Bergbau 1994-2004

Im Kapitel 1.2 ‚Braunkohle' des Jahrbuchs werden in Geschäftsberichten der Unternehmen der Braunkohlenindustrie Daten wiedergegeben. Aus diesen Angaben konnten Zeitreihen, z.B. über die Stromerzeugung der Grubenkraftwerke im Rheinland sowie Mengenangaben zu Braunkohlenprodukten nach Unternehmen und Regionen für die Daten-Bibliothek zusammengestellt werden.

LAUBAG 2002

Die Schreiben der LAUBAG sind Ergebnisse einer Recherche zu Grubenkraftwerken der Lausitz. Daraus konnten weitere Informationen, insbesondere zum Altkraftwerk ‚Schwarze Pumpe' als Ergänzung zu anderen Quellen aufgenommen werden.

RHEINBRAUN AG o.J.

Die Angaben sind ein Auszug des Unternehmens aus Emissionserklärungen, die im Rahmen des Vollzugs der deutschen Großfeuerungsanlagen-Verordnung (13. BImSchV) abgegeben wurden. Diese Angaben ergänzen die Angaben der Quelle RL 88/609/EWGt.

RL 88/609/EWG

Zitiert ist die Richtlinie über Großfeuerungsanlagen der Europäischen Union. Nach dieser Richtlinie sind die Mitglieder verpflichtet, im Abstand von zwei Jahren Auskunft über den Fortschritt bei der Emissionsminderung aus Großfeuerungsanlagen zu geben. Erfragt werden Feuerungswärmeleistung sowie SO_2- und NO_X -Emissionen. Die Meldepflicht besteht für die alten Bundesländer seit 1990, für die neuen Bundesländer ab 1992.

In Deutschland stellen die Immissionsschutzbehörden der Bundesländer die Daten für ihren Aufsichtsbereich zusammen und übersenden diese Unterlagen dem Umweltbundesamt. Dort werden die Unterlagen auf Bundesebene aggregiert und das Ergebnis der EU mitgeteilt.

Die Informationen der Länder, die über die abgefragten Größen hinausgehen, sind sehr unterschiedlich strukturiert. Diese Informationen betreffen Angaben zum Betreiber, der Anlagenart (Kraftwerk, Feuerungsanlage), Wirtschaftszweig, Standort und Energieträger. Aus der unterschiedlichen Strukturierung und Vollständigkeit ist es nicht möglich, eine für ganz Deutschland geltende Zusammenstellung nach diesen Merkmalen vorzunehmen. Für einzelne Quellgruppen gelingt es durch Hinzuziehung von Statistiken oder durch Recherchen bei Aufsichtsbehörden und Betreibern. Dies trifft auf dem Sektor Braunkohlenbergbau zu. Die Qualität der Emissionsdaten ist unterschiedlich. Hierbei ist zwischen der jährlichen Fortschreibung der Daten auf der Grundlage der Emissionserklärung und der Fortschreibung der Daten auf der Grundlage von Angaben zu den Vorjahren zu unterscheiden. Letztere sind in der Regel aus der Konstanthaltung von Daten über bestimmte Zeitabschnitte zu erkennen.

Die Zusammenstellung der Daten durch das Umweltbundesamt zu Grubenkraftwerken orientiert sich zunächst an der Gliederung des Braunkohlenbergbaus in der DDR nach Kombinaten, später an den aus ihnen hervorgegangenen Gesellschaften. In der Zusammenstellung sind auch Termine über die Stilllegung der Anlagen enthalten. Die Stilllegungstermine werden herangezogen, um den Anlagenbestand auch hinsichtlich des Zeitverlaufs anderer Erfassungsmerkmale (z. B. elektrische Leistung) fortzuschreiben.

Statistisches Bundesamt (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 6.4, 1991-2004)

Im Rahmen der amtlichen Statistik über das Produzierende Gewerbe erhebt das Statistische Bundesamt auch Energiedaten. Diese Daten werden u.a. in der Fachserie 4, Reihe 6.4, Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe veröffentlicht.

VIK o.J.

Der Dachverband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK) hat die Jahresberichte des Statistischen Bundesamtes zu Zeitreihen zusammengefasst. Diese Zeitreihen werden für den Braunkohlenbergbau in die Daten-Bibliothek einbezogen (Elektrische Leistung,

Dampfleistung, elektrische Arbeit und Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung im Braunkohlenbergbau).

13.8.1.2 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke

Die elektrische Leistung ist für die Statistik die charakteristische Größe zur Kennzeichnung des Kraftwerkparks eines Wirtschaftszweiges. Früher wurde in Statistiken die Bruttoengpassleistung angegeben. Inzwischen wird zunehmend die Nettoengpassleistung von den Anlagenbetreibern erfasst und gemeldet, so dass sich beide Größen in einer Mischung in der Statistik wieder finden. Dieser Sachverhalt erschwert Vergleiche zwischen den Statistiken und die Analyse von Zeitreihen.

Für die Grubenkraftwerke wurden Angaben des Stat. BA (alte und neue Bundesländer, getrennt bis 1994 und für Deutschland ab 1995) sowie die Daten in DEBRIV 2001 ausgewertet. Außerdem wurde die Kraftwerksstatistik der DDR (DDR-Statistik, 1989) für das Jahr 1989 einbezogen und eine Fortschreibung vorgenommen.

Die Vergleiche mit den beiden anderen Statistiken liefern eine Abgrenzung des Sektors und die Zuordnung der Anlagen nach Revieren.

Diese Fortschreibung wurde mittels der Stilllegungstermine nach RL 88/609 EWG sowie anderer Angaben über Umbuchungen von Kraftwerken (z.B. in die öffentliche Versorgung) vorgenommen. Die Fortschreibung wird in die Gliederung der DDR-Statistik nach Kombinaten in den Tabellen II 1.5.4.1 bis II 1.5.4.3 dargestellt und in II 1.5.4.4 zusammengefasst.

In der Tab. II 1.5.1 wurden die Kraftwerksstandorte den Revieren Mitteldeutschland und Lausitz zugeordnet. Die Kraftwerke des ehemaligen Braunkohlenkombinats Senftenberg sind dem Revier Lausitz, die Kraftwerke des ehemaligen Braunkohlenkombinats Bitterfeld dem Revier Mitteldeutschland zuzurechnen. Zum Revier Lausitz sind bis auf die Kraftwerke in Espenhain alle Anlagen des ehemaligen Gaskombinats Schwarze Pumpe zu zählen.

Die Tabelle II 1.5.1 zeigt diese Neugliederung und in Tabelle II 1.5.2 werden diese Reviere durch Hinzunahme des Reviers Rheinland vervollständigt.

Diese Angaben werden den aggregierten Daten des Stat. BA gegenübergestellt (Tab. II 1.5.3). In der Tabelle wurde versucht nachzuvollziehen, welche Standorte vom Stat. BA nicht oder zusätzlich berücksichtigt wurden (grau unterlegt bis 1994). Der direkte Vergleich der Daten für die neuen Bundesländer ist nur bis 1994 möglich. Hierbei wurde eine gute Annäherung zu den Daten des Stat. BA erreicht.

Tabelle 121: Datenverfügbarkeit für die einzelnen Kraftwerke

Kraftwerk	Stat. BA (II 1.5.3)	DEBRIV (II 1.5.7)	UBA (II 1.5.8)
KW Brieske	Fehlender Wert für das Jahr 1997	Kontinuierliche Zeitreihe, 1997 kein Wert	Kontinuierliche Zeitreihe bis 1998
KW Sonne	Zusätzlicher Wert für 1998	Zeitreihe bis 1996	Zeitreihe bis 1996
KW Schwarze Pumpe 1	Kein Wert für 1992 und 1997	Kontinuierliche Zeitreihe von 1992 bis 1997 (d.h. als Grubenkraftwerk geführt)	Kontinuierliche Zeitreihe von 1992 bis 1997
KW Schwarze Pumpe 3	Keine Daten für 1992, 1993, 1995, 1997	Nur für 1994 ein Wert	Kein Grubenkraftwerk
KW Schwarze Pumpe 4	Keine Werte für 1993-1995, dafür Wert für 1996	Nur für 1994 ein Wert	Kein Grubenkraftwerk
KW Amsdorf	Fehlende Daten für 1995 und 1997	Fehlende Daten für 1995, 1996, 1997	Kontinuierliche Zeitreihe von 1992 bis 1999

Ein Vergleich mit den Daten der Fortschreibung ab 1995 ist nicht direkt möglich, da dass Stat. BA nur Angaben für Deutschland wiedergibt. Trotzdem kann nachvollzogen werden, welche Standorte in den neuen Bundesländern in der Zeitreihe für Deutschland erfasst oder zusätzlich berücksichtigt wurden (graue Unterlegung ab 1995) und welche Angaben für das Revier Rheinland den Daten des Stat. BA ungefähr zugrunde liegen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Eckdaten der Statistik für das Rheinland bekannt sind:

- 1990 bis 1994 angegeben (alte Bundesländer)
- 2000 und 2001 identisch mit der Angabe für Deutschland (Anlagen in den neuen Bundesländern stillgelegt oder nicht mehr zu den Grubenkraftwerken gerechnet)

Aus diesen Eckdaten folgt, dass in den alten Bundesländern eine annähernd konstante elektrische Leistung betrieben wurde. Das wird auch durch den Sachverhalt bestätigt, dass die Bruttoengpassleistung im Revier Rheinland für den gesamten Zeitraum 386 MW beträgt (die Nettoleistung ist auch ohne Änderung der Anlage keine konstante Größe). Subtrahiert man ab 1995 die Summe der Standorte von den Angaben für Deutschland, dann ergibt sich für das Revier Rheinland eine plausible Zeitreihe (vergleiche Tabelle II 1.5.3, 2.Zeile).

Die gleichen Überlegungen wurden auch mit den Angaben in DEBRIV 2001 vorgenommen (Tab. II 1.5.6).

In der Tabelle II 1.5.7 wurde geschätzt, welche Standorte beim DEBRIV gegenüber unserer Fortschreibung nicht berücksichtigt wurden (für 1994 nicht möglich, bei DEBRIV elektrische Leistung unvollständig).

Aus beiden Vergleichen lassen sich gegenüber der ursprünglichen Fortschreibung nach Tab. II 1.5.1 die Schlussfolgerungen ziehen, dass die Kraftwerke Schwarze Pumpe 3 und 4 nicht zu den Grubenkraftwerken zählen und dass das Kraftwerk Amsdorf nach 1999 ebenfalls nicht mehr zu diesem Sektor gezählt wird.

Mit diesen Schlussfolgerungen wurde die Fortschreibung modifiziert (II 1.5.8).

Tab. II 1.5.9 zeigt den Verlauf der elektrischen Leistung der Grubenkraftwerke nach Revieren in Deutschland.

13.8.1.3 Stromerzeugung (elektrische Arbeit) in Grubenkraftwerken

Längere Zeitreihen zur elektrischen Arbeit in Grubenkraftwerken können aus Angaben des

- Statistisches Bundesamt (DESTATIS)

- DEBRIV, 2003b
- Jahrbuch ‚Bergbau, Energie

abgeleitet werden.

Aus Veröffentlichungen des Stat. BA können Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer bis 1994 und für Deutschland ab 1995 entnommen werden.

DEBRIV 2003b berichtet über die neuen Bundesländer von 1992 bis 2001 und nach dem Jahrbuch ‚Bergbau und Energie' lassen sich lückenlos Daten von 1992 bis 2001 für die alten Bundesländer zusammenstellen.

In Tab. II 1.6.1 sind die Daten des Stat. BA und die Zeitreihen für die alten Bundesländer nach Jahrbuch dargestellt. Für den Vergleichszeitraum 1992 bis 1994 sind die Angaben aus beiden Quellen für die alten Bundesländer identisch (vergleiche Tab. 1.6.1.1 und 1.6.6.4). Aus der Vervollständigung der Zeitreihe für die alten Bundesländer von 1995 bis 2001 wurde in II 1.6.1 als Differenz zu den Daten für Deutschland die Zeitreihe des Stat. BA für die neuen Bundesländer ergänzt.

Ein Vergleich dieser Ergänzung mit den neuen Bundesländern nach DEBRIV wird in Tab. II 1.6.2 wiedergegeben. Nach anfänglich guter Übereinstimmung weichen im späteren Zeitverlauf die Daten voneinander ab. Die Abweichungen resultieren aus lückenhaften Angaben in beiden Quellen. Mit den in der Daten-Bibliothek dargestellten Daten für Einzelanlagen lassen sich beide Quellen gut angleichen.

So fehlt beim Stat. BA seit 1996 das Kraftwerke Amsdorf, das Kraftwerk Deuben wurde bei Stat. BA unterschiedlich verbucht und 1998 fehlt das Kraftwerk Brieske (vergleiche Tab. II 1.6.3), bei DEBRIV fehlt 1998 das Kraftwerk Schwarze Pumpe (vergleiche Tab. II 1.6.4). Werden beide Statistiken um diese Fehlstellen ergänzt, ergibt sich fast völlige Übereinstimmung. Diese Übereinstimmung wird in Tabelle II 1.6.5 einbezogen. Sie zeigt die Stromerzeugung für die alten und neuen Bundesländer sowie für Deutschland bis zum Jahr 2001.

13.8.1.4 Brennstoffeinsatz in Grubenkraftwerken

Die folgenden Ausführungen beziehen sich auf den

- Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung
- Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung (Rohbraunkohlentrocknung)
- Brennstoffeinsatz insgesamt

Grubenkraftwerke werden in Deutschland in den Revieren Rheinland (alte Bundesländer), Lausitz (neue Bundesländer) und Mitteldeutschland (neue Bundesländer) betrieben.

Ein wichtiger Gesichtspunkt ist die Aufteilung der Brennstoffeinsätze auf diese Reviere, da aufgrund unterschiedlicher Brennstoffqualitäten (z.B. Kohlenstoffgehalt, Schwefelgehalt, Wassergehalt und Heizwert) auch nach Emissionsfaktoren differenziert werden muss.

13.8.1.4.1 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung

Angaben zum Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung werden in der Daten-Bibliothek zusammengestellt. Die wichtigsten Quellen sind:

- AGEB (alte und neue Bundesländer) bis 1994
- Stat. BA (alte und neue Bundesländer bis 1994 und Deutschland ab 1995)

- DEBRIV (neue Bundesländer) bis 2001

Erstes Ergebnis dieser Auswertungen ist die Tabelle II 1.7.5. Sie fasst den Vergleich und die Bewertung der einzelnen Statistiken und Literaturangaben zusammen.

Im Einzelnen:

1) Tab. II 1.7.1 (für die alten BL) und II 1.7.2 (für die neuen BL) zeigen den Vergleich zwischen Stat. BA und AGEB bis 1994.
   Für die alten Bundesländer sind beide Quellen identisch, für die neuen Bundesländer ist der Vergleich nur für 1994 möglich. Dieser Vergleich zeigt gute Übereinstimmung.
   Für die neuen Bundesländer wurde DEBRIV (nach Tab. II 1.7.2.5) in diesen Vergleich einbezogen (II 1.7.2).
   Für die Jahre 1992 und 1993 zeigen die DEBRIV-Daten kleinere Abweichungen und für 1994 eine stärkere Abweichung zur Energiebilanz. Gestützt auf die gute Übereinstimmung mit Stat. BA und wegen der Vollständigkeit der AGEB-Daten werden diese Angaben für den Zeitraum 1992 bis 1994 in die Tabelle II 1.7.5 aufgenommen.

2) Ab 1995 wurden die Daten des Stat. BA nach Tab. 1.7.1.1 für Deutschland und die Ergebnisse nach DEBRIV (Tab. II 1.7.2.5) für die neuen Bundesländer zusammengeführt.
   Die Differenz aus beiden Datensätzen ist eine Schätzung des Brennstoffeinsatzes für die alten Bundesländer (Tab. 1.7.3). Diese Schätzung fügt sich bis auf die Jahre 1998 und 1999 gut in die bekannten Daten 1992 bis 1994 und ab 2000 für Deutschland (seit diesem Jahr: Deutschland = Alte Bundesländer) ein. Da auch die Stromerzeugung für 1998 und 1999 aus diesen Anlagen (vergleiche Tab. II 1.6.5) keine Auffälligkeiten aufweist, wird die Schätzung für diese Jahre verworfen und durch Angaben des DEBRIV (Tab. II 1.7.1.2) ersetzt. Außerdem können für 1998 und 1999 die letzten in den neuen Bundesländern noch in Betrieb befindlichen Anlagen aus Angaben des Stat. BA und DEBRIV identifiziert werden (Tab. II 1.7.4).
   Zusammen mit den DEBRIV-Daten für die alten Bundesländer errechnen sich die für Deutschland in Tab. II 1.7.4 angegebenen Brennstoffeinsätze. Zusammen mit den Angaben der Tabelle II 1.7.3 (außer für 1998 und 1999) wurden die Daten in die Tabelle II 1.7.5 übernommen.

3) In der Tabelle II 1.7.5 wurde auch eine erste Trennung von Brennstoffeinsätzen nach Revieren aufgenommen. Mit der Stilllegung der Grubenkraftwerke in Mitteldeutschland im Jahr 1996 sind die Daten für die neuen Bundesländer ab 1997 identisch mit dem Revier Lausitz. Die Zeitreihe für die Lausitz endet mit der Stilllegung des letzten Grubenkraftwerks im Jahr 1999.

Die Tabellen II 1.7.7 und II 1.7.8 stellen eine Differenzierung der Brennstoffeinsätze der Tab. II 1.7.5 dar. Bis 1994 wurden AGEB-Werte, ab 1995 die DEBRIV-Werte für Braunkohlen übernommen.

Für die übrigen Energieträger wird ab 1995 auf die Angaben des Stat. BA zurückgegriffen, um die Zeitreihe nach 1994 fortzusetzen. Dabei ist darauf hinzuweisen, dass die Angaben für Deutschland für die neuen Bundesländer gelten, da in den alten Bundesländern nur Rohbraunkohle eingesetzt wurde.

13.8.1.4.2 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung (Rohbraunkohlentrocknung)

Die Tabelle II-1.8.2 zeigt für das Revier Rheinland den Brennstoffeinsatz für die Herstellung von Veredelungsprodukten aus der Rohbraunkohle, gegliedert nach den Produkten. Diese Tabelle ist Ergebnis aus den Produktionsdaten nach Tab. I 1.15.6.1 und den diesen Produkten zuzuordnen spezifischen Energieverbrauch zur Herstellung einer Tonne Produkt (Tab. 1.15.2.1).

In den Tabellen II-1.8.3 und II-1.8.4 sind die Daten für die Reviere Lausitz und Mitteldeutschland angegeben. Ab 1995 wird für das Revier Mitteldeutschland eine zusätzliche Unterteilung nach Herstellern von Braunkohlenprodukten vorgenommen. Diese Unterteilung ist notwendig, da ab 1995 die Kraftwerke der MIBRAG zur öffentlichen Versorgung gehören und ihr Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung der öffentlichen Fernwärmeversorgung zugerechnet werden muss. Für die Firma ROMONTA, die das Kraftwerk Amsdorf betreibt, ist die Herstellung geringfügiger Mengen an übrigen Braunkohlen nur ein Nebenprodukt der Montanwachsherstellung, die den Hauptteil des Prozessdampfbedarfs erfordert.

Für die Montanwachsherstellung sind keine spezifischen Brennstoffeinsätze bekannt, diese müssen hier daher vernachlässigt werden.

Der Brennstoffeinsatz der anderen Betreiber ist statistisch als Eigenverbrauch der Brikettfabriken zu bewerten.

Die Tabelle II-1.8.1 fasst die Brennstoffeinsätze für die Braunkohlentrocknung nach Produkten zusammen.

13.8.1.4.3 Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung nach Revieren

In der Tabelle II 1.7.10 sind die bisherigen Ergebnisse zum Braunkohleneinsatz in Grubenkraftwerken der neuen Bundesländer zusammengestellt worden. Die Braunkohleneinsätze zur Wärmeerzeugung sind bereits nach Revieren dargestellt. Für die Stromerzeugung ist diese Unterteilung noch vorzunehmen.

Hierzu wurde folgende Näherungslösung gewählt:
Ausgehend vom gesamten Brennstoffeinsatz in den neuen Bundesländern und der Feuerungswärmeleistung der Grubenkraftwerke (Tab. II 1.1.3) wird aus dem Quotienten dieser beiden Größen die Ausnutzungsdauer der Feuerungswärmeleistung bestimmt. Mit dieser Ausnutzungsdauer werden die Feuerungswärmeleistungen der Reviere Lausitz und Mitteldeutschland multipliziert. Hierbei wird vorausgesetzt, dass die Ausnutzungsdauer in beiden Revieren gleich ist. Ergebnis ist jeweils der gesamte Brennstoffeinsatz des Reviers. Von diesem Brennstoffeinsatz wird der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung abgezogen. Die Differenz ist der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung nach Revieren.

Der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung setzt sich nach Tab. II 1.7.8 aus Rohbraunkohle und Veredelungsprodukten zusammen. Auch die Veredelungsprodukte werden nach Revieren getrennt.
Hierzu wird von den Produktionsdaten der Reviere ausgegangen (Tab. 1.15.6.2 und 1.15.6.3). In der Tab. II 1.6.20 wurden für die Reviere die Produktanteile bestimmt. Mit diesen Quotienten werden die Produkte nach Revieren aufgeschlüsselt (Ergebnisse Tab. II 1.7.21 und II 1.7.22). Die Tab. II 1.7.23 ergänzt diese Ergebnisse für das Rheinland.

Die übrigen Energieträger werden nicht nach Revieren unterschieden (Tab. II 1.7.24).

Beim Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in den Revieren Lausitz und Mitteldeutschland wird angenommen, dass ausschließlich Rohbraunkohlen eingesetzt werden (Tab. II 1.7.25 und II 1.7.26). Im Revier Rheinland trifft dieser Sachverhalt zu (Tab. II 1.7.27).

Die Ergebnisse sind getrennt nach Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie nach Revieren in den Tabellen II 1.7.29 und II 1.7.30 dargestellt.

Für die weitere Berechnung (Emissionsfaktoren) sind die Brennstoffeinsätze zur Strom- und Wärmeerzeugung in den Tabellen II 1.7.31 bis II 1.7.33 zusammengestellt.

13.8.1.4.4 Geplante Verbesserungen

Bei der Trocknung der Braunkohle wird ein Teil der Kohle verbrannt (emissionsrelevante energetische Nutzung), um den anderen Teil zu trocknen (stoffliche Verwertung, keine Verbrennung, keine CO_2-Emissionen). In der Statistik wurde bisher der gesamte Massenstrom der Rohbraunkohle angegeben, so dass für die Berechnung der Aktivitätsraten für die Emissionen der emissionsverursachende Anteil berechnet werden musste.

13.8.1.5 Feuerungswärmeleistung, SO_2- und NO_X -Emissionen aus Grubenkraftwerken

Die Leistungsgröße von Feuerungsanlagen ist bei Einsatz von Regelbrennstoffen im Immissionsschutzrecht maßgebend für die Zuordnung von Anlagen (genehmigungsbedürftig, nicht genehmigungsbedürftig) und die Abstufung von Grenzwerten in Rechtsverordnungen und Verwaltungsvorschriften nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchV).

Bei fehlenden oder unsicheren Angaben zu Brennstoffeinsätzen ist die Feuerungswärmeleistung, verknüpft mit ihrer zeitlichen Nutzung, eine wichtige Größe zur Bestimmung oder Schätzung und zur Plausibilitätsprüfung von Brennstoffeinsätzen.

Bei der Untergliederung der Energiebilanz ist die Feuerungswärmeleistung ein wichtiges Strukturelement zur Zuordnung von Teilmengen der ausgewiesenen Brennstoffeinsätze, zur Abgrenzung zu anderen Anlagen eines Wirtschaftszweiges und zur Darstellung von Emissionszeitreihen. Vor diesem Hintergrund wurde die Feuerungswärmeleistung zur Erarbeitung der Bilanz der Emissionsursachen (BEU) aufgenommen.

Die Feuerungswärmeleistung von Anlagen wird in Deutschland statistisch nicht erfasst. Die hier verwendeten Daten zu Großfeuerungsanlagen stammen aus Zusammenstellungen zur Meldepflicht der Mitgliedsstaaten der EU zur Richtlinie RL 88/609/EWG über Großfeuerungsanlagen. Auf der Grundlage dieser Richtlinie sind die Mitgliedsstaaten verpflichtet, im Abstand von zwei Jahren Auskunft über den Fortschritt bei der Emissionsminderung aus Großfeuerungsanlagen zu geben und an die EU zu berichten. Die Auskunftspflicht erstreckt sich auf die Angaben zur Feuerungswärmeleistung sowie die SO_2- und NO_X -Emissionen. Für Deutschland besteht diese Verpflichtung seit 1990 (alte Bundesländer) bzw. seit 1992 (neue Bundesländer).

In Deutschland stellen hierzu die Immissionsschutzbehörden der Bundesländer die Daten für ihren Aufsichtsbereich zusammen und übersenden diese Unterlagen an das Umweltbundesamt. Dort werden die Unterlagen aufbereitet und das Ergebnis der EU gemeldet.
Die Informationen der Bundesländer, die über die abgefragten Größen hinausgehen, sind sehr unterschiedlich strukturiert. Diese zusätzlichen Informationen betreffen in unterschiedlicher Zusammensetzung und Vollständigkeit Angaben zum Anlagenbetreiber, der Anlagenart (z. B. Kraftwerke, Fernheizwerke, Industriefeuerungen), den Standort, den Wirtschafts-

zweig und die eingesetzten Energieträger. Aus der unterschiedlichen Struktur und dem Inhalt ist es nicht möglich, eine für ganz Deutschland einheitliche und vollständige Zusammenstellung nach diesen Merkmalen zu erarbeiten. Durch zusätzlichen Aufwand gelingt es zumeist, eine Sektorzuordnung der Anlagen zu erzielen.

Die Qualität der Emissionsdaten ist unterschiedlich. Hierbei ist zwischen der jährlichen Wiedergabe von Daten aus den Emissionserklärungen der Anlagenbetreiber und der Fortschreibung auf der Basis von Angaben zu den Vorjahren zu unterscheiden. Letztere sind aus der Konstanz der Daten über bestimmte Zeitabschnitte zu erkennen. Die Qualität der Daten kann bei der Weiterverarbeitung bewertet werden (z. B. Plausibilität der Emissionsfaktoren nach ihrer Höhe und zeitlichen Entwicklung).

Die Zusammenstellung der Daten zu Grubenkraftwerken der neuen Bundesländer durch das Umweltbundesamt orientiert sich zunächst an der Gliederung des Braunkohlenbergbaus in der DDR nach Energiekombinaten, später an den aus ihnen hervorgegangenen Gesellschaften. Die Zusammenstellung enthält auch Termine über die Stilllegung von Anlagen, so dass der jährliche Anlagenbestand auch hinsichtlich anderer Merkmale (z. B. elektrische Leistung) nachvollzogen werden kann.

Die Tab. II 1.1.1 zeigt für die Feuerungswärmeleistung eine Zusammenstellung aus der Daten-Bibliothek. In Tab. II 1.1.2 werden die Umbuchungen von Anlagen in die öffentliche Vorsorgung und die Überführung in (regionale) Reviere berücksichtigt. Für weitergehende Rechnungen zu Brennstoffeinsätzen werden im Stilllegungsjahr die Leistungsanteile ermittelt (Tab. II 1.1.3) und in Tab. II 1.1.4 sind die Stilllegungsdaten zusammengefasst.
Die SO_2- und NO_X -Emissionen sind in den Tabellen II 1.2.1 und II 1.2.2 sowie in den Tab. II 1.3.1 und II 1.3.2 aufbereitet worden.

13.8.1.6 Zusammenstellung der Modelldaten (Stand 31.01.2004)

II-1.5.9 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke in Deutschland: Neue Definition der Reviere und korrigierte Fortschreibung der DDR-Statistik (eigene Berechnung)

II-1.6.5 Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.7.29 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.7.30 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.1.5 Feuerungswärmeleistung der Grubenkraftwerke in Deutschland (eigene Berechnung, Stand 31.12. des Jahres)

II-1.2.1 SO_2-Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.2.2 SO_2-Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Quellgruppen (eigene Berechnung)

II-1.3.1 NO_X-Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

II-1.3.2 NO_X-Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Quellgruppen (eigene Berechnung)

II-1.5.9 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke in Deutschland: Neue Definition der Reviere und korrigierte Fortschreibung der DDR-Statistik (eigene Berechnung

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	MW	2.434	2.411	2.041	1.767	1.104	1.081	525	410	360
Rheinland (Tab. II-1.5.3)	MW	371	377	358	352	362	386	380	365	360
Lausitz (neue Definition)	MW	1.278	1.278	1.195	1.166	716	650	100	0	0
Mitteldeutschland (neue Definition)	MW	785	756	489	249	26	45	45	45	0

Quellen:
Tabelle II-1.5.3 (Rheinland) und II-1.5.8 (Lausitz, Mitteldeutschland)
Anmerkung:

II-1.6.5 Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Deutschland	GWh	10.292	9.533	8.888	7.224	5.559	4.361	3.536	2.297	2.063
Alte Bundesländer	GWh	1.958	2.057	2.029	1.947	2.191	2.206	2.126	2.064	2.063
Neue Bundesländer	GWh	8.334	7.476	6.859	5.277	3.368	2.155	1.410	233	0

Quellen:
NBL (1992-2001) nach Stat. BA wie in Tab. II-1.6.3
ABL (1992-2001) nach Stat. BA wie in Tabelle II-1.6.1

II-1.7.29 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	TJ	116.163	109.514	96.668	84.253	62.905	47.057	37.414	21.425	17.324
Rohbraunkohle, Revier Rheinland	TJ	14.590	15.819	15.537	16.645	16.706	17.654	18.570	18.092	17.324
Rohbraunkohle, Revier Lausitz	TJ	57.489	52.022	37.914	40.497	28.720	23.483	15.890	875	0
Rohbraunkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ	23.529	27.727	27.262	13.030	9.082	4.166	2.955	2.459	0
Braunkohlenbriketts, Revier Lausitz	TJ	0	0	0	73	36	0	0	0	0
Staub- und Trockenkohle, Revier Lausitz	TJ	3.798	3.977	8.955	4.459	1.544	0	0	0	0
Staub- und Trockenkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ	15.300	8.269	4.914	5.829	952	0	0	0	0
Heizöl S, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	82	41	41	34	3	3	0	0	0
Kokerei- und Stadtgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	0	0	0	2.090	2.933	993	0	0	0
Erdgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	32	32	32	20	1.759	3	0	0	0
Klärschlamm und Müll , Neue Bundesländer, insgesamt	TJ	1.343	1.627	2.013	1.576	1.170	755	0	0	0

Quelle:
Tabellen II-1.7.21, II-1.7.22, II-1.7.23, II-1.7.24
Anmerkung: Reviere Lausitz und Mitteldeutschland sind in Tabelle II-1.1.1 neu definiert
Anmerkung: Die Bezeichnung "Klärschlamm, Müll" wurde aus der Energiebilanz übernommen. Bei Braunkohlenkraftwerken in den Neuen Bundesländern handelt es sich dabei um Rückstänc
der Braunkohlenverarbeitung: Verschwelung, Vergasung, sowie Abrieb bei der Produktherstellung.

II-1.7.30 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	TJ	52.425	43.903	31.767	26.009	24.694	20.480	16.452	15.490	12.139
Rohbraunkohle, Revier Rheinland	TJ	18.175	17.107	15.720	14.817	14.893	14.161	12.526	11.660	12.139
Rohbraunkohle, Revier Lausitz	TJ	20.231	16.807	12.771	9.485	9.083	6.319	3.926	3.830	0
Rohbraunkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ	14.018	9.989	3.276	1.707	718	0	0	0	0
Braunkohlenbriketts, Revier Lausitz	TJ									
Staub- und Trockenkohle, Revier Lausitz	TJ									
Staub- und Trockenkohle, Revier Mitteldeutschland	TJ									
Heizöl S, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									
Kokerei- und Stadtgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									
Erdgas, Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									
Klärschlamm und Müll , Neue Bundesländer, insgesamt	TJ									

Quelle:
Tabellen II-1.7.25, II-1.7.26, II-1.7.27
Anmerkung: Reviere Lausitz und Mitteldeutschland sind in Tabelle II-1.1.1 neu definiert
Anmerkung: Die Bezeichnung "Klärschlamm, Müll" wurde aus der Energiebilanz übernommen. Bei Braunkohlenkraftwerken in den Neuen Bundesländern handelt es sich dabei um Rückstänc
der Braunkohlenverarbeitung: Verschwelung, Vergasung, sowie Abrieb bei der Produktherstellung.

II-1.1.5 ~~Feuerungswärmeleistung der Grubenkraftwerke in Deutschland (eigene Berechnung, Stand 31.12. des Jahres)~~

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	MW	12.935	12.701	10.777	6.480	4.071	3.642	1.890	1.496	1.496
Lausitz (neue Definition)	MW									
Mitteldeutschland (neue Definition)	MW									
Rheinland	MW									

Quellen:
Tabelle II-1.1.2 und 1.1.8.2
Anmerkung:
Aufteilung des Gaskombinats "Schwarz Pumpe": KW Espenhain zum Revier Mitteldeutschland, alle anderen KW zum Revier Lausitz
Rheinland ab 1996 als konstant angenommen

II-1.2.1 SO_2 Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	359.138	338.421	258.291	177.290	131.606	k.A	k.A	k.A	k.A
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

II-1.2.2 SO_2-Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Sektoren (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	359.138	338.421	231.264	110.628	81.878	33.147	17.840	2.623	0
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

II-1.3.1 NO_X Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	37.708	33.946	26.729	22.118	16.108	k.A	k.A	k.A	k.A
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

II-1.3.2 NO_X Emissionen in Grubenkraftwerken in Deutschland unter Berücksichtigung von Umbuchungen in andere Sektoren (eigene Berechnung)

		1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
insgesamt	t/a	37.708	33.946	25.370	18.452	12.896	k.A	k.A	k.A	k.A
Revier Lausitz (neue Definition)	t/a									
Revier Mitteldeutschland (neue Definition)	t/a									
Revier Rheinland	t/a									

13.9 CO_2-Emissionsfaktoren

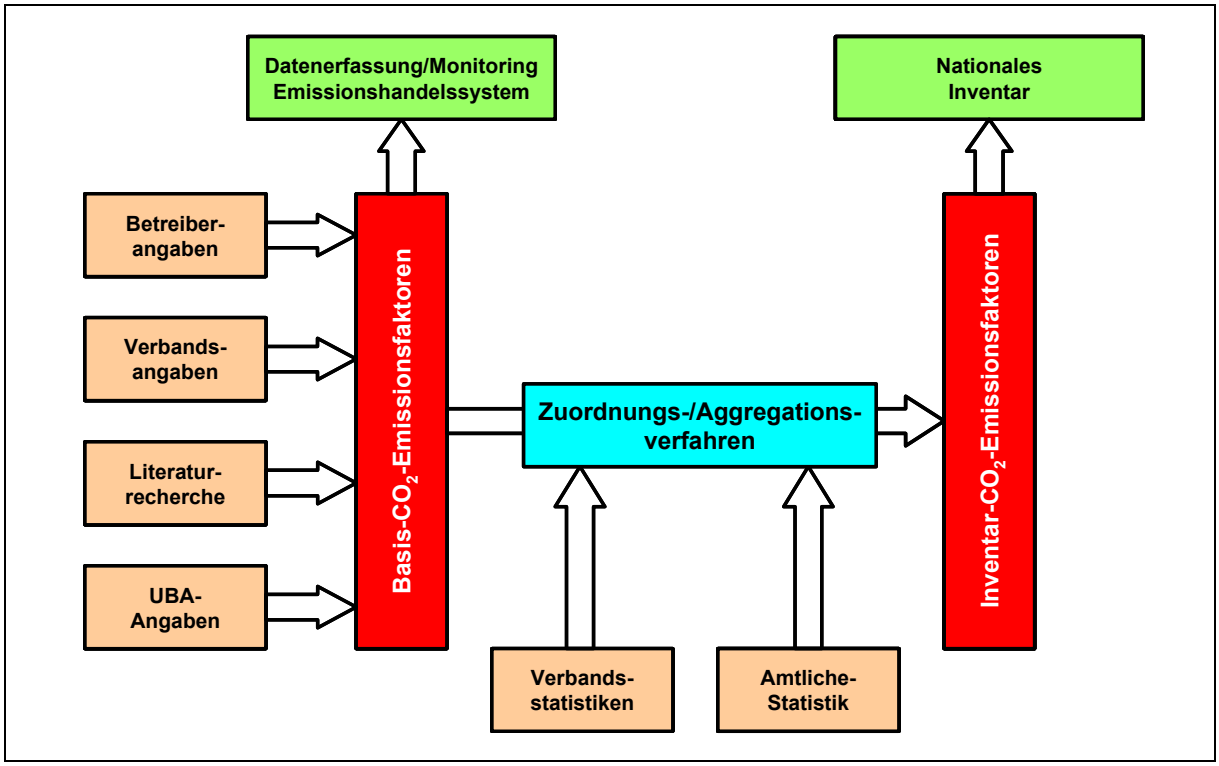
Die dem Inventar zugrunde gelegten Emissionsfaktoren wurden aus der Liste der „*CO_2-Emisssionsfaktoren für die Erstellung der nationalen CO_2-Inventare*“ (Öko-Institut, 2004c) abgeleitet.

