Texte

Texte
20/05
ISSN 0722-186X

Deutsches Treibhausgasinventar 1990 - 2003

Nationaler Inventarbericht 2005

Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen

Umwelt Bundes Amt
Für Mensch und Umwelt

Texte
20
05
ISSN
0722-186X

Deutsches Treibhausgasinventar 1990 – 2003

Nationaler Inventarbericht 2005

Berichterstattung unter der Klima-rahmenkonvention der Vereinten Nationen

Umweltbundesamt

Diese Publikation ist auch als Printfassung verfügbar

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

Redaktion: Fachgebiet I 4.6
Patrick Gniffke
Stephan Schiller

Dessau, August 2005

Kontakt

Dieser Bericht entstand im Rahmen der Arbeiten zum Aufbau des *Nationalen Systems Emissionsinventare* (NaSE) und dem *Qualitäts-System Emissionsinventare* (QSE) des Umweltbundesamtes. Beiträge zur Landwirtschaft, zur Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft wurden vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft und der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft 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, Stephan Schiller, Marion Dreher (UBA I 4.6)

Für die einzelnen Kapitel:

Zusammenfassung	Stephan Schiller (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), Astrid Wiemann (UBA I 4.5)
Kapitel 3.1.1 – 3.1.3, 3.1.4.6	Kathrin Werner (UBA I 4.5), Astrid Wiemann (UBA I 4.5), Rolf Beckers (UBA III 2.3)
Kapitel 3.1.4.1	Jacqueline Thomas (UBA III 2.2)
Kapitel 3.1.4.2 - 3.1.4.3	N.N.
Kapitel 3.1.4.4	N.N. (Markus Kollar (UBA III 2.3), N.N. (Sebastian Plickert) (UBA III 2.1)
Kapitel 3.1.4.5	N.N. (UBA I 1.4)
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	Volker Weiss (UBA II 2.3), Anja Behnke (UBA III 2.3)
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	Bernhard Kaster (UBA III 2.2), Horst Nöcker (UBA I 4.6)
Kapitel 3.2.2	Edda Hoffmann (UBA III 2.3), Franziska Wermann (UBA III 1.2) (UBA III 2.3)
Kapitel 4.1.1, 4.1.2	Maja Bernicke (UBA III 2.2)
Kapitel 4.1.3, 4.1.5 - 4.1.7	N.N.
Kapitel 4.1.4,	Karsten Karschunke (UBA III 2.3)
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 4.3.1	Jacqueline Thomas (UBA III 2.2)

Kapitel 4.3.2 + 4.3.5	N.N.
Kapitel 4.3.3	Rainer Remus (UBA III 2.2)
Kapitel 4.3.4	Katja Schwaab (UBA III 1.4)
Kapitel 4.4.1	N.N. (Markus Kollar) (III 2.3), N.N. (Sebastian Plickert) (UBA III 2.1)
Kapitel 4.4.2	Boje-Haderer (UBA I 1.4), Iyimen-Schwarz (UBA I 1.4)
Kapitel 4.5 - 4.6	Katja Schwaab (UBA III 1.4)
Kapitel 5	Folke Dettling (UBA III 1.4)
Kapitel 6	Ulrich Dämmgen (FAL), Ulrike Döring (UBA I 4.6)
Kapitel 7.1	Sigrid Strich (BMVEL)
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), Astrid Wiemann (UBA I 4.5)
Anhang 3	Autoren entsprechend der fachlichen Zuständigkeit in Kap. 3-8
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 I
TABELLENVERZEICHNIS IV
ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS VIII
EINHEITEN UND GRÖSSEN XIII

0 ZUSAMMENFASSUNG 1

0.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU TREIBHAUSGAS-INVENTAREN UND KLIMAWANDEL 3
0.2 EMISSIONEN VON TREIBHAUSGASEN SOWIE DEREN EINBINDUNG IN SENKEN (BEZOGEN AUF GWP) IM ZEITVERLAUF: 1990-2003 3
0.3 ÜBERBLICK ZU DEN EMISSIONSSCHÄTZUNGEN UND TRENDS DER QUELL- UND SENKENGRUPPEN 5

1 EINLEITUNG 1-8

1.1 HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU KLIMAWANDEL UND TREIBHAUSGAS-INVENTAREN 1-8
1.1.1 Der Treibhauseffekt 1-8
1.1.2 Klimawandel 1-8
1.1.3 Reduktionsverpflichtungen und Berichterstattung zu Treibhausgasen 1-9
1.2 INSTITUTIONELLE FESTLEGUNGEN UND RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE INVENTARERSTELLUNG 1-10
1.2.1 Institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung 1-11
1.2.2 Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung 1-12
1.3 KURZBESCHREIBUNG DER INVENTARERSTELLUNG 1-13
1.3.1 Festlegung der Berechnungsgrundlagen 1-15
1.3.2 Datengewinnung 1-16
1.3.3 Datenaufbereitung und Emissionsberechnung 1-17
1.3.4 Berichterstellung 1-18
1.4 ÜBERBLICK ÜBER DIE VERWENDETEN METHODEN UND DATENQUELLEN 1-20
1.4.1 Datenquellen 1-20
1.4.1.1 Energie 1-20
1.4.1.2 Industrieprozesse 1-22
1.4.1.3 Lösemittel- und andere Produktverwendung 1-23
1.4.1.4 Landwirtschaft 1-24
1.4.1.5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 1-25
1.4.1.6 Abfall und Abwasser 1-26
1.4.2 Methoden 1-28
1.5 KURZBESCHREIBUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN 1-28
1.6 INFORMATIONEN ZUM QUALITÄTSSICHERUNGS- UND -KONTROLLPLAN 1-31
1.7 GENERELLE UNSICHERHEITENSCHÄTZUNG 1-32
1.7.1 Vorgehen zur Unsicherheitsbestimmung nach Tier 1, Kap 6 der GPG 1-33
1.7.2 Ergebnisse der Unsicherheitenschätzung 1-34
1.8 GENERELLE PRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT 1-35

2 TRENDS DER TREIBHAUSGASE 2-1

2.1 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR AGGREGIERTE TREIBHAUSGASEMISSIONEN 2-3
2.2 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH TREIBHAUSGASEN 2-4
2.3 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH QUELLKATEGORIEN 2-6
2.4 BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR INDIREKTE TREIBHAUSGASE UND SO_2 2-7

3 ENERGIE (CRF 1) 3-1

3.1 VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE (1.A) 3-1
3.1.1 Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (1.A.1a) 3-13
3.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1a) 3-13

3.1.1.2 Methodische Aspekte (1.A.1a) 3-14
3.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1a) 3-15
3.1.1.3.1 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren 3-16
3.1.1.3.2 Ergebnis für N_2O 3-16
3.1.1.3.3 Ergebnis für CH_4 3-17
3.1.1.3.4 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 3-17
3.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1a) 3-18
3.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1a) 3-19
3.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1a) 3-19
3.1.2 Mineralölraffinerien (1.A.1b) 3-20
3.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1b) 3-20
3.1.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1b) 3-21
3.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1b) 3-21
3.1.2.3.1 Ergebnis für N_2O 3-21
3.1.2.3.2 Ergebnis für CH_4 3-21
3.1.2.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 3-21
3.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1b) 3-22
3.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1b) 3-22
3.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1b) 3-22
3.1.3 Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (1.A.1c) 3-22
3.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1c) 3-22
3.1.3.2 Methodische Aspekte (1.A.1c) 3-24
3.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.1c) 3-25
3.1.3.3.1 Ergebnis für N_2O 3-26
3.1.3.3.2 Ergebnis für CH_4 3-26
3.1.3.3.3 Zeitreihenkonsistenz der Emissionsfaktoren 3-26
3.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.1c) 3-26
3.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1c) 3-26
3.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.1c) 3-26
3.1.4 Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2) 3-27
3.1.4.1 Verarbeitendes Gewerbe - Eisenschaffende Industrie (1.A.2a) 3-28
3.1.4.2 Verarbeitendes Gewerbe – Nicht-Eisenmetalle (1.A.2b) 3-28
3.1.4.3 Verarbeitendes Gewerbe – Chemische Industrie (1.A.2c) 3-28
3.1.4.4 Verarbeitendes Gewerbe - Zellstoff- und Papierindustrie (1.A.2d) 3-28
3.1.4.5 Verarbeitendes Gewerbe – Nahrungsmittel- und Getränke (1.A.2e) 3-28
3.1.4.6 Verarbeitendes Gewerbe - Weitere Stromeigenerzeuger (1.A.2f) 3-28
3.1.5 Transport 3-29
3.1.5.1 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3a) 3-29
3.1.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3a) 3-29
3.1.5.1.2 Methodische Aspekte (1.A.3a) 3-30
3.1.5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3a) 3-32
3.1.5.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3a) 3-32
3.1.5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3a) 3-32
3.1.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3a) 3-33
3.1.5.2 Transport - Straßenverkehr (1.A.3b) 3-34
3.1.5.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3b) 3-34
3.1.5.2.2 Methodische Aspekte (1.A.3b) 3-36
3.1.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3b) 3-38
3.1.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3b) 3-38
3.1.5.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3b) 3-39
3.1.5.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3b) 3-39
3.1.5.3 Transport - Schienenverkehr (1.A.3c) 3-39
3.1.5.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3c) 3-39
3.1.5.3.2 Methodische Aspekte (1.A.3c) 3-40
3.1.5.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3c) 3-41
3.1.5.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3c) 3-41
3.1.5.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3c) 3-41
3.1.5.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3c) 3-41
3.1.5.4 Transport - Schiffsverkehr (1.A.3d) 3-42
3.1.5.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3d) 3-42
3.1.5.4.2 Methodische Aspekte (1.A.3d) 3-42
3.1.5.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3d) 3-44
3.1.5.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3d) 3-44
3.1.5.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3d) 3-44
3.1.5.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3d) 3-44
3.1.5.5 Transport - Übriger Verkehr (1.A.3e) 3-44
3.1.5.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3e) 3-44
3.1.5.5.2 Methodische Aspekte (1.A.3e) 3-45