13.9.1 Methodische Vorbemerkungen

Im Rahmen der Datenerfassung für den Nationalen Allokationsplan entstand die Notwendigkeit, für die Anlagenbetreiber sehr differenzierte CO_2-Emissionsfaktoren bereit zu stellen, um eine möglichst genaue Ermittlung der anlagenbezogenen Emissionen zu gewährleisten.

Hinsichtlich der deutlich weniger stark differenzierten CO_2-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 CO_2-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 64: Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2



Quelle: Öko-Institut

Vor diesem Hintergrund wurde ein konsistentes Konzept für die CO_2-Emissionsfaktoren entwickelt (Abbildung 64).

Das System basiert auf einem Satz differenzierter CO_2-Emissionsfaktoren, die sich – zum größten Teil – an den Erfordernissen des Emissionshandelssystems ausrichten (so genannte Basis-Emissionsfaktoren für CO_2). 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 CO_2 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 CO_2 bezeichnet.

13.9.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO_2

Aktuelle Informationen zu den Basis-Emissionsfaktoren sind im Internet des Umweltbundesamtes eingestellt, unter folgender URL:

http://www.umweltbundesamt.de/emissionen/veroeffentlichungen.htm

13.9.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2

Auf Grundlage der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2 (ohne Sonderbrennstoffe) wurden unter Rückgriff auf Energieverbrauchs-Strukturdaten die CO_2-Emissionsfaktoren in der Differenzierung gebildet, die für die Erstellung der nationalen CO_2-Inventare benötigt wird (vergleiche dazu Tabelle 122 und Tabelle 123).

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 CO_2-Emissionsfaktoren für den CO_2-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.

Aus den revierspezifischen Angaben zu den *Rohbraunkohlen* wurden aggregierte CO_2-Emissionsfaktoren gewonnen. Auf Grundlage von Daten des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins (DEBRIV) zum Einsatz von Rohbraunkohle in den öffentlichen Kraftwerken in den verschiedenen Revieren (Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschland, Helmstedt, Hessen,

Bayern) wurde ein Mix-Wert für die alten sowie die neuen Bundesländer und für Deutschland insgesamt errechnet. Darüber hinaus wurde auf der gleichen Datengrundlage noch ein Mix für den Rohbraunkohleneinsatz in den öffentlichen Kraftwerken des Freistaat Sachsens gebildet (Sachsen erfasst sowohl Rohbraunkohlenförderung im Lausitzer als auch im mitteldeutschen Revier).

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 eine Restgröße ermitteln, für die 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 CO_2-Emissionsfaktoren aller anderen Energieträger wurden keine weiteren Aggregationen vorgenommen und die in folgender Tabelle 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 CO_2-Emissionsfaktoren in Ansatz gebracht.
- Für den Zeitraum bis 1994 wurde hinsichtlich der neuen Bundesländer der CO_2-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 Erstellung der nationalen CO_2-Inventare aus Konsistenzgründen für Hochofen- und Konvertergas der Emissionsfaktor von Steinkohlenkoks in Ansatz gebracht wurde.

Tabelle 122: Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1990-1994

	1990	1991	1992	1993	1994
	t CO_2/TJ				
Steinkohlen					
Steinkohle-Mix	**93,3**	**93,4**	**93,4**	**93,4**	**93,4**
Inländische Produktion	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9
Ruhr	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Saar	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Aachen	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Niedersachsen	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Summe Drittlandsimporte (ohne Koks und Kokskohlen)	95,1	95,0	95,0	94,9	94,9
Polen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
CSFR	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
UdSSR/GUS	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Norwegen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
USA	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Kanada	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Kolumbien	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Südafrika	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Australien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
VR China	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Indonesien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Venezuela	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Sonstige Drittländer	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Steinkohlenbriketts	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Steinkohlenkoks	105,0	105,0	105,0	105,0	105,0
Anthrazit					
Stromerzeugung	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Wärmemarkt	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Braunkohlen					
Rohbraunkohlen					
(Öffentliche) Kraftwerke	112,1	112,3	112,4	112,5	112,6
(Öffentliche) Kraftwerke (Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschlan	112,4	112,7	112,9	112,9	113,0
(Öffentliche) Kraftwerke ABL	113,2	113,2	113,2	113,2	113,3
(Öffentliche) Kraftwerke NBL	111,0	111,2	111,5	111,7	111,7
(Öffentliche) Kraftwerke Sachsen					
Rheinland	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
Helmstedt	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern (Hartbraunkohle)	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Mitteldeutschland	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Restgröße	109,2	109,3	108,2	108,7	109,2
Restgröße ABL	113,9	113,9	113,9	113,9	113,9
Restgröße NBL	108,8	108,7	107,7	108,1	108,6
Rheinland	114,0	114,0	114,0	114,0	114,0
Helmstedt	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	113,0	113,0	113,0	113,0	113,0
Mitteldeutschland	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0
Braunkohlenbriketts					
Braunkohlenbrikett-Mix Deutschland	99,7	99,9	99,8	99,8	99,9
Braunkohlenbrikett-Mix ABL	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Braunkohlenbrikett-Mix NBL	99,7	100,0	100,0	100,0	100,3
Rheinland	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Lausitz	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Mitteldeutschland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle					
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix Deutschland	97,6	97,8	97,8	97,9	97,8
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix ABL	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix NBL	96,7	96,6	96,8	97,5	97,1
Rheinland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Lausitz	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Mitteldeutschland	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0

Fortsetzung Tabelle 122.

	1990	1991	1992	1993	1994
	t CO_2/TJ				
Braunkohlen					
Braunkohlenkoks					
Braunkohlenkoks Mix Deutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix ABL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix NBL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Rheinland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Lausitz	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Mitteldeutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Gase					
Kokerei-/Stadtgas	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Stadtgas NBL	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Stadtgas West-Berlin (Spaltgas)	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0

Tabelle 123 Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1995-2002

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	t CO_2/TJ							
Steinkohlen								
Steinkohle-Mix	**93,4**	**93,5**	**93,6**	**93,7**	**93,7**	**93,7**	**93,8**	**93,9**
Inländische Produktion	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9	92,9
Ruhr	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Saar	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0	92,0
Aachen	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Niedersachsen	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Summe Drittlandsimporte (ohne Koks und Kokskohlen)	94,8	95,0	94,9	94,9	94,8	94,6	94,7	94,8
Polen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
CSFR	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
UdSSR/GUS	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Norwegen	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
USA	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Kanada	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Kolumbien	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0
Südafrika	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0	96,0
Australien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
VR China	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Indonesien	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Venezuela	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0	93,0
Sonstige Drittländer	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Steinkohlenbriketts	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
Anthrazit								
Stromerzeugung	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0	95,0
Wärmemarkt	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Braunkohlen								
Rohbraunkohlen								
(Öffentliche) Kraftwerke	112,5	112,3	112,3	112,2	112,2	112,1	111,9	112,1
(Öffentliche) Kraftwerke (Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschlan	112,8	112,6	112,7	112,7	112,6	112,4	112,3	112,3
(Öffentliche) Kraftwerke ABL	113,3	113,3	113,3	113,2	113,2	113,2	113,2	113,6
(Öffentliche) Kraftwerke NBL	111,4	110,8	110,9	110,8	110,9	110,6	110,4	110,4
(Öffentliche) Kraftwerke Sachsen	111,2	110,8	111,0	110,6	108,9	108,9	109,0	109,2
Rheinland	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
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern (Hartbraunkohle)	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	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
Restgröße	109,8	112,2	113,1	113,1	111,9	112,5	112,0	112,1
Restgröße ABL	113,9	114,0	113,9	114,0	113,9	114,0	114,0	113,7
Restgröße NBL	108,8	111,2	112,2	110,9	106,1	104,0	104,0	104,0
Rheinland	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
Hessen	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0	111,0
Bayern	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0
Lausitz	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
Braunkohlenbriketts								
Braunkohlenbrikett-Mix Deutschland	100,0	100,0	99,9	99,7	99,7	99,7	99,7	99,7
Braunkohlenbrikett-Mix ABL	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Braunkohlenbrikett-Mix NBL	100,4	100,5	100,5	100,6	100,6	100,6	100,7	100,7
Rheinland	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Lausitz	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0	101,0
Mitteldeutschland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle								
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix Deutschland	97,8	97,7	97,7	97,8	97,9	98,0	98,0	97,9
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix ABL	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Wirbelschicht-, Staub- und Trockenkohle Mix NBL	97,0	96,7	96,6	97,2	97,7	97,9	98,1	97,8
Rheinland	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0	98,0
Lausitz	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0	99,0
Mitteldeutschland	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0	94,0

Fortsetzung Tabelle 123.

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
	t CO_2/TJ							
Braunkohlen								
Braunkohlenkoks								
Braunkohlenkoks Mix Deutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix ABL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Braunkohlenkoks Mix NBL	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Rheinland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Lausitz	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Mitteldeutschland	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0	108,0
Gase								
Kokerei-/Stadtgas	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0
Stadtgas NBL	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0	50,0
Stadtgas West-Berlin (Spaltgas)	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0	53,0

13.10 Entwicklung eines vorläufigen Referenz Approach auf der Basis der Auswertetabellen zur Energiebilanz

13.10.1 Hintergrund

Die Energiebilanzen, die in Deutschland durch die private Vereinigung „Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen“ unter Federführung des DIW erstellt werden, liegen bislang nur bis zum Jahr 1999 vor[74]. 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 CO_2-Emissionen im Rahmen des nationalen Treibhausgasinventars nicht zeitgerecht bereitgestellt werden kann.

Zwar sind bereits Aktivitäten seitens der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen eingeleitet worden, um in Zukunft zeitnähere Bilanzen zur Verfügung stellen zu können, Ergebnisse hieraus werden aber frühestens Ende 2005 erwartet.

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.

13.10.2 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 CO_2-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 Aufkommensseite der Bilanz unvermeidbar. Jedoch ist die entscheidende Angabe des gesamten inländischen Verbrauchs (Apparent consumption) nahezu vollständig und weitestgehend in der georderten 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 Tablle 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 geschätzt[75].

   Die Angaben für die zentrale Spalte „Apparent Consumption“ lassen sich ebenfalls den Auswertetabellen entnehmen:

[74] Nach Abschluss dieses Papiers wurden die Energiebilanzen 2000 und 2001 fertiggestellt.
[75] Dabei werden pauschal 80% des Kerosineinsatzes den internationalen Luftbewegungen zugeordnet.

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 Verkehrsssektors (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 Kokskohle 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 verbucht[76].

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 zwar recht grob, jedoch schwanken die Anteile der verschiedenen Produkte im Zeitverlauf nur wenig. Zudem weichen die Emissionsfaktoren zwischen den meisten Produkten nur

[76] Hierdurch werden effektiv höhere Mengen an Kokskohle 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.

gering voneinander ab, so dass sich der potenzielle Fehler bezogen auf die Gesamtemissionen in engen Grenzen bewegt.

13.10.3 Beurteilung der Prognosegenauigkeit des entwickelten Verfahrens

Bei der vereinfachten Erstellung des Reference Approach ergeben sich eine Reihe prinzipieller Fehlerquellen. Dieses sind vor allem:

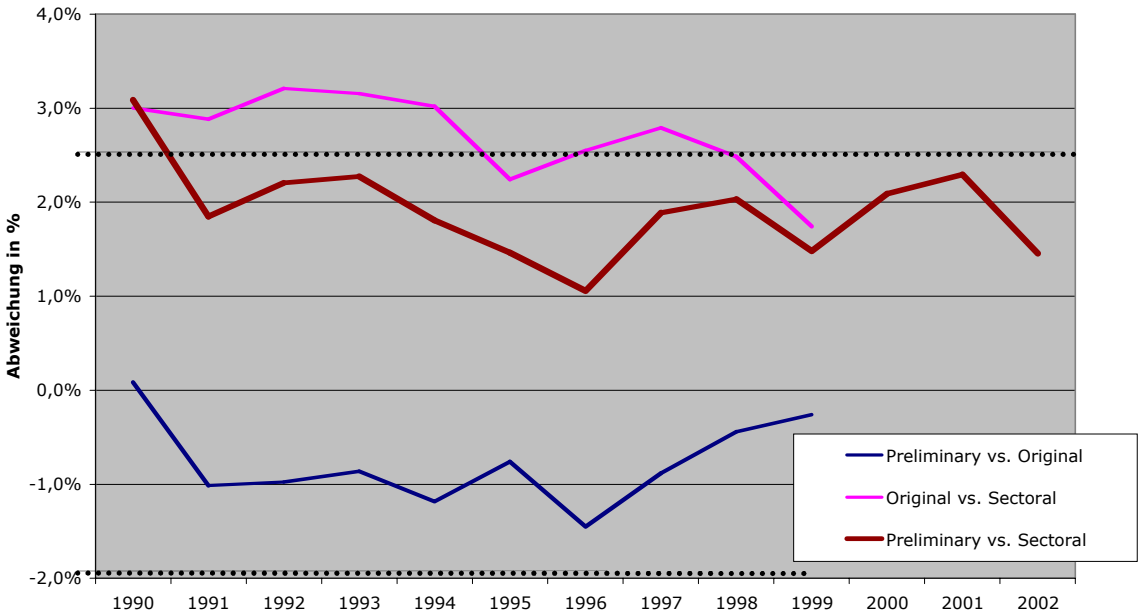
- der Fehler aufgrund der Fortschreibung von Emissionsfaktoren für Energieträger,
- der Fehler aufgrund der Aufteilung des nichtenergetischen Verbrauchs auf Produkte anhand einer älteren Struktur,
- der Fehler, der sich daraus ergibt, dass für die Jahre zwischen dem Berichtsjahr und dem aktuellen Jahr 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 CO_2-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.

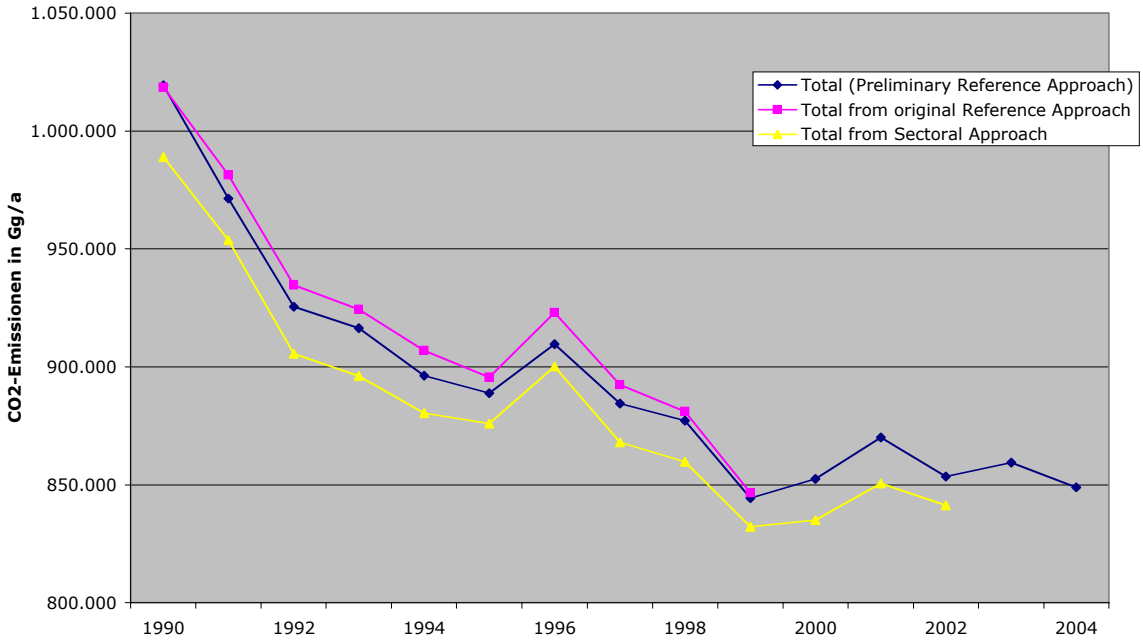
Die folgende Abbildung stellt die verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen Deutschlands für die Jahre 1990 bis 2004 dar. Dabei werden drei Zeitreihen, je eine für jeden Berechnungsansatz, dargestellt. In der unteren Abbildung werden zusätzlich die Abweichungen des hier entwickelten vorläufigen Reference Approach von den offiziell der Klimarahmenkonvention und der EU gemeldeten Werten gemäß Reference und Sectoral Approach verglichen.

Abbildung 65: Vergleich der verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen nach verschiedenen Berechnungsansätzen



Quelle: eigene Berechnungen

Abbildung 66: Abweichung des vorläufigen Reference Approach (Prelimary) vom Reference Approach (Original) und dem Sectoral Approach



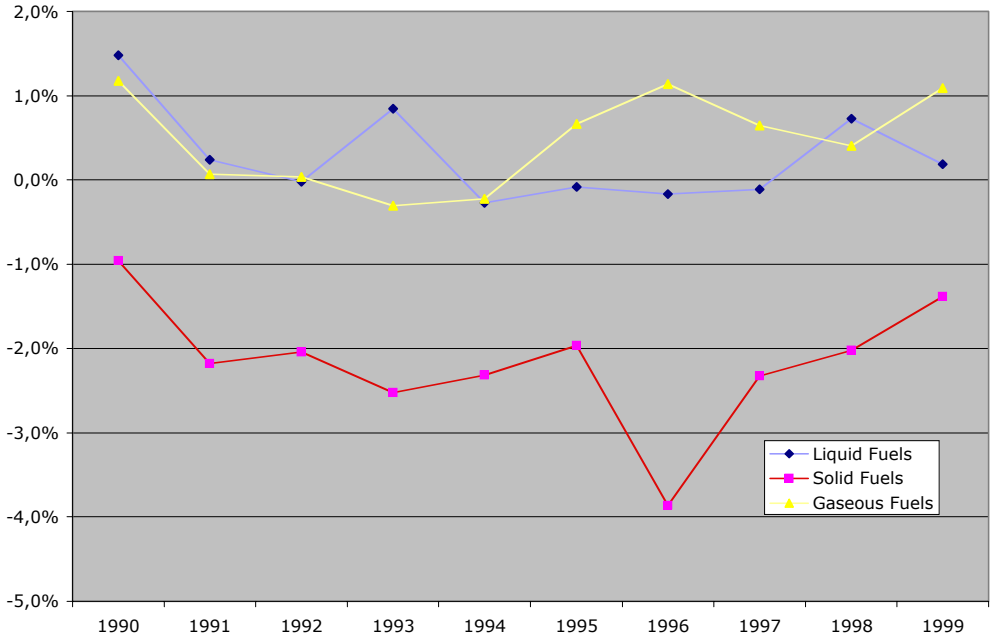
Quelle: eigene Berechnungen

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 Refereence Approach berechneten Werte. Im Vergleich zum Sectoral Approach liegen die Emisisonen 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.

Abbildung 67: Abweichung Prelimary Reference Approach vom Original Reference Approach (CO_2-Emissionen nach Energieträgern)



Quelle: eigene Berechnungen

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.

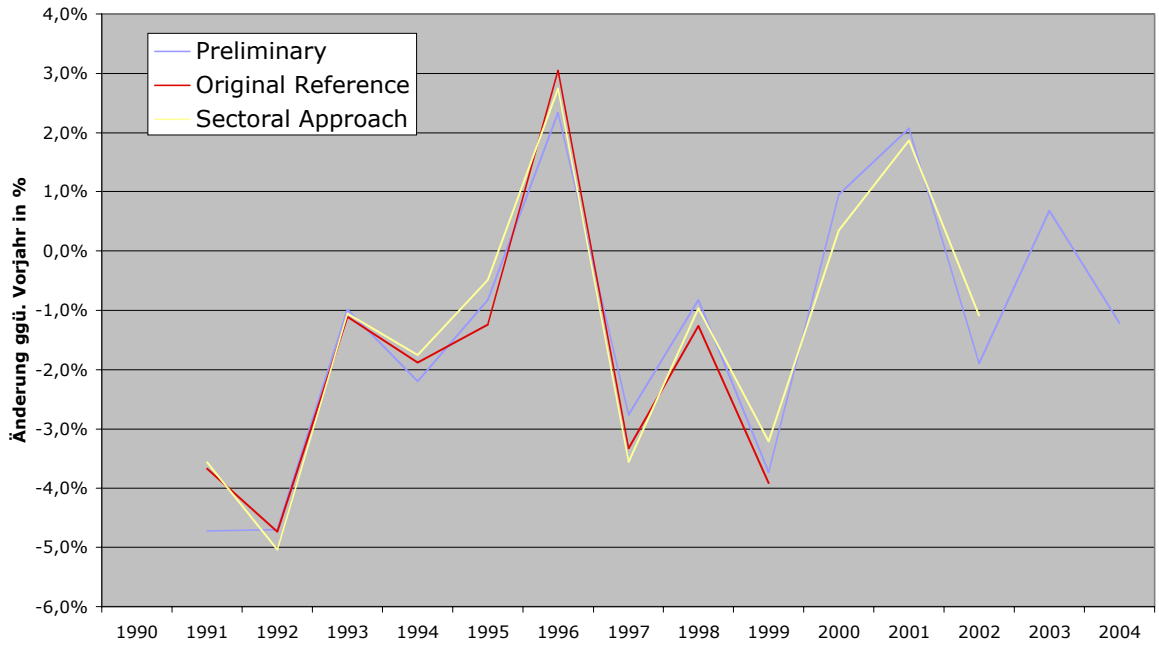
Die Emissionen aus festen Brennstoffen dagegen wurden durch den vorläufigen Ansatz in allen Jahren um 1 bis 4 % unterschätzt.

Neben der Genauigkeit der Aussage des vorläufigen Reference Approach zur absoluten Höhe der CO_2-Emissionen ist von (noch höherem) Interesse, wie genau die Änderungen der Emissionen zwischen den Jahren durch den vorläufigen Ansatz abgebildet werden[77].

Die folgende Abbildung zeigt die Veränderung der CO_2-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. 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.

Abbildung 68: Änderung der CO_2-Emissionen gegenüber dem Vorjahr in %



Quelle: eigene Berechnungen

Generell lässt sich festhalten, dass die durch den vorläufigen Ansatz ermittelten Trends der CO_2-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

[77] Da Energieverbräuche und CO_2-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.

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 CO_2-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 rechzeitig vorliegen und ggf. in Ergänzung der Auswertetabellen zur Energiebilanz genutzt werden können.

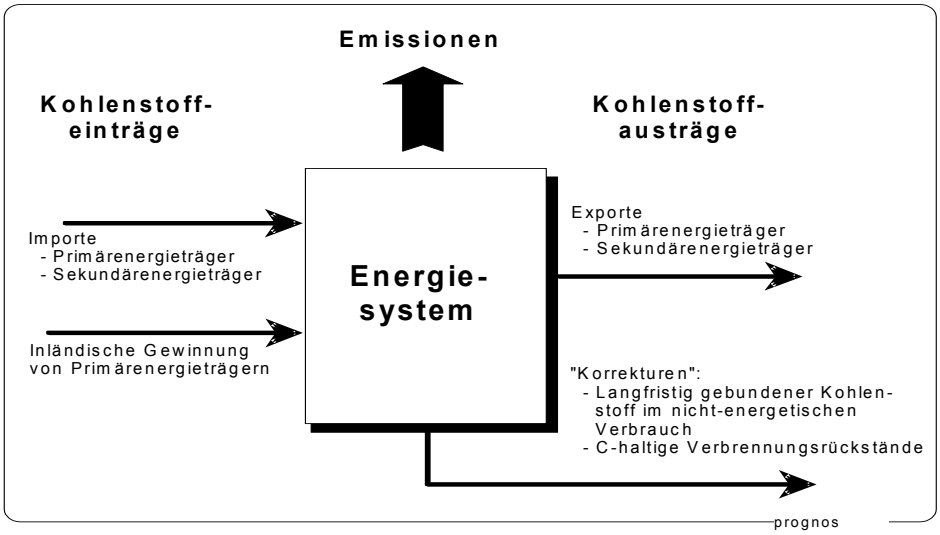
13.11 Analyse des Referenzverfahrens

13.11.1 Methodische Aspekte

Das Grundprinzip des Referenzverfahrens bildet eine aggregierte Kohlenstoffbilanz des Energiesektors. Die aus dem Energiesektor (pro Jahr) emittierte Menge an Kohlenstoff ergibt sich danach als Differenz zwischen den mit den Energieträgern eingetragenen und ausgetragenen Kohlenstoffmengen (siehe Abbildung 69).

Die Kohlenstoffeinträge sind verbunden mit Importen an Primärenergieträgern (z.B. Erdöl, Erdgas) und Sekundärenergieträgern (z.B. Heizöl, Motorenbenzin, Koks) und der inländischen Gewinnung von Primärenergieträgern. Die Kohlenstoffausträge sind verbunden mit Exporten an Primär- und Sekundärenergieträgern und Bunkerungen (Brennstoffverbrauch der Hochseeschifffahrt und des internationalen Flugverkehrs). Das Referenzverfahren sieht sodann noch Korrekturen der Kohlenstoffbilanz um nicht-emissionsrelevante Kohlenstoffmengen vor. Diese berücksichtigen den Kohlenstoffaustrag in kohlenstoffhaltigen Verbrennungsrückständen ("*Fraction of carbon oxidised*") und langfristig gebundenen Kohlenstoff in Folgeprodukten des nicht-energetischen Verbrauchs (NEV) von Energieträgern ("*Fraction of carbon stored*"; z.B. Einsatz von Naphtha zur Kunststoffherstellung).

Der Zweck der Korrekturfaktoren liegt in der Verfeinerung der Berechnung der CO_2-Emissionspotentiale aus der einfachen Input-Output-Bilanz der Energieträger. Bei der Berechnung der Korrekturfaktoren "*Fraction of carbon stored*" werden neben der tatsächlichen Kohlenstoffbindung in langlebigen Produkten auch nicht-verbrennungsbedingte Emissionen, insbesondere Lösemittel- und Prozessemissionen, als "*Carbon stored*" bilanziert. Der als *freigesetzter Kohlenstoff* bilanzierte, verbleibende Anteil besteht dann tatsächlich nur aus verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen (z.B. Abfallverbrennung, interner Brennstoffverbrauch der Steamcracker). Innerhalb der Folgeproduktketten des nicht-energetischen Verbrauchs werden Importe und Exporte von Zwischen- und Endprodukten nach dem "*Produzentenprinzip*" bilanziert, d.h. Importe werden nicht berücksichtigt und Exporte sind in der CO_2-Bilanz enthalten.



(Prognos, 2000)

Abbildung 69: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens (Prognos, 2000)

Zielsetzung des IPCC-Referenzverfahrens ist die Ermittlung des CO_2-Emissionspotentials der in einem Land eingesetzten Energieträger. Das Emissionspotential ist nicht identisch mit den tatsächlichen Emissionen.

Für die Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens in Deutschland wurden die im folgenden beschriebenen wichtigen methodischen Festlegungen getroffen.

13.11.1.1 Steinkohle

Die deutsche Energiebilanz differenziert nicht nach unterschiedlichen Steinkohlearten. In der deutschen Kohlestatistik wird die heimische Steinkohleförderung aber entsprechend ihrer Beschaffenheit in die Kohlearten Flammkohlen, Fettkohlen, Esskohlen, Magerkohlen und Anthrazitkohlen eingeteilt. Diese Einteilung wird auch für die Anwendung des IPCC-Verfahrens verwendet. Da diese Systematik aber von der IPCC-Einteilung der Steinkohle („*Bituminous Coal*") in Anthrazit, Kokskohle und sonstige abweicht, wird für die Dokumentation in den IPCC-Tabellen nur eine Sammelkategorie *Bituminous Coal* ausgewiesen. Die differenziertere Berechnung für die heimische Förderung nach Kohlearten erfolgt in einer Sonderrechnung (vgl. FE-Vorhaben Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens zur Ermittlung der verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen in Deutschland, UFOPLAN97).

Das gleiche gilt für die Steinkohleimporte: Die Importkohlen weisen je nach Herkunftsland unterschiedliche Kennwerte auf. Auf der Basis der Außenhandelsstatistik des Statistischen Bundesamtes bzw. der STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2004) wird für die Anwendung der IPCC-Methode ein differenzierter Ausweis der Steinkohleimporte nach Herkunftsländern vorgesehen. Hierdurch kann der Einfluss von Änderungen in der Herkunftsstruktur der Importe auf den Kohlenstoffeintrag berücksichtigt werden.

13.11.1.2 Braunkohle

Im IPCC-Verfahren ist für Braunkohlen nur eine Kategorie "*Lignite*" vorgesehen. Um die spezifische Bedeutung der Braunkohle in Deutschland zu berücksichtigen, wird deshalb im Rahmen einer Sonderrechnung (vgl. FE-Vorhaben Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens zur Ermittlung der verbrennungsbedingten CO_2-Emissionen in Deutschland, UFOPLAN97) eine Differenzierung vorgenommen:

- Bei der heimischen Förderung wird nach den Haupt-Förderregionen Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschland, Helmstedt und sonstige (Borken, Wölfersheim, beide stillgelegt am 31.10.91) differenziert. Die Fördermengen werden regelmäßig von der Statistik der Kohlenwirtschaft ausgewiesen.
- Bei den Importen wurde entsprechend den Angaben der Energiebilanz zwischen Braunkohlen und Hartbraunkohlen (Tschechische Republik) unterschieden. Tschechische Hartbraunkohle werden seit 2003 in deutschen Kraftwerken nicht mehr eingesetzt.
- Exporte und Bestandsänderungen werden nicht weiter differenziert und den Daten der Energiebilanz entnommen.

13.11.1.3 Erdgas

Unter "*Natural Gas*" werden die in der deutschen Energiebilanz gesondert ausgewiesenen Naturgase Erdgas, Erdölgas und Grubengas zusammengefasst. Die Erdgasimporte weisen je nach Herkunft etwas unterschiedliche Kennwerte auf. Analog dem Vorgehen bei Steinkohle werden die Erdgasimporte daher in einer Sonderrechnung nach den Haupt-Herkunftsländern (Russland, Niederlande, Norwegen) differenziert betrachtet.

13.11.1.4 Erdölimporte

Erdölimporte haben einen großen Anteil am Eintrag von Kohlenstoff ins Energiesystem der Bundesrepublik Deutschland. Änderungen in der Importstruktur, d.h. Anteile einzelner Herkunftsländer bzw. Qualitäten, können daher zu spürbaren Schwankungen in der über Rohöl importierten Kohlenstoffmenge führen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass der Kohlenstoffgehalt in Rohölen in einem relativ schmalen Band von ca. 82% und 87% schwanken kann[78]. Hierbei handelt es sich um Extremwerte. Die Schwankungsbreite im jährlich verbrauchten Rohölmix liegt deutlich darunter. Änderungen in der Zusammensetzung der Rohölimporte haben daher nur einen begrenzten Einfluss auf den durchschnittlichen Kohlenstoffgehalt der Rohölimporte.

Dennoch wurde bei der Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens für die Berechnung des Kohlenstoffanteils in den Rohölimporten eine Sonderrechnung nach Haupt-Einfuhrländern und -Qualitäten bzw. -Ölfeldern vorgesehen und durchgeführt (analog dem Vorgehen bei Steinkohle und Erdgas). Die Mengenangaben (Rohölimporte nach Fördergebieten bzw.

78) Der weltweite Durchschnitt liegt bei ca. 84,5%.

Sorten) werden zwar nicht veröffentlicht, können aber vom Mineralölwirtschaftsverband (Hamburg) zur Verfügung gestellt werden. Über den Kohlenstoffgehalt der einzelnen Rohölsorten liegen allerdings keine Angaben vor, da dies bei der Erdölverarbeitung keine relevante Größe darstellt. Es besteht allerdings ein empirischer Zusammenhang zwischen dem spezifischen Gewicht des Erdöls und dem Kohlenstoffgehalt (MARLAND et al, 1983). Aufgrund dieses Zusammenhangs und veröffentlichten Angaben zum spezifischen Gewicht (*API Gravity*[79]) wurde der Kohlenstoffgehalt der einzelnen Rohölsorten abgeschätzt.

13.11.2 Datengrundlagen

Die wichtigsten Datengrundlagen für die Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens in Deutschland sind im folgenden zusammengefasst:

Energiedaten: Grundlage bilden die gegenwärtig verfügbaren (1990 bis 1999) Energiebilanzen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. Da diese Bilanzen für die Jahre 2000 bis 2003 noch nicht vorliegen, konnte hier keine Anwendung des Referenzverfahrens in seiner Detailtiefe erfolgen. Im Ergebnis zurückliegender Überprüfungsprozesse der vorgelegten Emissionsinventare wurde mehrfach auf das bestehende Defizit der fehlenden Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens für die gesamte Zeitreihe hingewiesen. Aus diesem Grund wurde eine erneute Prüfung der Anwendung der Angaben der zeitnah, aber auf sehr aggregiertem Niveau vorliegenden Auswertetabellen zur Energiebilanz durchgeführt. Im Ergebnis wurde ein vereinfachtes Verfahren entwickelt, dass auf der Basis dieser Auswertetabellen und unter Anwendung pragmatischer Festlegungen (Übertragung der Relationen von Energieträgereinsätzen und Brennstoffverbrauchsangaben sowie der Fortschreibung der Struktur des nichtenergetischen Brennstoffverbrauches) in diesem Jahr erstmalig die Bereitstellung von vorläufigen Ergebnissen des Referenzverfahrens für die bislang fehlenden Jahre ermöglicht. Diese Ergebnisse werden jedoch nach Veröffentlichung der detaillierten Energiebilanzen im Rahmen der Rekalkulationen ersetzt werden. Für die Haupt-Primärenergieträger Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle wird im Referenzverfahren eine weitergehende Differenzierung nach Sorten bzw. Fördergebieten vorgenommen. Hierzu werden Daten aus den Energiestatistiken der jeweiligen Verbände verwendet.

Brennstoffkenndaten/Emissionsfaktoren: Grundlage bildet die GEMIS-Datenbank (ÖKO-INSTITUT), ergänzt um Daten des FZ Jülich (aus dem Projekt IKARUS).

Folgeproduktketten des nicht-energetischen Verbrauchs: Wesentliche Datengrundlage bildete eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Da hiermit keine vollständige Datengrundlage für die Bilanzierung der Kohlenstoffbindung vorlag, waren ergänzend eigene Schätzungen erforderlich.

13.11.3 Ergebnisse

Die mit dem IPCC-Referenzverfahren berechneten CO_2-Emissionen sind von 1990 bis 1999 um nahezu 17% gesunken. Dies entspricht etwa auch dem Emissionstrend der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnungen für die energiebedingten CO_2-Emissionen.

Die Ergebnisse des Referenzverfahrens liegen im betrachteten Zeitraum im Durchschnitt 3 % über den detailliert ermittelten CO_2-Emissionen.

79) Die spezifischen Gewichte liegen für alle Sorten mit Ausnahme von russischem Erdöl vor (OIL & GAS JOURNAL DATA BOOK 1997). Für russisches Erdöl wurden Durchschnittswerte angesetzt.

Diese Abweichungen sind zu etwa 2/3 auf Unterschiede in den Emissionsfaktoren bzw. durchschnittlichen Kohlenstoffgehalten der Energieträger zurückzuführen, die beim Referenzverfahren nicht so exakt ermittelt werden können wie beim quellgruppenspezifischen Verfahren. Der restliche Teil der Abweichungen beruht auf systematischen Unterschieden zwischen beiden Verfahren auf der Ebene der zugrunde liegenden Energieverbräuche, nämlich bei der Berücksichtigung des Nichtenergetischen Verbrauchs (NEV), der Abfallverbrennung, statistischen Differenzen und Verlusten im Transformationssektor des Energiesystems inklusive dem Energieverbrauch der Erdgas-Pipelinekompressoren (siehe Abbildung 70).

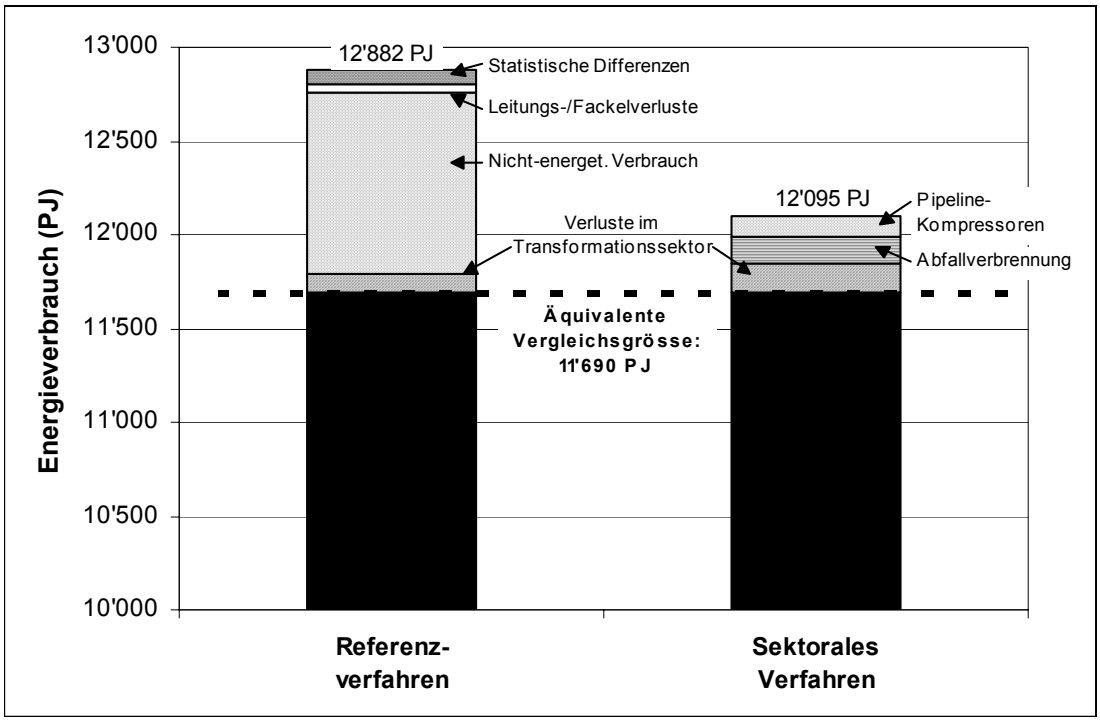


Abbildung 70: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und quellgruppenspezifischem Verfahren (1990)

13.11.4 Geplante Verbesserungen

Für den Vergleich der Ergebnisse des Referenzverfahrens mit dem der detaillierten sektoralen CO_2-Berechnung ist die genaue Bilanzierung und Bewertung der Emissionen aus dem nichtenergetischem Verbrauch von Brennstoffen von wesentlicher Bedeutung. Diese Emissionen werden im Referenzverfahren über die Ermittlung der langfristig in Produkten gespeicherten Kohlenstoffmengen berücksichtigt. In den gegenwärtig für Deutschland durchgeführten detaillierten sektoralen Berechnungen finden diese Emissionen nur eingeschränkt Berücksichtigung (z.B. in der Verbrennung fossiler Abfälle). Nach ersten Untersuchungsergebnissen liegen die Emissionen aus dem nichternergetischen Brennstoffverbrauch in einer Größenordnung von etwa 1 bis 2 % der gesamten CO_2-Emissionen. Um diesen Betrag würden sich damit auch die Abweichungen der Ergebnisse zwischen beiden Berechnungsansätzen reduzieren. Die genaue Analyse und Veränderung dieser methodischen Fragestellungen ist Arbeitsschwerpunkt der laufenden Inventarverbesserung für die CO_2-Emissionen sowohl des Referenzverfahrens als auch insbesondere der detaillierten sektoralen Emissionsberechnung.

Für die internationale Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens erscheint die spezielle Ermittlung der "*Fraction of carbon stored*" zur Korrektur der CO_2-Potentiale um die Kohlenstoffbindung in den Folgeproduktketten des nicht-energetischen Verbrauchs als sehr aufwändig:

- Auf der einen Seite ist ein erheblicher Datenermittlungsaufwand erforderlich, der der Zielsetzung des Referenzverfahrens nach geringen Datenanforderungen zuwiderläuft, selbst in Deutschland liegt keine vollständige Datengrundlage vor. Hinzu kommen Abgrenzungsfragen bei der Ermittlung der "gebundenen Kohlenstoffanteile", die die internationale Vergleichbarkeit der Ergebnisse behindern.
- Dem steht auf der Nutzenseite in den meisten Ländern nur ein begrenzter "Genauigkeitsgewinn" gegenüber, allein schon weil sich der gesamte nicht-energetische Verbrauch meist in einer Größenordnung von maximal 10 % des Primärenergieverbrauchs bewegt. In Deutschland beträgt der Genauigkeitsgewinn 5 % bis 6 %. Es ist auch zweifelhaft, ob durch die Verwendung der vom IPCC vorgeschlagenen Default-Werte eine Verfeinerung der Ergebnisse erreicht werden kann, da es sich um allgemeine, nicht auf die Situation in einzelnen Ländern bezogene Schätzungen handelt.

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 (1.A)

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 Berechungen

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.

14.1.1.1 Systematik und Vorgehensweise

14.1.1.1.1 Grundlegende Systematik der Kraftwerke

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.

14.1.1.1.2 Vorgehensweise

In einem ersten Schritt wurde der in 1990 bestehende Kraftwerkspark datenbanktechnisch mit u.a. Angaben zu elektrischen Leistungen sowie Dampfwärme und Brennstoffverbrauch neu aufgenommen.[80] 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 CO_2-Emissionen deren unterschiedliche CO_2-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 Endenergieverbrauchbereich wurde der in den einzelnen Kraftwerkstypen für die bereitgestellte Industrieprozesswärme eingesetzte Brennstoffverbrauch in der EBZ 73

[80] 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.

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.

14.1.1.2 Ergebnisse

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 CO_2-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 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 124: 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 Braunkohlen-bergbaus	Stromerzeugung der übrigen Industriewärme-kraftwerke (GFA)	davon Bahnkraft-werke	Stromerzeugung der übrigen Industriewärme-kraftwerke (TA-Luft)	davon Bahnkraft-werke	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**
- Dieselkraftstoff	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***
> Inlanderdgas	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 125: Brennstoffeinsatz zur Industriewärmeerzeugung in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Wärmeerzeugung in GFA 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	**%**	**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**
- Dieselkraftstoff	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**
> Inlanderdgas	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 126: 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 Braunkohlen-bergbaus	Wärmeerzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (GFA)	davon Bahnkraft-werke	Wärmeerzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (TA-Luft)	davon Bahnkraft-werke	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**
- Dieselkraftstoff	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**
> Inlanderdgas	TJ	7.688	0	1	2.250	0	150	0	0	**10.089**
- 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	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 127: Gesamter Brennstoffeinsatz in öffentlichen Wärme- und Gruben- sowie Industriekraftwerken (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Gesamtwärme-erzeugung in GFA der öffentlichen Wärmekraftwerke	Gesamtwärme-erzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Wärmekraftwerke	Gesamtwärme-erzeugung in GFA der Grubenkraftwerke des Braunkohlen-bergbaus	Gesamtwärme-erzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (GFA)	davon Bahnkraft-werke	Gesamtwärme-erzeugung in Anlagen der übrigen Industriekraftwerke (TA-Luft)	davon Bahnkraf-twerke	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
Brenstoff 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
- Dieselkraftstoff	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
> Inlanderdgas	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 128: Brennstoffeinsatz in Heizkraftwerken und Fernheizwerken (EBZ 18) (Neue Bundesländer 1990)

	Dimension	Brennstoffe für Fernwärme-erzeugung 1990 EB Zeile 18	Fernwärme-erzeugung in GFA der öff. Wäme-kraftwerke	Fernwärme-erzeugung aus Gasturbinen öff. Wärme-kraftwerke	Fernwärme-erzeugung in GFA der Gruben-kraftwerke des Braunkohlen-bergbaus	Fernwärme-erzeugung in GFA der IKW des verarb. Gewerbes und uebr. Bergbaus	Fernwärme-erzeugung in TA Luft-Anlagen der IKW des verarb. Gewerbes und uebr. Bergbaus	Fernwärme-erzeugung in GFA der Raffinerie-kraftwerke	Fernwärme-erzeugung aus öffentlichen Fern-heizwerken	davon Fernwärme-erzeugung in GFA	davon Fernwärme-erzeugung 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
- Dieselkraftstoff	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*			
> Inlanderdgas	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	TJ		0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Kokerei-/Stadtgas		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	TJ		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 129: 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*	
> Inlanderdgas	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 130: 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 Nichteisen-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)
				2-9	10-16	17-25	26-37	38-43+80	44-48	49-52	53-55	56-58+81	59-71	72-79	
Industriewärmeerzeugung	TJ														
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
- Dieselkraftstoff	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*
> Inlanderdgas	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		24.762		0	1.342	276	0	0	0	212	0	1.110	0	0	2.940
> Raffineriegas		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		511		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
> Industriemüll		7.862		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 131: 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
- Dieselkraftstoff	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*				
> Inlanderdgas	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	TJ	2.803	0	0	0	1.988	0		0	0	815
> Kokerei-/Stadtgas		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	TJ	301	0	0	0	0	0		0	0	301
> Braunkohlenteer		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

14.1.2 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 CO_2-Emissionsfaktoren, deren Ermittlung dem Anhang 2 (Kapite 13.9) 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 71 dargestellt.

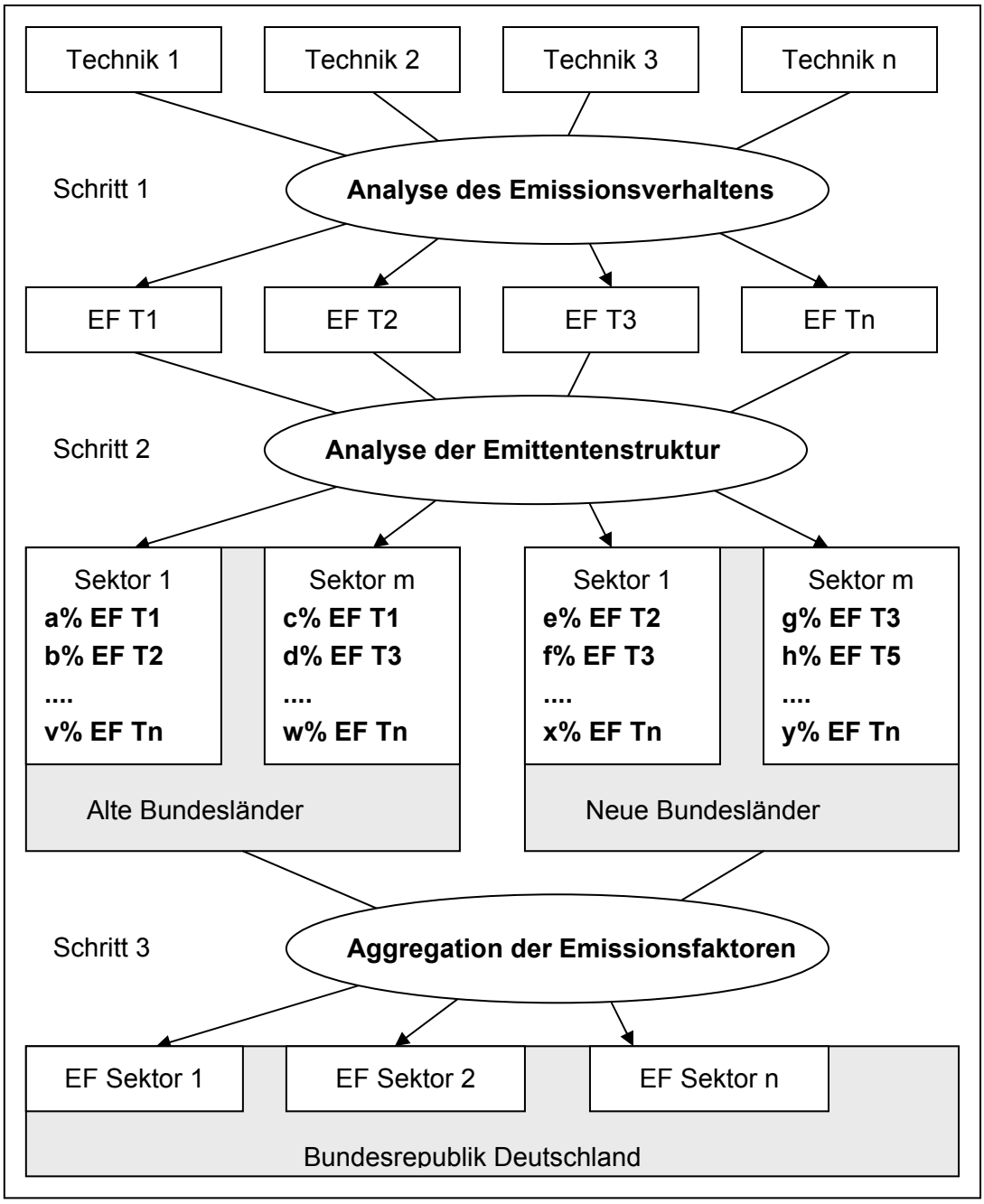


Abbildung 71: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung

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 % charakterisiert[81]. 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 132 fasst die berücksichtigten Anlagenarten nochmals nach 4. BImSchV-Nummer und Erklärungsart zusammen.

Tabelle 132: 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 Feuerungsanlagen	10 - < 50 MW für Erdgas 10 - < 50 MW außer Erdgas	K V
1 03 1	Feuerungsanlagen	> 1 MW andere Brennstoffe	V
Kennung	**Gasturbinenanlagen**		**Erklärungsart**
1 05 1	Gasturbinen Gasturbinen	≥ 50 MW für Erdgas ≥ 50 MW außer Erdgas	K V
1 05 2	Gasturbinen Gasturbinen	< 50 MW für Erdgas < 50 MW außer Erdgas	K V

Bei den Analysen werden die Emissionsdaten nach Feuerungstechnik differenziert. Hierfür gibt Tabelle 133 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.

81 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 133: 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 (Kap. 3.1.1.3.1)

Dieser Teil des Anhangs erläutert die wesentlichen Schritte im Forschungsvorhaben RENTZ et al (2002) zur Bestimmung der Unsicherheit von Emissionsfaktoren (ausgenommen CO_2-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:

$$u^2(x_i) = (a_+ - a_-)^2 / 12 \qquad (A1)$$

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 2aβ mit 0 < β < 1. Für β = 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:

$$u \approx 0{,}39\ (DZ_9 - DZ_1), \qquad \text{(A2)}$$

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.

$$u_{gesamt} = \sqrt{u_1^2 + u_2^2 + \ldots + u_n^2} \qquad \text{(A3)}$$

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 g/GJ (relativer Fehler 16,6 %)

Schätzung von u nach A1: 5,3 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 134 fasst die Emissionsfaktoren der Tabellen 3, 4 und 5 des Anhangs E des Forschungsvorhabens RENTZ et al (2002) zusammen:

Tabelle 134: 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

14.1.3 Transport (1.A.3)

14.1.3.1 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b)

14.1.3.1.1 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 135 dargestellt.

Tabelle 135: Energiebilanzen 1990-2004

Jahr	Land	Zeile	Ottokraftstoff	Petroleum	Dieselkraftstoff	Flüssiggas	Bio-Diesel
Energieeinsatz im Straßenverkehr gemäß Energiebilanzen 90-99 (Stand: 12/2002) in TJ							
1990	ABL	75	1159942	0	657443	138	0
1990	NBL	75	170537	0	78477	0	0
1991	ABL	75	1156589	0	700405	137	0
1991	NBL	75	175696	0	84769	0	0
1992	ABL	75	1157939	0	740248	229	0
1992	NBL	75	186190	0	113254	0	0
1993	ABL	75	1158636	473	777146	184	0
1993	NBL	75	191981	0	130641	0	0
1994	ABL	75	1082653	559	787800	184	0
1994	NBL	75	193984	0	144260	0	0
1995	D	62	1299982	610	964013	138	1504
1996	D	62	1299879	638	964580	115	2046
1997	D	62	1297487	357	979586	106	3652
1998	D	62	1300463	637	1022794	106	4081
1999	D	62	1300602	637	1097036	100	5370
2000	D	62	1237055	600	1108726	100	9306
2001	D	62	1199318	600	1098488	100	13032
Vorläufige Angaben gemäß Auswertetabellen *							
2002	D	62	1166000	600	1105790	100	20447
2003	D	62	1109000	600	1078382	100	24199
2004	D	62	1074121	600	1120139	100	32000
Quellen: Auswertetabellen Stand 09/2004, Daten der Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik und NWV-Mineralölwirtschaftszahlen 2004 (MWV 2005).							

Die Energiebilanz wird auch zur Modellierung der Verkehrsmengengerüste in TREMOD herangezogen. So führt das DIW zur Ableitung der Gesamtfahrleistung eine Kraftstoffverbrauchsberechnung durch (DIW, 2002). Die Ergebnisse der Berechnung werden für den Pkw-Verkehr z.T. in TREMOD übernommen. Da das DIW mit der Kraftstoffverbrauchsberechnung 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 136).

Tabelle 136: Heizwerte für Otto- und Dieselkraftstoff

Jahr	Ottokraftstoff	Dieselkraftstoff
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 <= 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 <= 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 137 fasst die verwendeten Anpassungsfaktoren zusammen.

Tabelle 137: Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz

Jahr	Land	Ottokraftstoff	Dieselkraftstoff	
		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	0,970	0,970	1,185
1994	NBL	0,970	0,970	1,185
1995	D	0,982	0,982	1,205
1996	D	0,987	0,987	1,182
1997	D	0,989	0,989	1,179
1998	D	0,987	0,987	1,242
1999	D	0,994	0,994	1,301
2000	D	0,969	0,969	1,381
2001	D	0,963	0,963	1,251
2002	D	0,961	0,961	1,166
2003	D	0,952	0,952	1,091
2004	D	0,965	0,965	1,029
Anmerkungen: 1994 Korrekturfaktoren ABL und NBL wie in D gesamt				

14.1.3.1.2 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 15) zugeordnet:

- **Biodiesel** wird allen Strukturelementen mit Dieselantrieb entsprechend ihrem Anteil am Verbrauch von konventionellem Dieselkraftstoff 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 Dieselkraftstoff zugeordnet
- **Flüssiggas** wird den Otto-Pkw, konventionell, auf Innerortsstraßen (Strukturelement SV PKWO KOIO) zugeordnet.

14.1.3.1.3 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.

14.1.3.2 Ableitung der Emissionsfaktoren

14.1.3.2.1 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 „Dieselkraftstoff“ 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 136) 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 (Emissionen korrigiert / Energie korrigiert = Emission unkorrigiert / Energie unkorrigiert) herauskürzt.

14.1.3.2.2 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 CO_2-Emissionsfaktor von Biodiesel wird mit 0 angesetzt

- Der SO_2-Emissionsfaktor von Petroleum wird in den Jahren, in denen Dieselkraftstoff einen höheren Wert aufweißt, mit 24 kg/TJ angesetzt. In allen anderen Jahren wird der niedrigere Wert von Dieselkraftstoff übernommen.

Die Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggas werden entsprechend den Vorgaben des Umweltbundesamtes folgendermaßen angesetzt:

Tabelle 138: 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_2O	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

14.1.3.3 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 eingeben werden können. Die Mindestanforderungen sind in den folgenden Tabellen (Tabelle 139und Tabelle 140)dargestellt:

Tabelle 139: Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch

Material	Strukturelement	Anteil/Jahr
Erdgas	z.B. SV BUS MTIO	60%
Erdgas	...	...
Erdgas	Summe	100%

Tabelle 140: 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_2O	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 Dieselverbrauch). 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.

14.1.3.4 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_{N2O} [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_{N2O} = AR x EF x (1 – N_2O-Minderungsfaktor x 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-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

N_2O zerstört, die Minderungsrate wird mit 80-90% angegeben. Andere Methoden zur NO_x-Minderung haben keinen Einfluss auf die N_2O-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 3.1.4und 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 CO_2-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 CO_2 / 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 CO_2 zu C).

Die über die so berechnete CO_2-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 CO_2-Emissionen aus dem Kalksteineinsatz werden nach Tier 1 bestimmt (UBA 2006, FKZ 20541217/02). Die Stahlindustrie setzt Kalkstein ($CaCO_3$) nur bei Aufbereitung der Eisenerze (Sinteranlagen) und bei der Roheisenerzeugung im Hochofen ein. Auf der Ebene des eigentlichen Frischens von Roh¬stahl im Oxygenstahl- oder Elektrostahlverfahren kommt hingegen (gebrannter) Stahlwerkskalk (CaO) u.a. als Schlackenbildner zum Einsatz. Die Kalksteineinsätze bei der Sinter- und Roheisenherstellung werden jährlich in der Eisen- und Stahlstatistik veröffentlicht (DESTATIS FS 4, R 8.1). Damit ergibt sich der in der folgenden Tabelle zusammengestellte Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung.

Tabelle 141: Kalksteineinsatz bei der Sinter- und Roheisenherstellung

Kalkstein einsatz [kT]	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
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
Roheisen	705	726	669	632	701	703	649	725	707	654	723	684	689	691	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 CO_2-Emissionen.

Tabelle 142: CO_2-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
Sinter und Roheisen	932	991	1.050	1.110	1.170	1.229	1.288	1.348	1.407	1.467	1.526	1.585	1.645	1.704	1.764

Quelle: Berechnungen im Projekt Kalksteinbilanz (UBA 2006, FKZ 20541217/02)

14.2.3.1.3 Ermittlung der energiebedingten Emissionen

Die energiebedingten CO_2-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 CO_2-Emissionen aus Gichtgas der Eisenschaffenden Industrie noch im Sektor 1.A.2 berichtet worden.)

Doppelzählungen werden so ausgeschlossen.

Tabelle 143: Zuordnung der fossilen CO_2-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 CO_2-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 CO_2-Emissionsfaktoren wurden von der Wirtschaftsvereinigung Stahl zur Verfügung gestellt.

Tabelle 144: Eingesetzte Sekundärbrennstoffe in Hochöfen: CO_2-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 CO_2 zu Branntkalk gebrannt, der dann wieder zur Kaustifizierung genutzt wird. Das aus dem eingesetzten $CaCO_3$ freigesetzte CO_2 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 CO_2-Emissionen (das bei der Herstellung des Branntkalks freigesetzte CO_2 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 Hackschnitzellagerung, 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).[82]

[82] Angaben des Verbandes Deutscher Papierfabriken (VDP) September 2004

Weitere emissionsmindernde Techniken werden in Deutschland bisher nicht angewendet:

- *Scrubber* nach dem Rückgewinnungskessel (> 85 % SO_2-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) [82]

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 SO_2 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 SO_2-Scrubber nach dem Rückgewinnungskessel (> 98 % SO_2-Reduktion) betrieben. Eine Anlage wendet NO_X-mindernder Verbrennungstechnik im Rückgewinnungs- und im Hilfskessel an (insgesamt > 40 % NO_X-Reduktion)[82].

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)[82]

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 CO_2;
- Minderung der NO_X-Emissionen aus Hilfskesseln durch Regelung der Feuerungsbedingungen sowie Einbau von Brennern mit geringen NO_X-Emissionen;
- Verminderung der SO_2-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 mitfesten 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.

14.2.5 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1)

14.2.5.1 Vorgehen bei der Berechnung der Emissionen der zu „Kälte- und stationäre Klimaanlagen“ gehörenden Untergruppen

Kältemodell „Haushaltskälte

5. Ermittlung und Aggregation des jährlichen HFKW-Neuzugangs seit Einführung der HFKW (1993)
6. Berechnung der jährlichen HFKW-Emissionen auf Basis des mittleren Bestands und des EF
7. Herstellung und Entsorgung: NO

Kältemodell „Gewerbekälte“:

1. Die gesamte Untergruppe Gewerbekälte wird in eine Vielzahl von Anlagenkategorien eingeteilt. Die Einteilung erfolgt nach Anwendungsbereich (z.B. kleiner Supermarkt) und Anlagenart (z.B. Zentralanlage).
2. Für jede Anlagenkategorie wird die Anlagenzahl und die installierte Kälteleistung, eingeteilt nach Tiefkühlung und Normalkühlung, festgelegt und als konstant angenommen. Die Anteile der Anlagen, welche mit FCKW, HFKW und halogenfreiem Kältemittel befüllt sind, wird ebenfalls als konstant angenommen. Daraus ergibt sich die Anlagenzahl und die installierte Kälteleistung aller Anlagen, die langfristig mit HFKW betrieben werden (nach vollständiger Umrüstung/Austausch FCKW-Altanlagen).
3. Für jede Anlagenkategorie wird die Kältemittelart und Kältemittelmenge pro Kälteleistung festgelegt.
4. Aus den unter 1 bis 3 genannten Daten wird der Zielbestand für jedes Kältemittel ermittelt. Hierbei wird wegen der großen Unterschiedlichkeit zwischen einem Zielbestand „Lebensmittelhandel“ und einem Zielbestand „sonstige Gewerbekälte“ unterschieden.
5. Aus den Zielbeständen lässt sich über die mittlere Anlagen-Lebensdauer (10 Jahre) für beide Bereiche 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.
6. Der Austausch von FCKW-Anlagen wird gesondert berücksichtigt.
7. Herstellungsemissionen werden durch die Multiplikation von „Neuzugang“ mit dem $EF_{Herstellung}$ errechnet. Die Herstellung erfolgt i.d.R. vor Ort.
8. Bestandsemissionen werden jeweils durch Multiplikation des „mittleren Jahresbestands“ mit dem jeweiligen $EF_{Anwendung}$ errechnet.
9. Entsorgungsemissionen traten erstmalig im Jahr 2003 auf. $EF_{Entsorgung}$ = 0,3-0,5.

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden EF sind in Tabelle 59 wiedergegeben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind außer für den $EF_{Entsorgung}$ das Ergebnis von Expertenbefragungen und Literaturauswertungen. Zu beachten ist, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technische Entwicklung vorgenommen wird.

Kältemodell „Transportkälte/Kühlfahrzeuge“:

1. Die gesamte Untergruppe Transportkälte/Kühlfahrzeuge wird in vier Kühlfahrzeug-Größenklassen eingeteilt: 2-5t, 5-9t, 9-22t und > 22t GG.
2. Den Größenklassen werden feste Kältemittel (Typ) und Füllmengen für die Kälteaggregate zugeordnet und jeder Größenklasse wird ein fester Anteil am Markt zugeteilt.
3. Die Anzahl der neu zugelassenen Kühlfahrzeuge und der im Inland befüllten Kühlfahrzeuge (nach Kältemittel) wird für jedes Jahr ermittelt.
4. Aus der Anzahl neu zugelassener Kühlfahrzeuge und den o.g. Annahmen ergibt sich der jährliche Neuzugang an Kältemitteln.

5. Durch Kenntnis des Altbestands können der mittlere Jahresbestand und der Jahresendbestand errechnet werden.
6. Herstellungsemissionen werden durch Multiplikation „der im Inland befüllten Kühlfahrzeuge (je Kältemittel)“ mit dem $EF_{Herstellung}$ errechnet.
7. Bestandsemissionen werden durch Multiplikation des „mittleren Jahresbestands“ mit dem $EF_{Anwendung}$ errechnet.
8. Entsorgungsemissionen traten erstmalig im Jahr 2003 auf. $EF_{Entsorgung} = 0,3$

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden EF sind in Tabelle 59 wiedergegeben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind außer für den $EF_{Entsorgung}$ das Ergebnis von Expertenbefragungen. Zu beachten ist, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technische Entwicklung vorgenommen wird.

Kältemodell „Industriekälte“:

1. Die gesamte Untergruppe Industriekälte wird in eine Vielzahl von Anlagen eingeteilt. Die Einteilung erfolgt nach Industriebereich und jeweiligem Kältebereich (Normalkühlung, Tiefkühlung und Gefrieren).
2. Für jeden Anlagentyp wird die Anlagenzahl und die installierte Kälteleistung festgelegt und als konstant angenommen. Die Anteile der Anlagen, welche mit FCKW, HFKW und halogenfreien Kältemittel befüllt sind, werden als konstant angenommen. Daraus ergibt sich die Anlagenzahl und installierte Kälteleistung aller Anlagen, die langfristig mit HFKW betrieben werden (nach vollständiger Umrüstung/Austausch FCKW-Altanlagen).
3. Für jeden Anlagentyp wird die Kältemittelart und Kältemittelmenge pro Kälteleistung festgelegt.
4. Aus den unter 1 bis 3 genannten Daten wird der Zielbestand für jedes Kältemittel ermittelt.
5. Aus diesem Zielbestand lässt sich über die mittlere Anlagen-Lebensdauer (10 Jahre) 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 der „mittlere Jahresbestand“ bestimmen.
6. Der Austausch von FCKW-Anlagen wird gesondert berücksichtigt.
7. Herstellungsemissionen werden durch die Multiplikation von „Neuzugang“ mit dem $EF_{Herstellung}$ errechnet. Die Herstellung erfolgt i.d.R. vor Ort.
8. Bestandsemissionen werden durch Multiplikation des „mittleren Jahresbestands“ mit dem $EF_{Anwendung}$ errechnet.
9. Entsorgungsemissionen traten erstmalig im Jahr 2003 auf. $EF_{Entsorgung} = 0,3$

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden EF sind in Tabelle 59 wiedergegeben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind außer für den $EF_{Entsorgung}$ das Ergebnis von Expertenbefragungen. Zu beachten ist, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technische Entwicklung vorgenommen wird.

Kältemodell „stationäre Klimaanlagen“:

1. Stationäre Klimaanlagen werden in drei Kategorien eingeteilt, deren Anzahl an Neuanlagen jedes Jahr durch Expertenbefragung ermittelt werden: Turboverdichter-,

Schraubenverdichter- sowie Scroll- und Kolbenverdichteranlagen. Der Import von mit Kältemittel befüllten Anlagen wird gleich Null gesetzt.

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 Neuzugang an Kältemitteln.
4. Durch Kenntnis des Altbestands können der mittlere Jahresbestand und der Jahresendbestand errechnet werden.
5. Herstellungsemissionen werden durch Multiplikation der „Anzahl Neuanlagen“ mit dem $EF_{Herstellung}$ errechnet.
6. Bestandsemissionen werden durch Multiplikation des „mittleren Jahresbestands“ mit dem $EF_{Anwendung}$ errechnet.
7. Entsorgungsemissionen treten bisher nicht auf.

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden Faktoren sind in Tabelle 59 wiedergegeben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Expertenbefragungen. Zu beachten ist, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technische Entwicklung vorgenommen wird.

Kältemodell „Raumklimageräte“:

1. Eine inländische Produktion von Raumklimageräten gibt es nicht. Die ausschließlich importierten 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 wird eine Füllmenge und eine Kältemittelzusammensetzung angenommen.
3. Aus der Absatzmenge und den o.g. Annahmen ergibt sich der jährliche Neuzugang an Kältemitteln.
4. Durch Kenntnis des Altbestands können der mittlere Jahresbestand und der Jahresendbestand errechnet werden.
5. Herstellungsemissionen treten nicht auf (Verluste bei der Installation von Split- und Multi-Split-Geräten werden im Modell bisher nicht berücksichtigt).
6. Bestandsemissionen werden durch Multiplikation des „mittleren Jahresbestands“ mit dem $EF_{Anwendung}$ errechnet.
7. Entsorgungsemissionen treten bisher nicht auf.

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden Faktoren sind in Tabelle 59 wiedergegeben.