3.1.5.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3e) 3-45
3.1.5.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3e) 3-46
3.1.5.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3e) 3-46
3.1.5.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3e) 3-46
3.1.6 Sonstige: Haushalte, Kleinverbraucher, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4) 3-47
3.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.4) 3-47
3.1.6.2 Methodische Aspekte (1.A.4) 3-48
3.1.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.4) 3-50
3.1.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4) 3-52
3.1.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.4) 3-52
3.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4) 3-53
3.1.7 Andere Bereiche (1.A.5) 3-53
3.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.5) 3-53
3.1.7.2 Methodische Aspekte (1.A.5) 3-53
3.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.5) 3-54
3.1.7.4 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.5) 3-54
3.1.8 Vergleich mit dem CO_2 Referenzverfahren 3-54
3.1.8.1 Methodische Aspekte 3-55
3.1.8.1.1 Steinkohle 3-56
3.1.8.1.2 Braunkohle 3-56
3.1.8.1.3 Erdgas 3-56
3.1.8.1.4 Erdölimporte 3-57
3.1.8.2 Datengrundlagen 3-57
3.1.8.3 Ergebnisse 3-58
3.1.8.4 Geplante Verbesserungen 3-59
3.1.9 Emissionen aus dem internationalen Verkehr (1.BU.1/1.BU.2) 3-59
3.1.9.1 Emissionen aus dem internationalen Flugverkehr (1.BU.1) 3-59
3.1.9.2 Emissionen aus dem internationalen Seeverkehr/ Marine (1.BU.2) 3-60
3.1.9.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.BU.2) 3-60
3.1.9.2.2 Methodische Aspekte (1.BU.2) 3-61
3.1.9.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.BU.2) 3-61
3.1.9.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.BU.2) 3-62
3.1.9.2.5 Quellenspezifische Rückrechnung (1.BU.2) 3-62
3.1.9.2.6 Geplante Verbesserung (1.BU.2) 3-62
3.1.10 Lagerhaltung 3-62
3.1.11 Militär 3-63
3.1.12 Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A) 3-63
3.1.12.1 Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen 3-66
3.1.12.1.1 Ursachen für Abweichungen bei den verwendeten Energiedaten 3-67
3.1.12.1.2 Analyse der verwendeten Emissionsfaktoren 3-70
3.1.12.1.3 Geplante Verbesserungen 3-73
3.1.12.2 Vergleich mit den IEA-Ergebnissen 3-75
3.1.12.3 Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten 3-75
3.1.12.3.1 Geplante Verbesserungen 3-77
3.2 DIFFUSE EMISSIONEN AUS BRENNSTOFFEN (1.B) 3-78
3.2.1 Feste Brennstoffe (1.B.1) 3-78
3.2.1.1 Kohlenbergbau (1.B.1a) 3-80
3.2.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1a) 3-80
3.2.1.1.2 Methodische Aspekte (1.B.1a) 3-81
3.2.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1a) 3-82
3.2.1.1.4 Weitere Angaben zur Unsicherheit sind noch nicht ermittelt worden.Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1a) 3-82
3.2.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1a) 3-83
3.2.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1a) 3-83
3.2.1.2 Umwandlung von Kohle (1.B.1b) 3-84
3.2.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1b) 3-84
3.2.1.2.2 Methodische Aspekte (1.B.1b) 3-85
3.2.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1b) 3-85
3.2.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1b) 3-85
3.2.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1b) 3-85
3.2.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1b) 3-85
3.2.1.3 Andere (1.B.1c) 3-87
3.2.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1c) 3-87
3.2.1.3.2 Methodische Aspekte (1.B.1c) 3-87
3.2.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1c) 3-87
3.2.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1c) 3-87

3.2.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1c) 3-87
3.2.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1c) 3-88
3.2.2 Öl und Erdgas (1.B.2) 3-88
3.2.2.1 Öl (1.B.2.a) 3-88
3.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe: Öl (1.B.2.a) 3-89
3.2.2.1.2 Methodische Aspekte (1.B.2.a) 3-89
3.2.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.a) 3-90
3.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.a) 3-90
3.2.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.a) 3-90
3.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.a) 3-90
3.2.2.2 Erdgas (1.B.2.b) 3-90
3.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe: Erdgas (1.B.2.b) 3-90
3.2.2.2.2 Methodische Aspekte (1.B.2.b) 3-91
3.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.b) 3-92
3.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.b) 3-92
3.2.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.b) 3-92
3.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.b) 3-92
3.2.3 Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c) 3-92
3.2.3.1.1 Beschreibung der Quellgruppe: Abfackelung und Entlüftung (1.B.2.c) 3-92
3.2.3.1.2 Methodische Aspekte (1.B.2.c) 3-93
3.2.3.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.2.c) 3-93
3.2.3.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.2.c) 3-93
3.2.3.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.2.c) 3-93
3.2.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2.c) 3-93

4 INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2) 4-1

4.1 MINERALISCHE PRODUKTE (2.A) 4-1
4.1.1 Mineralische Produkte: Zement (2.A.1) 4-1
4.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1) 4-1
4.1.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1) 4-2
4.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.1) 4-4
4.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.1) 4-5
4.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.1) 4-5
4.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.1) 4-6
4.1.2 Mineralische Produkte: Kalk (2.A.2) 4-6
4.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2) 4-6
4.1.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2) 4-7
4.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.2) 4-8
4.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.2) 4-8
4.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2) 4-9
4.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.2) 4-9
4.1.3 Mineralische Produkte: Verwendung von Kalkgestein und Dolomit (2.A.3) 4-9
4.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.3) 4-10
4.1.3.2 Methodische Aspekte (2.A.3) 4-10
4.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.3) 4-10
4.1.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.3) 4-10
4.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.3) 4-10
4.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.3) 4-10
4.1.4 Mineralische Produkte: Soda (2.A.4) 4-10
4.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.4) 4-10
4.1.4.2 Methodische Aspekte (2.A.4) 4-10
4.1.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.4) 4-11
4.1.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.4) 4-11
4.1.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.4) 4-11
4.1.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.4) 4-11
4.1.5 Mineralische Produkte: Verwendung von Bitumen zur Dachdeckung (2.A.5) 4-11
4.1.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.5) 4-12
4.1.5.2 Methodische Aspekte (2.A.5) 4-12
4.1.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.5) 4-12
4.1.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.5) 4-12
4.1.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.5) 4-12
4.1.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.5) 4-12
4.1.6 Mineralische Produkte: Straßenasphaltierung (2.A.6) 4-12
4.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.6) 4-12
4.1.6.2 Methodische Aspekte (2.A.6) 4-12
4.1.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.6) 4-12

4.1.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.6) 4-12
4.1.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.6) 4-12
4.1.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.6) 4-12
4.1.7 Mineralische Produkte: Sonstige – Glasindustrie (2.A.7) 4-12
4.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7) 4-12
4.1.7.2 Methodische Aspekte (2.A.7) 4-12
4.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7) 4-12
4.1.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.7) 4-12
4.1.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7) 4-12
4.1.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.7) 4-12
4.2 CHEMISCHE INDUSTRIE (2.B) 4-13
4.2.1 Chemische Industrie: Ammoniak Produktion (2.B.1) 4-13
4.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.1) 4-13
4.2.1.2 Methodische Aspekte (2.B.1) 4-14
4.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1) 4-15
4.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.1) 4-15
4.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.1) 4-15
4.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.1) 4-16
4.2.2 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2) 4-16
4.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.2) 4-16
4.2.2.2 Methodische Aspekte (2.B 2) 4-17
4.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2) 4-18
4.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.2) 4-18
4.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.2) 4-18
4.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2) 4-19
4.2.3 Chemische Industrie: Adipinsäureproduktion (2.B.3) 4-19
4.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.3) 4-19
4.2.3.2 Methodische Aspekte (2.B.3) 4-20
4.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.3) 4-20
4.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.3) 4-20
4.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.3) 4-21
4.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.3) 4-21
4.2.4 Chemische Industrie: Carbidproduktion (2.B.4) 4-21
4.2.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.4) 4-21
4.2.4.2 Methodische Aspekte (2.B.4) 4-21
4.2.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.4) 4-22
4.2.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.4) 4-22
4.2.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.4) 4-22
4.2.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.4) 4-22
4.2.5 Chemische Industrie: Methanemissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5) 4-23
4.2.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.5) 4-23
4.2.5.2 Methodische Aspekte (2.B.5) 4-23
4.2.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.5) 4-25
4.2.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.5) 4-26
4.2.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.5) 4-26
4.2.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5) 4-26
4.3 METALLPRODUKTION (2.C) 4-26
4.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1) 4-27
4.3.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1) 4-27
4.3.1.2 Methodische Aspekte (2.C.1) 4-27
4.3.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1) 4-27
4.3.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1) 4-27
4.3.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1) 4-27
4.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1) 4-27
4.3.2 Metallproduktion: Produktion von Eisenlegierungen (2.C.2) 4-27
4.3.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.2) 4-28
4.3.2.2 Methodische Aspekte (2.C.2) 4-28
4.3.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.2) 4-28
4.3.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.2) 4-28
4.3.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.2) 4-28
4.3.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.2) 4-28
4.3.3 Metallproduktion: Primäraluminiumproduktion (2.C.3) 4-28
4.3.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.3) 4-28
4.3.3.2 Methodische Aspekte (2.C.3) 4-29
4.3.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3) 4-30

4.3.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.3) 4-30
4.3.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.3) 4-30
4.3.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.3) 4-30
4.3.4 Metallproduktion: SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4) 4-31
4.3.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.4) 4-31
4.3.4.2 Methodische Aspekte (2.C.4) 4-32
4.3.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.4) 4-32
4.3.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.4) 4-33
4.3.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4) 4-33
4.3.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4) 4-33
4.3.5 Metallproduktion: Sonstige (2.C.5) 4-34
4.3.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.5) 4-34
4.3.5.2 Methodische Aspekte (2.C.5) 4-34
4.3.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.5) 4-34
4.3.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.5) 4-34
4.3.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.5) 4-34
4.3.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.5) 4-34
4.4 ANDERE PRODUKTIONEN (2.D.) 4-34
4.4.1 Andere Produktionen: Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1) 4-34
4.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.1) 4-34
4.4.1.2 Methodische Aspekte (2.D.1) 4-35
4.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.1) 4-35
4.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1) 4-35
4.4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.1) 4-35
4.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.1) 4-36
4.4.2 Andere Produktionen: Nahrungsmittel und Getränke (2.D.2) 4-36
4.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.D.2) 4-36
4.4.2.2 Methodische Aspekte (2.D.2) 4-37
4.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.2) 4-38
4.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.2) 4-38
4.4.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.2) 4-38
4.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.2) 4-38
4.5 PRODUKTION VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF_6 (2.E) 4-38
4.5.1 By-Product Emissionen (2.E.1) 4-39
4.5.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.1) 4-39
4.5.1.2 Methodische Aspekte (2.E.1) 4-39
4.5.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.1) 4-40
4.5.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.1) 4-40
4.5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1) 4-40
4.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1) 4-40
4.5.2 Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2) 4-40
4.5.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.E.2) 4-40
4.5.2.2 Methodische Aspekte (2.E.2) 4-41
4.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.E.2) 4-41
4.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2) 4-41
4.5.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.2) 4-41
4.5.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.2) 4-41
4.5.3 Sonstige (2.E.3) 4-41
4.6 VERBRAUCH VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF_6 (2.F) 4-42
4.6.1 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1) 4-45
4.6.1.1 Kälte- und stationäre Klimaanlagen (2.F.1) 4-45
4.6.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1) 4-45
4.6.1.1.2 Methodische Aspekte (2.F.1) 4-46
4.6.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1) 4-46
4.6.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1) 4-46
4.6.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1) 4-47
4.6.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1) 4-47
4.6.1.2 Mobile Klimaanlagen (2.F.1) 4-47
4.6.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.1) 4-47
4.6.1.2.2 Methodische Aspekte (2.F.1) 4-48
4.6.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1) 4-48
4.6.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1) 4-48
4.6.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.1) 4-49
4.6.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F 1) 4-49
4.6.2 Schaumherstellung (2.F.2) 4-49
4.6.2.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2) 4-49

4.6.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 4-49
4.6.2.1.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 4-50
4.6.2.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 4-50
4.6.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 4-50
4.6.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 4-50
4.6.2.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 4-51
4.6.2.2 PU-Montageschaum (2.F.2) 4-51
4.6.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 4-51
4.6.2.2.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 4-51
4.6.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 4-52
4.6.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 4-52
4.6.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 4-52
4.6.2.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 4-52
4.6.2.3 XPS-Hartschaum (2.F.2) 4-53
4.6.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.2) 4-53
4.6.2.3.2 Methodische Aspekte (2.F.2) 4-53
4.6.2.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.2) 4-54
4.6.2.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.2) 4-55
4.6.2.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2) 4-55
4.6.2.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2) 4-55
4.6.3 Feuerlöschmittel (2.F.3) 4-55
4.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.3) 4-55
4.6.3.2 Methodische Aspekte (2.F.3) 4-56
4.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.3) 4-56
4.6.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.3) 4-56
4.6.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F 3) 4-56
4.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.3) 4-56
4.6.4 Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4) 4-56
4.6.4.1 Asthma-Dosieraerosole (2.F.4) 4-56
4.6.4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4) 4-56
4.6.4.1.2 Methodische Aspekte (2.F.4) 4-57
4.6.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4) 4-57
4.6.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4) 4-57
4.6.4.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4) 4-57
4.6.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4) 4-57
4.6.4.2 Sonstige Aerosole (2.F.4) 4-57
4.6.4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4) 4-57
4.6.4.2.2 Methodische Aspekte (2.F.4) 4-58
4.6.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.4) 4-58
4.6.4.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.4) 4-58
4.6.4.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4) 4-58
4.6.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.4) 4-58
4.6.5 Lösemittel (2.F.5) 4-59
4.6.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.5) 4-59
4.6.6 Sonstige (2.F.6) 4-59
4.6.6.1 Halbleiterproduktion (2.F.6) 4-59
4.6.6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-59
4.6.6.1.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-60
4.6.6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-60
4.6.6.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-60
4.6.6.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-60
4.6.6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-60
4.6.6.2 Elektrische Betriebsmittel (2.F.6) 4-60
4.6.6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-60
4.6.6.2.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-61
4.6.6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-62
4.6.6.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-63
4.6.6.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-63
4.6.6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-64
4.6.6.3 Sportschuhe (2.F.6) 4-64
4.6.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-64
4.6.6.3.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-64
4.6.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6 4-64
4.6.6.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-64
4.6.6.3.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-64
4.6.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-64
4.6.6.4 AWACS Wartung (2.F.6) 4-64
4.6.6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-64

4.6.6.5 Autoreifen (2.F.6) 4-65
4.6.6.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-65
4.6.6.6 Isolierglasfenster (2.F.6) 4-65
4.6.6.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-65
4.6.6.6.2 Methodenbeschreibung (2.F.6) 4-66
4.6.6.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6) 4-67
4.6.6.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.6) 4-67
4.6.6.6.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6) 4-67
4.6.6.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6) 4-67
4.6.6.7 Spurengas (2.F.6) 4-67
4.6.6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6) 4-67
4.7 ANDERE BEREICHE (2.G.) 4-68

5 LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3) 5-1

5.1 BESCHREIBUNG DER QUELLGRUPPE (3) 5-1
5.2 METHODISCHE ASPEKTE (3) 5-3
5.3 UNSICHERHEITEN UND ZEITREIHENKONSISTENZ (3) 5-4
5.4 QUELLENSPEZIFISCHE QUALITÄTSSICHERUNG/-KONTROLLE UND VERIFIZIERUNG (3) 5-5
5.5 QUELLENSPEZIFISCHE RÜCKRECHNUNGEN (3) 5-5
5.6 GEPLANTE VERBESSERUNGEN (QUELLENSPEZIFISCH) (3) 5-5

6 LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4) 6-1

6.1 FERMENTATION BEI VERDAUUNG (4.A) 6-2
6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A) 6-2
6.1.2 Methodische Aspekte (4.A) 6-4
6.1.2.1 Charakterisierung der Tierbestände 6-5
6.1.2.2 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Milchkuh-Haltung 6-7
6.1.2.3 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Haltung aller anderen Tiere 6-7
6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A) 6-8
6.1.3.1 Relevante Tierzahlen 6-8
6.1.3.2 Emissionsfaktoren 6-8
6.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A) 6-9
6.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A) 6-9
6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A) 6-10
6.2 WIRTSCHAFTSDÜNGER-MANAGEMENT (4.B) 6-11
6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.B) 6-11
6.2.1.1 Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B) 6-12
6.2.1.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus dem Wirtschaftsdünger-Management 6-13
6.2.1.3 Distickstoffoxid-, Stickstoffmonoxid- und Ammoniak-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management 6-14
6.2.2 Methodische Aspekte (4.B) 6-16
6.2.2.1 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (CH_4) 6-16
6.2.2.2 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (N_2O, NO und N_2) 6-16
6.2.2.3 Relevante Tierzahlen 6-18
6.2.2.4 Ausscheidungen 6-19
6.2.2.5 Weidegang, Stalltyp und Aufstallungsdauer 6-20
6.2.2.6 Gülle- und Mist-Aufbereitung 6-20
6.2.2.7 Lagerung 6-20
6.2.2.8 Ausbringung 6-20
6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B) 6-20
6.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B) 6-21
6.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B) 6-21
6.2.5.1 Quellenspezifische Rückrechnungen (CH_4) 6-21
6.2.5.2 Quellenspezifische Rückrechnungen (NMVOC) 6-21
6.2.5.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (N_2O, NO, N_2) 6-22
6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B) 6-22
6.3 REISANBAU (4.C) 6-22
6.4 LANDWIRTSCHAFTLICHE BÖDEN (4.D) 6-23
6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.D) 6-23
6.4.2 Methodische Aspekte und Anforderungen (4.D) 6-25
6.4.2.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D) 6-27