14.2.5.2 Vorgehen bei der Berechnung der Emissionen „Mobiler Klimaanlagen“

Für die Berechnung der HFKW-Emissionen (ausschließlich HFKW-134a) aus mobilen Klimaanlagen wird wie folgt vorgegangen:

1. Ermittlung der Anzahl der jährlichen Fahrzeug-Neuzulassungen, jeweils für Pkw, Lkw, Bus und Landmaschinen.

2. Ermittlung der durchschnittlichen Ausrüstungsquoten mit Klimaanlagen für Pkw, Lkw, Busse und Landmaschinen. Die Durchschnittquote 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 Klimaanlagen 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.
6. Ermittlung des mittleren Jahresbestands und des Jahresendbestands für jeden Bereich aus 5. und den Vorjahresmengen.
7. Bestandsemissionen werden durch Multiplikation des „mittleren Jahresbestands“ für jeden Bereich mit dem jeweiligen $EF_{Anwendung}$ errechnet.
8. Ermittlung des inländischen Verbrauchs an 134a zur Herstellung von mobilen Klimaanlagen.
9. Herstellungsemissionen werden durch Multiplikation des „inländischen Verbrauchs“ und des $EF_{Herstellung}$ errechnet.
10. Entsorgungsemissionen traten erstmalig im Jahr 2003 auf. $EF_{Entsorgung} = 0,3$.

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden Faktoren sind in Tabelle 59 wiedergegeben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Literaturauswertungen (z.B. CLODIC & YAHIA, 1997; FISCHER, 1997; ÖKO-RECHERCHE, 2001; ÖKO-RECHERCHE / ECOFYS 2003; PREISEGGER, 1999; SIEGL et al., 2002), Messungen (Pkw), Auswertungen von Werkstattdokumentationen und umfangreichen Expertenbefragungen. Zu den regulären Emissionen während des Betriebs kommen hier noch Emissionen durch Unfälle und andere äußere Einflüsse hinzu.

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)

14.4.1 Landwirtschaft (4) - Angaben zu Prognosen landwirtschaftlicher Emissionen

Deutschland ist außerstande, Projektionen landwirtschaftlicher Emissionen zu berechnen.

14.5 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quell/Senkenkategorie Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (5)

14.5.1 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (5.A)

Die C-Vorräte in der Biomasse der Wälder und deren Veränderung wurden erstmalig für das Treibhausgasinventar 1990-2003 im Auftrag des Bundesministerium für Ernährung,

Landwirtschaft und Verbraucherschutz (BMELV) von der Abteilung Biometrie und Informatik der Forstlichen Versuchs- und Forschungsanstalt Baden-Württemberg (FVA) aus den Daten der Bundeswaldinventuren nach den Vorgaben der Good Practice Guidance Land-Use, Land-Use Change and Forestry (GPG-LULUCF, IPCC, 2003) abgeleitet. Diese Daten wurden vom Institut für Forstökologie und Walderfassung der Bundesforschungsanstalt für Forst- und Holzwirtschaft für das vorliegende Inventar fortgeschrieben.

Eine Schätzung der C-Vorratsänderungen in Totholz, Streu und Waldböden sowie der sonstigen Treibhausgasemissionen aus Wäldern und Waldumwandlung fand nicht statt, da bisher keine vollständigen Daten und Auswertungen vorliegen. Vorläufige Einschätzungen hierzu stammen vom BMELV.

14.5.1.1 Wald

Grundlage der Berichterstattung ist die Walddefinition der Bundeswaldinventur (BWI)[83].

In der Aufnahmeanweisung der BWI werden folgende Wald-Unterkategorien unterschieden:

- produktiver Wald, Holzboden
- unproduktiver Wald, Holzboden
- Wald, Blöße
- Wald, Nichtholzboden

Die Kategorien **unproduktiver Wald** und **Blößen** wurden bei den Berechnungen für die Treibhausgasinventare zum Wald hinzugezählt, während **Nichtholzboden**, in Anlehnung an die Walddefinition in der Entscheidung 11/CP.7 der 7. Vertragsstaatenkonferenz in Marrakesch (UNFCCC, 2002: S.58) als Nicht-Wald herausgerechnet wurde.

Unproduktive Waldflächen sind Latschen- und Grünerlenfelder, Strauchflächen (jedoch keine Blößen) und sonstige gering bestockte oder wenig produktive Waldflächen (≤ 1 m³ dGZ/ha).

Holzbodenfläche ist der Teil der Waldfläche, der mit Forstpflanzen bestockt ist und der Holzproduktion dient.

Zum **Nichtholzboden** gehören Waldwege, Schneisen und Schutzstreifen ab 5 m Breite, Holzlagerplätze, Forstbaumschulen, Saat- und Pflanzkämpe, Wildwiesen und Wildäcker, der forstlichen Nutzung dienende Hof- und Gebäudeflächen, mit dem Wald verbundene Erholungseinrichtungen sowie im Wald gelegene Felsen, Blockhalden, Kiesflächen und Gewässer. Auch im Wald gelegene Sümpfe und Moore gehören, wenn sie nicht zugewachsen sind, zum Nichtholzboden.

Die Kategorie „**Wald**“ wird in der GPG-LULUCF (IPCC, 2003) und in den offiziellen Berichtstabellen für die an das Klimasekretariat zu übermittelnden Treibhausgasinventare

[83] **Wald** im Sinne der BWI ist, unabhängig von den Angaben im Kataster oder ähnlichen Verzeichnissen, jede mit Forstpflanzen bestockte Grundfläche. Als Wald gelten auch kahlgeschlagene oder verlichtete Grundflächen, Waldwege, Waldeinteilungs- und Sicherungsstreifen, Waldblößen und Lichtungen, Waldwiesen, Wildäsungsplätze, Holzlagerplätze, im Wald gelegene Leitungsschneisen, weitere mit dem Wald verbundene und ihm dienende Flächen einschließlich Flächen mit Erholungseinrichtungen, zugewachsene Heiden und Moore, zugewachsene ehemalige Weiden, Almflächen und Hutungen sowie Latschen- und Grünerlenflächen. Heiden, Moore, Weiden, Almflächen und Hutungen gelten als zugewachsen, wenn die natürlich aufgekommene Bestockung ein durchschnittliches Alter von fünf Jahren erreicht hat und wenn mindestens 50 % der Fläche bestockt sind. Wasserläufe bis 5 m Breite unterbrechen nicht den Zusammenhang einer Waldfläche. Weihnachtsbaum- und Schmuckreisigkulturen im Wald sind Wald im Sinne der BWI.
In der Flur oder im bebauten Gebiet gelegene bestockte Flächen unter 1000 m², Gehölzstreifen unter 10 m Breite und Weihnachtsbaum- und Schmuckreisigkulturen sowie zum Wohnbereich gehörende Parkanlagen sind **nicht Wald** im Sinne der BWI.

(CRF) in verbleibende Waldfläche, die im Berichtszeitraum unverändert Wald bleibt (Forest Land remaining Forest land) und Neuwald, der durch Aufforstung oder natürliche Sukzession auf zuvor anderweitig genutzten Flächen entstanden ist (Land converted to Forest Land), unterteilt. Nach IPCC GPG-LULUCF (2003) verbleibt Neuwald mindestens 20 Jahre lang in dieser Kategorie und geht dann in die Kategorie „verbleibende Waldfläche“ über[84].

In Deutschland können Neuwaldzugänge mit den vorhandenen Daten in den alten Bundesländern nur bis 1987 zurückverfolgt werden; für die neuen Bundesländer konnte nur die Netto-Waldflächenzunahme seit 1993 abgeleitet werden.

14.5.1.1.1 Verbleibende Waldfläche (Forest Land remaining Forest Land)

14.5.1.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe

14.5.1.1.1.1.1 Änderungen in der Biomasse

Für die alten Bundesländer liegen Daten aus zwei Bundeswaldinventuren (Stichtage: 1.10.1987 und 1.10.2002) vor. Die C-Vorräte nahmen in den Wäldern der alten Bundesländer zwischen den beiden Forstinventuren netto um 1,52 Mg/ha/a zu. Die Vorratsanreicherung ist auf die geringe Nutzung im Vergleich zum Zuwachs zurückzuführen. Für die neuen Bundesländer wurden wegen Fehlens einer der BWI I vergleichbaren Erstinventur die Daten der BWI II mit den Daten der Forsteinrichtung (BML, 1994) verglichen. Bei dem Vergleich zeigt sich eine deutliche C-Vorratsanreicherung von 3,01 MgC/ha/a.

Die Forsteinrichtungsdaten sind mit der BWI nicht voll vergleichbar. Man muss annehmen, dass die Vorräte der Forsteinrichtung unterschätzt werden. Nimmt man für den Ausgangswert einen 10 % höheren (gleichmäßig über alle Baumarten verteilten) Gesamtvorrat an, so ergibt sich eine deutliche C-Vorratszunahme von 2,32 Mg C/ha/a.

Die Wälder der Bundesrepublik Deutschland sind damit insgesamt ein Nettosenke für C.

14.5.1.1.1.1.2 Totholz, Streu und Böden

Der bei der BWI II festgestellte Totholzvorrat von 11,5 m^3/ha entspricht einem C-Vorrat von rund 2,6 Mg C/ha. Bei der BWI I wurde Totholz nicht erhoben, so dass Angaben zur Vorratsänderung nicht gemacht werden können.

Tendenziell wird heutzutage wegen veränderter Nachfrage am Holzmarkt, geänderter Holzerntemethoden und aus Gründen des Biotopschutzes mehr Totholz im Wald belassen als in den 50er bis 80er Jahren des 20. Jahrhunderts. Sturmschäden in den Jahren 1990 und 1999 führten regional zu einer kräftigen Zufuhr an Totholzvorräten. Daher kann angenommen werden, dass die Totholzvorräte zwischen 1990 und 2002 eher zu- als abgenommen haben.

Streu wird bei den Inventuren nicht vollständig erfasst. Feinere Anteile sind Bestandteil der Humusauflage, die bei der Bodenzustandserhebung im Wald (BZE) erhoben wurde.

Die Kohlenstoffvorräte in der Humusauflage und den darunter liegenden ersten 30 cm Mineralboden wurden nach der BZE auf rund 0,858 Pg C geschätzt. Zu Vorratsänderungen kann keine Angabe gemacht werden, weil eine Wiederholungsinventur noch aussteht.

[84] Die Staaten können eine längere Dauer des Verbleibs in dieser Kategorie wählen, wenn ihnen dies aufgrund der unter ihren standörtlichen Verhältnissen erforderlichen Zeit, bis sich in allen Kompartimenten einschließlich des Bodens „waldtypische“ Verhältnisse hinsichtlich des Kohlenstoffvorrats und seiner Veränderungen eingestellt haben, angemessen erscheint.

Für die Treibhausgasinventare wurden die Veränderungen in Totholz, Streu und Boden daher entsprechend der Tier 1-Annahme, wonach sich diese Vorräte unter bestehendem Wald nicht ändern, vernachlässigt.

14.5.1.1.1.1.3 Sonstige Treibhausgasemissionen aus Wäldern

Angaben zu CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden werden in der Kategorie 5.G (Other) gemacht. Sie bewegen sich zwischen rund 130 und 210 Gg CO_2 pro Jahr mit abnehmender Tendenz.

Lachgasemissionen (N_2O) aus Waldböden wurden von BUTTERBACH-BAHL (2003) mit dem Modell PnET-N-DNDC für die Jahre 1990-1999 auf rund 14 Gg/a geschätzt. Hierin ist die Wirkung der erheblichen Stickstoffeinträge aus der Deposition von Stickstoffverbindungen enthalten, die aus den Emissionen von Industrie, Energiewirtschaft, Haushalten, Verkehr und Landwirtschaft stammen.

Diese „indirekten" N_2O-Emissionen, die auf Quellen außerhalb der Forstwirtschaft zurückzuführen sind, sind jedoch nicht Gegenstand der Treibhausgasinventare im Bereich Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft. Dort sind nur N_2O-Emissionen aus der Stickstoffdüngung von Waldböden und aus der Entwässerung von Waldböden zu berichten.

Die Stickstoffdüngung von Wäldern ist in Deutschland nicht üblich. In CRF-Tabelle 5(I) wurde diese Aktivität daher als „NO" bezeichnet.

Im 19. und zu Beginn des 20. Jahrhunderts wurden verbreitet nasse Standorte entwässert und aufgeforstet oder bereits bewaldete Nassstandorte durch Entwässerung zur Ertragssteigerung „melioriert". Die Gräben sind in den Beständen z.T. heute noch vorhanden. Auch wurden in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts Flächen aufgeforstet, die früher zur Gewinnung oder Verbesserung von Agrarland entwässert wurden. Es fehlt jedoch an verlässliche Daten für eine Berichterstattung über diese Kategorie (CRF 5(II)).

N_2O, CH_4, NO_x, CO und weitere Gase werden bei Waldbrand und bei der kontrollierten Verbrennung von Biomasse (z.B. bei der Verbrennung von Schlagraum nach der Holzernte) frei.

Die Waldbrandflächen in Deutschland sind gering und sind seit Beginn der Erhebungen dank besserer Waldbrandprävention und –bekämpfung markant zurückgegangen. Erst im von monatelang andauernder Trockenheit und großer Hitze geprägten Jahr 2003 sind sie wieder angestiegen.

Tabelle 145: Waldbrandflächen

1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
[ha]												
3.267	1.493	1.114	592	1.381	599	397	415	581	122	122	1.315	274

Die Waldbrandstatistik (BML 1992 ff., Teil G., Tabelle „Waldbrände und ihre Ursachen") enthält leider keine Angaben zur effektiv verbrannten Biomasse, aufgrund derer für die freigesetzten Gase wenigstens eine Grobschätzung nach „Tier-1" möglich wäre. Aufgrund der geringen Fläche wurde diese Quelle als vernachlässigbar angesehen und in Tabelle 5 (V) „Biomass burning" bei N_2O und CH_4 mit „NO" angegeben.

Dies gilt auch für die kontrollierte Verbrennung von Biomasse. Das flächige Abbrennen von Vegetationsdecken ist in Deutschland verboten. Eine Verbrennung von nicht verwertbaren

Kronenteilen und Ästen findet ausnahmsweise bei der Bekämpfung von Borkenkäfern statt; zunehmend kommen auch hierfür andere Methoden (Hacken, Zerquetschen) zum Einsatz.

CO_2 aus Biomasse-Verbrennung ist wegen der Anwendung der „Stock-Change-Method“ (siehe Kapitel 7.1.1.2.3) bereits bei der Änderung der Biomassevorräte berücksichtigt und wird daher mit „IE“ angegeben.

14.5.1.1.1.2 Methodische Aspekte

14.5.1.1.1.2.1 Datenquellen

Grundlage für die Flächen- und Biomasseberechnungen sind die Daten der beiden Bundeswaldinventuren, die nach den Vorgaben der IPCC GPG-LULUCF (2003) so aufbereitet wurden, dass sie den Anforderungen an die internationale Berichterstattungspflicht gerecht werden.

Die Bundeswaldinventur ist eine terrestrische Stichprobeninventur mit permanent markierten Probepunkten. Die Aufnahmen werden an den Ecken von etwa 44.000 quadratischen Trakten mit 150 m Seitenlänge durchgeführt, die nach einem systematischen Muster im gesamten Bundesgebiet verteilt sind. Die Stichprobenverteilung beruht genau wie bei der ersten Bundeswaldinventur auf einem 4 x 4 km Grundnetz, das auf Wunsch der Länder regional verdichtet wird. Die doppelte Stichprobendichte kommt in Teilen Bayerns, Niedersachsens und Thüringens und die vierfache in den Ländern Baden-Württemberg, Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Rheinland-Pfalz zur Anwendung[85].

Die BWI I erstreckte sich nur über das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland in ihren Grenzen vor 1990 und Westberlin. Für die neuen Bundesländer mussten daher Forsteinrichtungsdaten aus der Veröffentlichung „Der Wald in den neuen Bundesländern“ (BML, 1994) herangezogen werden.

Wegen der unterschiedlichen Datengrundlage und dadurch notwendigen Unterschiede in der Berechnungsmethode wurde in den CRF-Tabellen nach neuen und alten Bundesländern getrennt berichtet.

Totholz wurde erstmals bei der BWI II erhoben, so dass zur Vorratsveränderung im Totholz z.Z. keine Aussage gemacht werden kann. Der bei der BWI II festgestellte Totholzvorrat von 11,5 m^3/ha entspricht einem C Vorrat von rund 2,6 Mg C/ha.

Die 1987 bis 1993 durchgeführte erste Bodenzustandserhebung (BMELF, 1997) erlaubt eine Schätzung der Kohlenstoffvorräte in Humusauflage und Mineralboden, nicht aber ihrer Veränderung. Diese Kohlenstoffvorräte (Humusauflage und die ersten 30 cm Mineralboden) wurden auf rund 0,858 Pg C geschätzt (BMELF, 1997).

Die Daten zur Kalkung von Waldböden wurden aus der Düngemittelstatistik hergeleitet (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 8.2). Bis 1992/93 bezogen sich die vom Statistischen Bundesamt veröffentlichten Ergebnisse auf den jeweiligen Gebietsstand des früheren Bundesgebiets. Für das Gebiet der ehemaligen DDR wurden Angaben für die Jahre 1950 bis 1989 vom BMELV auf Basis der Statistik der DDR auf die Kategorien der Düngemittelstatistik der Bundesrepublik Deutschland umgerechnet und damit vergleichbar gemacht. Für die Jahre 1990-1992 wurden die Daten des DDR–Düngemittelverbrauchs wegen fehlender

[85] weitere Information: http://www.bundeswaldinventur.de

Erhebungen linear fortgeschrieben. Ab 1993/94 werden die Ergebnisse für das vereinte Deutschland erhoben und veröffentlicht.

Angaben zu den von Waldbränden betroffenen Flächen liegen ab 1992 in der amtlichen Waldbrandstatistik nach der Verordnung (EWG) Nr. 2158/92 des Rates vom 23. Juli 1992 zum Schutz des Waldes in der Gemeinschaft gegen Brände vor.

14.5.1.1.1.2.2 Verbleibende Waldfläche

Die Waldflächen werden für die Berechnung der Biomassevorräte nach der „Stock-Change-Method“ nicht benötigt, müssen jedoch in den CRF berichtet werden. Die Flächenangaben für einzelne Jahre beruhen auf linearer Interpolation.

Für die alten Bundesländer konnten sie aus den Ergebnissen der beiden Bundeswaldinventuren abgeleitet werden. Die Gesamtwaldfläche (ohne Nichtholzboden) hat dort um 54,12 kha auf 7.693,72 kha zugenommen. Da nach IPCC GPG-LULUCF (2003) Neuwaldflächen 20 Jahre lang der Kategorie Neuwald zuzuordnen sind, nimmt die Kategorie „verbleibende Waldfläche“ jährlich um die Fläche ab, die von Wald in andere Flächen umgewandelt worden ist. Diese Kategorie sinkt daher von 7.626,14 kha (1990) auf 7.572,27 kha (2002).

Für die neuen Bundesländer können nur Daten der BWI II und Forsteinrichtungsdaten aus der Veröffentlichung „Der Wald in den neuen Bundesländern“ (BML, 1994) miteinander verglichen werden.

Die Waldfläche ohne Nichtholzboden betrug in den neuen Bundesländern 1993 nach den Daten der Forsteinrichtung 2.852,5 kha und hat bis zur BWI II auf 3.027 kha zugenommen. Damit kann der Kategorie verbleibende Waldfläche („Forest land remaining Forest Land“) der erste Wert zugeordnet werden.

14.5.1.1.1.2.3 Herleitung der Vorratsveränderung nach der „Stock-Change-Method“ (Differenzmethode)

Die Bundeswaldinventuren sind eine hervorragende Datengrundlage für die Berechnung von C-Vorräten und deren Veränderung. Sie liefern zu den Stichjahren 1987 mit ca. 230.000 (BWI I) und 2002 mit ca. 377.000 (BWI II) genau vermessenen Bäumen so gute Berechnungsgrundlagen, dass die „Stock-Change-Method“ der „Default-Method“ (inkrementale Hochrechnung, wie in den bisherigen Inventaren angewandt) vorgezogen werden konnte (IPCC, 2003: S. 3.24). Bei der Anwendung der „Stock-Change-Method“ wurden die Kompartimente: Derbholzvolumen, Astvolumen und Wurzelmasse getrennt. Die Umwandlung der oberirdischen Volumina in Massen erfolgte mit baumartenspezifischen Raumdichten. Die Grundgleichung (Gleichung 23 und Gleichung 24) der C-Vorratsbestimmung nach der „Stock-Change-Method“ wurde daher in die Form nach Gleichung 25 gebracht. Der erste Teil der Gleichung 25 (Derbholz, Astholz) wurde auf jeden Baum angewandt, der zweite Teil auf die Bestandeswerte. Anschließend wurde aus den Bestandeswerten der Gesamtwert hochgerechnet.

Gleichung 23

$$\Delta C = \left(C_{t_2} - C_{t_1}\right) / \left(t_2 - t_1\right)$$

Gleichung 24

$$C = \left[V \bullet D \bullet BEF\right] \bullet \left(1 + R\right) \bullet CF$$

Gleichung 25

$$C = \underbrace{[V \bullet D_D}_{\text{Derbholz}} + \underbrace{V \bullet D_A \bullet (VEF - 1)}_{\text{Astholz}}] \bullet \underbrace{(1 + R)}_{\text{Wurzelholz}} \bullet CF$$

mit:

C = Kohlenstoffvorrat
V = Derbholzvolumen
D_D = Raumdichte Derbholz
D_A = Raumdichte Äste
BEF = Biomasseexpansionsfaktor
VEF = Volumenexpansionsfaktor[86]
R = Wurzel/Spross-Verhältnis
CF = Kohlenstoffgehalt

14.5.1.1.1.2.4 Vorgehen

Für mitteleuropäische Verhältnisse gibt es, mit Ausnahme der Fichte, keine allgemein gültigen Biomassefunktionen, die man auf die gemessenen Daten der Inventur hätte anwenden können. Diese Funktionen liefern direkt Trockenmassen von Bäumen meist mit den Eingangsgrößen Brusthöhendurchmesser (BHD) und Höhe (H). Leider haben existierende Biomasseuntersuchungen eine geringe Stichprobenzahl und repräsentieren nur die lokalen Wuchs- und Standortsverhältnisse, sowie deren Behandlungsvarianten. Ihre Anwendung würde zu einer Verzerrung der Hochrechung führen.

Daher wurde ein Verfahren angewandt, bei dem das aus der Inventur verfügbare Derbholzvolumen in das oberirdische Baumholzvolumen umgerechnet wird. Zum oberirdischen Baumholzvolumen gehören die Äste, sowie bei immergrünen Baumarten, die Blattorgane. Die Schätzung des Baumholzvolumens aus dem Derbholzvolumen erfolgt mithilfe linearer Regressionsgleichungen, die den Zusammenhang zwischen dem oberirdischem Derbholzvolumen und dem oberirdischen Baumholzvolumen beschreiben. Diese Gleichungen (Volumenexpansionsfunktionen) wurden aus den Tafeln von GRUNDNER & SCHWAPPACH (1952) abgeleitet, welche auf einer umfangreichen Datengrundlage von 71.051 Bäumen beruhen.[87]

Im nächsten Schritt wurde die oberirdische Masse der Bäume über die Raumdichte aus dem Baumholzvolumen berechnet. Dazu wurden verschiedene Raumdichteangaben benutzt. Zum einen die Raumdichten von KNIGGE & SCHULZ (1966), wie sie etwa bei BURSCHEL et al. (1993), Verwendung finden. Andere holzkundliche Handbücher, z.B. BOSSHARD

[86] Nach IPCC wird hier Biomasseexpansionsfaktor (BEF) benutzt. Der Begriff BEF wird in der Literatur jedoch sehr unterschiedlich verwendet. Daher wird im folgenden der Begriff Volumenexpansionsfaktoren (VEF) benutzt, der das Verhältnis oberirdisches Volumen/Derbholzvolumen bezeichnet.

[87] Da die Regressionen den Zusammenhang zwischen geglätteten Tafelwerten beschreiben, wird die tatsächliche Varianz nicht erfasst, und es kann kein echter Vorhersagefehler angegeben werden. Dies wäre nur möglich, wenn die Originaldaten zur Verfügung stünden, auf deren Grundlage dann eigene Baumholzvolumenfunktionen hätten berechnet werden können.

(1984) verwenden Dichteangaben von KOLLMANN (1982). Auch die Default-Werte nach IPCC (2003) geben Raumdichten vieler heimischer Baumarten wieder. Da die Dichten einen direkten Einfluss auf den Gesamtvorrat an Kohlenstoff haben, wurden für die Einzelbaumberechnungen 3 verschiedene Dichtehochrechnungen verfolgt.

Da eine oberirdische Expansion von Derbholzvolumen zum Baumholzvolumen vorgenommen wurde, kann mit der Trennung der Kompartimente den höheren Raumdichten in den Ästen (HAKKILa, 1972) Rechnung getragen werden. Diese Trennung wurde für die Dichten nach KOLLMANN (1982) und IPCC GPG-LULUCF (2003) vorgenommen, bei der dritten Hochrechnung wurde methodisch das Vorgehen nach BURSCHEL et al. (1993) mit konstanten Raumdichten für das oberirdische Volumen nachgebildet, um einen Vergleich mit den anderen Szenarien zu ermöglichen.

Die unterirdische lebende Biomasse wurde über Bestandesmassenverhältnisse abgebildet. Hierzu wurde die oberirdische Biomasse, nach Baumarten getrennt, für jeden Stichprobenpunkt auf den Hektarwert hochgerechnet. Aus diesem Wert wurde die Wurzelbiomasse abgeleitet. Die Wurzelmassen wurden anhand zweier Quellen (DIETER & ELSASSER, 2002; IPCC, 2003) berechnet. Insgesamt stehen damit drei Hochrechnungen für die oberirdischen C-Vorräte und 6 unterirdische C-Vorratsberechnungen zur Verfügung. Zusätzlich können die Ergebnisse der Fichte mit der allgemeine Biomassefunktion von WIRTH et al. 2004b verglichen werden. Die verschiedenen Berechnungen können als Szenarien betrachtet werden, die eine Annäherung an die tatsächlichen Verhältnisse bieten und den Rahmen der Abweichungen und ihre Sensitivität darstellen können.

Für die neuen Bundesländer liegen die Daten der Forsteinrichtung in aggregierter Form vor. Daher wurde die C-Bilanz-Methode nach BURSCHEL et al. (1993), in Verbindung mit Raumdichten nach KOLLMANN (1982) zur C-Vorratsbestimmung verwendet.

14.5.1.1.1.2.5 Gesamtvorräte der verbleibenden Waldfläche

Die hier abgebildeten Ergebnisse beziehen sich bei den Einzelbaumberechnungen für BWI I und BWI II auf die Raumdichten nach KOLLMANN (1982), während die Astvolumina mit den erhöhten Dichten nach KOLLMANN (1982) bzw. HAKKILA (1972) hochgerechnet wurden. Für die Schätzung des oberirdischen Baumvolumens wurden die Funktionskoeffizienten aus Tabelle 149 verwendet. Die Wurzelbiomasse wurde mit den Default-Werten aus IPCC GPG-LULUCF (2003) gerechnet. Bei der Hochrechnung für die neuen Bundesländer 1993 wurden die Biomasseexpansionsfaktoren (BEF) von BURSCHEL et al. (1993) in oberirdische und unterirdische Anteile getrennt, sowie das obere Astvolumen aus der Differenz aus oberirdischem Volumen und Derbholzvolumen geschätzt. Hier wurden zur Vergleichbarkeit zwischen der Hochrechnung der Forsteinrichtungsdaten der Einzelbaumberechnung nach BWI die gleichen Raumdichten benutzt.

Tabelle 146: Gesamtvorräte C, verbleibender Wald

Gg C		1987 (BWI I)	1993 (BML)	2002 (BWI II)
alte Bundesländer	unterird.	174.670	-	212.849
	oberird.	604.474	-	740.481
	Gesamt	**779.144 (± 8%)**	**-**	**953.330 (± 7,55%)**
neue Bundesländer	unterird.	-	34.723	63.690
	oberird.	-	161.766	218.667
	Gesamt	**-**	**196.489 (±12,71 %)**	**282.357 (± 10,02 %)**

14.5.1.1.1.2.6 Gesamtvorräte verschiedener Szenarien

Die Szenarienrechnungen wurden nur für die Einzelbaumberechnungen durchgeführt. Der angegebene Fehlerbalken gibt die einfache Standardabweichung an. Für die Ermittlung des 95%-Vertrauensintervalls muss diese Spanne verdoppelt werden. Die jeweils linken Balken entsprechen etwa den Werten in Tabelle 146, da hier die Gesamtwaldfläche (ohne Nichtholzboden) betrachtet wurde. Die Abkürzungen sind jeweils so zu verstehen, dass die erste Bezeichnung die oberirdischen Raumdichteannahmen betrifft (Tabelle 147), die zweite die unterirdischen (Tabelle 150, Tabelle 151).

Das jeweils letzte Szenario liegt jeweils deutlich unter den anderen Hochrechnungen. Das liegt an der Unterschätzung der Raumdichten, da nach BURSCHEL et al. (1993) keine Trennung zwischen dem Astvolumen und Derbholzvolumen, mit entsprechend höheren Raumdichten der Äste, vorgenommen wurde.

Abbildung 72: Gesamtvorräte verschiedener Szenarien

14.5.1.1.1.2.7 Raumdichte Stammholz

Aufgrund des großen Einflusses der Raumdichten auf die Kohlenstoffbilanz wurden verschiedene Raumdichten (engl.: „basic density“, also Verhältnis Trockengewicht zu Frischholzvolumen) verwendet. In zwei Szenarien wurden die Raumdichten aus KOLLMANN (1982) und IPCC GPG-LULUCF (2003) verwendet und mit einer höheren Astdichte (s.o.) versehen.

Die Rohdichten nach KOLLMANN (1982: Anhang, Tafeln V) geben die Spannweiten der Rohdichten und deren Mittelwert für die wichtigsten Baumarten wieder. Die Spannweiten wurden auch als Grundlage zur Fehlerrechnung genutzt. Aus den Rohdichten wurde über das Volumenschwundmaß die Raumdichten zurückgerechnet.

Gleichung 26

$$R = r_0 * \left(1 - \frac{\beta_V}{100} \right)$$

R=Raumdichte (g/cm^3)
r_0=Rohdichte (g/cm^3)
$ß_V$=Volumenschwundmaß

Zum Vergleich wurde eine Hochrechnung ohne diese Astkorrektur und mit den von BURSCHEL et al. (1993) verwendeten Raumdichten von KNIGGE & SCHULZ (1966) vorgenommen. Diese Raumdichten differieren lediglich zwischen den Baumartengruppen.

Tabelle 147: Raumdichten

		Raumdichte (R) [g/cm³]					
Gattung	**Art**	**Stamm** (IPCC)	**Ast** (IPCC)	**Stamm** (Kollmann)	**Ast** (Kollmann)	**Knigge Schulz** (Ast und Stamm)	**β_v (%)** (Kollmann)
Picea	**abies**	0,40	0,54	0,3788	0,5093	0,3771	11,9
Picea	**(sonstige)**	0,40	0,54	0,3788	0,5093	0,3771	11,9
Pinus	**sylvestris**	0,42	0,56	0,4307	0,5790	0,4307	12,1
Pinus	**strobus**	0,32	0,43	0,4307	0,5790	0,4307	12,1
Pinus	**(sonstige)**	0,42	0,56	0,4307	0,5790	0,4307	12,1
Abies	**alba**	0,40	0,54	0,3629	0,4878	0,3700	11,5
Abies	**(sonstige)**	0,40	0,54	0,3629	0,4878	0,3700	11,5
Pseudotsuga	**menziesii**	0,45	0,60	0,4141	0,5567	0,4124	11,9
Larix	**decidua**	0,46	0,62	0,4873	0,6551	0,4873	11,4
Larix	**kaempferi**	0,49	0,66	0,4873	0,6551	0,4873	11,4
Thuja	**spec.**	0,31	0,42	0,3788	0,5093	0,3771	11,9
Tsuga	**spec.**	0,42	0,56	0,3788	0,5093	0,3771	11,9
Nadelbäume	**(sonstige)**	0,40	0,54	0,3788	0,5093	0,3771	11,9
Fagus	**sylvatica**	0,58	0,64	0,5583	0,6119	0,5543	17,9
Quercus	**robur**	0,58	0,62	0,5707	0,6056	0,5611	12,2
Quercus	**petraea**	0,58	0,62	0,5707	0,6056	0,5611	12,2
Fraxinus	**exelsior**	0,57	0,60	0,5642	0,5987	0,5642	13,2
Carpinus	**betulus**	0,63	0,69	0,6415	0,7031	0,5642	18,8
Acer	**spec.**	0,52	0,57	0,5222	0,5723	0,5642	11,5
Tilia	**spec.**	0,43	0,47	0,4170	0,4571	0,5642	12,1
Robinia	**pseudoacacia**	0,58	0,64	0,6468	0,7089	0,5642	11,5
Ulmus	**spec.**	0,51	0,54	0,5555	0,5895	0,5642	14,9
Castanea	**sativa**	0,48	0,51	0,5583	0,5924	0,5642	11,4
Betula	**spec.**	0,51	0,56	0,5264	0,5770	0,3768	13,2
Alnus	**spec.**	0,45	0,49	0,4283	0,4694	0,3768	17,9
Populus	**spec.**	0,35	0,38	0,3538	0,3878	0,3768	13,7
Salix	**spec.**	0,45	0,49	0,4618	0,5061	0,3768	13,7
Prunus	**spec.**	0,49	0,54	0,5583	0,6119	0,3768	12,6
Laubbäume	**(sonstige)**	0,58	0,64	0,5583	0,6119	0,3768	13,7

14.5.1.1.1.2.8 Raumdichte der Äste

Nach Gleichung 25 werden andere Raumdichten für Äste angenommen. Astholz ist aufgrund seiner Belastungen dichter als Stammholz. Aufgrund der Trennung der Kompartimente ist es möglich, verschiedene Dichten anzuwenden. Die erforderlichen Daten wurden in Anlehnung an HAKKILA (1972) hergeleitet, welcher die Hölzer nach physiologischen Gruppen in Koniferen, ringporige Laubhölzer und zerstreuporige Laubhölzer einteilt.

In der Tabelle 148 sind Mittelwerte für 8 Koniferen, 8 ringporige Laubhölzer, 4 zerstreuporige Laubhölzer dargestellt. Es wurde ein Verhältnis für diese physiologischen Baumartengruppen abgeleitet und die Raumdichten entsprechend erhöht.