6.4.2.2 Emissionen von flüchtigen Kohlenwasserstoffen ohne Methan aus landwirtschaftlichen Böden und Kulturen (erste Schätzung) (4.D) 6-28
6.4.2.3 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Düngeranwendung) (4.D) 6-28
6.4.2.4 Distickstoffoxid- , Stickstoffmonoxid- Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Leguminosen) (4.D) 6-28
6.4.2.5 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonoxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (Ernterückstände) (4.D) 6-29
6.4.2.6 Distickstoffoxid-Emissionen aus organischen Böden (4.D) 6-29
6.4.2.7 Distickstoffoxid-Emissionen aus beim Weidegang ausgeschiedenen Exkrementen (4.D) 6-30
6.4.2.8 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge atmosphärischer Deposition (4.D) 6-30
6.4.2.9 Indirekte Distickstoffoxid-Emissionen als Folge von Auswaschung und Oberflächenabfluss (4.D) 6-30
6.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D) 6-30
6.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D) 6-31
6.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D) 6-31
6.4.5.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D) 6-31
6.4.5.2 Distickstoffoxid- und Stickstoffmonooxid-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden (4.D) 6-31
6.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.D) 6-31
6.5 BRANDRODUNG (4.E) 6-32
6.6 VERBRENNEN VON ERNTERÜCKSTÄNDEN AUF DER FLÄCHE (4.F) 6-32
6.7 ANDERE BEREICHE (4.G.) 6-32

7 LANDNUTZUNG-, LANDNUTZUNGSSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (5) 7-1

7.1 WÄLDER(5.A) 7-1
7.1.1 Verbleibende Waldfläche (Forest Land remaining Forest Land) (5.A.1) 7-2
7.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A.1) 7-2
7.1.1.1.1 Änderungen in der Biomasse 7-2
7.1.1.1.2 Totholz, Streu und Böden 7-2
7.1.1.1.3 Sonstige Treibhausgasemissionen aus Wäldern 7-2
7.1.1.2 Methodische Aspekte (5.A.1) 7-3
7.1.1.2.1 Datenquellen 7-3
7.1.1.2.2 Verbleibende Waldfläche 7-4
7.1.1.2.3 Herleitung der Vorratsveränderung nach der „Stock-Change-Method“ (Differenzmethode) 7-4
7.1.1.2.4 Vorgehen 7-5
7.1.1.2.5 Gesamtvorräte der verbleibende Waldfläche 7-5
7.1.1.2.6 Raumdichte Stammholz und Äste 7-6
7.1.1.2.7 Volumenexpansionsfaktoren 7-6
7.1.1.2.8 Wurzelbiomasse 7-7
7.1.1.2.9 Herleitung der CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden 7-7
7.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A.1) 7-7
7.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A.1) 7-8
7.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A.1) 7-8
7.1.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A.1) 7-9
7.1.2 Neuwaldflächen (Land converted to Forest Land) (5.A.2) 7-9
7.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A.2) 7-9
7.1.2.2 Methodische Aspekte (5.A.2) 7-9
7.1.2.2.1 Neuwaldflächen 7-9
7.1.2.2.2 Biomasse-Vorräte Neuwaldflächen 7-9
7.1.2.2.3 Vorräte in Totholz, Streu und Böden der Neuwaldflächen 7-10
7.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A.2) 7-10
7.1.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.A.2) 7-10
7.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A.2) 7-10
7.1.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A.2) 7-10
7.2 ACKERLAND (5.B) 7-10
7.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.B) 7-11
7.2.2 Methodische Aspekte (5.B) 7-12
7.2.2.1 Datenquellen 7-12
7.2.2.2 Mineralische Böden 7-12
7.2.2.3 Organische Böden 7-13
7.2.2.4 Biomasse 7-13
7.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.B) 7-13
7.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5.B) 7-14
7.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.B) 7-15

7.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.B) *7-15*
7.3 GRÜNLAND (5.C) 7-15
7.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. C) *7-16*
7.3.2 Methodische Aspekte (5. C) *7-16*
7.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. C) *7-16*
7.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. C) *7-16*
7.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. C) *7-16*
7.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. C) *7-16*
7.4 WETLAND (5.D) 7-17
7.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. D) *7-17*
7.4.2 Methodische Aspekte (5. D) *7-17*
7.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. D) *7-17*
7.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. D) *7-17*
7.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. D) *7-17*
7.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. D) *7-17*
7.5 SIEDLUNGEN (5.E) 7-17
7.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. E) *7-17*
7.5.2 Methodische Aspekte (5. E) *7-17*
7.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. E) *7-17*
7.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. E) *7-17*
7.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. E) *7-17*
7.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. E) *7-17*
7.6 SONSTIGES LAND (5.F) 7-17
7.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. F) *7-17*
7.6.2 Methodische Aspekte (5. F) *7-18*
7.6.2.1.1 Entwaldungsflächen 7-18
7.6.2.1.2 Vorratsverlust Entwaldungsflächen 7-18
7.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. F) *7-19*
7.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. F) *7-19*
7.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. F) *7-19*
7.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. F) *7-19*
7.7 ANDERE BEREICHE (5.G) 7-19
7.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. G) *7-19*
7.7.2 Methodische Aspekte (5. G) *7-19*
7.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. G) *7-19*
7.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. G) *7-19*
7.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. G) *7-19*
7.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. G) *7-19*

8 ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6) 8-1

8.1 ABFALLDEPONIE (6.A) 8-1
8.1.1 Geordnete Deponierung – Deponierung von Siedlungsabfällen (6.A.1) *8-1*
8.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.A.1) 8-1
8.1.1.2 Methodische Aspekte (6.A.1) 8-2
8.1.1.2.1 MCF (Methankorrekturfaktor) 8-4
8.1.1.2.2 DOC 8-5
8.1.1.2.3 DOC_F 8-5
8.1.1.2.4 F = Anteil des CH_4 am Deponiegas 8-6
8.1.1.2.5 Halbwertszeit 8-6
8.1.1.2.6 Deponiegasnutzung 8-6
8.1.1.2.7 Oxidationsfaktor 8-6
8.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A.1) 8-7
8.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.A.1) 8-7
8.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A.1) 8-7
8.1.1.6 Geplante Verbesserungen (6.A.1) 8-7
8.1.2 Andere Quellen - Deponierung von Rückständen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung (MBA) (6.A.3) *8-8*
8.2 ABWASSERBEHANDLUNG (6.B) 8-8
8.2.1 Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1) *8-9*

8.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.1) 8-9
8.2.2 Kommunale Abwasserbehandlung (6.B.2) 8-10
8.2.2.1 Methanemissionen der kommunalen Abwasserbehandlung (6.B.2) 8-10
8.2.2.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 8-10
8.2.2.1.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 8-10
8.2.2.1.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 8-11
8.2.2.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ - kontrolle und Verifizierung 8-11
8.2.2.1.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 8-11
8.2.2.1.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 8-11
8.2.2.2 Methanemissionen der kommunalen Schlammbehandlung (6.B.2) 8-12
8.2.2.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 8-12
8.2.2.2.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 8-12
8.2.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 8-13
8.2.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.B.2) 8-13
8.2.2.2.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 8-13
8.2.2.2.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 8-13
8.2.2.3 Lachgasemissionen aus dem kommunalen Abwasser (6.B.2) 8-13
8.2.2.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B.2) 8-13
8.2.2.3.2 Methodische Aspekte (6.B.2) 8-14
8.2.2.3.3 Unsicherheit und Zeitreihenkonsistenz (6.B.2) 8-15
8.2.2.3.4 Quellgruppenspezifische Qualitätssicherung/ - kontrolle und Verifizierung (6.B.2) 8-15
8.2.2.3.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2) 8-15
8.2.2.3.6 Geplante Verbesserungen (6.B.2) 8-15
8.2.3 Abfallverbrennung (6.C.) 8-16
8.2.4 Andere Bereiche (6.D.) 8-16

9 ANDERE (CRF SEKTOR 7) 9-1

10 RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN 10-1

10.1 ERKLÄRUNG UND RECHTFERTIGUNG DER RÜCKRECHNUNGEN 10-1
10.1.1 Generelles Vorgehen 10-1
10.1.2 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2005 nach Quellgruppen 10-2
10.1.3 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2005 nach Schadstoffen 10-3
10.2 AUSWIRKUNG AUF DIE EMISSIONSHÖHE 10-4
10.2.1 Auswirkung auf die Emissionshöhe des Basisjahrs 10-4
10.2.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe 1990 10-5
10.2.3 Auswirkung auf die Emissionshöhe von 2002 10-7
10.3 AUSWIRKUNG AUF DIE EMISSIONSTRENDS UND DIE KONSISTENZ DER ZEITREIHE 10-9
10.4 RÜCKRECHNUNGEN ALS ANTWORT AUF DEN REVIEW PROZESS UND GEPLANTE VERBESSERUNG DES INVENTARS 10-9

11 REFERENZEN 11-1

12 ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS 12-1

12.1 BESCHREIBUNG DER METHODE ZUR FESTLEGUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN 12-1
12.1.1 Tier 1 Level Approach 12-2
12.1.2 Tier 1 Trend Approach 12-6
12.1.3 Tier 2 Approach 12-10
12.1.4 Bewertung 12-11

13 ANHANG 2: DETAILLIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO_2 EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE 13-1

13.1 ARBEITSGEMEINSCHAFT ENERGIEBILANZEN UND IHRE WICHTIGSTEN DATENGRUNDLAGEN 13-1
13.2 AUFBAU DER ENERGIEBILANZEN 13-3
13.3 UMBUCHUNG VON STATISTISCHEN DIFFERENZEN IN DEN SEKTOR HAUSHALTE UND KLEINVERBRAUCHER 13-7
13.4 ERSTELLUNG VORLÄUFIGER ENERGIEBILANZEN AB 1999 DURCH DAS UBA 13-7
13.5 METHODISCHE ASPEKTE: ENERGIEBEDINGTE AKTIVITÄTSRATEN 13-8

13.5.1 Ergänzungen der Energiebilanzdaten 13-8
13.5.2 Umgruppierung der Energiebilanzdaten 13-11
13.6 UNSICHERHEITEN UND ZEITREIHENKONSISTENZ DER ENERGIEBILANZ 13-11
13.6.1 Das Bilanzjahr 1990 und die Energiebilanzen für 1991 bis 1994 13-11
13.7 DOKUMENTATION DER DATEN ZUM BEU-MODUL 13-13
13.7.1 Braunkohlenbergbau 13-14
13.7.1.1 Beschreibung des Sektors 13-14
13.7.1.1.1 Erläuterungen zu Datenquellen 13-16
13.7.1.2 Elektrische Leistung der Grubenkraftwerke 13-18
13.7.1.3 Stromerzeugung (elektrische Arbeit) in Grubenkraftwerken 13-20
13.7.1.4 Brennstoffeinsatz in Grubenkraftwerken 13-20
13.7.1.4.1 Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung 13-21
13.7.1.4.2 Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung (Rohbraunkohlentrocknung) 13-22
13.7.1.4.3 Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung nach Revieren 13-22
13.7.1.4.4 Geplante Verbesserungen 13-23
13.7.1.5 Feuerungswärmeleistung, SO_2- und NO_X -Emissionen aus Grubenkraftwerken 13-23
13.7.1.6 Zusammenstellung der Modelldaten (Stand 31.01.2004) 13-24
13.8 CO_2 EMISSIONSFAKTOREN 13-26
13.8.1 Methodische Vorbemerkungen 13-26
13.8.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO_2 13-28
13.8.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2 13-35

14 ANHANG 3: WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR EINZELNE QUELL- UND SENKENKATEGORIEN 14-1

14.1 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ENERGIE (1) 14-1
14.1.1 Energy Industries (1.A.1) 14-1
14.1.1.1 Methodische Aspekte der Ermittlung der Emissionsfaktoren (Kap. 3.1.1.2) 14-1
14.1.1.2 Methodik zur Bestimmung der Unsicherheiten der Emissionsfaktoren (Kap. 3.1.1.3.1) 14-5
14.1.1.3 Methan-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben RENTZ et al, 2002 14-7
14.1.2 Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2) 14-8
14.1.2.1 Verarbeitendes Gewerbe - Eisenschaffende Industrie (1.A.2a) 14-8
14.1.2.1.1 Methodische Aspekte (1.A.2a) 14-8
14.1.2.1.2 Industrieprozessfeuerung Hochofen 14-8
14.1.2.1.3 Industrieprozessfeuerung Sinteranlage 14-9
14.1.2.1.4 Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk 14-12
14.1.3 Transport (1.A.3) 14-13
14.1.3.1 Transport - Ziviler Luftverkehr (1.A.3a) 14-13
14.1.3.1.1 Schwefelgehalt von Flugzeugkraftstoff 14-13
14.1.3.1.2 Detaillierte Erläuterung der verwendeten EF und Verifizierung (1.A.3a) 14-14
14.1.3.2 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b) 14-19
14.1.3.2.1 Abgleich auf die Energiebilanz 14-19
14.1.3.2.2 Zuordnung von Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas auf die Strukturelemente 14-21
14.1.3.2.3 Aktivitätsrate für Verdunstung 14-21
14.1.3.3 Ableitung der Emissionsfaktoren 14-21
14.1.3.3.1 Emissionsfaktoren aus TREMOD 14-21
14.1.3.3.2 Emissionsfaktoren für Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas 14-21
14.1.3.4 Erweiterung um den Energieträger Erdgas 14-22
14.1.3.5 Ableitung der Daten für West- und Ostdeutschland 1994 14-23
14.1.4 Diffuse Emissionen aus Festbrennstoffen (1.B.1) 14-23
14.1.4.1 Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren im Kohlenbergbau (1.B.1a) 14-23
14.1.5 Öl und Erdgas (1.B.2) 14-26
14.1.6 Luftverkehr and Marine (1.BU.1/1.BU.2) 14-26
14.2 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE INDUSTRIEPROZESSE (2) 14-26
14.2.1 Mineralische Produkte (2.A) 14-26
14.2.2 Chemische Industrie (2.B) 14-26
14.2.2.1 Chemische Industrie: Salpetersäureproduktion (2.B.2) 14-26
14.2.2.1.1 Anforderungen des IPCC an die Emissionsberechnung 14-26
14.2.3 Metall Produktion (2.C) 14-27
14.2.3.1 Metallproduktion: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1) 14-27
14.2.3.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1) 14-27
14.2.3.1.2 Methodische Aspekte (2.C.1) 14-28

14.2.3.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1) 14-29
14.2.3.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1) 14-29
14.2.3.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1) 14-29
14.2.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1) 14-29
14.2.4 Andere Produktion (2.D) 14-29
14.2.4.1 Zellstoff- und Papierherstellung (2.D.1) 14-29
14.2.4.1.1 Verfahren zur Fasergewinnung 14-30
14.2.4.1.2 Papier und Kartonherstellung 14-33
14.2.5 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1) 14-34
14.2.5.1 Vorgehen bei der Berechnung der Emissionen der zu „Kälte- und stationäre Klimaanlagen“ gehörenden Untergruppen 14-34
14.2.5.2 Vorgehen bei der Berechnung der Emissionen „Mobiler Klimaanlagen“ 14-37
14.3 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (3) 14-38
14.4 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE LANDWIRTSCHAFT (4) 14-38
14.4.1 Landwirtschaft (4) - Angaben über Schritte zur Verbesserung der zukünftigen Inventare 14-38
14.4.2 Landwirtschaft (4) - Angaben zu Prognosen landwirtschaftlicher Emissionen 14-38
14.4.3 Berechnung der Verluste von gasförmigen N-Spezies mittels Massenflussverfahren (4.B) 14-38
14.5 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELL/SENKENKATEGORIE LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (5) 14-39
14.5.1 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (5.A) 14-39
14.5.1.1 Wald 14-40
14.5.1.1.1 Verbleibende Waldfläche (Forest Land remaining Forest Land) 14-41
14.5.1.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe 14-41
14.5.1.1.1.1.1 Änderungen in der Biomasse 14-41
14.5.1.1.1.1.2 Totholz, Streu und Böden 14-41
14.5.1.1.1.1.3 Sonstige Treibhausgasemissionen aus Wäldern 14-41
14.5.1.1.1.2 Methodische Aspekte 14-42
14.5.1.1.1.2.1 Datenquellen 14-42
14.5.1.1.1.2.2 Verbleibende Waldfläche 14-43
14.5.1.1.1.2.3 Herleitung der Vorratsveränderung nach der „Stock-Change-Method“ (Differenzmethode) 14-44
14.5.1.1.1.2.4 Vorgehen 14-45
14.5.1.1.1.2.5 Gesamtvorräte der verbleibenden Waldfläche 14-46
14.5.1.1.1.2.6 Gesamtvorräte verschiedener Szenarien 14-47
14.5.1.1.1.2.7 Raumdichte Stammholz 14-48
14.5.1.1.1.2.8 Raumdichte der Äste 14-49
14.5.1.1.1.2.9 Volumenexpansionsfaktoren 14-50
14.5.1.1.1.2.10 Wurzelbiomasse 14-51
14.5.1.1.2 Herleitung der CO_2-Emissionen aus der Kalkung von Waldböden 14-53
14.5.1.1.2.1 Unsicherheiten 14-53
14.5.1.1.2.1.1 Unsicherheiten Derbholzvorräte 14-54
14.5.1.1.2.1.2 Unsicherheit Raumdichte 14-54
14.5.1.1.2.1.3 Unsicherheit der Volumenexpansion 14-55
14.5.1.1.2.1.4 Unsicherheit Wurzelbiomasse und Kohlenstoffgehalt 14-56
14.5.1.1.2.1.5 Fehlerschätzung für die neuen Bundesländer 1993 14-57
14.5.1.1.2.1.6 Gesamtfehler 14-58
14.5.1.1.2.2 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung 14-59
14.5.1.1.2.3 Quellenspezifische Rückrechnungen 14-60
14.5.1.1.3 Neuwald (Land converted to Forest Land) 14-60
14.5.1.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe 14-60
14.5.1.1.3.2 Methodische Aspekte 14-60
14.5.1.1.3.2.1 Neuwaldflächen 14-60
14.5.1.1.3.2.2 Biomasse-Vorräte Neuwaldflächen 14-61
14.5.1.1.3.2.3 Vorräte in Totholz, Streu und Böden der Neuwaldflächen 14-62
14.5.1.1.4 Entwaldungsflächen (Forest Land converted to Other Land) 14-62
14.5.1.1.4.1 Beschreibung der Quellgruppe 14-62
14.5.1.1.4.2 Methodische Aspekte 14-62
14.5.1.1.4.2.1 Entwaldungsflächen 14-62
14.5.1.1.4.2.2 Vorratsverlust der Entwaldungsflächen 14-63
14.5.2 Ackerland, Grünlandflächen, andere Flächen und Landnutzungsänderungen (5B/5C/5F) 14-63
14.5.2.1 Landflächenverteilung und Zuordnung der Nutzungskategorien 14-63
14.5.2.1.1 Datenquellen und deren Anpassung 14-63
14.5.2.1.2 Ermittlung der Flächenutzungsänderung nutzungsänderungsbedingten Flächenwanderung 14-65
14.5.2.1.3 Organische Bodenfläche 14-67