Tabelle 148: Raumdichte Äste

	Stem wood [g/cm^3]	Branch wood [g/cm^3]	Verhältnis Ast/Stamm-Dichte [ ]
Koniferen	0,363	0,488	1,3444
Zerstreutporige Laubhölzer	0,489	0,536	1,0961
Ringporige Laubhölzer	0,54	0,573	1,0611

14.5.1.1.1.2.9 Volumenexpansionsfaktoren

Für die oberirdische Expansion wurden bei BURSCHEL et al. (1993) die Reisigprozente von GRUNDNER & SCHWAPPACH (1952) verwendet. Ihr Vorteil liegt in der Allgemeingültigkeit für mitteleuropäische Verhältnisse und der hohen Anzahl von Probebäumen. An dieser Hochrechnung wurde vielfach kritisiert, dass sie zum einen sehr grob ist, da die Reisigprozente nur als aggregierte Werte in den Tafeln abgebildet sind, zum anderen schreiben WIRTH et al. (2004a), dass die Anwendung der BEF (Anm.: hier sind Volumenexpansionsfaktoren also das Verhältnis zwischen Derbholzvolumen und Gesamtbaumvolumen gemeint) nach BURSCHEL et al. (1993) wahrscheinlich zu einer Unterschätzung der Biomassevorräte führt, da keine Trennung der Kompartimente vorgenommen und damit keine unterschiedliche Raumdichten verwendet wurden.

Daher wurde für diese Berechnungen ein anderer Weg gewählt. Zunächst wurde eine kompartimentsweise Berechnung in drei Baumteilen durchgeführt (Derbholz, Baumholz, Wurzelholz). Weiterhin wurde bei der Erstellung von allgemeingültigen Volumenexpansionsfaktoren (VEF) für die oberirdische Expansion nicht auf die Reisigtafeln zugegriffen, sondern die Daten aus den Tabellen von GRUNDNER & SCHWAPPACH (1952) für Derbholz und Baumholz in eine lineare Regression überführt. Damit hat man für die Baumarten einen funktionalen Ausgleich zwischen Derbholz und Baumholz, der in den Tafeln abgebildet sind. Dieser Ausgleich ermöglicht die Schätzung des Baumholzes aus der Größe des Derbholzes, welches selbst von den gemessenen Größen BHD, Höhe und D7 abhängt. Weiterhin sind in den Tabellen für die Baumarten Fichte, Tanne, Buche, Kiefer eine Trennung in Altersklassen vorgesehen, da bei diesen die Gesetzmäßigkeit gefunden wurde, dass Stämme gleicher Dimensionen im höheren Alter vollholziger sind und daher größere Volumen besitzen als im geringeren Alter. Diese Trennung wurde beibehalten, da die Tafeln auf getrennten Grundgesamtheiten aufbauen.

Zunächst wurden diverse Modelle für die Vorhersage des Baumholzvolumens aus dem Derbholz getestet, unter Einbeziehung von Durchmesser und Höhe in unterschiedlichen Termen. Es zeigte sich, dass die Modelle etwas verbessert werden konnten, wenn man den Durchmesser und die Höhe als (BHD^2*Höhe) als Prädiktoren mit einfließen lässt. Leider hat sich bei der Anwendung dieser Modelle gezeigt, dass es in der BWI-Datenbank Bäume gibt, die eine starke Abweichung von der normalen Allometrie zeigen, was zu Baumholzvolumen führte, die kleiner waren als das Derbholzvolumen. Diese Unplausibilität hat dazu geführt, dass diese Modelle nicht eingesetzt wurden, sondern lediglich Modelle einfacher linearer Regression. Die Zusammenhänge können der folgenden Tabelle 149 entnommen werden:

Tabelle 149: Oberirdische Expansionsfunktionen

Modell	a	b
Birke	0,017493	1,121933
Buche Alter 61 bis 100	0,008184	1,196184
Buche Alter ab 101	0,030255	1,128104
Buche Alter bis 60	0,011942	1,207371
Eiche	0,101879	1,051529
Erle	0,004825	1,068903
Fichte Alter ab 61[1]	0	1,177947
Fichte Alter bis 60	0,036697	1,148143
Kiefer Alter ab 81	0,036883	1,076103
Kiefer Alter bis 80	0,009946	1,156659
Tanne Alter bis 80	0,019457	1,168262
Tanne Alter 81 bis 120[88]	0	1,228069
Tanne Alter ab 121[88]	0	1,219492
Lärche	0,063265	1,057712

Baumholzvolumen = a + b * Derbholzvolumen

Damit ergibt sich folgender Zusammenhang für die Volumenexpansionsfaktoren:

Gleichung 27

$$VEF = \frac{B}{D} = \frac{a + bD}{D}$$

B=Baumholzvolumen
D=Derbholzvolumen
VEF=Volumenexpansionsfaktor

14.5.1.1.1.2.10 Wurzelbiomasse

Im Unterschied zur Herleitung der oberirdischen Biomasse wurde die Wurzeltrockensubstanz nicht über ein Volumen und die Raumdichte berechnet, sondern direkt aus der oberirdischen Masse geschätzt. Dies erfolgte mit Hilfe des Wurzel/Spross-Verhältnisses (root/shoot-ratio) auf Bestandesebene mit den Werten aus IPCC GPG-LULUCF (2003). Um die Bestandeswerte zu gewinnen, wurde die oberirdische Biomasse für jeden Stichprobenpunkte differenziert nach Baumartengruppen auf den Hektar hochgerechnet und anschließend die unterirdische Biomasse abgeleitet.

Wegen des hohen Aufwands der Wurzeluntersuchung existieren nur wenige Wurzelbiomassefunktionen. Daher wurden die in so genannten Meta-Analysen hergeleiteten Zusammenhänge benutzt. So haben DIETER & ELSASSER 2002 eine Funktion zur Schätzung der Wurzelbiomasse veröffentlicht, die im wesentlichen auf Daten für temperierte Wälder von CAIRNS et al. (1997), KURZ et al. (1996) und VOGT et al. (1996) aufbauen. Sie konnten so einen Stichprobenumfang von 272 Wurzeluntersuchungen erreichen.

[88] hier wurde ein negative Konstante berechnet, daher wurde das Modell ohne Konstante verwendet.

Gleichung 28

$$\sqrt{rb} = \beta * \sqrt{ab} + \delta_{treespecies} + \varepsilon$$

mit:
ab = oberirdische Biomasse
rb = Wurzelbiomasse

Bei dieser abgeleiteten Funktion muss man beachten, dass es sich um Bestandeswerte handelt, die sich immer auf einen Hektar beziehen.

Tabelle 150: Wurzelmasse

Tree Species	β	δ	Freiheits-grade	Sig.-Niveau	r^2
Abies	0,4259	1,8114	266	**	0,8
Picea		1,169		**	
srb		0,691		**	
Pseudotsuga		0,4738		*	
Pinus		0,2864		*	
Fagus and Quercus		0			

Für Unterständige und „selection forest“ (Plenterwald) wurde von den Autoren ein Durchschnittswert des R/S (Biomass) von 0,18 unterstellt.
srb = short rotation broadleaves (in der BWI= ALN)
* Signifikant α< 5%, ** Signifikant α<1%.
Quelle: Dieter & Elsasser 2002

Da in diesen Berechnungen viel Unsicherheit liegt, wurde ebenfalls ein Szenario mit den Werten nach IPCC (2003) gerechnet. Die IPCC-Tabelle hat den Vorteil, dass sie den Standardfehler der Schätzung mit angibt, welcher in der Untersuchung von DIETER & ELSASSER 2002 nicht enthalten ist. Die in die CRF-Tabellen aufgenommenen Werte wurden nach IPCC (2003) hergeleitet.

Tabelle 151: Wurzelmasse

Vegetationstyp	Aboveground-biomass [t/ha]	Mean	SD	lower range	upper range
Conifer plantation	<50	0,46	0,21	0,21	1,06
Conifer plantation	50-150	0,32	0,08	0,24	0,5
Conifer plantation	>150	0,23	0,09	0,12	0,49
Oak forest	>70	0,35	0,25	0,2	1,16
Other broadleaf	<75	0,43	0,24	0,12	0,93
Other broadleaf	75-150	0,26	0,1	0,13	0,52
Other broadleaf	>150	0,24	0,05	0,17	0,3

Quelle: IPCC 2003

Folgende Abbildung 73 zeigt die R/S-Werte von Tanne und Fichte und dem mittleren R/S-Verhältnis nach DIETER & ELSASSER 2002. Weiterhin wurden die entsprechenden Werten nach IPCC GPG-LULUCF (2003: „Conifer Plantation“) gegenübergestellt.

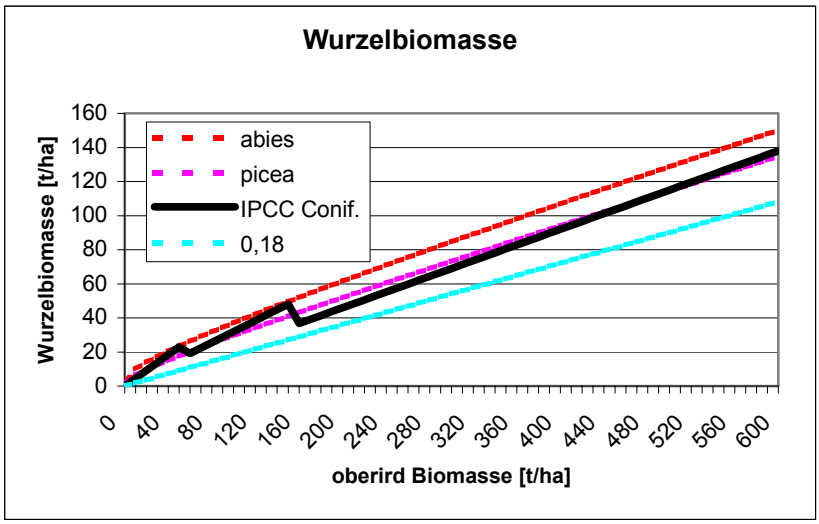


Abbildung 73: Wurzelbiomasse

14.5.1.1.2 Herleitung der CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden

Die Daten für die Kalkung wurden aus der Gesamtberechnung der Dünger abgeleitet. Deshalb können Probennahmefehler nicht angegeben werden. Da die Unternehmen die gesetzliche Auskunftspflicht haben, ist die Datensammlung vollständig.

Die Daten beschreiben die Auslieferungen von Produzenten und Importeuren an die Großhändler und Endnutzer. Sie geben keine direkte Information über die jährliche Ausbringung von Düngern in Land- und Forstwirtschaft. Abweichungen gegenüber der tatsächliche Düngerausbringung sind möglich

- wegen Änderungen in Handelslagerbeständen
- Nutzung des Düngers außerhalb der Land- und Forstwirtschaft, d.h. auf Privatflächen, Gärten, Sportanlagen

Die Herleitung der Emissionen erfolgte nach der Gleichung 3.3.6 aus IPCC GPG-LULUCF (2003: S.3.80).

14.5.1.1.2.1 Unsicherheiten

Für die alten Bundesländer wird nach Baumartengruppen der BWI (ALH[89], ALN[90], Buche, Douglasie, Eiche, Fichte, Kiefer, Lärche, Tanne) stratifiziert. Dazu wird für jede Eingangsgröße (Derbholzvolumen, Raumdichte, oberirdische Biomasseexpansion, Wurzelbiomasse und Kohlenstoffgehalt) zunächst ihre relative Standardabweichung geschätzt, bzw. berechnet. Diese relative Standardabweichung wird dann je nach Hochrechnungsverfahren, entweder über summarische Fehlerfortpflanzung oder multiplikative Fehlerfortpflanzung weitergeführt. Nicht jede mögliche Fehlerquelle (Abweichung der Allometrie, Modellfehler der Derbholzberechnung) findet ihren Weg in die Berechnung. Aus diesem Grund müssen die folgenden Annahmen stets als Annäherung an die tatsächlichen Fehlerwerte gesehen werden. Falls Annahmen zu treffen waren wurde tendenziell vorsichtiger (mit höherem Fehler) geschätzt.

[89] ALH = alle anderen Laubbäume hoher Lebenserwartung
[90] ALN = alle anderen Laubbäume niedriger Lebenserwartung

Im Ergebnis erhält man den relative Standardabweichung des Gesamtvorrates, der 95%-Vertrauensbereich dieser Schätzung entspricht der doppelten relativen Standardabweichung.

Gleichung 29

$$U_{tot} = \frac{\sqrt{\sum_i (U_i \bullet x_i)^2}}{\sum_i x_i}$$

mit
Ui Unsicherheit in i ter Quantität
xi Quantität

Für die neuen Bundesländer ist für die Berechnung der C-Vorräte nach der Veröffentlichung „Der Wald in den neuen Bundesländern“ (BML 1994), lediglich als Schätzung möglich, die auf aggregierten Werten aufbaut. Die Berechnungen finden weiterhin getrennt nach BWI I, BWI II neue Bundesländer und BWI II alte Bundesländern statt.

14.5.1.1.2.1.1 Unsicherheiten Derbholzvorräte

Für die BWI I, können die Stichprobenfehler aus der Veröffentlichung „Bundeswaldinventur“ (BMELF 1990) entnommen werden. Die Stichprobenfehler für die BWI II konnten (nach Baumartengruppe und Bundesländer getrennt) aus der Internet-Abfrage[91] entnommen werden. Die Hochrechnung der Fehler von der Bundeslandebene auf das Stratum neue/alte Bundesländer wurde mittels Fehlerfortpflanzung nach Summen gebildet (Gleichung 29). Eine Berechnung der Modellfehler durch die Schätzung des Derbholzes ist nicht möglich, da entsprechende Untersuchungen dazu fehlen.

Tabelle 152: Relative Standardabweichung Derbholzvorrat

Baumarten-gruppe	BWI II neue Bundesländer rel. s (Vorrat)	BWI II alte Bundesländer rel. s (Vorrat)	BWI II Gesamt rel. s (Vorrat)	BWI I alte Bundesländer rel. s (Vorrat)
EI[92]	4,31%	2,24%	2,1%	2,5%
BU	4,23%	1,96%	1,8%	2,0%
ALH	4,85%	2,61%	2,4%	3,1%
ALN	3,84%	2,94%	2,4%	3,3%
FI	3,48%	1,59%	1,5%	1,4%
TA	40,40%	3,76%	3,8%	3,3%
DGL	13,94%	4,14%	4,0%	6,0%
KI	2,46%	2,28%	1,7%	2,0%
LÄ	5,87%	3,65%	3,2%	3,7%

14.5.1.1.2.1.2 Unsicherheit Raumdichte

Die Raumdichten der Hölzer schwanken zwischen den Baumarten und in einem Baum selbst. KOLLMANN (1982) gibt die Schwankungsbreiten der Rohdichten an. Mithilfe dieses Schwankungsbereiches lässt sich nach SACHS (1984) die Standardabweichung schätzen. Für links- und rechtsschiefe Verteilungen (annähernd Dreieckverteilung) der Raumdichten, wie sie bei den Hölzern gefunden werden können (BOSSHARD 1984; KOLLMANN 1982), wird dazu die Spanne durch 4,2 geteilt. Der Fehler der Umrechnung von Rohdichte in Raumdichte konnte nicht berücksichtigt werden, da keine entsprechenden Angaben hierzu

[91] http://www.bundeswaldinventur.de/testergebnisse/
[92] EI Eiche, BU Buche, FI Fichte, TA Tanne, DGL Douglasie, KI Kiefer, LÄ Lärche

vorhanden sind. In diesem Fall ist man davon ausgegangen, dass sich dieser Fehler nicht auf die Spanne der Raumdichten auswirken würde.

Tabelle 153: Relativer Standardfehler Raumdichte

Baumart	mittlere Rohdichte	min. Rohdichte	max. Rohdichte	Standardfehler geschätzt	rel. Standard-abweichung
BU[93]	0,68	0,49	0,88	0,0929	13,66%
DGL	0,47	0,32	0,73	0,0976	20,77%
EI	0,65	0,39	0,93	0,1286	19,78%
LÄ	0,55	0,4	0,82	0,1000	18,18%
ES (ALH)	0,65	0,41	0,82	0,0976	15,02%
FI	0,43	0,3	0,64	0,0810	18,83%
KI	0,49	0,3	0,86	0,1333	27,21%
PA (ALN)	0,41	0,37	0,52	0,0357	8,71%
TA	0,41	0,32	0,71	0,0929	22,65%

Für die mengenmäßig relativ unbedeutenden Nebenbaumarten Laubhölzer hoher (4,4 % am Gesamtderbholzvolumen) und niedriger Lebenserwartung (5,2 %) wurden die Eschen bzw. Pappelwerte genutzt.

14.5.1.1.2.1.3 Unsicherheit der Volumenexpansion

Die natürliche Variabilität der oberirdischen Allometrie ist hier nicht erfasst. Dieser Fehler kann nicht berechnet werden, da die Originalwerte von GRUNDNER & SCHWAPPACH (1952) nicht vorliegen. Die Tabellen enthalten lediglich die schon gemittelten Werte. Diese geglätteten Werte unterschätzen die tatsächliche Varianz systematisch.

Diese Fehlerbetrachtung kalkuliert daher nur den Fehler der Umrechnung von Derbholzvolumen in Baumholzvolumen. Die Standardabweichung der Residuen der Modelle wird in folgender Tabelle 154 wiedergegeben:

Tabelle 154: Relativer Standardfehler VEF Modell

Modell		Mittelwert (berechnetes Baumholz)	s(Residuen)	rel. Standard-fehler
Eiche		4,688483	0,1921357	4,10%
Birke		0,6871404	0,007478048	1,09%
Erle		0,6902273	0,006260212	0,91%
Buche	**Alter bis 60**	0,3631021	0,01984793	5,47%
Buche	**Alter 61 bis 100**	1,253777	0,05095927	4,06%
Buche	**Alter ab 101**	2,665235	0,06851797	2,57%
Fichte	**Alter bis 60**	0,4466276	0,05036626	11,28%
Fichte	**Alter ab 61**	3,595929	0,1637905	4,55%
Kiefer	**Alter bis 80**	0,6035531	0,01861142	3,08%
Kiefer	**Alter ab 81**	2,112509	0,06913789	3,27%
Tanne	**Alter bis 80**	0,8898365	0,05534219	6,22%
Tanne	**Alter 81 bis 121**	3,526363	0,2644826	7,50%
Tanne	**Alter ab 121**	6,980293	0,6241895	8,94%
Lärche		3,209294	0,07115059	2,22%

Da die Fehler in einer Baumart bezogen auf die Altersklassen beträchtlich schwanken können, werden die Fehler aus der Hochrechnung mengengewichtet mit den Vorräten aus BWI I, bzw. BWI II. So konnten folgende Werte ermittelt werden:

[93] ES Esche, PA Pappel

Tabelle 155: Fehler VEF Modell Baumartengruppen

	BWI IRSE	BWI II, a.Bl. RSE	DS Waldfonds RSE	BWI II, n.Bl. RSE
BU	3,55%	3,47%	3,40%	3,41%
ALH	4,22%	4,37%	4,55%	4,37%
ALN	5,01%	5,10%	5,01%	4,94%
FI	7,08%	7,16%	6,89%	7,06%
TA	7,32%	7,70%	6,91%	7,49%
DGL	9,63%	9,89%	10,01%	9,94%
KI	3,16%	3,18%	3,14%	3,14%

RSE = relativer Standardfehler

14.5.1.1.2.1.4 Unsicherheit Wurzelbiomasse und Kohlenstoffgehalt

Die Standardfehler der Wurzelbiomasseberechnung können nur aus den Tabellen nach IPCC GPG-LULUCF (2003) entnommen werden, auch hier wird eine mengengewichtete Hochrechnung der Fehler vorgenommen. Um die Fehlerfortpflanzung nach Summen (IPCC, 2000: Gleichung 6.3) durchzuführen, wurden die Summen der oberirdischen Massenberechnungen für jede Stratifizierung der Tabelle errechnet; danach können die Gesamtfehler für Nadelbäume (Conifers), Eichen (Oak) und andere Laubbäume (Broadleaves) hergeleitet werden.

Im Ergebnis zeigen sich folgende Werte:

Tabelle 156: Relative Standardabweichung Wurzel

	BWI I	BWI II
Conifers	25,34%	25,45%
Oaks	58,11%	59,17%
Broadleaves	19,34%	19,07%

Der relative Standardfehler des Kohlenstoffgehaltes in Holz wird von BURSCHEL et al. (1993) mit 1-2% angegeben, WEISS et al. (2000) benutzten 2 %. WIRTH et al. (2004a) berichten, dass die Unterschiede zwischen den Kompartimenten innerhalb einer Baumart größer sind als die Unterschiede zwischen den Baumarten. Sie kommen auf eine Spanne von 0,5-0,56 gC/g in Nadelbäumen. Insgesamt scheint daher ein mittlerer C-Gehalt von 0,5 gC/g als gute Annahme für den durchschnittlichen Gehalt mit einem relativen Standardfehler von ±2 % als angemessen.

14.5.1.1.2.1.5 Fehlerschätzung für die neuen Bundesländer 1993

Da die Berechnung der C-Vorräte für die neuen Bundesländer nur aufgrund der Methode nach BURSCHEL et al. 1993 vorgenommen werden konnte, unter Berücksichtigung der Daten der Veröffentlichung: „Der Wald in den neuen Bundesländern“ (BML, 1994) kann das Vorgehen für die alten Bundesländer hier nur teilweise übernommen werden.

Auf Seite 9 der Veröffentlichung heißt es zu den Vorratsfehlern: „Der Vorrat der Teilfläche wurde im Rahmen des Forsteinrichtungsverfahrens mit einem mittleren Standardfehler von ±12,5 % ermittelt.“ Nimmt man an, dass sich dieser Fehler systematisch auch auf die Hochrechnung durchgeschlagen hat, kann man von ±12,5 % für die Baumartengruppen ausgehen.

Die Raumdichten nach BURSCHEL et al. (1993) weisen keine Spanne auf, daher werden die Raumdichteschwankungen nach Tabelle 147 verwendet.

Die Biomasseexpansionsfaktoren von BURSCHEL et al. (1993) wurden in ober- und unterirdische Komponenten zerlegt. Für die oberirdische Expansion kann man daher näherungsweise, mit einem kleinen Zuschlag für die Aggregation in Klassenmittelwerte der Reisigprozente, die Werte aus Tabelle 155 annehmen. Da die Datenlage für die unterirdischen Wurzelprozente unklar ist, werden Näherungsweise die Standardfehler von IPCC GPG-LULUCF (2003), wie in 4.4 hergeleitet, verwendet.

Nach der multiplikativen Fehlerfortpflanzung

Gleichung 30

$$U_{tot} = \sqrt{\sum_i U_i^2}$$

für die oberirdischen Teile und der Summierung (Gleichung 29) der Baumartengruppen, wurde folgender Gesamtwert hergeleitet:

Tabelle 157: Fehlerschätzung neue Bundesländer, 1993

	RSE Derbholz	RSE Dichte	RSE VEF oberird.	RSE VEF Aggr. (+ 1%)	oberird. Gesamt-RSE	unterird. Gesamt-RSE	RSE ober.- + unterird.	RSE C-Gehalt	RSE C-Berechn.	RSE tot
Ei	12,50%	19,78%	4,10%	5,10%	23,95%	59,17%	22,35%	2,00%	22,44%	
Bu	12,50%	13,66%	3,40%	4,40%	18,76%	19,07%	15,79%	2,00%	15,92%	
Alh	12,50%	15,02%	4,55%	5,55%	19,91%	19,07%	16,80%	2,00%	16,92%	
Aln	12,50%	8,71%	5,01%	6,01%	15,97%	19,07%	13,65%	2,00%	13,80%	
Fl	12,50%	18,83%	6,89%	7,89%	23,40%	25,45%	19,38%	2,00%	19,48%	12,78%
Ta	12,50%	22,65%	6,91%	7,91%	26,45%	25,45%	22,28%	2,00%	22,37%	
Dgl	12,50%	20,77%	10,01%	11,01%	26,26%	25,45%	21,73%	2,00%	21,82%	
Ki	12,50%	27,21%	3,14%	4,14%	30,13%	25,45%	25,17%	2,00%	25,25%	
Lä	12,50%	18,18%	2,22%	3,22%	22,30%	25,45%	18,85%	2,00%	18,96%	

RSE = relative Standardabweichung

Viele dieser Werte sind Schätzungen und können daher nicht als echte Fehler angesehen werden.

14.5.1.1.2.1.6 Gesamtfehler

Um den Gesamtfehler für BWI I, alte Bundesländer und BWI II neue und alte Bundesländer zu schätzen, können die Werte für die Baumartengruppen für jeden einzelnen Faktor der Berechnung zusammengeführt werden. Für die oberirdische Fehlerfortpflanzung (Derbholzvolumen, Biomasseexpansion, Dichte) kann die multiplikative Fehlerfortpflanzung (Gleichung 30) werden. Da die berechneten unterirdischen C-Vorräte zu den oberirdischen hinzuaddiert werden, muss hier wieder Fehlerfortpflanzung nach Summen angenommen werden (Gleichung 29). Gleiches gilt für die Summierung über die Baumartengruppen. In der folgenden Tabelle 158 sind die einzelnen rel. Standardabweichungen zusammengefasst:

Tabelle 158: Fehlerübersicht

BA		RSE Derbholz	RSE Dichte	RSE BEF	oberird. RSE	unterird RSE	RSE ober- & unterird	RSE C-Gehalt	RSE nach C-Berechn.	RSE tot
BWI I alte Bundesländer	Ei	2,50%	19,78%	4,10%	20,35%	58,11%	21,55%	2,00%	21,65%	8,16%
	Bu	2,00%	13,66%	3,55%	13,96%	19,34%	11,74%	2,00%	11,91%	
	Alh	3,10%	15,02%	4,22%	15,58%	19,34%	12,63%	2,00%	12,78%	
	Aln	3,30%	8,71%	5,01%	10,19%	19,34%	9,07%	2,00%	9,28%	
	Fl	1,40%	18,83%	7,08%	19,56%	25,34%	16,36%	2,00%	16,49%	
	Ta	3,30%	22,65%	7,32%	23,33%	25,34%	18,82%	2,00%	18,93%	
	Dgl	6,00%	20,77%	9,63%	23,26%	25,34%	18,70%	2,00%	18,81%	
	Ki	2,00%	27,21%	3,16%	27,38%	25,34%	21,92%	2,00%	22,02%	
	Lä	3,70%	18,18%	2,22%	18,69%	25,34%	15,43%	2,00%	15,56%	
neue Bundesländer	Schätzung 1993									12,78%
BWI II alte Bundesländer	Ei	2,24%	19,78%	4,10%	21,03%	59,17%	22,08%	2,00%	22,17%	7,70%
	Bu	1,96%	13,66%	3,47%	14,72%	19,07%	12,29%	2,00%	12,46%	
	Alh	2,61%	15,02%	4,37%	16,78%	19,07%	13,52%	2,00%	13,67%	
	Aln	2,94%	8,71%	5,10%	12,12%	19,07%	10,26%	2,00%	10,45%	
	Fl	1,59%	18,83%	7,16%	19,86%	25,45%	16,61%	2,00%	16,73%	
	Ta	3,76%	22,65%	7,70%	23,98%	25,45%	19,37%	2,00%	19,47%	
	Dgl	4,14%	20,77%	9,89%	24,76%	25,45%	20,00%	2,00%	20,10%	
	Ki	2,28%	27,21%	3,18%	27,79%	25,45%	22,29%	2,00%	22,38%	
	Lä	3,65%	18,18%	2,22%	20,05%	25,45%	16,41%	2,00%	16,53%	
BWI II neue Bundesländer	Ei	4,31%	19,78%	4,10%	22,39%	59,17%	22,80%	2,00%	22,89%	10,08%
	Bu	4,23%	13,66%	3,41%	16,53%	19,07%	13,67%	2,00%	13,81%	
	Alh	4,85%	15,02%	4,37%	18,76%	19,07%	14,99%	2,00%	15,12%	
	Aln	3,84%	8,71%	4,94%	12,28%	19,07%	10,37%	2,00%	10,57%	
	Fl	3,48%	18,83%	7,06%	20,72%	25,45%	17,18%	2,00%	17,30%	
	Ta	40,40%	22,65%	7,49%	61,51%	25,45%	46,55%	2,00%	46,60%	
	Dgl	13,94%	20,77%	9,94%	26,80%	25,45%	21,48%	2,00%	21,57%	
	Ki	2,46%	27,21%	3,14%	31,37%	25,45%	25,14%	2,00%	25,22%	
	Lä	5,87%	18,18%	2,22%	20,49%	25,45%	16,83%	2,00%	16,95%	

14.5.1.1.2.2 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung

Die berechneten Daten beruhen auf ACCESS-Abfragen, die auf die Bundeswaldinventuren zugreifen. Bezüglich der für die Bundeswaldinventur entwickelten Qualitätssicherung wird auf die Literatur zur Bundeswaldinventur verwiesen.

Zuvor wurde eine Abschätzung nach der Methode BURSCHEL et. al. (1993) vorgenommen, um die Größenordnungen der Hochrechnung einschätzen zu können. Diese Abschätzung basiert auf aggregierten Werten (Durchschnittsvorrat nach Baumartengruppen) und wurde nach zwei verschiedenen Methoden (veröffentlichte BWI-Ergebnisse und ACCESS-Abfragen) von zwei verschiedenen Personen durchgeführt. Die Ergebnisse stimmten überein.

Bei der Einzelbaumberechnungen, wurde ein Szenario „Burschel“ (siehe 14.5.1.1.1.2.6) mit gleichen Raumdichten, wie sie für die Abschätzung (nach aggregierten Werten) genommen wurden, berechnet. Diese Werte stimmten mit den Berechnungen aus den aggregierten Werten überein, sodass man sicher sein kann, dass die ACCESS-Abfragen grundsätzlich die richtigen Werte liefern; jedoch je nach Annahmen für die Raumdichten und Wurzel-Spross-Verhältnisse abweichende Ergebnisse.

Ein systematischer Fehler bleibt jedoch bestehen: die Verjüngung unterhalb der Derbholzschwelle konnte nicht geschätzt werden und ist in den Vorratsangaben nicht enthalten, weil die Volumenexpansionsfunktion auf den Derbholzvolumina aufbaut. Das Fehlen von Verjüngungsvorräten ist eine systematische Unterschätzung des Gesamtvorrates.

14.5.1.1.2.3 Quellenspezifische Rückrechnungen

Mit der Durchführung der Bundeswaldinventur II im Jahr 2002 stehen neue Stichprobendaten zur Verfügung. Da es sich für die alten Bundesländer um eine Wiederholungsinventur auf den gleichen Stichprobenpunkten handelt, können hieraus auch für diese Länder die C-Vorratsveränderungen mithilfe der „Stock-Change-Method“ abgeleitet werden. Für die neuen Bundesländer war dies nur mit Einschränkungen möglich, da hier für den Zeitpunkt 1993 nur Forsteinrichtungsdaten zur Verfügung stehen.

Weiterhin wurde erstmals neben der oberirdischen auch die unterirdische Biomasse in der Berechnung berücksichtigt (siehe Methoden 14.5.1.1.1.1.2).

Die „Stock-Change-Method“ wurde für die neuen und alten Bundesländer angewandt und für den relevanten Zeitraum linear inter- und extrapoliert.

Mit dem Treibhausgasinventar 2006 liegen neu berechnete Daten für sämtliche Jahre seit 1990 vor. Die Zeitreihenkonsistenz ist daher gewahrt.

Gleichzeitig wurde die Berichterstattung auf die neuen, bei der 9. Vertragsstaatenkonferenz in Mailand angenommenen CRF-Tabellen umgestellt.

Die Vorratszunahme nach dieser Neuberechnung ist mehr als doppelt so hoch wie in den bisherigen Inventaren. Hauptgrund ist die bei der BWI II festgestellte Holzvorratszunahme, die weit über den bisherigen Ertragstafelschätzungen liegt. Weitere Faktoren sind die erstmalige Einbeziehung der unterirdischen Biomasse, verbesserte Berechnungsmethoden und möglicherweise eine Unterschätzung des Ausgangsvorrates in den neuen Bundesländern.

14.5.1.1.3 Neuwald (Land converted to Forest Land)

14.5.1.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe

Neue Waldflächen, entstehen durch Sukzession, Wiederbewaldung und Aufforstung, und speichern C-Äquivalente mit Beginn der Umwandlung. Streng genommen müssten hier die C-Vorräte vorheriger Landnutzungen abgezogen werden. Daten über eine eventuelle Vorbestockung (z.B. Einzelbäume, Hecken oder holzige Dauerkulturen) und ihre Biomasse - liegen jedoch nicht vor. Insgesamt wurden diese Vorräte als vernachlässigbar abgesehen, zumal die Größenordnung der Neuwaldflächen im Vergleich zur Gesamtwaldfläche äußerst gering erscheint (alte Bundesländer 2002: 121 kha zu 7.694 kha)

14.5.1.1.3.2 Methodische Aspekte

14.5.1.1.3.2.1 Neuwaldflächen

Nach IPCC GPG-LULUCF (2003) sind Neuwaldflächen 20 Jahre lang dieser Kategorie zuzuordnen. Über Flächenveränderungen vor der BWI I existieren jedoch keine vergleichbaren Daten. Für die alten Bundesländer erlaubt der direkte Vergleich zwischen

BWI I und BWI II die Trennung von Neuwaldflächen und Entwaldungsflächen seit 1987. Die Neuwaldflächen zwischen BWI I (Stichjahr 1987) und BWI II (Stichjahr 2002) von 121,45 kha (ohne Nichtholzboden) können nach ihrer bisherigen Nutzung folgenden Kategorien zugeordnet werden:

Tabelle 159: Neuwaldflächen alter Bundesländer

Kategorie	Fläche [kha]	jhrl. Flächenzunahme [kha/a]
Acker und Dauerkulturen	30,57	2,04
Dauergrünland	45,46	3,03
Feuchtgebiete	15,67	1,04
Siedlungsgebiete	29,75	1,98

Für die Ableitung von Flächenangaben für die einzelnen Jahre wurde die Annahme getroffen, dass die Neuwaldflächen linear zwischen BWI I und II zugenommen haben. Sie werden vom Stichjahr der BWI I (1987) ausgehend kumuliert in den CRF-Tabellen dargestellt.

Betrachtet man diese Werte im Vergleich mit der Gesamtwaldfläche der alten Bundesländer von 7693,72 kha, so muss man von marginalen Flächenzugängen von 1,58% in 15 Jahren sprechen (beide ohne Nichtholzboden).

Bei den neuen Bundesländern kann lediglich die Nettozunahme der Waldfläche von 1993 bis 2002 um 174,56 kha festgestellt werden. Die Differenz wird als Neuwaldfläche betrachtet. Ihre jährliche Zunahme beträgt 17,46 kha/a; eine Zuordnung zu Ausgangskategorien ist mit Hilfe dieser Daten nicht möglich. Für die Flächenzunahme wurde ein linearer Anstieg zwischen 1993 und 2002 angenommen.

14.5.1.1.3.2.2 Biomasse-Vorräte Neuwaldflächen

Für die alten Bundesländer konnte für die Neuwaldfläche eine Einzelbaumberechnung (siehe 14.5.1.1.1.2.6) durchgeführt werden, die Verteilung der Vorräte nach Ausgangskategorien (Tabelle 160) ist jedoch flächengewichtet.