14.5.2.2 Ermittlung der Kohlenstoffvorräte und deren Veränderungen infolge von Landnutzungsänderungen 14-67
14.5.2.3 Veränderungen der Kohlenstoffvorräte in Boden und Biomasse 14-68
14.5.2.3.1 Ableitung der EF für den Mineralboden infolge Landnutzungsänderung 14-68
14.5.2.3.2 Ableitung der Berechnungsgrößen (Emissionsfaktoren) für Biomasse 14-70
14.5.2.3.2.1 Dauerkulturen, Obst- und Weinanbau: 14-70
14.5.2.3.2.2 Grünland und nicht perennierende Ackerkulturen: 14-70
14.5.2.4 Kalkung 14-71
14.5.2.5 Unsicherheiten 14-72
14.5.2.5.1 Flächenausweisung 14-72
14.5.2.5.2 Boden 14-73
14.5.2.6 Geplante Verbesserungen 14-73
14.6 WEITERE DETAILLIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR DIE QUELLKATEGORIE ABFALL UND ABWASSER (6) 14-74
14.6.1 Abfall (6.A) *14-74*
14.6.1.1 Angaben für den verwendeten Tier 2 Ansatz 14-74
14.6.1.2 Unsicherheiten für die Quellgruppe Abfalldeponierung 14-75
14.6.2 Abwasser (6.B) –Angaben zur Bestimmung der Emissionsfaktoren der Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.2) *14-78*
14.6.3 Bestimmung der Lachgasemissionen in der Abwasserbehandlung (6.B.2) *14-79*

15 ANHANG 4: CO_2 REFERENZVERFAHREN UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ 15-1

16 ANHANG 5: ÜBERPRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT UND DER POTENTIELL NICHT ERFASSTEN QUELLEN UND SENKEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN 16-1

17 ANHANG 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN 17-1

17.1 DEUTSCHES NATIONALES SYSTEM EMISSIONSINVENTARE 17-1
17.1.1 Aufgaben des Nationalen Systems *17-1*
17.1.2 Aufbau des Nationalen Systems *17-2*
17.1.3 Workshop zum Nationalen System *17-3*
17.2 DEUTSCHES QUALITÄTS-SYSTEM EMISSIONSINVENTARE 17-4
17.2.1 Aufgaben des Qualitäts-Systems Emissionen *17-5*
17.2.2 Aufbau des Qualitäts-Systems Emissionen *17-6*
17.2.2.1 Aufbauorganisation 17-6
17.2.2.2 Ablauforganisation 17-8
17.2.2.3 Dokumentationssystem 17-10
17.2.3 Qualitätsziele *17-11*
17.3 DAS DATENBANKSYSTEM ZENTRALES SYSTEM EMISSIONEN 17-12
17.3.1 Dokumentation von Berechnungen im CalQlator *17-14*
17.3.2 Datentransfer zwischen den Datenbanken TREMOD und ZSE *17-14*
17.3.3 Weiteres Vorgehen *17-17*
17.4 DIE WEBBASIERTE GERMAN EMISSION FACTOR DATABASE (GEREF) 17-17

18 ANHANG 7: TABELLEN 6.1 UND 6.2 DER IPCC GOOD PRACTICE GUIDANCE 18-1

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland in CO_2 Äquivalenten (ohne CO_2 von LUCF) 4
Abbildung 2: Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen in CO_2-Äquivalenten 6
Abbildung 3: Relative Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen 7
Abbildung 4: Vorbedingungen für die Anwendung flexibler Instrumente des KP 1-10
Abbildung 5: Ist-Situation Prozess Emissionsberichterstattung 1-14
Abbildung 6: Übersicht gesamter Prozess der Emissionsberichterstattung 1-15
Abbildung 7: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-20
Abbildung 8: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-22
Abbildung 9: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Lösemittel- und anderen Produktverwendung (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-23
Abbildung 10: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-24
Abbildung 11: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-25
Abbildung 12: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfall (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-26
Abbildung 13: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abwasser (ÖKO-INSTITUT, 2004a) 1-27
Abbildung 14: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990 2-4
Abbildung 15: Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO_2 2-8
Abbildung 16: Merkmale der UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregierung der Energiebilanz 3-4
Abbildung 17: Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion 3-14
Abbildung 18: Strukturzuordnung 1.A.1b Raffinerien 3-21
Abbildung 19: Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien 3-24
Abbildung 20: Strukturzuordnung 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe 3-28
Abbildung 21: Strukturzuordnung 1.A.3a Ziviler Luftverkehr 3-30
Abbildung 22: Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr 3-36
Abbildung 23: Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr 3-40
Abbildung 24: Strukturzuordnung 1.A.3d Schifffahrt 3-42
Abbildung 25: Strukturzuordnung 1.A.3e Übriger Verkehr 3-45
Abbildung 26: Strukturzuordnung 1.A.4 Andere 3-48
Abbildung 27: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere Bereiche 3-53
Abbildung 28: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens (Prognos, 2000) 3-55
Abbildung 29: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und quellgruppenspezifischem Verfahren (1990) 3-58
Abbildung 30: Strukturzuordnung 1.BU.1 ziviler Luftverkehr (international) 3-60
Abbildung 31: Strukturzuordnung 1.BU.2 Seeverkehr (international) 3-60
Abbildung 32: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär 3-63
Abbildung 33: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2003 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse 3-65
Abbildung 34: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2003 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse 3-65

Abbildung 35: Abweichungen durch die Differenzen bei den Emissionsfaktoren zwischen UBA und EUROSTAT nach Brennstoffgruppen, 1990-1999 3-73
Abbildung 36: Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte 4-1
Abbildung 37: Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie 4-13
Abbildung 38: Strukturzuordnung 2.C Metall Produktion 4-27
Abbildung 39: Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion 4-35
Abbildung 40: Strukturzuordnung 2.D.2 Food and Drink 4-36
Abbildung 41: Strukturzuordnung Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung 5-3
Abbildung 42: Strukturzuordnung 4.A Fermentationen 6-2
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 und Schafe [Tg CH_4 a^{-1}] 6-4
Abbildung 44: Strukturzuordnung 4.B Wirtschaftsdünger-Management 6-12
Abbildung 45: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. [Tg a^{-1} CH_4]. 6-13
Abbildung 46: Zeitreihen der NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Geflügel und Schafe. [Tg a^{-1} C]. 6-14
Abbildung 47: Zeitreihen der NH_3-Emissionen E_{NH3} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. [Tg a^{-1} NH_3] 6-15
Abbildung 48: Zeitreihen der N_2O-Emissionen E_{N2O} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. [Gg a^{-1} N_2O] 6-15
Abbildung 49: Zeitreihen der NH3-Emissionen ENH3 aus Böden (oben) und der N2O-Emissionen aus Böden (unten). Mit N gedüngte Systeme jeweils links, ungedüngte jeweils rechts. Angaben [Tg a-1 NH3 und N2O]. 6-24
Abbildung 50: Strukturzuordnung 4.D Landwirtschaftliche Böden 6-25
Abbildung 51: Strukturzuordnung 6A Abfall 8-1
Abbildung 52: Strukturzuordnung 6B Abwasser 8-8
Abbildung 53: Änderung der quellgruppenspezifischen Gesamtemissionen über alle Schadstoffe im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für die gesamte Zeitreihe 10-3
Abbildung 54: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für die gesamte Zeitreihe 10-4
Abbildung 55: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für das Basisjahr 10-5
Abbildung 56: Änderungen der THG-CO_2-Äquivalente für 1990 gegenüber der Berichterstattung 2004 [Gg] 10-6
Abbildung 57: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für das Jahr 2002 10-7
Abbildung 58: Änderungen der THG-CO_2-Äquivalente ohne LUCF für 2002 gegenüber der Berichterstattung 2004 (in Gg) 10-8
Abbildung 59: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis 1994 sowie ab 1995 (AGEB, 2003) 13-4
Abbildung 60: Energieträger der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (ZIESING et al, 2003) 13-6
Abbildung 61 Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2 13-27
Abbildung 62: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung 14-3
Abbildung 63: Vergleich länderspezifischer Emissionsfaktoren für Kohlentiefbau 14-25
Abbildung 64: Vergleich länderspezifischer Emissionsfaktoren für Kohlentagebau 14-26
Abbildung 65: Stickstoff-Flüsse in der Tierhaltung 14-39
Abbildung 66: Gesamtvorräte verschiedener Szenarien [Gg C] 14-47
Abbildung 67: Wurzelbiomasse 14-53

Abbildung 68 Beziehung zwischen prozentualem jährlichen Kohlenstoffverlust des Ausgangsvorrates und der Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald zu Ackerland (anual crops)).....14-69
Abbildung 69 Beziehung zwischen prozentualer jährlicher Kohlenstoffanreicherung des Ausgangsgehaltes und Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Ackerland (anual crops) zu Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald)). 14-69
Abbildung 70: Strukturzuordnung 6 Abfall und Abwasser 14-74
Abbildung 71: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems 17-2
Abbildung 72: Einrichtungen des Nationalen Systems Emissionsinventare.....17-3
Abbildung 73: Soll-Konzept Prozess Emissionsberichterstattung 17-6
Abbildung 74: Beziehung verschiedener Elemente des QSE.....17-10
Abbildung 75: Anforderungen der internationalen Berichtspflichten an die Inventarerstellung 17-11