Tabelle 160: Vorrat Neuwaldfläche Ende 2002

Ausgangskategorie	Vorrat [Gg C]
Acker und Dauerkulturen	922
Dauergrünland	1.372
Feuchtgebiete	473
Siedlungsgebiete	897

Für die neuen Bundesländer mussten für diese Größe Annahmen getroffen werden. Die Flächenzunahme konnte nur als Nettozunahme gesehen werden, Flächenverluste fehlen daher. Für diese Flächenzunahme wurde ein linearer Anstieg zwischen 1993 und 2002 angenommen. Die Holzvorräte dieser Fläche können nur als Vorräte der 1. Altersklasse (0-20 Jahre, BWI II neue Bundesländer) angesehen werden. Zur Vorratsermittlung dieser Flächen wurde der Derbholzvorrat der Baumartengruppen der 1. Altersklasse in C-Vorräte

umgerechnet. Der durchschnittliche C-Vorrat in der Biomasse dieser Fläche per Ende 2002 wurde aufgrund seines geringen Alters als die Hälfte des durchschnittlichen C-Vorrates der 1. Altersklasse angesehen. Dies ergibt einen Wert von 18,01 t C/ha, oder einen Gesamtvorrat für diese Flächen am Ende der Vegetationsperiode 2002 von 3.144 Gg C.

Die Biomassevorräte am Ende der Vegetationsperiode 2002 entsprechen der Vorratszunahme in der Biomasse über den gesamten Betrachtungszeitraum seit 1987 (alte Bundesländer) bzw. 1993 (neue Bundesländer), wenn man von einer eventuellen Vorbestockung absieht. Diese Vorratszunahme wurde gewichtet und mit den jeweils im betreffenden Berichtsjahr erreichten Neuwaldflächen linear über den Betrachtungszeitraum interpoliert.

14.5.1.1.3.2.3 Vorräte in Totholz, Streu und Böden der Neuwaldflächen

Der Aufbau waldtypischer Vorräte in diesen Kompartimente nimmt in unseren Breiten Jahrzehnte in Anspruch. Die jährlichen Raten wurden, auch angesichts der insgesamt geringen Neuwaldfläche, als vernachlässigbar angesehen und im Treibhausgasinventar nicht berücksichtigt.

14.5.1.1.4 Entwaldungsflächen (Forest Land converted to Other Land)

14.5.1.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe

Die Waldflächen, die in eine andere Landnutzungsform umgewandelt wurden, sind kleiner als die Neuwaldflächen, hatten aber vor der Umwandlung einen durchschnittlich höheren Biomassevorrat. Dieser wird bei der Umwandlung i. d. R. entfernt und gilt als C-Emission.

Die C-Vorratsverluste aus Totholz, Streu und Boden sowie Emissionen weiterer Treibhausgase konnten nicht genau beziffert werden. Die CRF-Tabellen enthalten deshalb nur die C-Verluste aus der ober- und unterirdischen Biomasse. Der aus Biomasseverlusten und der im jeweiligen Jahr seit 1987 erreichten Fläche abgeleitete „IEF“ nimmt von 1990 bis 2003 kontinuierlich ab. Dies spiegelt jedoch keinen echten Trend wider, sondern ist ausschließlich darauf zurückzuführen, dass die Flächen nicht, wie in IPCC (2003) vorgesehen, auf 20 Jahre zurück, sondern erst seit 1987 getrennt nachgewiesen werden können und sich die Fläche hierdurch in jedem Berichtsjahr vergrößert.

Außer der Biomasse gehen bei Entwaldung auch die C-Vorräte in Totholz und Streu und ein Teil des Bodenkohlenstoffs verloren. Verbrennung von Biomasse bei der Umwandlung von Wald sowie Mineralisierungsprozesse beim Umbruch und der Umlagerung des Oberbodens kann neben CO_2-Emissionen weitere Treibhausgasemissionen nach sich ziehen.

14.5.1.1.4.2 Methodische Aspekte

14.5.1.1.4.2.1 Entwaldungsflächen

Die Entwaldungsfläche der alten Bundesländer (ohne Nichtholzbodenfläche) ist etwa halb so groß (67,33 kha bzw. 4,49 kha/a) wie die Neuwaldfläche. Die C-Emission die diesen Flächen zugeordnet werden muss, liegt aber, bedingt durch den aufstockenden Vorrat, höher als die C-Aufnahme durch die Neuwaldflächen.

Für die neuen Bundesländer kann diese Größe aus den vorhandenen Daten nicht angegeben werden.

14.5.1.1.4.2.2 Vorratsverlust der Entwaldungsflächen

In den alten Bundesländern konnte für diese Kategorie eine Einzelbaumhochrechnung durchgeführt werden (siehe 14.5.1.1.1.1.2). Die C-Emission, die diesen Flächen zugeordnet werden muss, liegt aber, bedingt durch den aufstockenden Vorrat, höher als die C-Aufnahme durch die Neuwaldflächen. Insgesamt ging in dieser Kategorie aus der Biomasse ein Gesamtvorrat von 4.035 Gg C verloren. Dies entspricht bei linearer Interpolation einem jährlichen Verlust von 269 Gg C. Vereinfachend wurde angenommen, dass dieser C-Vorrat im Jahr der Umwandlung in die Atmosphäre emittiert wird.

Für die C-Vorratsverluste aus Totholz, Streu und Boden kann nur eine aller erste Grobschätzung nach Durchschnittsvorräten aus der BWI und der BZE (BMELF 1997) vorgelegt werden. Hierbei wurde angenommen, dass Totholz und Humusauflage vollständig abgebaut werden, während aus den obersten 30 cm des Mineralbodens ca. 30% des C-Vorrats verloren gehen. Die Ergebnisse werden hier nachrichtlich mitgeteilt, wurden jedoch nicht in die CRF-Tabellen aufgenommen.

Angesichts der großen räumlichen Variabilität sowohl der Totholz-, als auch der Humus- und Bodenvorräte sind diese Angaben mit einer sehr großen Unsicherheit behaftet. Eine genauere Schätzung der Emissionen wäre über eine Verknüpfung der von Entwaldung betroffenen BWI-Punkte mit Bodenkarten oder dem nächstgelegenen BZE-Punkt möglich.

Tabelle 161: Verluste aus Totholz, Humusauflage und Boden bei Entwaldung

Kategorie	**Vorrat [Mg C/ha]**	**Vorratsverlust [Gg C]**
Totholz	2,6	11,7
Humusauflage	18,0	80,8
Mineralboden (0-30 cm)	62,2	83,8
Summe	**82,8**	**176,3**

Für die neuen Bundesländer kann der Vorratsverlust aus Entwaldung nicht berechnet werden.

14.5.2 Ackerland, Grünlandflächen, andere Flächen und Landnutzungsänderungen (5B/5C/5F)

14.5.2.1 Landflächenverteilung und Zuordnung der Nutzungskategorien

14.5.2.1.1 Datenquellen und deren Anpassung

Folgende Quellen der deutschen Offizialstatistik wurden herangezogen:

1. Bodennutzungshaupterhebung (BOHE) 1991, 1999, 2001 (DESTATIS, Fachserie 3, Reihe 2.1.2, Jg. 1993; DESTATIS, Fachserie 3, Reihe 2.1.2, Jg. 2000; DESTATIS, 2003a)
2. Flächenerhebung nach Art der tatsächlichen Nutzung (FE) 1993, 1997, 2001 (DESTATIS, Fachserie 3, Reihe 5.1, Jg. 1994, 2002a & 2003)
3. Verteilungsschlüssel Kreisreform 1998

Die Ermittlung der Landwirtschaftsflächen und deren Nutzungskategorien erfolgte aus BOHE und FE Daten. Grundlage für die Bezeichnung der Landflächen und Landnutzungskategorien

bilden die Definitionen des Nutzungsartenschlüssels der Arbeitsgemeinschaft der Vermessungsverwaltungen der Länder der Bundesrepublik Deutschland (AdV) „Verzeichnis der flächenbezogenen Nutzungsarten im Liegenschaftskataster und ihrer Begriffsbestimmungen“ (AdV, 1991) sowie die „Nomenklatur der Bodenbedeckungen“ des CORINE LAND COVER - Projektes (DESTATIS 1989).

Eingeteilt wurde die Landwirtschaftsfläche in folgende Nutzungskategorien:

1. Ackerland mit einjährigen Kulturen (Roggen, Sommer- u. Wintergerste, Hafer, Triticale, Futterpflanzen, Silomais, Kartoffeln, Zuckerrüben, Handelsgewächse vor allem Winterraps)
2. Dauerkulturen (Obst-, Korbweiden-, Pappelanlagen, Weihnachtsbaumkulturen, Baumschulen)
3. Rebland
4. (Dauer-)Grünland
5. Brache

Anhand dieser Kategorien wurden die Berechnungen der Kohlenstoff- und Biomassevorräte sowie der Flächenwanderung zwischen den Nutzungskategorien durchgeführt. Für das CRF wurden die Kategorien 1.-3. zu "Ackerland", die Kategorien 4. und 5. zu "Grünland" zusammengefasst.

Bei der Zusammenstellung von Daten zur Landnutzung ergaben sich Probleme, die der politischen Entwicklung in Deutschland nach 1989 geschuldet sind. Da die Wiedervereinigung erst im Oktober 1990 vollzogen wurde, wurden die ersten, nach einheitlichem Reglement gewonnenen statistischen Daten zur Landwirtschaftsfläche und Landnutzung für ganz Deutschland 1991 erhoben, weswegen die Landnutzung des Jahres 1991 als Basis den Berechnungen zugrunde gelegt wurde. Auch wurde die verwaltungstechnische Einteilung der Kreise infolge der Wiedervereinigung, vor allem in den neuen Bundesländern, neu geordnet, so dass die Daten der BOHE 1999 mit denen der BOHE 1991 infolge der Umstrukturierung nicht vergleichbar waren, da Kreise weggefallen sind, andere neu geschaffen bzw. neu aufgeteilt wurden. Um eine vergleichbare Basis zu schaffen wurden daher die Kreisflächen der Bodennutzungshaupterhebung von 1991 anhand des Kreisverteilungsschlüssels der Kreisreform von 1998 neu berechnet und die zugehörigen Bodennutzungskategorien anteilig verschoben und angeglichen.

Da der absolute Unterschied zwischen der Landwirtschaftsfläche der FE 1993 und der der BOHE 1991 aufgrund der jeweiligen Erhebungsprinzipien 8,4 % beträgt (s. Kap. 14.5.2.6.1), wurde die Flächensumme der BOHE der gesamten Landwirtschaftsfläche der FE (diese wurde um den Moor- und Heideanteil bereinigt, da diese per definitionem unkultiviertes Land darstellen) proportional angeglichen, da diese als Katastererhebung die tatsächliche Fläche nach Art der Nutzung wiedergibt. Die Angleichung erfolgte unter der Annahme, dass die Verteilung der Landnutzungsklassen und der Bodeneinheiten auf den fehlenden ca. 10 % der Fläche denen der Restfläche entsprechen. Da die BOHE 2001 nur eine Repräsentativ- (100.000 Betriebe) und keine Vollerhebung war, wurden keine Flächenangaben für Rebland und Brache auf Kreisebene gemacht. Deren Abschätzung erfolgte für die einzelnen Kreise anhand der Länderwerte. Es wurde angenommen, dass sich die Flächen in allen Kreisen proportional zur Ländersumme verändert haben. Bezugsbasis waren jeweils die Werte von 1999. Die Veränderungen waren sehr gering. Außerdem liegen die Daten der BOHE erst seit

1999 als EDV Dateien vor, aber leider nicht in gleicher Darstellung und gleichem Umfang wie in der Druckform. Dies erforderte umfangreiche manuelle Datenerfassungen und Umrechnungen zur Gewinnung eines nutzbaren einheitlichen Datensatzes.

Um die gesamte Landwirtschaftsfläche für die jeweiligen Jahre zu erhalten, wurden die Flächen der einzelnen Nutzungskategorien der BOHE 1991 und 1999 proportional an die Gesamtfläche Deutschlands 2001 angepasst. Diese Normierung war nötig, da sich die Angaben zur Gesamtfläche Deutschlands der jeweiligen FE von 1993, 1997 und 2001 unterscheiden.

14.5.2.1.2 Ermittlung der Flächennutzungsänderung und nutzungsänderungsbedingten Flächenwanderung

14.5.2.1.3 Ermittlung der Flächenutzungsänderung und nutzungsänderungs-bedingten Flächenwanderung

Aufgrund der Datenlage konnten die Nettoveränderungen der Nutzungskategorien für die Zeiträume 1991 – 1999 und 1999 – 2001 festgestellt werden. Aktuellere Daten sind noch nicht verfügbar (Bereitstellung durch DESTATIS nicht vor August/September 2005 möglich). Durch einfache Subtraktion der Landflächen innerhalb der fünf Kategorien vom nachfolgenden Termin wurde die Flächenzunahme bzw. der -verlust innerhalb der jeweiligen Kategorie auf Kreisebene bestimmt.

Durch diese Nettobetrachtung ist jedoch keine Flächennutzungsänderung der Einzelflächen zu ermitteln. Da diese in Deutschland nicht erfasst wird, wurde von Gensior/Heinemeyer ein Verfahren zur Abschätzung der Flächennutzungsänderung entwickelt. Aus verschiedenen Annahmen und Voraussetzungen (auch rechtlicher Art) wurden Grundannahmen und eine Prioritätenliste abgeleitet, die in einen Algorithmus umgesetzt wurde, der eine sehr „wahrscheinliche“ Richtung der Flächenwanderung beschreibt. Dieser Algorithmus wurde in ein EDV-Programm umgesetzt, so dass der Zuteilungsvorgang transparent und immer gleichartig erfolgt.

Grundannahmen:

1. Auftretende Differenzen werden immer zuerst innerhalb der Landwirtschaftsfläche ausgeglichen
2. Beträge von Kategorien werden der Prioritätenliste folgend innerhalb der Landwirtschaftsfläche solange ausgeglichen, bis der Betrag einer der beiden Kategorien gleich Null ist.
3. Wenn die „Flächenveränderungen“ größer sind als die „Ausgleichsmöglichkeiten Landwirtschaft“, werden die überzähligen Landflächen in den Pool der Kreisrestfläche (Siedlung und Verkehr, Wasser…) verschoben.
4. Wenn die „Flächenveränderungen“ kleiner als die „Ausgleichsmöglichkeiten Landwirtschaft“ sind, wird Landfläche aus dem Pool der Kreisrestfläche in den Pool der landwirtschaftlichen Nutzungskategorie geschoben, die nach Durchlauf des Algorithmus defizitär war.

Wenn keine Differenzen zwischen den Betrachtungsjahren auftreten, haben in den jeweiligen oder allen Kategorien und berichtspflichtigen Pools keine Veränderungen stattgefunden.

Der Pool dient als Ausgleichsreservoir und erscheint nur in der Summe aller Kreise; er enthält summiert die Restflächen der Bundesrepublik Deutschland („Siedlungs- und

Verkehrsfläche“, „Waldfläche“, „Wasserfläche“ und „Flächen anderer Nutzung“ nach FE). Dies trägt dem Erhebungsprinzip der BOHE (Betriebsprinzip) Rechnung. So kann bei erhebungsprinzipbedingtem Zuwachs bzw. Verlust einer landwirtschaftlichen Flächenkategorie in einem Kreis dieser aus dem Pool bundesdeutsch ausgeglichen werden, da sich die deutsche Gesamtfläche nicht ändert. Ein Beispiel zur Verdeutlichung: Ein Landwirt mit Betriebssitz im Kr. Braunschweig hatte 1991 100 ha Ackerland im Kr. Magdeburg gepachtet und bewirtschaftet (Fläche zählt zu Kr. Braunschweig); 1999 werden diese Flächen wieder vom Besitzer mit Betriebssitz in Magdeburg bewirtschaftet (Fläche zählt zu Kr. Magdeburg). In diesem Fall wird davon ausgegangen, dass die Vornutzung ohne Änderung weitergeführt wird.

Im Fall der Wanderung von Flächen in den Pool, wird ebenfalls davon ausgegangen, dass die Landnutzungsänderung zu keiner Abnahme im Kohlenstoffvorrat des Bodens bzw. der Biomasse führt.

Der folgenden Prioritätenliste (Tabelle 162) liegen die nach Meinung der Autoren wahrscheinlichsten Richtungen der Nutzungswandlung basierend auf Annahmen und Bestimmungen zugrunde. Z.B. Abnahme Rebland: Rebland, welches aufgegeben wird, liegt meist in steilen, terassierten Lagen, die schwer zu bewirtschaften sind. Es fällt daher höchstwahrscheinlich brach. Bestimmungen legen fest, dass solche Flächen komplett geräumt werden müssen. In der Regel ist jede zweite Zeile zwischen den Weinstöcken begrünt, nach Entfernung der Weinstöcke wächst auch hier Gras.

Hieraus folgt, dass Rebland im Programm als erstes abgearbeitet wird, die Rückgangsfläche immer der Brache zugerechnet wird, die Biomasse der Weinstöcke komplett verloren geht und der Boden durch die Aussetzung der Bewirtschaftung auf jeder zweiten Zeile Kohlenstoff anreichert.

Tabelle 162: Prioritätenliste Nutzungswandlung

Prioritätenliste					
Rebland (R)	Abnahme	R → B			
	Zunahme	B → R			
Dauerkultur (D)	Abnahme	D → B	D → A	D → G	
	Zunahme	B → D	A → D	G → D	
Grünland (G)	Abnahme	G → A	G → D	G → B	
	Zunahme	A → G	D → G	B → G	
Acker (A)	Abnahme	A → B	A → G	A → D	
	Zunahme	G → A	B → A	D → A	
Brache (B)	Abnahme	B → R	B → D	B → A	B → G
	Zunahme	R → B	D → B	A → B	G → B
Überschuss		D/A/G/B → Pool			
Defizit		Pool → D/A/G/B			

Umwandlungsflächen von Wald zu Landwirtschaft bzw. umgekehrt wurden mittels der Ergebnisse der Bundeswaldinventur ermittelt (siehe Kapitel 7.1). Diese Flächen werden erst nach Summierung aller Kreisergebnisse in die Berechnung einbezogen. Nach o.a. Algorithmus finden sich Waldflächen im „Pool“. Daher werden die Waldflächen von der „ursprünglichen“ Poolfläche abgezogen (bei Nutzungsänderung Landwirtschaft zu Wald) bzw. mit der aus dem Pool stammenden Fläche in den einzelnen Kategorien verrechnet (Nutzungsänderung Wald zu Landwirtschaft).

Die so ermittelten Flächen wurden in die entsprechenden Spalten der CRF-Tabellen 5A, 5B und 5C eingetragen. Da "Feuchtgebiete" und "Siedlungsflächen" nicht berichtet und unterschieden werden, wird der Überschuss aus der Landwirtschaftsfläche komplett in Tabelle 5 F aufgeführt, bzw. der Zugang zur Landwirtschaftsfläche in den Tabellen 5B und 5C in der Zeile "Other Land converted to…".

14.5.2.1.4 Organische Bodenfläche

Da organische Böden unter landwirtschaftlicher Nutzung in den statistischen Erhebungen nicht extra geführt werden (subsumiert unter der entsprechenden Nutzungskategorie (BOHE) bzw. unter Landwirtschaft (FE)), wurden deren Flächen (Nieder- und Hochmoore (Leitbodenassoziation 6 und 7 (BUEK 1000)) sowie die zugehörige Nutzungskategorien mittels der Bodenübersichtskarte im Maßstab 1 : 1.000.000 (BUEK 1000) und CORINE – Landcover ermittelt (vergleiche Kapitel 14.5.2.2). Über das Flächenverhältnis zu anderen Bodenformen auf Kreis- bzw. Bundesebene wurden die Moorflächen anteilig auf die Landwirtschaftsflächen der BOHE 1991/1999 umgerechnet. In den CRF-Tabellen erscheinen sie subsumiert in der Spalte der jeweiligen Nutzungskategorie.

14.5.2.2 Ermittlung der Kohlenstoffvorräte und deren Veränderungen infolge von Landnutzungsänderungen

Die räumliche Verteilung der Bodengesellschaften in Deutschland steht derzeit als digitale Bodenkarte 1: 1 000 000 (BUEK 1000) zur Verfügung. Die Bodenkarte beruht auf der proportionalen Zuordnung von diskreten (an Einzelpunkten in der Landschaft gewonnenen) Profilinformationen zu Flächeneinheiten (Polygonen) der Karte. Die Profile liefern quantitative Informationen zu einer Vielzahl gemessener Kenngrößen. Diese waren Grundlage zur Abschätzung der Kohlenstoffvorräte der landwirtschaftlichen Böden. Zur Berechnung wurden der Karte bzw. Legende die konkrete Maßzahl für den C_{org}-Gehalt, die Humus-, Rohdichte- und Skelettklassen sowie die Profilbeschreibung und Horizontierung des jeweiligen Leitprofils der 72 Leitbodeneinheiten entnommen. Ausgehend von diesen Daten wurde unter Annahme, dass die der Karte entnommenen Werte repräsentativ für die gesamte Legenden/Karteneinheit sind, die Berechnung der C_{org}-Vorräte vorgenommen. Hierfür wurden die C_{org}-Gehalte mit den jeweiligen Rohdichten und Horizontmächtigkeiten multipliziert und anschließend der Skelettanteil abgezogen. Die Horizontvorräte wurden bis 30 cm Tiefe addiert. Die Spannweite der Kohlenstoffvorräte wurde über die Angaben in der jeweiligen Legenden/Karteneinheit nach KA 4 (ARBEITSGRUPPE BODEN, 1994) ermittelt. Es wurde nach o.a. Algorithmus ein Minimalwert (je nach Klasse geringst möglicher C_{ORG}-Gehalt, geringst mögliche Lagerungsdichte, maximaler Skelettgehalt) und Maximalwert (je nach Klasse maximaler C_{ORG}-Gehalt, maximale Lagerungsdichte, minimaler Skelettgehalt) berechnet.

Die Zuordnung der einzelnen Bodeneinheiten zu den Landkreisen sowie zur jeweiligen Landnutzungseinheit erfolgte mittels eines GIS. Verschnitten wurde die BUEK 1000 mit den Polygonen der Kreisgrenzen und den CORINE Landcover Landnutzungsklassen. Für jeden der so entstandenen Polygone wurde der Kohlenstoffvorrat bis 30 cm Tiefe berechnet und entsprechend der Landnutzung (Ackerland, Grünland, Landwirtschaftliche Fläche heterogener Struktur) auf Kreisebene summiert. Durch Division mit der Flächensumme wurde so ein gewichteter Kohlenstoffvorrat (sowie Minimal und Maximalwert) bezgl. der Bodeneinheit in t/ha * 30 cm für jede Landnutzungsklasse auf Kreisebene bestimmt und als

Vergleichswerte die Vorratssummen auf Kreis und Bundesebene gebildet. Die CORINE-Nomenklatur wurde wie folgt in den Nutzungsartenschlüssel der AdV (1991) übersetzt:

Ackerland → Ackerland

Grünland → Grünland

Landwirtschaftsfläche heterogener Struktur → Gartenland + Brache

Da die Forstkonversionsflächen für Deutschland nur aggregiert vorlagen, wurde ein aus allen Kreisen und Bodentypen gemittelter Kohlenstoffvorrat für diese Böden zugrunde gelegt.

14.5.2.3 Veränderungen der Kohlenstoffvorräte in Boden und Biomasse

14.5.2.3.1 Ableitung der EF für den Mineralboden infolge Landnutzungsänderung

Die Emissionsfaktoren für die C-Vorratsänderung im Boden infolge unterschiedlicher Nutzung wurden aus der Literatur abgeleitet. Hierzu wurden zahlreiche Arbeiten, darunter einige Review´s ausgewertet. Aus diesen Arbeiten wurden die Untersuchungen herausgegriffen, in denen die Kohlenstoffvorräte nach Landnutzungsänderung direkt untersucht wurden, oder zumindest aus den Veröffentlichungen ableitbar waren. Von diesen Studien wurden wiederum nur diejenigen zur Ableitung der EF herangezogen, die bezüglich Boden, Klima und anderen Randbedingungen (z.B. ca. 30 cm Bodentiefe) annähernd vergleichbare Verhältnisse aufweisen, wie für die deutsche Berichterstattung erforderlich (ANKEN et al., 2004; BLANK & FORSBERG, 1989; BOUMA & HOLE 1971; BOWMAN et al., 1990; BURKE et al., 1995; BUYANOVSKY et al., 1987; CAMBARDELLA & ELLIOT., 1992 & 1993; CAMPBELL et al,1989; CHAN AND MEAD, 1988; CONANT et al., 2001; DAVIDSON & ACKERMANN, 1993; DEGRYZE et al., 2004; FRANZLUEBBERS et al., 1999; FRANZLUEBBERS et al, 2000; GEBHART et al, 1994; GUO & GIFFORD, 2002; HART et al, 1988; HORNE et al., 1992; IHORI et al., 1995; JASTROW & LUSSENHOP, 1998; LARIONOVA et al., 2003; LAWS & EVANS, 1949; LIEBIG et al., 2004; MANN, 1986; MARTENS et al., 2003; MURTY et al., 2002; POST & KWON, 2000; POTTER et al., 1999; REEDER et al., 1998; ROSS AND HUGHES, 1985; SKEMSTAD et al., 1994; TIESSEN et al., 1982; VORNEY et al., 1981 usw.)

Trotz starker Streuung der absoluten Ergebnisse, stützt die Literatursichtung die kolportierte Tendenz, dass die Umwandlung von Grünland in Acker zu Kohlenstoffvorratsverlusten im Boden führt, umgekehrt die Umwandlung von Acker in Grünland eine Kohlenstoffanreicherung nach sich zieht. Nichtsdestotrotz finden sich für beide Fälle auch Ergebnisse, die das Gegenteil zeigen. Das weit reichende Spektrum der Ergebnisse macht eine Auswertung nicht einfach, obschon durch einfache oder multiple Regressionen sehr enge Beziehungen gefunden werden können ($r^2 > 0,9$), die jedoch inhaltlich wenig plausibel sind und im 95 % - Konfidenzintervall immer die 0 einschließen.

Daher wurde der prozentuale jährliche Kohlenstoffverlust bzw. -anreicherung gemessen am Ausgangsvorrat, errechnet anhand der Differenz zwischen Ausgangs- und Endvorrat sowie der Versuchsdauer, der gesamten Versuchsdauer gegenübergestellt, um den prozentualen jährlichen Verlust in Abhängigkeit von der Versuchsdauer und dem Gesamtverlust bzw. Gewinn vom Ausgangsvorrat zu ermitteln. Die Ergebnisse sind in Abbildung 74 und Abbildung 75 dargestellt.

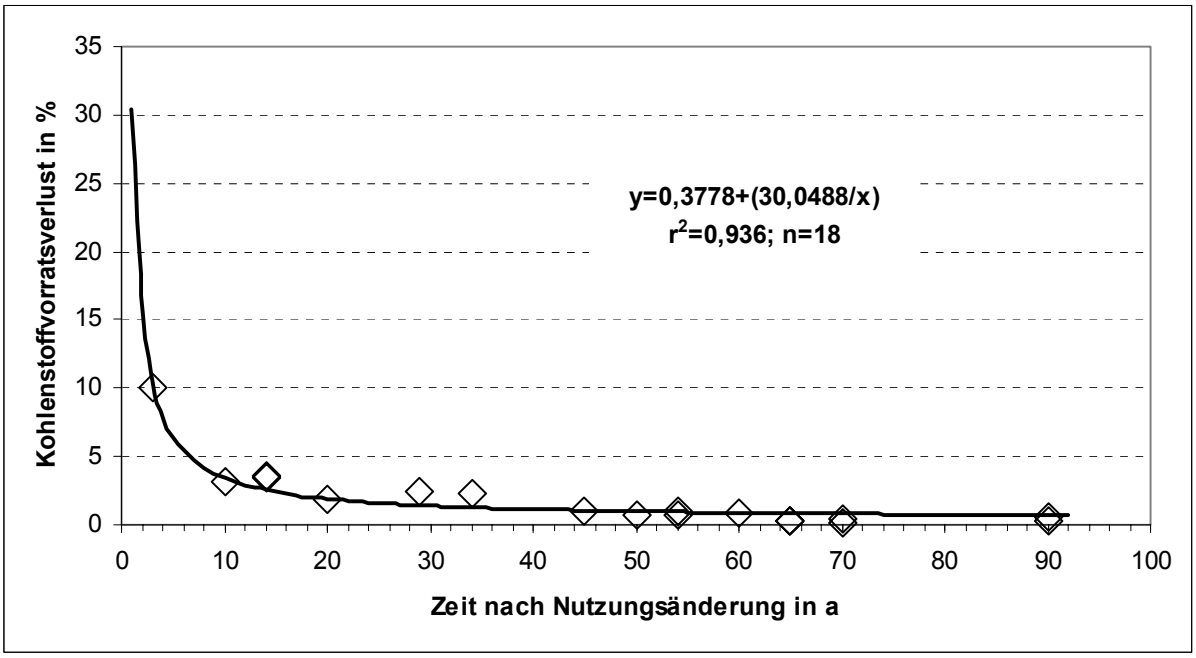


Abbildung 74: Beziehung zwischen prozentualem jährlichen Kohlenstoffverlust des Ausgangsvorrates und der Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald zu Ackerland (annual crops)).

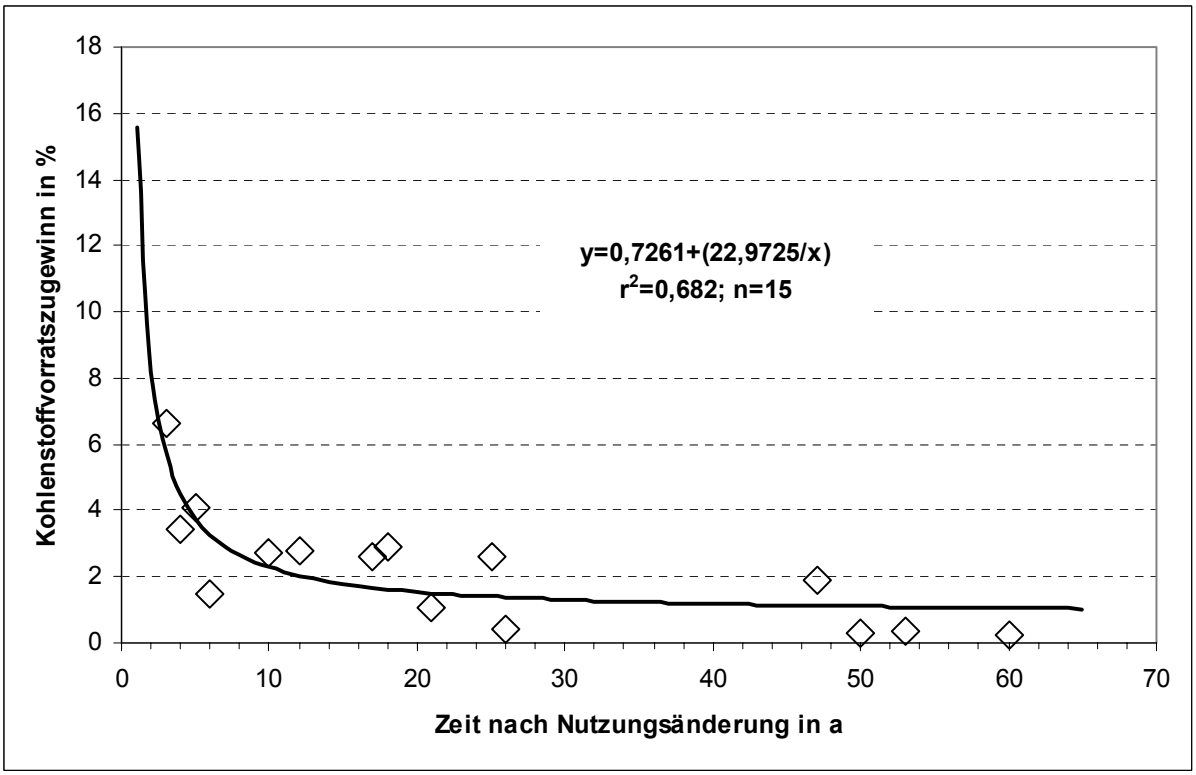


Abbildung 75: Beziehung zwischen prozentualer jährlicher Kohlenstoffanreicherung des Ausgangsgehaltes und Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Ackerland (annual crops) zu Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald).

Die hochsignifikanten inversen Funktionen verdeutlichen, dass die stärksten Veränderungen des C-Vorrates infolge von Landnutzungsänderungen in den ersten Jahren, im wesentlichen im ersten Jahr nach der Nutzungsänderung auftreten. Das bedeutet, dass in den Folgejahren die Kohlenstoffvorratsänderungen in den Böden gegenüber denen im ersten Jahr gering

sind. Dies gilt für Kohlenstoffverluste (in der Regel Umwandlung von Acker in Grünland) als auch für Kohlenstoffanreicherung (in der Regel Grünland zu Acker). Allerdings sind die Verluste im ersten Jahr fast doppelt so groß wie die Zugewinne. Diese Ergebnisse und andere Berechnungen (mittels multipler Regression) zeigen auch, dass die Kohlenstoffvorratsunterschiede bezogen auf 20 Jahre gegenüber dem ersten Jahr beim Zugewinn durchschnittlich nur ca. 5 % vom Ausgangsgehalt betragen, beim Verlust ca. 1%.

Daraus folgt, dass der in den IPCC GPG LULUCF (2003) geforderte Zeitraum, der der Gewinn- bzw. Verlustrechnung zugrunde liegen soll, im Falle des Verlustes zu lang, im Falle des Zugewinns viel zu kurz scheint. Der Betrag der Vorratsveränderung wird daher im ersten Jahr nach Nutzungsänderung in Rechnung gestellt und zwar einmalig für das Jahr der Feststellung. Somit wird in der deutschen Berichterstattung auf den gleitenden Durchschnitt von 20 Jahren (gemäß IPCC, 2003) zum einen aus inhaltlich fachlichen Gründen verzichtet; zum anderen wegen des unangemessen hohen Aufwandes zur Erreichung der erforderlichen hohen räumlichen Disaggregierung der Veränderungen über 20 Jahre. Abgesehen davon sind Nutzungsänderungen in der Landwirtschaft eher kurz- bis mittelfristig, so dass in der Regel von einer erneuten Umnutzung vor Einstellung des „endgültigen Gleichgewichts“ ausgegangen werden kann (vergleiche Kap. 14.5.2.6.1), somit das Verfahren der Realität bei einer Pauschalbetrachtung näher kommt.

Aus den in Abbildung 74 und Abbildung 75 dargestellten Formeln und mit der Festlegung, dass Vorratsänderungen einmalig im Jahr der Feststellung (x=1) anzurechnen sind ergeben sich daher für Bodenkohlenstoff folgende Emissionsfaktoren:

Ackerland zu Grünland/Wald/Brache:	15,5554	% (Ausgangsvorrat *	1,155554	)
Ackerland zu Dauerkultur:	15,5554	% (Ausgangsvorrat *	1,155554	)
Rebland zu Brache:	7,777	% (Ausgangsvorrat *	1,07777	)
Brache zu Rebland:	-15,2133	% (Ausgangsvorrat *	0,847867	)
Grünland/Wald/Brache zu Ackerland:	-30,4266	% (Ausgangsvorrat *	0,695734	)

Für Rebland begründen sich die o.a. Faktoren aus dem Umstand, dass in der Regel jede zweite Zeile zwischen den Rebstöcken begrünt wird. Bei der Umwandlung von Grünland zu Dauerkultur und umgekehrt wird von keinen Kohlenstoffvorratsänderungen im Boden ausgegangen, da Dauerkulturen in der Regel grasüberwachsen sind. Da Grünlandumbruch deutschlandweit nicht nachvollziehbar ist, wird er im Inventar vernachlässigt.

14.5.2.3.2 Ableitung der Berechnungsgrößen (Emissionsfaktoren) für Biomasse

14.5.2.3.2.1 Dauerkulturen, Obst- und Weinanbau:

Der Abschätzung der Biomasse wurde der Defaultfaktor aus dem IPCC GPG-LULUCF (2003) zugrunde gelegt.

14.5.2.3.2.2 Grünland und nicht perennierende Ackerkulturen:

Auf Basis der Ergebnisse der Bodennutzungshaupterhebung 1999 und von Literaturwerten wurden für Grünland und nicht perennierende Ackerkulturen Emissionsfaktoren für den Kohlenstoffvorrat der oberirdischen Biomasse abgeleitet. Die Berechnung erfolgte auf Kreisniveau für Weizen, Roggen, Wintergerste, Sommergerste, Hafer, Tricitale, Silomais, Futterpflanzen, Kartoffeln, Zuckerrüben, Handelsgewächse (überwiegend Raps) und Gras.

Der Bodennutzungshaupterhebung 1999 (DESTATIS, 2000 & 2003) entstammen dabei die Werte für die Anbauflächen der einzelnen Fruchtarten (ha) und die Ernteerträge (t/ha). Vereinzelt fehlende Angaben bezüglich der Ernteerträge in einzelnen Kreisen wurden durch die Jahresdurchschnittswerte für Deutschland aus dem Statistischen Jahrbuch (Tab. 105, BMVEL, 2003) ersetzt. Durch Multiplikation der Anbaufläche mit den Ernteerträgen wurde die Biomasse in t/Kreis ermittelt. Die in der BOHE angegebenen Massen der Ernteerträge wurden um den Restwassergehalt korrigiert. Für Getreide wurde ein Restwassergehalt von 14 % angenommen, für Silomais 28 %, für Kartoffeln 78 % und Zuckerrüben 77 %.

Die Biomasse von Stroh, Blatt und Kraut wurde mittels Faktoren bzw. dimensionierten Größenangaben aus den Ernteerträgen für Getreide, Kartoffeln, Zuckerrüben und Raps berechnet. Diese wurden aus Literaturangaben gemittelt:

Faktoren:

Strohanfall:	Weizen:	1,2	
	Roggen:	1,7	
	Wintergerste:	1,05	
	Sommergerste:	1,05	
	Hafer:	1,4	
	Tricitale:	1,7	(Werte von Roggen)
	Raps:	1,9	

Dimensionierte Größenangaben

Kraut:	Kartoffeln:	0,4	t/ha
Blatt:	Zuckerrüben:	0,8	t/ha

Quelle: Die Landwirtschaft 1998; FISCHER 1988; OEHMICHEN 1990; RUHR-STICKSTOFF AG 1985

Die Biomasse von Grünland wurde durch Multiplikation der Anbaufläche mit folgenden mittleren Erträgen gewonnen:

Gras:	8,46	t/ha	(BMVEL 2003)
Futterpflanzen:	8,83	t/ha	(BMVEL 2003)

Für die Berechnung des Kohlenstoffvorrats der Biomasse wurde ein durchschnittlicher Kohlenstoffgehalt derselben von 45 % angenommen (Kohlenstoffgehalte einzelner Pflanzenteile und Pflanzenarten 37 – 60 %, ganze Pflanze 44 – 48 % (OSOWSKI et al., 2004)). Die Summe aller Parameter bildet den Kohlenstoffvorrat der oberirdischen Biomasse der landwirtschaftlichen Fläche auf Kreisebene. Aus diesem Vorrat und der landwirtschaftlichen Nutzfläche wurde ein landkreisspezifischer durchschnittlicher Kohlenstoffvorrat der Biomasse (in t/ha) ermittelt, der als $EF_{initial}$ (vergl. Kap. 7.2.2.4) allen weiteren Berechnungen im Zusammenhang mit Landnutzungsänderungen zugrunde liegt. Die Berechnung der Biomasse erfolgte gemäß IPCC GPG LULUCF (2003)

14.5.2.4 Kalkung

Die jährlichen Angaben für die Kalkung entstammen der Offizialstatistik (DESTATIS, Fachserie 4, Reihe 8.2). Die Methodik der Gewinnung ist in DÄMMGEN et al. 2004

dargestellt. Die Emissionen werden aus den verkauften Produktmengen abgeleitet. Da die Unternehmen die gesetzliche Auskunftspflicht haben, ist die Datensammlung vollständig. Die Daten geben keine direkte Information über die jährliche Nutzung von Düngern in Land- und Forstwirtschaft. Daher können die Angaben weder bezüglich der Ausbringungsart (Dolomit bzw. Kalk) noch bezüglich des Ausbringungsortes (Acker- bzw. Grünland) differenziert werden. Unterschiede zwischen tatsächlicher Ausbringung und Verkaufsmengen können auftreten:

- wegen Änderungen in Handelslagerbeständen
- wegen Nutzung des Düngers außerhalb der Land- und Forstwirtschaft, d.h. auf Privatflächen, Gärten, Sportanlagen.

14.5.2.5 Bestimmung der N_2O – Emissionen nach Konversion in Ackerland

Die Bestimmung der N_2O-Emissionen nach Konversion anderer Nutzungsformen in Ackerland erfolgte gemäß IPCC-GPG (2003). Hierfür wurden, analog zu den flächengewichteten Kohlenstoffvorräten pro Kreis (s. Kap. 14.5.2.2), flächengewichtete Stickstoffvorräte berechnet. Aus diesen beiden Größen wurden wiederum gewichtete C/N-Verhältnisse bestimmt. Die Ursprungsdaten entstammen der BUEK 1000 (BGR). Mittels dieser C/N-Verhältnisse wurden aus den Veränderungen im Kohlenstoffvorrat, die sich durch Ausführung des Verteilungsprogramms (s. Kap. 14.5.2.1.2) und die Anwendung der Emissionsfaktoren (s. Kap. 14.5.2.3) ergeben haben, in den Kategorien „Dauerkultur zu Acker“, „Grünland zu Acker“, „Forst zu Acker“ und „Brache zu Acker“ die Veränderungen im Stickstoffvorrat berechnet. Diese wurden dann mit dem Defaultwert von 0,0125 t N_2O-N/t N verrechnet und somit die N_2O-Emissionen bestimmt.

14.5.2.6 Unsicherheiten

14.5.2.6.1 Flächenausweisung

Die für die Zuordnung der Bodentypen benötigten Landnutzungskategorien, Acker- und Grünlandflächen sowie landwirtschaftliche Flächen heterogener Struktur, entstammen den CORINE – Daten zur Bodenbedeckung. Die Beträge der Flächen weichen absolut von denen der Flächenerhebung und der Bodennutzungshaupterhebung ab. Gegenüber der Flächenerhebung 1993 wird die Landwirtschaftsfläche um ca. 11 %, gegenüber der Bodennutzungshaupterhebung 1991 um ca. 21 % überschätzt (GENSIOR, 2004). Das Verhältnis von Grün- zu Ackerland der CORINE - Daten ist gegenüber demjenigen der Bodennutzungshaupterhebung in den einzelnen Landkreisen jedoch relativ konstant: der Median der Abweichung beträgt 6,6 %; Das bedeutet, der Anteil an Ackerland an der Landwirtschaftsfläche wird in der Bodennutzungshaupterhebung über-, der des Grünlandes unterschätzt (GENSIOR, 2004).

Der absolute Unterschied zwischen der Landwirtschaftsfläche der Flächenerhebung 1993 und der der Bodennutzungshaupterhebung 1991 beträgt 8,4 %. Ursachen für diesen Unterschied sind

- das Erhebungsprinzip (Betriebsprinzip (BOHE), Belegenheitsprinzip (FE))
- der zeitliche Versatz der Erhebungen (2 Jahre)
- definitorische Unterschiede
- die Aktualisierungsintervalle der Katasterflächen und

- die Abschneidegrenzen (laut novelliertem Agrarstatistikgesetz (BGBI 1992) werden Betriebe von der BOHE ausgenommen, wenn sie eine bestimmte Tierbestandsmindestgröße unterschreiten oder über weniger als 2 ha Fläche verfügen).

Untersuchungen von ERHARD et al. (2002) zeigen, dass dadurch die in der Bodennutzungshaupterhebung nachgewiesene landwirtschaftlich genutzte Fläche ca. 10 % niedriger als die in der FE nachgewiesene Landwirtschaftsfläche liegt. Durch die Angleichung der BOHE- an die FE-Werte und die zugrunde liegende Annahme, dass die max. 10 % Restfläche pro Kreis analog zur übrigen Kreisfläche verteilt sind, kann der Fehler aus dieser Annahme maximal diesen Betrag aufweisen.

Um den Fehler abschätzen zu können, der durch die rechnerische Ermittlung der Landnutzungsänderungen aus den Nettodaten der modifizierten BOHE auftritt, wurden die dem NIR zugrunde liegenden Daten für den Landkreis Gifhorn mit denen einer Studie verglichen, in der die Ergebnisse einer „Satellitenbildgestützten Analyse der Flächennutzungsveränderungen am Beispiel der Grünlandnutzung im Landkreis Gifhorn“ dergestellt sind (LAGGNER, 2003).

Die Nettodaten der Satellitenbildauswertung, als auch der BOHE-Daten weisen zwischen 1991 und 2001 eine Abnahme der Grünland- und Ackerfläche aus, sowie eine Zunahme der Brache. Bei Betrachtung der Nettodifferenzen sind die Flächenunterschiede bezüglich Ackerland und Grünland zwischen der Satellitenbildauswertung und den BOHE-Daten gering (Acker: 782 ha (Sat.) zu 658 ha (BOHEmod.); Grünland: 4.622 ha (Sat.) zu 2.677 ha (BOHEmod.), wobei die größere Differenz beim Satellitenbild auf die mangelnde Grünlanderfassung bei der Auswertung 1991 zurückzuführen ist (LAGGNER, 2003)).

Differenziert man die Betrachtung, ergibt sich nach Anwendung des o.a. Modells bei der Umwandlung von Grünland in Acker ein Betrag von 136 ha gegenüber 9.152 ha aus den Satellitenbildern (ATKIS ca. 4.600 ha). Bei der Umwandlung von Acker in Grünland stehen 0 ha aus der Modellrechnung 6.278 ha der Satellitenbildauswertung gegenüber (ATKIS ca. 8.500 ha).

Es wird deutlich, dass bei der Betrachtung saldierter Daten der Großteil der tatsächlichen Veränderungen nicht erfasst wird, dadurch der Fehler bei der Schätzung der Flächenwanderung enorm sein kann, folgerichtig auch der Fehler in der Abschätzung der Kohlenstoffvorratsänderung. Im vorliegenden Fall beträgt er bezüglich Acker zu Grünland und umgekehrt ca. 6.000 – 7.000 %. Das bedeutet, dass die Landnutzungsänderung mindestens um das 60 – 70 - Fache unterschätzt wird. Tatsächlich dürfte der Unterschied noch deutlich größer sein, da in der Arbeit von LAGGNER (2003) der Zeitraum von 1991 – 2001 ohne Zwischenstadien ausgewertet wurde. Die Hinzunahme eines Bildes von 1984 erhöht den Faktor auf das 100-Fache. Weitere Untersuchungen an anderen Kreisen mittels GIS-basierter Methoden unterstreichen dies; auch hier stimmen saldierte Größenordnungen in etwa, jedoch wird die Fluktuation zwischen den unterschiedlichen Aufnahmeterminen nicht erfasst. Auch bei diesen auf ATKIS basierenden Tests ergeben sich Fehler bis zur genannten Größenordnung.

Ob die Kohlenstoffvorratsänderungen in gleichem Maße variieren ist stark zu bezweifeln, da sich in den Jahrhunderten der landwirtschaftlichen Nutzung dieser Flächen ein „Gleichgewichtszustand“ entsprechend den Nutzungsbedingungen ausgebildet haben dürfte

(Hier besteht dringender Untersuchungsbedarf!). Nichtsdestotrotz wird deutlich, dass die in den CRF-Tabellen angeführten Kohlenstoffvorratsänderungen in Mineralböden infolge von Landnutzungsänderungen eher unterschätzt werden.

Das Beispiel lehrt, dass:

- eine genaue Erfassung der Landnutzungsänderungen nur mit Raumbezug erfolgen kann (z.B. InVeKoS-Daten, Fernerkundung, ATKIS, ALKIS)
- eine gesicherte Erfassung der Veränderungen im Kohlenstoffvorrat der Böden nur durch eine Inventur erfasst werden kann. Erst nach grundsätzlicher Klärung der Prozesse und „Gleichgewichtsstadien" beim C- und N-Umsatz könnte mittels hoch komplexer Modelle eine Berechnung erfolgen. Diese bedarf dann allerdings zwingend einer entsprechenden Kalibrierung und Validierung.

Den vorläufigen C_{org}-Vorratsschätzungen für die Landwirtschaft liegt die einzige für das Bundesgebiet flächendeckend vorhandene Bodenkarte im Maßstab 1: 1 000.000 (BUEK 1000) zu Grunde. Diese integriert Bodeninformationen großflächig und aggregiert Kennwerte in Klassen. Entsprechend sind die Streumaße für die aus diesen Angaben abgeschätzten Kohlenstoffvorratsänderungen sehr groß. Der potentielle Fehler der Kohlenstoffvorratsänderungen beträgt 70 % vom Mittelwert.

Die Kurvenanpassungen zur Ermittlung der Emissionsfaktoren (Abbildung 74 und Abbildung 75) sind hoch signifikant und erklären 93,6 % bzw. 68,2 % der Varianz. Der Standardfehler der Schätzung beträgt bei Grünland/Wald/Brache zu Ackerland 0,6 $\%\cdot a^{-1}$, bei Ackerland zu Grünland Wald/Brache 1,01 $\%\cdot a^{-1}$ vom Ausgangsvorrat an Bodenkohlenstoff.

14.5.2.7 Geplante Verbesserungen

Die zu der Berichterstattung für das Klimarahmenabkommen notwendigen Daten sind noch nicht vollständig vorhanden und der Zugriff auf bereits vorhandene Daten in der gewünschten Art und Weise (regelmäßig, von gleicher Qualität, rechtlich abgesichert) ist ebenfalls noch nicht gesichert.

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.

	Definition der Zeitreihe						Unsicherheitsdaten					
		Quellenbeschreibung					Basisjahr 1990 [4]		2002			
lfd.-Nr.	CRF	z.B. ZSE Modulname oder geeignetes Aggregat innerhalb des angegebenen CRF-Codes [1]	ggf. weitere Quelldifferenzierung [2]	ggf. ZSE Zeitreihen-ID	Wertetyp (EF / EM / AR)	Falls EF / EM: Schadstoff	Unsicherheit [+/-%] [3]	Verteilungstyp [5]	Unsicherheit [+/-%] [3]	Verteilungstyp [5]	Bemerkungen zu Erwägungsgründen, Literaturquellen etc.	Geschätzt durch
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)	CH4	+/-20%	N	+/-20%	N	Es liegen belastbare Ergebnisse aus Untersuchungsvorhaben zu Rohabfall in MBA vor	
4	6A1	Deponierung von Abfall			DOC_F	CH4	+/-30%	N	+/-30%	N		
5	6A1	Deponierung von Abfall			MCF(x) (bei MCF=1)	CH4	+ 0% -10%	L	+0% -10%	L	gemäß IPCC-GPG	
6	6A1	Deponierung von Abfall			F	CH4	+10% -0%	L	+10% -0%	L		
7	6A1	Deponierung von Abfall			k	CH4	+50% -35%	L	+50% -35%	L		
8	6A1	Deponierung von Abfall			R(t)	CH4	+/-10%	N	+/-10%	N	gemäß IPCC-GPG gering gegenüber anderen Unsicherheiten	
9	6A1	Deponierung von Abfall			OX	CH4	+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 Schlamm-behandlungssysteme 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 163). 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 163: 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 Handbuches 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 Stickstofffrachten 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 N_2O-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 164 ist der durchschnittliche tägliche Eiweißbedarf sowie die entsprechende Datenquelle derjenigen Länder aufgeführt, die diese explizit in ihrem Nationalen Inventarbericht aufführen.

Tabelle 164: 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 kann 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: CO_2 REFERENZVERFAHREN UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ

Darlegungen zum CO_2 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 Deutsches Nationales System Emissionsinventare

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* ist Deutschland darüber hinaus verpflichtet, bis spätestens zum 31. Dezember 2005 **nationale** Inventar**systeme** nach dem Kyoto-Protokoll zu erstellen.

17.1.1 Aufgaben des Nationalen Systems

Das Nationale System soll die weitgehende Anwendung der methodischen Vorschriften aus den IPCC-Guidelines und den GPG durch ein ständiges Qualitätsmanagement und eine kontinuierliche Inventarverbesserung sicherstellen. Es beinhaltet alle institutionellen, rechtlichen und verfahrenstechnischen Einrichtungen und Vereinbarungen, die in einem in Anlage 1 der KRK genannten Mitgliedsland getroffen werden, zur Emissionsberechnung, -berichterstattung und Archivierung aller Inventarinformationen.

Somit hat das Nationale System alle Einrichtungen eines Staates in die Erstellung der Emissionsinventare einzubinden, die einen fachlich hochwertigen Beitrag hierfür leisten können. Es bestehen die folgenden Aufgaben:

- Aufbau der nationalen Koordinierungsstelle zur Emissionsberichterstattung[94]
- Festlegung / Dokumentation von institutionellen Einrichtungen, rechtlichen Vereinbarungen, Verfahren zur Emissionsberechnung und -berichterstattung
- Archivierung aller Inventarinformationen
- Initiierung von Maßnahmen zur Verbesserung der Emissionsinventare

Für die konkrete Institutionalisierung des Nationalen Systems werden den Vertragsstaaten weitgehende Gestaltungsspielräume eingeräumt. In Abbildung 76 wird ein Überblick über die sicherzustellenden Funktionen und die bei der Implementierung des Nationalen Systems zu beteiligenden Einrichtungen gegeben.

94 Die Koordinierungsstelle soll als zentrale Anlaufstelle für alle Teilnehmer am Nationalen System dienen. Sie hat den Rahmen für transparente, konsistente, vollständige, vergleichbare und genaue Inventare zu setzen.

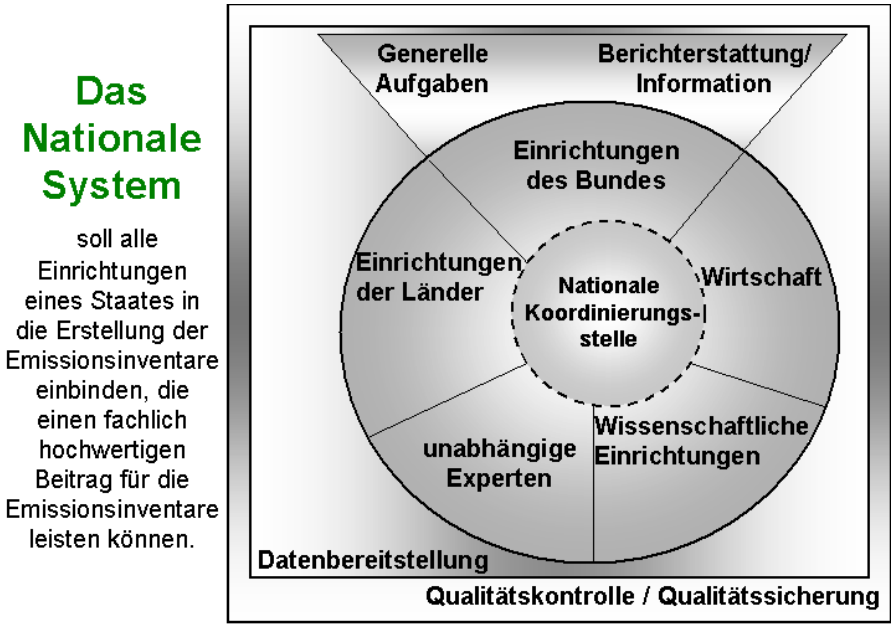


Abbildung 76: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems

17.1.2 Aufbau des Nationalen Systems

Die ***Koordinierungsstelle des Nationalen Systems*** ist am Umweltbundesamt im Fachgebiet I 4.6 angesiedelt. Sie dient als zentrale Anlaufstelle, koordiniert und informiert alle Teilnehmer des Nationalen Systems. Im Zeitraum 2003-05 hat die Koordinierungsstelle prioritär neue Datenquellen erschlossen und neu in das Nationale System einzubindende institutionellen Einrichtungen identifiziert. Weitere wesentliche Arbeiten bezogen sich auf die Einführung des Qualitätssystems Emissionsinventare und das Voranbringen der Institutionalisierung des Nationalen Systems (Mitarbeit am Referentenentwurf zum Klimaschutzstatistikgesetz und Entwurf einer Mustervereinbarung zwischen der Nationalen Koordinierungsstelle und Nichtregierungsorgnisationen).

17.1.3 Workshop zum Nationalen System

Das Umweltbundesamt hat im November 2004 einen Workshop zum Nationalen System Emissionsinventare durchgeführt. Die Teilnehmer 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 Inventarberichts (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 DESTATIS.

Der Workshop hat die Teilnehmer sowohl übergreifend als auch quellgruppenspezifisch über Anforderungen und den Stand der Emissionsberichterstattung zu Treibhausgasen informiert. Themenschwerpunkte waren dabei:

1. wesentliche Anforderungen aus den internationalen Richtlinien an die THG-Berichterstattung;
2. Stand der Umsetzung der internationalen Anforderungen in Deutschland;
3. Konkretisierung der Anforderungen vor dem Hintergrund der Erfahrungen der Nationalen Koordinierungsstelle mit der aktuellen Berichterstattung;
4. Konkretisierung der Anforderungen durch Erfahrungen und Ergebnisse aus den internationalen Überprüfungen von Treibhausgasinventaren;
5. Konkretisierung der Anforderungen vor dem Hintergrund der Berichterstattung anderer Länder;
6. Übergreifende Anforderungen bei der Umsetzung (z.B. Erschließung neuer Datenquellen, Sicherung der Bereitstellung von Mindestdatensätzen aus Daten, Unsicherheiten, Methoden und Dokumentationen, Institutionalisierung der Datenflüsse, Datenschutz/-geheimhaltung, Qualitätssicherung /–kontrolle u.a.).

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 sollen direkt in die Inventarverbesserung einfließen und sind in einem Workshopbericht zusammengefasst worden.

17.2 Deutsches Qualitäts-System Emissionsinventare

Die nationale Koordinierungsstelle ist seit 2002 mit der Entwicklung und Implementierung eines QK/QS-Systems (Qualitäts System Emissionsinventare - QSE) beschäftigt. Zur fachlichen Unterstützung des Umweltbundesamtes bei der Umsetzung der Anforderungen aus den *Good Practice Guidance* trägt ein Forschungsvorhaben bei. Im QSE sollen die Anforderungen des IPCC erfüllt und die nationalen Gegebenheiten in Deutschland, sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA berücksichtigt werden. Das QSE soll in seinen Verfahrensabläufen soweit flexibel gestaltet werden, dass auch zukünftige veränderte Anforderungen routinemäßig berücksichtigt werden können. Im Rahmen des Vorhabens wird ein ablauforganisatorisches Konzept erarbeit, dass die identifizierten Problembereiche in der Emissionsberichterstattung adressiert und Verbindlichkeiten für das Verfahren transparent festlegt. Hierbei werden Inventarerstellung und QK/QS-Maßnahmen zielgruppenorientiert verzahnt.

17.2.1 Aufgaben des Qualitäts-Systems Emissionen

Durch die Koordinierungsstelle müssen die Verfahren zu QK/QS beschrieben, eingeführt, aktualisiert und dokumentiert werden. Dieses betrifft sowohl Verfahren zur Qualitätskontrolle und -sicherung innerhalb des UBA, als auch zu externen Datenlieferanten und Organisationen im Rahmen des NaSE. Die wesentlichen Elemente eines QK/QS-Systems, welches den Mindestanforderungen der IPCC GPG (2000: Kapitel 8.3) entspricht, sind:

- Die Benennung eines Koordinators für das QK/QS-System. Der QK/QS-Koordinator ist für die Aufrechterhaltung des Systems und Umsetzung des QK/QS-Plans verantwortlich und dient als Ansprechpartner für alle Fachbereiche innerhalb des UBA und für alle Fachexperten im Rahmen des NaSE;
- 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 (Reviews, Audits),
- Definition der Dokumentations-, Aufzeichnungs- 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).

Aus den genannten Elementen des QK/QS-Systems ergibt sich das Soll-Konzept für einen IPCC-konformen Prozess der Emissionsberichterstattung (siehe Abbildung 77).

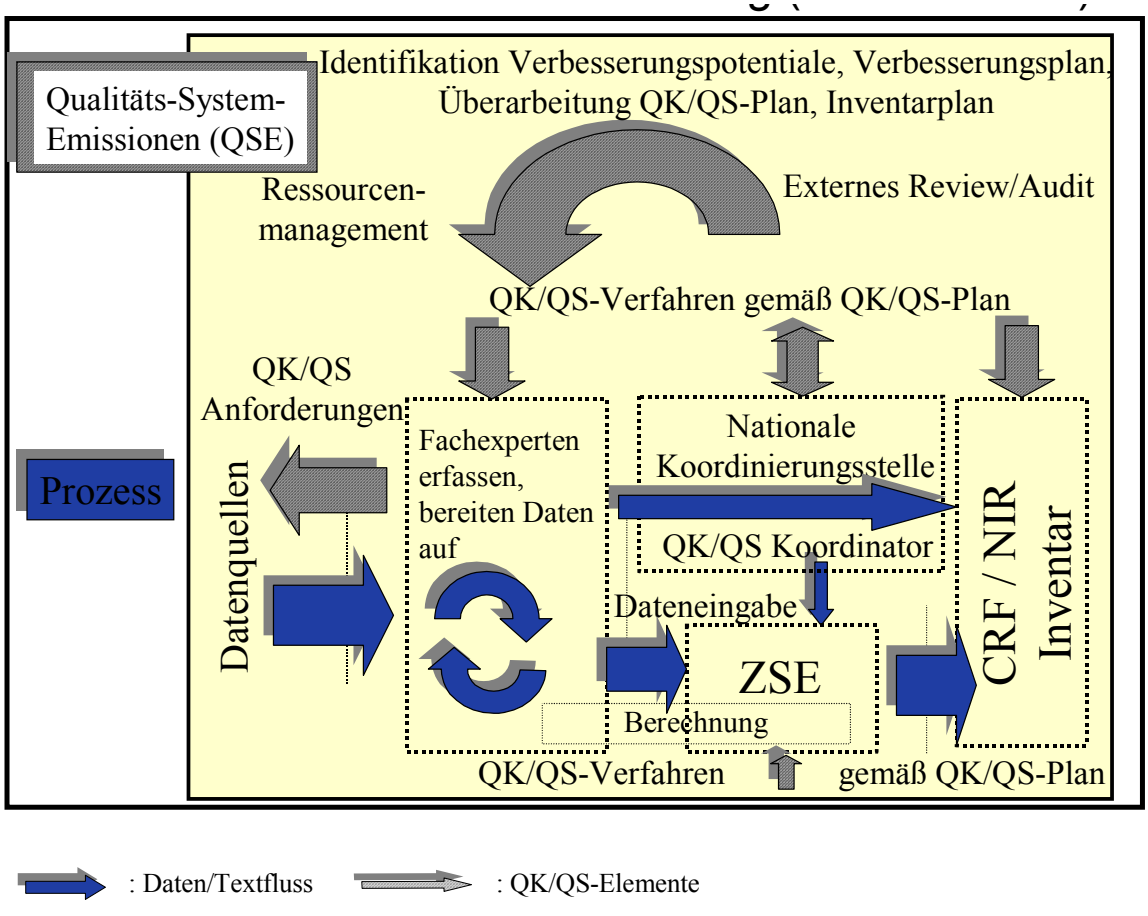


Abbildung 77: Soll-Konzept Prozess Emissionsberichterstattung

Der Geltungsbereich des QSE umfasst den gesamten Prozess der Emissions-berichterstattung:

- Datengewinnung einschließlich der Auswahl der Methoden und Datenquellen

- Datenaufbereitung und Emissionsberechnung
- Berichterstattung

Der Begriff „Daten“ umfasst dabei sowohl Daten im Sinne von Zahlenwerten (Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und Unsicherheiten oder Datenmaterial und Berechnungsvorschriften, aus denen diese Angaben gewonnen werden können) als auch Textteile und Dokumentationen, wie sie z.B. in den nationalen Inventarbericht einfließen.

Das QSE ist verbindlich für alle Teilnehmer des NaSE. Im Umweltbundesamt wird die Verbindlichkeit über die UBA-Hausanordnung 11/2005 hergestellt. Regelungen zur Verbindlichkeit für andere NaSE-Teilnehmer sind im Rahmen des Referentenentwurfs zum Klimaschutzstatistikgesetz vorgesehen.

17.2.2 Aufbau des Qualitäts-Systems Emissionen

17.2.2.1 Aufbauorganisation

Im Rahmen des QSE wurde ein Konzept zur Aufbauorganisation entwickelt, dass die Zuständigkeiten für die Umsetzung der erforderlichen QK und QS-Maßnahmen verbindlich festlegt. Die festgelegten Rollen und Verantwortlichkeiten sollen einen effektiven Informationsaustausch und die anforderungskonforme Durchführung von QK und QS sicherstellen (siehe Tabelle 165).

Tabelle 165: Rollen und Verantwortlichkeiten im QSE

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 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	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 Ansprech-partner (quellgruppen-spezifisch) in der Nationalen Koordinierungsstelle (FAP)	Betreuung der fachlichen Zuarbeiten (QK/QS, Inventararbeit und Berichterstattung)	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
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 von fachlichen Verantwortlichkeiten zur Emissionsberichterstattung im FG	Alle betroffenen Fachgebietsleiter
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 FG-Leiter 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 FG für NIR Zuarbeiten koordiniert Zuarbeiten (Einsammlung von FG und Verteilung in nationaler Koordinierungsstelle)	Ein benannter Mitarbeiter aus der Nationalen Koordinierungsstelle

17.2.2.2 Ablauforganisation

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

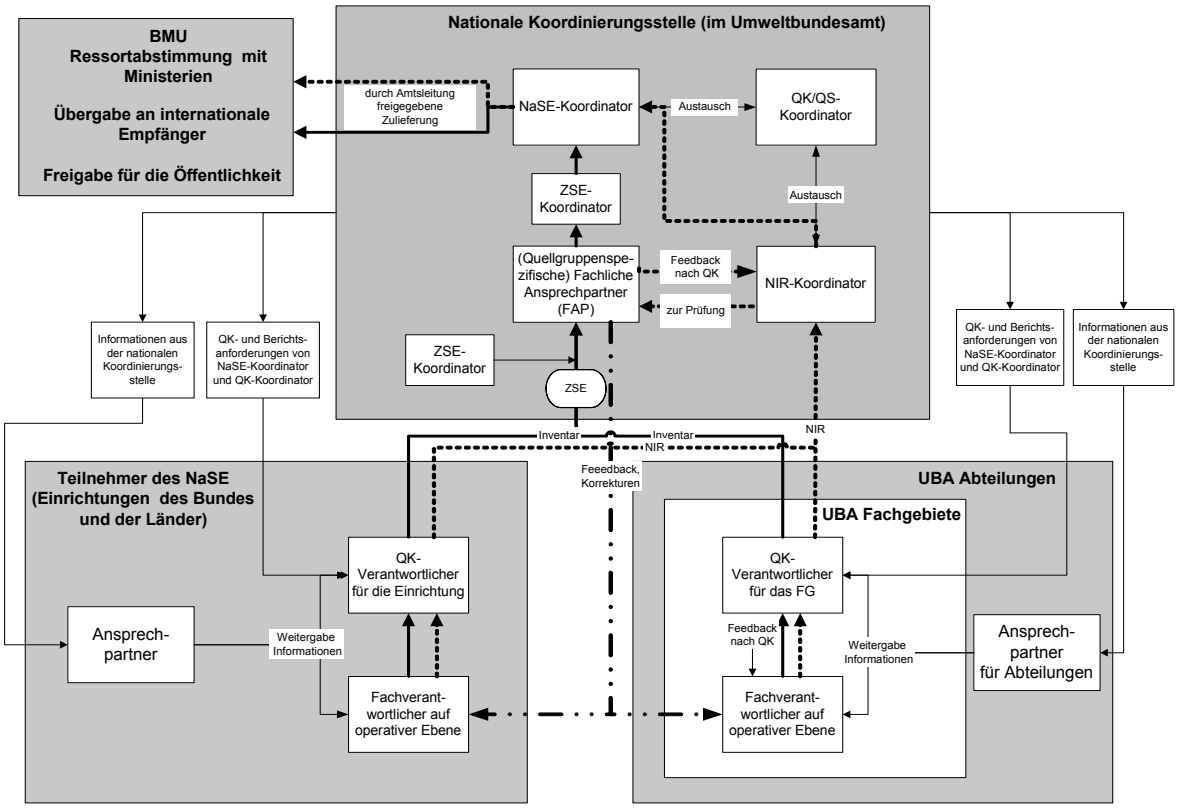


Tabelle 166: Rollen und Aufgaben im QSE

Die durchzuführenden QK-Prüfungen sind für Tier 1 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 Qualitätsziel definiert, dessen Einhaltung jeweils zu bestätigen oder dessen Nichteinhaltung zu begründen ist.

17.2.2.3 Dokumentationssystem

Für den gesamten Prozess der Emissionsberichterstattung werden mit dem QSE die gemäß IPCC erforderlichen QK/QS-Maßnahmen eingeführt. Die Durchführung, Beschreibung und Dokumentation der QK/QS-Maßnahmen erfolgt weitgehend gemeinsam mit den entsprechenden Inventarbeiträgen. Hierzu wurde ein Dokumentationssystem entwickelt, das zielgruppenorientiert und aufgabenspezifisch die Maßnahmen beider Aspekte integriert darstellt. Das Dokumentationssystem wurde in 2004 im UBA eingeführt. Die Zusammenhänge zwischen den unterschiedlichen Elementen sind in Abbildung 78 dargestellt.