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland – Veränderungen gegenüber dem Basisjahr [CO_2 Äquivalenten] 4
Tabelle 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland – jährlicher Anteil der einzelnen Treibhausgase [Gg CO_2 Äquivalenten]....5
Tabelle 3: 1995 IPCC GWP values based on the effects of greenhouse gases over a 100-year time horizon (FCCC/CP/2002/8, S.15) 1-19
Tabelle 4: Hauptquellgruppen für Deutschland gemäß Tier 1 Approach 1-30
Tabelle 5: Durchgeführte Expertenschätzungen zur Erfassung der Unsicherheiten nach Tier 1....1-33
Tabelle 6: Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO_2 in Deutschland seit 1990 2-1
Tabelle 7: Veränderungen der Emissionen gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls....2-2
Tabelle 8: Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr 2-2
Tabelle 9: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990 nach Quellgruppen 2-6
Tabelle 10: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen- Öffentliche Versorgung....3-6
Tabelle 11: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau 3-7
Tabelle 12: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke ...3-8
Tabelle 13: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Raffinerien 3-9
Tabelle 14: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Energieerzeuger....3-9
Tabelle 15: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Eisenschaffende Industrie 3-10
Tabelle 16: Abkürzungsverzeichnis der Strukturelemente aus der Bilanz der Emissionsursachen....3-10
Tabelle 17: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus GFA 3-15
Tabelle 18: Technologische Emissionsfaktoren für Lachgas aus Anlagen < 50 MW FWL 3-15
Tabelle 19: Ermittlung der Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Prozessfeuerung Steinkohlenkokerei 3-25
Tabelle 20: Bislang verwendete Emissionsfaktoren....3-31
Tabelle 21: Neue Emissionsfaktoren ab 2003 (Rückrechnung für 2000 bis 2002, mit Heizwert = 43.000 kJ/kg)....3-31
Tabelle 22: Vergleich der Emissionen nach der Rückrechnung....3-33
Tabelle 23: Emissionen des Straßenverkehrs in Gg 3-35
Tabelle 24: Quellennachweis für AR in 1A3c 3-40
Tabelle 25: Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr....3-41
Tabelle 26: Quellennachweis für AR in 1.A.3d....3-43
Tabelle 27: Sektorale Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher 3-50
Tabelle 28: Sektorale Emissionsfaktoren für die Feuerungsanlagen der militärischen Dienststellen 3-54
Tabelle 29: Vergleich der Emissionsfaktoren 3-62
Tabelle 30: Vergleich der Emissionen nach der Rückrechnung für schweres Heizöl 3-62
Tabelle 31: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen....3-64
Tabelle 32: Differenzen zwischen den Energiebilanzdaten von EUROSTAT und der AG Energiebilanzen für das Bilanzjahr 1998....3-69
Tabelle 33: Ergebnisse der Rückrechnungen für die Emissionsfaktoren, 1991-1998....3-72
Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für die Jahre 1990 bis 2001 3-77
Tabelle 35: Zuordnung von Methanemissionen zu Bereichen des CRF 3-79

Tabelle 36: Berechnung von Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau für 2003 entsprechend CRF 3-80
Tabelle 37: Emissionsfaktoren für CH_4 aus dem Steinkohlenbergbau 3-83
Tabelle 38: Aktivitätsraten und daraus resultierende Klinkerfaktoren in der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987-2002 4-3
Tabelle 39: Spezifische CO_2-Emissionen in der Zementindustrie in Deutschland (VDZ, 2002) 4-4
Tabelle 40: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie 4-4
Tabelle 41: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Kalkindustrie 4-7
Tabelle 42: N_2O- und NO_x-Emissionsfaktoren aus der Salpetersäureproduktion 4-18
Tabelle 43: N_2O- und NO_x-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion 4-18
Tabelle 44: IPCC Default Emissionsfaktoren [kg CH_4 / t] für CH_4 aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie 4-23
Tabelle 45: In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige Schadstoffe 4-24
Tabelle 46: Meldenummern der Produktionsstatistik 4-24
Tabelle 47: Aktivitätsraten von Methanol, 1,2-Dichlorethan, Ruß, Ethylen und Styrol [t] 4-25
Tabelle 48: AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2003 4-29
Tabelle 49: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion 4-32
Tabelle 50: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6 4-39
Tabelle 51: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6: hier: Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen 4-44
Tabelle 52: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6; hier: Verbrauch von SF_6 4-45
Tabelle 53: Überblick über angewandte Methoden für die zu „Kälte- und stationäre Klimaanlagen“ gehörenden Untergruppen 4-46
Tabelle 54: Mittlerer HFKW-134a-Bestand in XPS-Dämmstoff im Inland 4-55
Tabelle 55: CRF-Kategorien in der Hauptkategorie 3 5-1
Tabelle 56: NMVOC Emissionen aus der Lösemittelverwendung 2002 5-4
Tabelle 57: Expertenschätzung der Unsicherheiten (Tier 1) 5-5
Tabelle 58: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung) [Tg CH_4 a^{-1}] 6-3
Tabelle 59: Detaillierte Charakterisierung der Tierbestände nach IPCC und die in Deutschland vorgenommene Einteilung 6-6
Tabelle 60: Default-Werte (Emissionsfaktoren) nach IPCC 6-8
Tabelle 61: Prozentuale Unterschiede der Tierzahlen, die sich aus der Änderung des Agrarstatistikgesetzes (BML, 1998) ergeben haben. Beispielhafte Ergebnisse für Thüringen (TMLNU, 2000) 6-8
Tabelle 62: Verdauungsbedingte Methan-Emissionen von Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (IEF, berechneter Emissionsfaktor aus Emission und Milchkuhbestand), für D wurde der IEF für das Jahr 2003 verglichen. 6-9
Tabelle 63: Vergleich der im NIR 2004 und dem NIR 2005 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Milchkühe für Deutschland in kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 6-10
Tabelle 64: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). [Tg a^{-1} CH_4.] 6-12
Tabelle 65: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). [Tg a^{-1} C] 6-14
Tabelle 66: N_2O- und NO -Emissionen E_{N2O} und E_{NO} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management) [Gg a^{-1} N_2O bzw. NO]. 6-15

Tabelle 67: Vergleich der im NIR 2004 angegebenen CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement) [Tg a^{-1} CH_4]. 6-21
Tabelle 68: Vergleich der im NIR 2004 und NIR 2005 angegebenen N_2O-Emissionen E_{N2O} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement). Angaben für Deutschland [Gg a^{-1} N_2O]. 6-22
Tabelle 69: N_2O- und NO-Emissionen E_{N2O},und E_{NO} aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben [Gg a^{-1} N_2O] bzw. [Gg a^{-1} NO]. 6-24
Tabelle 70: Vergleich der im NIR 2004 und NIR 2005 angegebenen N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. [Tg a^{-1} N_2O]. 6-31
Tabelle 71: Vergleich der im NIR 2004 und NIR 2005 angegebenen NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. [Tg a^{-1} NO]. 6-31
Tabelle 72: Gesamtvorräte C, verbleibender Wald, mit Schätzung der relativen Standardabweichung 7-6
Tabelle 73: Neuwaldflächen alte Bundesländer 7-9
Tabelle 74: Vorrat Neuwaldfläche Ende 2002 7-10
Tabelle 75: Verwendete DOC-Werte 8-5
Tabelle 76: Organische Fracht des Abwassers in abflusslosen Gruben (1990-2003) 8-10
Tabelle 77: Methanemissionen aus abflusslosen Gruben (1990-2003) 8-11
Tabelle 78: Methanemissionen der offenen Schlammfaulung in den neuen Bundesländern 8-13
Tabelle 79: Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland 8-14
Tabelle 80: Bevölkerung in Deutschland (1990-2002) 8-14
Tabelle 81: Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2003 8-15
Tabelle 82: Rückrechnung der Berichtsjahre 2004 und 2005: Auswirkung auf das Basisjahr 10-5
Tabelle 83: Größte Emissionsänderung der Bereiche für das Jahr 1990 nach Schadstoffen 10-6
Tabelle 84: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 10-6
Tabelle 85. Rückrechnung der Berichtsjahre 2004 und 2005: Auswirkung auf das Jahr 2002 10-7
Tabelle 86: Größte Emissionsänderung der Bereiche für das Jahr 2002 nach Schadstoffen 10-8
Tabelle 87: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 2002 10-8
Tabelle 88: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2003) gemäß Tier 1 Level Approach 12-2
Tabelle 89: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2003) gemäß Tier 1 Trend Approach 12-6
Tabelle 90: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2003) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach 12-12
Tabelle 91: Datenquellen für die Energiebilanzen (ZIESING et al, 2003) 13-2
Tabelle 92: Ergänzung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Hausmüll in den Wärmekraftwerken, Heizkraftwerken und Fernheizwerken der öffentlichen Versorgung, alte Bundesländer 1990-1994 sowie Deutschland 1995-1998. 13-9
Tabelle 93: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Industriemüll und Sulfitablauge in den industriellen Wärmekraftwerken und anderen Wärmeerzeugern der Industrie, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998 13-10
Tabelle 94: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Klärschlamm und Müll im Umwandlungsbereich für die Kokereien und in den Umwandlungsbereichen für Sonstige Energieerzeuger, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998 13-10
Tabelle 95: Datenverfügbarkeit für die einzelnen Kraftwerke 13-19
Tabelle 96: CO_2 Emisssionsfaktoren für den deutschen Nationalen Allokationsplan (Stand: 27.10.2003) 13-31