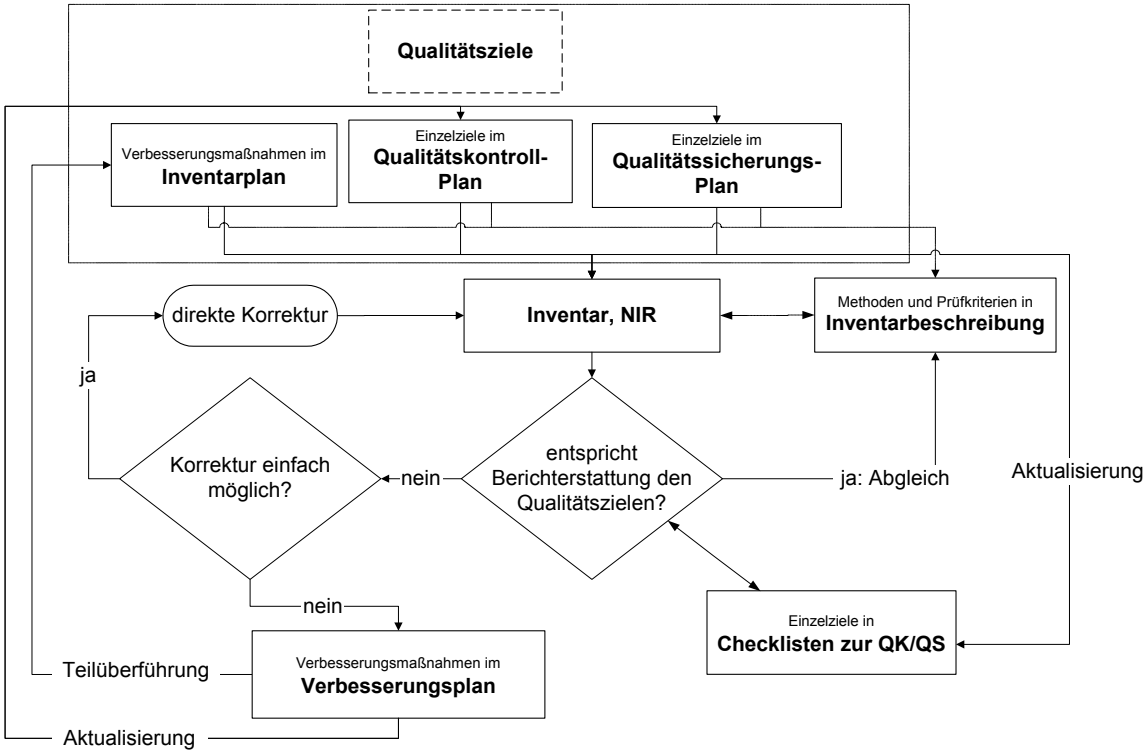


Abbildung 78: Steuerung und Dokumentation im Rahmen des NaSE und des QSE

Die allgemeine Beschreibung der **Qualitätsziele** erfolgt im QSE-Handbuch und leitet sich aus den *IPCC Good Practice Guidance* ab. 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.

Um die Durchführung und Kontrolle von Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele transparent und effektiv zu steuern, sind sie im **Qualitätskontrollplan (QK-Plan)** rollenspezifisch sowie gegebenenfalls quellgruppenspezifisch vorgegeben. Der Plan hat den Charakter eines Vorgabedokuments für die Qualitätskontrolle. Bei dem Qualitätskontrollplan handelt es sich um eine Tabelle, die aus einem Masterdokument generiert wird, das auch für die Erstellung der **Checklisten zur Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung** genutzt wird.

Im **Qualitätssicherungsplan (QS-Plan)** werden rollenspezifisch die zu erfüllenden Einzelziele bei der Qualitätssicherung 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. Der

Plan hat den Charakter eines Vorgabedokuments.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 gesamte Dokumentation des QSE hinsichtlich der Aufbau- und Ablauforganisation erfolgt im Rahmen des QSE-Handbuchs.

17.2.3 Qualitätsziele

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 Qualitätsziele[95]: (siehe Abbildung 79).

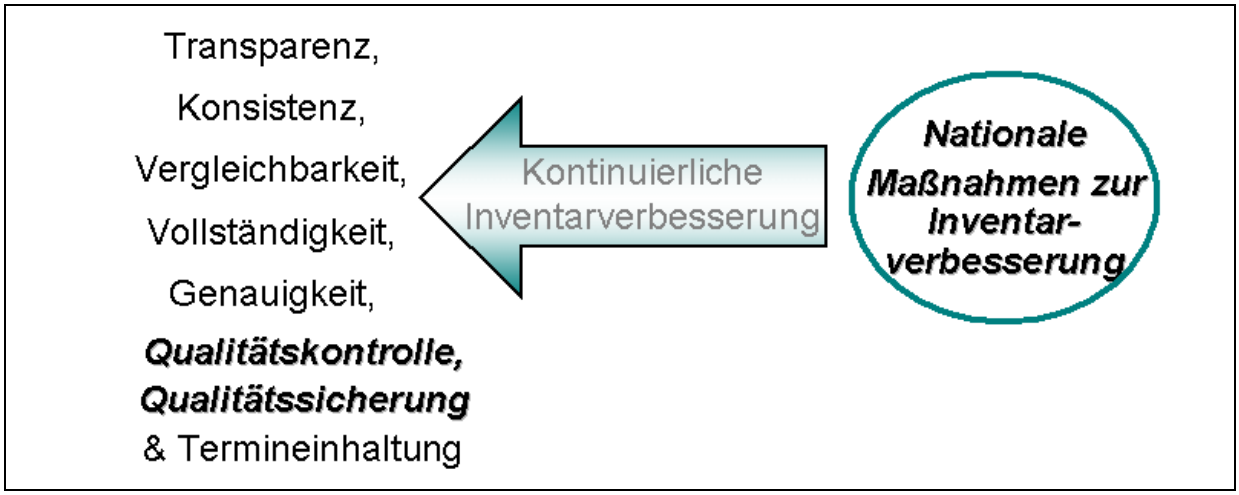


Abbildung 79: Allgemeine Qualitätsziele des QSE

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

[95] Zu den Erläuterungen/Definitionen siehe auch Annex 3 (Glossar) der *IPCC Good Practice Guidance*

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 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.

17.3 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 14f 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 Fachverantworlichen 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-Mitarbeitern 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.

17.3.1 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.

17.3.2 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 167 dargestellt.

Tabelle 167: 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. Dieselkraftstoff*Energiebilanz	Energie, Energiebilanz, Korrekturfaktor Energiebilanz
Massna:Name	Maßnahme: konventionell, Minderungstechnik	Emissionstandard (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 168: Zuordnung der ZSE-Strukturelemente (erste Zeile) und TREMOD-Kategorie (zweite Zeile)

SE:Name (ID)	EmiGru	Technik	Massna	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

17.3.3 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, 2003b). Außerdem ist die Integration der neuen Strukturen und Ergebnisse des Handbuch 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.

17.4 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. 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 1 Unsicherheitenanalyse sind nach den Vorgaben von Tabelle 6.1 der IPCC Good Practice Guidance in Tabelle 169 dargestellt. Der derzeitige Arbeitsstand lässt eine Erstellung der Tabelle 6.2 der IPCC Good Practice Guidance bisher noch nicht zu.

Tabelle 169: Unsicherheitenberechnung nach Tier 1 (gemäß Tabelle 6.1 GPG)

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	N_2O	153,7	97,5	7	50	**50,5**	0,004838	-0,000023	0,000078	-0,001135	0,000776	**0,001375**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	18463,3	26118,3	7	3	**7,6**	0,195488	0,008853	0,021002	0,026560	0,207907	**0,209597**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CH_4	3,5	7,8	7	50	**50,5**	0,000387	0,000004	0,000006	0,000198	0,000062	**0,000208**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	N_2O	98,5	21,1	7	50	**50,5**	0,001048	-0,000048	0,000017	-0,002391	0,000168	**0,002397**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	8474,8	4697,2	7	3	**7,6**	0,035157	-0,001798	0,003777	-0,005395	0,037391	**0,037778**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CH_4	8,1	4,2	7	50	**50,5**	0,000210	-0,000002	0,000003	-0,000096	0,000034	**0,000102**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	N_2O	61,3	31,4	**7**	50	**50,5**	0,001557	-0,000015	0,000025	-0,000754	0,000250	**0,000794**	D	R
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CO_2	1251,0	506,1	**7**	3	**7,6**	0,003788	-0,000416	0,000407	-0,001248	0,004029	**0,004218**	**D**	R
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CH_4	12,8	1,3	**7**	50	**50,5**	0,000063	-0,000007	0,000001	-0,000369	0,000010	**0,000369**	**D**	R
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	N_2O	3337,6	3311,1	5	50	**50,2**	0,163520	0,000467	0,002663	0,023334	0,018827	**0,029982**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	306429,7	291320,9	5	3	**5,8**	1,669451	0,032571	0,234252	0,097713	1,656414	**1,659293**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CH_4	109,1	87,8	5	50	**50,2**	0,004334	-0,000001	0,000071	-0,000062	0,000499	**0,000503**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	N_2O	0,1	1,1	2	50	**50,0**	0,000053	0,000001	0,000001	0,000039	0,000002	**0,000039**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CO_2		0,0	2	3	**3,6**	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	**0,000000**	R	R
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CH_4	0,0	0,0	2	125	**125,0**	0,000002	0,000000	0,000000	0,000002	0,000000	**0,000002**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	N_2O	8,6	3,7	7	75	**75,3**	0,000271	-0,000003	0,000003	-0,000203	0,000029	**0,000205**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CO_2	1028,7	725,0	7	1	**7,1**	0,005038	-0,000094	0,000583	-0,000094	0,005771	**0,005772**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CH_4	0,4	0,3	7	75	**75,3**	0,000026	0,000000	0,000000	0,000003	0,000003	**0,000004**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	N_2O	167,4	57,7	5	75	**75,2**	0,004262	-0,000064	0,000046	-0,004783	0,000328	**0,004794**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	16008,9	18160,4	5	3	**5,8**	0,104071	0,004070	0,014603	0,012210	0,103258	**0,103977**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CH_4	9,9	7,6	5	75	**75,2**	0,000560	0,000000	0,000006	-0,000031	0,000043	**0,000053**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	N_2O	24,1	4,9	8	75	**75,4**	0,000366	-0,000012	0,000004	-0,000892	0,000045	**0,000894**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2	2381,3	487,9	8	1	**8,1**	0,003866	-0,001174	0,000392	-0,001174	0,004439	**0,004592**	R	R
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CH_4	0,8	0,1	8	75	**75,4**	0,000010	0,000000	0,000000	-0,000031	0,000001	**0,000031**	R	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	N_2O	4,6	5,4	**75**	50	**90,1**	0,000478	0,000001	0,000004	0,000064	0,000460	**0,000465**	D	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	CH_4	0,5	1,0	**75**	50	**90,1**	0,000090	0,000000	0,000001	0,000024	0,000087	**0,000090**	**D**	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	N_2O	22,5	7,0	7	50	**50,5**	0,000347	-0,000009	0,000006	-0,000458	0,000056	**0,000461**	R	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CO_2	2701,7	1486,6	7	5	**8,6**	0,012568	-0,000582	0,001195	-0,002910	0,011834	**0,012186**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CH_4	2,2	1,2	7	50	**50,5**	0,000061	0,000000	0,000001	-0,000021	0,000010	**0,000023**	R	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	N_2O	4,9	1,2	5	50	**50,2**	0,000062	-0,000002	0,000001	-0,000111	0,000007	**0,000111**	R	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CO_2	488,4	216,4	5	5	**7,1**	0,001504	-0,000147	0,000174	-0,000736	0,001230	**0,001434**	R	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CH_4	0,4	0,2	5	50	**50,2**	0,000009	0,000000	0,000000	-0,000007	0,000001	**0,000007**	R	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	N_2O	3,3	0,2	**7**	50	**50,5**	0,000011	-0,000002	0,000000	-0,000100	0,000002	**0,000100**	D	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CO_2	333,1	4,6	**7**	5	**8,6**	0,000039	-0,000216	0,000004	-0,001078	0,000036	**0,001078**	**D**	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CH_4	2,4	0,0	**7**	50	**50,5**	0,000000	-0,000002	0,000000	-0,000079	0,000000	**0,000079**	**D**	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	N_2O	607,4	248,2	5	50	**50,2**	0,012259	-0,000200	0,000200	-0,010000	0,001411	**0,010099**	R	R
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	56384,0	18858,2	5	5	**7,1**	0,131053	-0,021921	0,015164	-0,109607	0,107225	**0,153333**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CH_4	19,0	6,5	5	50	**50,2**	0,000323	-0,000007	0,000005	-0,000362	0,000037	**0,000364**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	N_2O	20,3		2	**150**	**150,0**	0,000000	-0,000013	0,000000	-0,002008	0,000000	**0,002008**	R	D
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	CH_4	7,8		2	**75**	**75,0**	0,000000	-0,000005	0,000000	-0,000386	0,000000	**0,000386**	R	**D**
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	N_2O	380,8	239,6	8	50	**50,6**	0,011925	-0,000058	0,000193	-0,002893	0,002180	**0,003623**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	45751,0	50214,1	8	5	**9,4**	0,465568	0,010274	0,040377	0,051370	0,456818	**0,459697**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CH_4	28,6	37,7	8	50	**50,6**	0,001877	0,000012	0,000030	0,000577	0,000343	**0,000671**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	N_2O	266,6	103,8	6	50	**50,4**	0,005139	-0,000092	0,000083	-0,004594	0,000708	**0,004648**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	28391,5	19040,6	6	1,5	**6,2**	0,115733	-0,003367	0,015311	-0,005051	0,129915	**0,130013**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CH_4	24,9	13,2	6	50	**50,4**	0,000652	-0,000006	0,000011	-0,000291	0,000090	**0,000304**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	N_2O	48,8	17,9	**20**	5	**20,6**	0,000362	-0,000018	0,000014	-0,000088	0,000407	**0,000416**	D	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2	1922,7	384,6	**20**	**7**	**21,2**	0,008009	-0,000956	0,000309	-0,006690	0,008747	**0,011012**	**D**	D
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CH_4	25,4	0,7		50	**50,0**	0,000034	-0,000016	0,000001	-0,000808	0,000000	**0,000808**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	N_2O	1017,4	465,6	12	50	**51,4**	0,023531	-0,000295	0,000374	-0,014745	0,006354	**0,016056**	R	R
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	120249,8	59416,9	12	**7**	**13,9**	0,811244	-0,031305	0,047777	-0,219135	0,810809	**0,839900**	R	D
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CH_4	173,8	66,1	12	50	**51,4**	0,003342	-0,000061	0,000053	-0,003059	0,000902	**0,003189**	R	R
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N_2O	18,2	63,3	**75**	200	**213,6**	0,013292	0,000039	0,000051	0,007787	0,005400	**0,009476**	D	R
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	2897,4	4287,7	**75**	5	**75,2**	0,316745	0,001542	0,003448	0,007708	0,365689	**0,365770**	**D**	R
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH_4	0,8	1,1	**75**	200	**213,6**	0,000240	0,000000	0,000001	0,000076	0,000097	**0,000123**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	N_2O	705,3	1040,8	**20**	**75**	**77,6**	0,079394	0,000373	0,000837	0,027965	0,023670	**0,036638**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	54458,1	79943,3	**20**	**7**	**21,2**	1,664822	0,028442	0,064283	0,199095	1,818190	**1,829058**	**D**	**D**

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CH_4	40,5	28,8	**20**	**40**	**44,7**	0,001265	-0,000004	0,000023	-0,000141	0,000655	**0,000670**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	95794,5	79848,0	**20**	**7**	**21,2**	1,662837	0,001182	0,064206	0,008272	1,816022	**1,816041**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O	2227,0	3028,5	**20**	**75**	**77,6**	0,231028	0,000970	0,002435	0,072751	0,068878	**0,100184**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CH_4	1276,7	199,8	**20**	**40**	**44,7**	0,008781	-0,000679	0,000161	-0,027172	0,004544	**0,027549**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	N_2O	0,1	0,1	**20**	**75**	**77,6**	0,000004	0,000000	0,000000	0,000000	0,000001	**0,000001**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CO_2	9,0	6,5	**20**	**7**	**21,2**	0,000135	-0,000001	0,000005	-0,000005	0,000148	**0,000148**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CH_4	0,0	0,0	**20**	**40**	**44,7**	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	**0,000000**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	N_2O		0,6	**20**	**75**	**77,6**	0,000047	0,000001	0,000001	0,000038	0,000014	**0,000040**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CO_2		44,4	**20**	**7**	**21,2**	0,000925	0,000036	0,000036	0,000250	0,001010	**0,001040**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CH_4		0,0	**20**	**40**	**44,7**	0,000001	0,000000	0,000000	0,000001	0,000001	**0,000001**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	CH_4		0,6	**20**	**40**	**44,7**	0,000028	0,000001	0,000001	0,000021	0,000015	**0,000025**	**D**	**D**
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	N_2O		23,3	**20**	**75**	**77,6**	0,001778	0,000019	0,000019	0,001406	0,000530	**0,001503**	**D**	**D**
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	N_2O	40,5	22,2	**20**	**75**	**77,6**	0,001693	-0,000009	0,000018	-0,000662	0,000505	**0,000832**	**D**	**D**
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CO_2	2825,5	1557,7	**20**	**7**	**21,2**	0,032439	-0,000606	0,001253	-0,004245	0,035428	**0,035681**	**D**	**D**
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CH_4	4,0	2,2	**20**	**40**	**44,7**	0,000097	-0,000001	0,000002	-0,000035	0,000050	**0,000061**	**D**	**D**

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	N_2O	0,7	0,6	**20**	**75**	**77,6**	0,000045	0,000000	0,000000	0,000000	0,000013	**0,000013**	**D**	**D**
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CO_2	53,7	53,8	**20**	**7**	**21,2**	0,001121	0,000008	0,000043	0,000056	0,001224	**0,001226**	**D**	**D**
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CH_4	0,2	0,2	**20**	**40**	**44,7**	0,000007	0,000000	0,000000	0,000001	0,000004	**0,000004**	**D**	**D**
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	N_2O	29,2	11,0	**20**	**75**	**77,6**	0,000836	-0,000010	0,000009	-0,000780	0,000249	**0,000819**	**D**	**D**
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2	2049,8	769,3	**20**	**7**	**21,2**	0,016021	-0,000730	0,000619	-0,005110	0,017497	**0,018227**	**D**	**D**
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CH_4	1,7	0,7	**20**	**40**	**44,7**	0,000029	-0,000001	0,000001	-0,000025	0,000015	**0,000029**	**D**	**D**
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	N_2O	5,3	5,5	**20**	50	**53,9**	0,000290	0,000001	0,000004	0,000046	0,000125	**0,000133**	D	R
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CO_2	637,3	811,2	**20**	**7**	**21,2**	0,016893	0,000233	0,000652	0,001631	0,018449	**0,018521**	**D**	D
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CH_4	0,1	0,6	**20**	**40**	**44,7**	0,000027	0,000000	0,000000	0,000018	0,000014	**0,000022**	**D**	D
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	N_2O	52,3	41,4	**20**	**75**	**77,6**	0,003159	-0,000001	0,000033	-0,000083	0,000942	**0,000945**	**D**	D
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	3634,3	2887,5	**20**	**7**	**21,2**	0,060133	-0,000069	0,002322	-0,000484	0,065673	**0,065675**	**D**	D
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CH_4	9,8	6,4	**20**	**40**	**44,7**	0,000281	-0,000001	0,000005	-0,000051	0,000146	**0,000154**	**D**	D
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	N_2O	3,9	6,5	**75**	50	**90,1**	0,000575	0,000003	0,000005	0,000131	0,000553	**0,000569**	**D**	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	CH_4	26,0	39,6	**75**	100	**125,0**	0,004859	0,000015	0,000032	0,001467	0,003373	**0,003679**	**D**	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	N_2O	25,7	52,1	11	35	**36,7**	0,001878	0,000025	0,000042	0,000875	0,000652	**0,001091**	R	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	13633,4	27227,0	11	2,5	**11,3**	0,301850	0,012922	0,021893	0,032306	0,340581	**0,342110**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CH_4	0,7	1,2	11	100	**100,6**	0,000119	0,000001	0,000001	0,000053	0,000015	**0,000055**	R	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	N_2O	63,3	47,1	10	70	**70,7**	0,003276	-0,000004	0,000038	-0,000262	0,000536	**0,000596**	R	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	27280,4	20262,7	10	5	**11,2**	0,222646	-0,001654	0,016293	-0,008271	0,230422	**0,230571**	R	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CH_4	0,2	0,1	10	200	**200,2**	0,000027	0,000000	0,000000	-0,000003	0,000002	**0,000004**	R	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	N_2O	48,9	8,3	9	100	**100,4**	0,000818	-0,000025	0,000007	-0,002548	0,000085	**0,002549**	R	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	20901,8	1204,6	9	10	**13,5**	0,015928	-0,012781	0,000969	-0,127805	0,012329	**0,128399**	R	R
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CH_4	1057,5	23,2	9	150	**150,3**	0,003423	-0,000677	0,000019	-0,101566	0,000237	**0,101567**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	N_2O	43,1	90,9	**75**	50	**90,1**	0,008055	0,000045	0,000073	0,002239	0,007755	**0,008072**	D	R
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	CH_4	234,9	472,8	**75**	100	**125,0**	0,058080	0,000226	0,000380	0,022558	0,040322	**0,046203**	**D**	R
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	N_2O	54,3	103,9	11	35	**36,7**	0,003746	0,000048	0,000084	0,001673	0,001299	**0,002118**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	31691,8	60536,0	11	2,5	**11,3**	0,671128	0,027820	0,048677	0,069550	0,757240	**0,760427**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CH_4	13,1	25,0	11	100	**100,6**	0,002469	0,000011	0,000020	0,001148	0,000312	**0,001189**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	N_2O	144,2	150,8	9	50	**50,8**	0,007532	0,000026	0,000121	0,001322	0,001544	**0,002033**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	56162,5	58965,0	9	5	**10,3**	0,596637	0,010460	0,047414	0,052299	0,603482	**0,605744**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CH_4	1,4	3,7	9	100	**100,4**	0,000370	0,000002	0,000003	0,000207	0,000038	**0,000210**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	N_2O	557,7	48,6	9	100	**100,4**	0,004792	-0,000328	0,000039	-0,032784	0,000497	**0,032787**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	41425,1	2941,5	9	20	**21,9**	0,063402	-0,024880	0,002365	-0,497603	0,030105	**0,498513**	R	R
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CH_4	950,2	76,9	9	150	**150,3**	0,011351	-0,000563	0,000062	-0,084503	0,000787	**0,084506**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	N_2O		2,9	2	50	**50,0**	0,000144	0,000002	0,000002	0,000118	0,000007	**0,000118**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	CH_4		17,3	2	100	**100,0**	0,001702	0,000014	0,000014	0,001392	0,000039	**0,001393**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	N_2O	0,9	1,6	11	35	**36,7**	0,000058	0,000001	0,000001	0,000025	0,000020	**0,000032**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CO_2	479,2	847,9	11	2,5	**11,3**	0,009400	0,000366	0,000682	0,000916	0,010606	**0,010645**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CH_4	0,0	0,0	11	100	**100,6**	0,000004	0,000000	0,000000	0,000001	0,000000	**0,000002**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	N_2O	82,1	61,2	20	75	**77,6**	0,004672	-0,000005	0,000049	-0,000356	0,001393	**0,001438**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	8088,7	5730,8	20	2,5	**20,2**	0,113521	-0,000713	0,004608	-0,001783	0,130339	**0,130351**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CH_4	14,1	8,9	20	200	**201,0**	0,001749	-0,000002	0,000007	-0,000429	0,000201	**0,000474**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	N_2O	12,6	1,2	7	50	**50,5**	0,000058	-0,000007	0,000001	-0,000367	0,000009	**0,000367**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	4750,9	76,3	7	10	**12,2**	0,000915	-0,003064	0,000061	-0,030642	0,000607	**0,030648**	R	R
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CH_4	260,6	0,3	7	100	**100,2**	0,000026	-0,000171	0,000000	-0,017121	0,000002	**0,017121**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	N_2O	0,8	1,0	11	35	**36,7**	0,000038	0,000000	0,000001	0,000011	0,000013	**0,000017**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CO_2	509,5	653,1	11	1	**11,0**	0,007090	0,000190	0,000525	0,000190	0,008170	**0,008172**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CH_4	0,0	0,0	11	100	**100,6**	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	**0,000000**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	N_2O	59,7	12,8	20	70	**72,8**	0,000917	-0,000029	0,000010	-0,002027	0,000292	**0,002048**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	6659,1	1355,8	20	2	**20,1**	0,026782	-0,003291	0,001090	-0,006581	0,030835	**0,031530**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CH_4	26,6	5,7	20	50	**53,9**	0,000302	-0,000013	0,000005	-0,000644	0,000130	**0,000657**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	N_2O	15,1	0,6	7	50	**50,5**	0,000029	-0,000009	0,000000	-0,000473	0,000005	**0,000473**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CO_2	4657,3	43,7	7	3	**7,6**	0,000327	-0,003029	0,000035	-0,009087	0,000348	**0,009093**	R	R
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CH_4	210,3	0,3	7	50	**50,5**	0,000015	-0,000138	0,000000	-0,006904	0,000002	**0,006904**	R	R
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	25644,4	6871,3	3	40	**40,1**	0,270880	-0,011344	0,005525	-0,453760	0,023441	**0,454365**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
1B1b. Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH_4	127,2	19,4	3	10	**10,4**	0,000199	-0,000068	0,000016	-0,000681	0,000066	**0,000684**	R	R
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH_4			**7**	**150**	**150,2**	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	0,000000	**0,000000**	**D**	**D**
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH_4	226,6	137,4	1	20	**20,0**	0,002705	-0,000039	0,000111	-0,000771	0,000156	**0,000787**	R	R
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	6383,1	7214,0	18	37,5	**41,6**	0,294911	0,001601	0,005801	0,060046	0,147664	**0,159405**	R	R
1B2d. Fugitive Emissions from Fuels Other	Oil and Gas	CH_4	398,4		18	37,5	**41,6**	0,000000	-0,000262	0,000000	-0,009828	0,000000	**0,009828**	R	R
2A1. Mineral Products Cement Production		CO_2	15145,8	13373,4	1	20	**20,0**	0,263195	0,000789	0,010754	0,015781	0,015208	**0,021916**	R	R
2A2. Mineral Products Lime Production		CO_2	5890,8	5382,6	1	30	**30,0**	0,158788	0,000453	0,004328	0,013577	0,006121	**0,014893**	R	R
2A4. Soda Ash		CO_2	720,3	546,8	15	2	**15,1**	0,008132	-0,000034	0,000440	-0,000068	0,009327	**0,009327**	R	R
2A7. Glass Production		CO_2	1213,2	1455,7	5	**20**	**20,6**	0,029494	0,000372	0,001171	0,007447	0,008277	**0,011134**	R	D
2B1. Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	1747,4	1997,7	1	5	**5,1**	0,010011	0,000457	0,001606	0,002284	0,002272	**0,003221**	R	R
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	4673,4	6588,7	20	**75**	**77,6**	0,502620	0,002223	0,005298	0,166745	0,149850	**0,224185**	R	D
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	18804,6	3778,3	20	**7**	**21,2**	0,078683	-0,009332	0,003038	-0,065324	0,085931	**0,107942**	R	**D**
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO_2	443,2	15,9	20	**7**	**21,2**	0,000330	-0,000279	0,000013	-0,001952	0,000361	**0,001985**	R	**D**
2B5 Chemical Industry	other	N_2O	5,8	5,8	20	**75**	**77,6**	0,000440	0,000001	0,000005	0,000063	0,000131	**0,000146**	R	**D**

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
2B5 Chemical Industry	other	CH_4	331,4	405,0	20	**150**	**151,3**	0,060229	0,000108	0,000326	0,016143	0,009210	**0,018586**	R	**D**
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	other	CH_4	3,9	2,0	1	10	**10,0**	0,000020	-0,000001	0,000002	-0,000009	0,000002	**0,000010**	R	R
2C3. Aluminium Production		CO_2	1011,6	903,6	**7**	15	**16,6**	0,014700	0,000061	0,000727	0,000916	0,007193	**0,007251**	D	R
2C3. Aluminium Production		PFC	2486,0	431,0	5	15	**15,8**	0,006698	-0,001289	0,000347	-0,019334	0,002451	**0,019489**	R	R
2C4. SF_6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6	167,3	1217,5	**75**	**75**	**106,1**	0,126910	0,000869	0,000979	0,065168	0,103835	**0,122591**	**D**	**D**
2E. Production of Halocarbons and SF_6	production of HCFC-22	HFC	3510,0	1211,8	**75**	**40**	**85,0**	0,101227	-0,001335	0,000974	-0,053393	0,103348	**0,116325**	**D**	**D**
2E. Production of Halocarbons and SF_6	Fugitive emissions	SF_6		239,0	**75**	**75**	**106,1**	0,024914	0,000192	0,000192	0,014414	0,020384	**0,024965**	**D**	**D**
2E. Production of Halocarbons and SF_6		PFC	70,0		**75**	**75**	**106,1**	0,000000	-0,000046	0,000000	-0,003454	0,000000	**0,003454**	**D**	**D**
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC		7035,4	**75**	**75**	**106,1**	0,733378	0,005657	0,005657	0,424289	0,600036	**0,734891**	**D**	**D**
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	PFC	140,0	355,0	**75**	**75**	**106,1**	0,037006	0,000193	0,000285	0,014501	0,030277	**0,033571**	**D**	**D**
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	3728,4	2740,6	**75**	**75**	**106,1**	0,285685	-0,000249	0,002204	-0,018688	0,233742	**0,234488**	**D**	**D**
3D.Total Solvent and Other Product Use		N_2O	1922,0	1922,0	**75**	**20**	**77,6**	0,146620	0,000281	0,001545	0,005620	0,163924	**0,164020**	**D**	**D**
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	12581,5	9433,9	10	25	**26,9**	0,249646	-0,000691	0,007586	-0,017286	0,107280	**0,108664**	R	R
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	20011,6	14268,2	10	25	**26,9**	0,377572	-0,001692	0,011473	-0,042309	0,162254	**0,167679**	R	R

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
4A.3. Enteric Fermentation	Sheep	CH_4	544,2	443,2	10	25	**26,9**	0,011728	-0,000002	0,000356	-0,000042	0,005040	**0,005040**	R	R
4A.6. Enteric Fermentation	Horses	CH_4	185,6	191,4	10	**40**	**41,2**	0,007754	0,000032	0,000154	0,001271	0,002176	**0,002520**	R	D
4A.8. Enteric Fermentation	Swine	CH_4	970,8	836,5	**7**	**40**	**40,6**	0,033386	0,000034	0,000673	0,001359	0,006659	**0,006796**	**D**	**D**
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	8693,6	7840,3	**7**	**40**	**40,6**	0,312899	0,000585	0,006304	0,023391	0,062410	**0,066650**	**D**	**D**
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	5915,2	3890,2	**7**	**40**	**40,6**	0,155256	-0,000763	0,003128	-0,030539	0,030967	**0,043492**	**D**	**D**
4B3. Manure Management	Sheep	CH_4	12,6	10,3	**7**	**40**	**40,6**	0,000410	0,000000	0,000008	-0,000002	0,000082	**0,000082**	**D**	**D**
4B6. Manure Management	Horses	CH_4	28,0	28,9	**7**	**40**	**40,6**	0,001154	0,000005	0,000023	0,000192	0,000230	**0,000300**	**D**	**D**
4B8. Manure Management	Swine	CH_4	12262,2	11139,2	**7**	**40**	**40,6**	0,444555	0,000890	0,008957	0,035586	0,088670	**0,095545**	**D**	**D**
4B9. Manure Management	Poultry	CH_4	186,5	199,9	**7**	**40**	**40,6**	0,007979	0,000038	0,000161	0,001522	0,001591	**0,002202**	**D**	**D**
4B13. Manure Management Other	Dairy Cows	N_2O	1626,3	767,9	**7**	**75**	**75,3**	0,056848	-0,000452	0,000617	-0,033933	0,006113	**0,034479**	**D**	**D**
4B13. Manure Management Other	Other Cattle	N_2O	1335,4	984,5	**7**	**75**	**75,3**	0,072884	-0,000087	0,000792	-0,006518	0,007837	**0,010193**	**D**	**D**
4B13. Manure Management Other	Sheep	N_2O	15,0	10,4	**7**	**75**	**75,3**	0,000771	-0,000002	0,000008	-0,000113	0,000083	**0,000140**	**D**	**D**
4B13. Manure Management Other	Horses	N_2O	250,1	257,9	**7**	**75**	**75,3**	0,019092	0,000043	0,000207	0,003212	0,002053	**0,003812**	**D**	**D**
4B13. Manure Management Other	Swine	N_2O	784,8	414,2	**7**	**75**	**75,3**	0,030661	-0,000183	0,000333	-0,013748	0,003297	**0,014138**	**D**	**D**
4B13. Manure Management Other	Poultry	N_2O	462,9	491,5	**7**	**75**	**75,3**	0,036388	0,000091	0,000395	0,006802	0,003913	**0,007847**	**D**	**D**
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	27645,2	23686,3	**75**	**150**	**167,7**	3,903973	0,000858	0,019046	0,128734	2,020163	**2,024261**	**D**	**D**
4D2. Agricultural Soils	Animal Production	N_2O	2518,8	1910,2	**20**	**75**	**77,6**	0,145718	-0,000121	0,001536	-0,009088	0,043444	**0,044384**	**D**	**D**

A		B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O
IPCC Greenhouse Gas Source and Sink Categories	**Fuel Type**	**Direct Greenhouse Gas**	**Base Year emissions, 1990 GWP**	**Current Year emissions, 2003 GWP**	**Uncertainty**		**Combined uncertainty**	**Combined uncertainty as part of total national emissions in 2002**	**Type A sensitivity**	**Type B sensitivity**	**Uncertainty in trend in national emissions**		**Uncertainty introduced into the trend in total national emissions**	**Quality Indicator**	
					AD	**EF**					**introduced by emission factor uncertainty**	**introduced by activity data uncertainty**		**EF**	**AD**
			[Gg CO_2-Equivalent]		**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**	**[%]**		
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	13711,6	11156,3	**75**	**150**	**167,7**	1,838784	-0,000050	0,008971	-0,007505	0,951504	**0,951533**	**D**	**D**
4D4. Agricultural Soils	Other	CH_4	-672,0	-633,5	**75**	**75**	**106,1**	-0,066035	-0,000067	-0,000509	-0,005044	-0,054029	**0,054264**	**D**	**D**
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	31478,9	11655,0	25	38,5	**45,9**	0,525815	-0,011335	0,009372	-0,436410	0,331344	**0,547944**	R	R
6B1. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	CH_4	2226,2	112,0	100	**40**	**107,7**	0,011854	-0,001375	0,000090	-0,054982	0,012736	**0,056438**	R	D
6B1. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	N_2O	2213,4	2275,4	100	**40**	**107,7**	0,240851	0,000373	0,001830	0,014938	0,258753	**0,259184**	R	**D**
Total CO_2 Equivalent			**1243620,4**	**1017507,1**			**Total [%]**	**5,581134**				**Total [%]**	**4,285808**		

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 CO_2 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 CH_4 und N_2O 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.

[i] GGA – Gesellschaft für Glasrecycling und Abfallvermeidung