Tabelle 97: Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1990-1994 13-37
Tabelle 98 Aggregation und Zuordnung der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2, 1995-2002 13-39
Tabelle 99: Anlagentypen nach Anhang der 4.BImSchV 14-4
Tabelle 100: Klassifikation der Quellen nach Feuerungstyp 14-5
Tabelle 101: Methan-Emissionsfaktoren für Feuerungsanlagen < 50 MW FWL und für Gasturbinen nach RENTZ et al, 2002 14-8
Tabelle 102: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerungen Hochofen und Sinteranlage (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, 1990-2004: Tab.3.25) 14-11
Tabelle 103: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, 1991-2004: Tab. 3.25) 14-13
Tabelle 104: Referenzphasendauer für Triebwerke nach ICAO 14-14
Tabelle 105: NO_X -Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR (IPCC 1999) ,ohne militärischer Flugverkehr (alle Flugphasen) 14-15
Tabelle 106: Energiebilanzen 1990-2002 14-19
Tabelle 107: Heizwerte für Otto- und Dieselkraftstoff 14-20
Tabelle 108: Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz 14-20
Tabelle 109: Emissionsfaktoren für Pkw mit Flüssiggasantrieb 14-22
Tabelle 110: Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch 14-22
Tabelle 111: Eingabestruktur Erdgas: Emissionsfaktoren 14-22
Tabelle 112 Vergleich der Aktivitätsraten für das Jahr 2002 14-24
Tabelle 113: Daten zum Ländervergleich für Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau 14-25
Tabelle 114: Prozess- und Energiebedingte Emissionen sowie Gesamtemissionen pro Jahr [Mt CO_2 / a] 14-29
Tabelle 115: Waldbrandflächen [ha] 14-42
Tabelle 116: Gesamtvorräte C, verbleibender Wald 14-47
Tabelle 117: Raumdichten 14-49
Tabelle 118: Raumdichte Äste 14-50
Tabelle 119: Oberirdische Expansionsfunktionen 14-51
Tabelle 120: Wurzelmasse Dieter & Elsasser 2002 14-52
Tabelle 121: Wurzelmasse (IPCC 2003) 14-52
Tabelle 122: Relative Standardabweichung Derbholzvorrat 14-54
Tabelle 123: Relativer Standardfehler Raumdichte 14-55
Tabelle 124: Relativer Standardfehler VEF Modell 14-56
Tabelle 125: Fehler VEF Modell Baumartengruppen 14-56
Tabelle 126: Relative Standardabweichung Wurzel 14-56
Tabelle 127: Fehlerschätzung neue Bundesländer, 1993 14-58
Tabelle 128: Fehlerübersicht 14-59
Tabelle 129: Neuwaldflächen alter Bundesländer 14-61
Tabelle 130: Vorrat Neuwaldfläche Ende 2002 14-61
Tabelle 131: Verluste aus Totholz, Humusauflage und Boden bei Entwaldung 14-63
Tabelle 132: Prioritätenliste Nutzungswandlung 14-66
Tabelle 133: Berichtete Methan Conversion Factor in den Nationalen Inventarberichten 14-79
Tabelle 134: Durchschnittlicher täglicher und jährlicher Eiweißbedarf 14-80
Tabelle 135: Rollen und Verantwortlichkeiten im QSE 17-7
Tabelle 136: Beispiel zur QK-Checkliste für den Prozessschritt Festlegung der Anforderungen 17-9
Tabelle 137: Dimensionen im ZSE und zugehörige TREMOD-Kategorien 17-14
Tabelle 138: Zuordnung der ZSE-Strukturelemente (erste Zeile) und TREMOD-Kategorie (zweite Zeile) 17-16
Tabelle 139: Unsicherheitenberechnung nach Tier 1 (gemäß Tabelle 6.1 GPG) 18-2

Abkürzungsverzeichnis

(die Abkürzungen der Strukturelemente für das ZSE finden sich in Tabelle 16)

AbfAblV	Abfallablagerungsverordnung
ABL	alte Bundesländer
AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen
AK	Arbeitskreis
ALH	BWI-Baumartengruppe: alle anderen Laubbäume hoher Lebenserwartung
ALN	BWI-Baumartengruppe: alle anderen Laubbäume niedriger Lebenserwartung
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 BMVEL
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMVEL	Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft
BMVG	Bundesministerium der Verteidigung
BMWA	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit
BMWi	siehe BMWA
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 (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	Menge des gebildeten Deponiegases
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 (Degradable Organic Carbon)
DOC_F	Anteil des in Deponiegas umgewandelten DOC (Fraction of DOC dissimilated)
DTKW	Dampfturbinenkraftwerke
DVGW	Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfachs eV.
EEA	Europäische Umweltagentur (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
FAL	Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft
FAO	Organisation für Ernährung und Landwirtschaft (Food And Agriculture Organisation)
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
F-Gase	Vollfluorierte Kohlenwasserstoffe
FHW	Fernheizwerke

FKW	Fluorkohlenwasserstoffe
FKZ	Forschungskennziffer
FWL	Feuerungswärmeleistung
GAS-EM	GASeous EMissions – ein Kalkulationsprogramm für Emissionen aus 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 (Global Warming Potential)
HFC	Wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (*Hydrofluorocarbons)* = HFKW
HFCKW	Wasserstoffhaltige Fluorchlorkohlenwasserstoffe
HFKW	Wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe
HQG	Hauptquellgruppe
HS-GIS	Hochspannungs- Gasisolierte Schaltanlagen
IAI	International Aluminium Institute
ICAO	International Civil Aviation Organisation
IE	an anderer Stelle einbezogen (Included Elsewhere)
IEA	Internationale Energie Agentur
IEF	implied emission factor
IfE	Institut für Energetik
IFEU	Institut für Energie- und Umweltforschung
IKW	Industriekraftwerke
IMA	Interministerielle Arbeitsgruppe
IPCC	Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel On Climate Change)
K	Brennstoffeinsatz zur Krafterzeugung (Direktantrieb)
k.A.	keine Angabe
KP	Kyoto-Protokoll
KS	Klärschlamm
l	level (= Level Assessment nach den IPCC-Good Practice Guidance)
LF	Landwirtschaftlich genutzte Flächen
LKW	Lastkraftwagen
LTO	Landing/Take-off-Zyklus
LUCF	Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use Change and Forestry)
LULUCF	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Land Use, Land Use Change and Forestry)
MBA	Mechanisch-Biologische Abfallbehandlung
MCF	Methankonversionsfaktor (Methane Conversion Factor)

MFC	Faktor zur Einbeziehung der Qualität des Deponiegasmanagements (Methane Correction Factor)
MS	Mittelspannung
MSW	Deponierte Menge an Siedlungsabfall
MVA	Müllverbrennungsanlage
MW	Megawatt
N_2O	Distickstoffoxid, Lachgas
NA	nicht anwendbar (Not Applicable)
NASA	National Aeronautics and Space Administration
NaSE	Nationales System Emissionsinventare
NBL	neue Bundesländer
NE	Nicht geschätzt (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	New Format on Reporting (Berichtsformat für die Berichterstattung an die UN ECE) (Nomenclature for Reporting)
NFZ	Nutzfahrzeuge
NH_3	Ammoniak
NIR	Nationaler Inventar Bericht
NMVOC	Flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (Non Methane Volatile Organic Compounds)
NO	nicht vorkommend (Not Occurring)
NO	Stickstoffmonoxid
NSCR	Nicht-selektive katalytische Reduktion
OCF	One Component Foam (Montageschaum)
OX	Oxidationsfaktor; Faktor zur Bestimmung des Anteils an CH_4, der oxidiert wird
PAH	Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe *(Polycyclic aromatic hydrocarbons)* = PAK
PAK	Polycyclische aromatische Kohlenwasserstoffe
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 (*Perfluorocarbons)*
PKW	Personenkraftwagen
PU	Polyurethan
QK	Qualitätskontrolle
QS	Qualitätssicherung
QSE	Qualitäts-System Emissionsinventare
RSt	Rohstahl
RWI	Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung
S	Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung
S	schwer (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: großer Stromerzeuger in Deutschland
t	trend (= 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 (Total Organic Carbon)
TREMOD	Emissionsberechnungsmodell für den Verkehr (Traffic Emission Estimation Model)
TÜV	Technischer Überwachungs-Verein
UBA	Umweltbundesamt
UN ECE	Europäische Wirtschaftskommission der Vereinten Nationen (United Nations Economic Commission for Europe)
UN FCCC	Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (United Nations Framework Convention on Climate Change)
UN	Vereinte Nationen (United Nations)
UStatG	Umweltstatistikgesetz
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e.V.
VDN	Verband der Netzbetreiber
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 Abwasserbehandlungssystems (z.B. aerob, anaerob)
XPS	Extrudiertes Polystyrol
ZSE	Zentrales System Emissionen

Einheiten und Grössen

Multiplikationsfaktoren, Abkürzungen, Vorsilben und Symbole

Multiplikationsfaktor	Abkürzung	Vorsilbe	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)

0 ZUSAMMENFASSUNG

Als Vertragsstaat der Klimarahmenkonvention ist Deutschland seit 1994 dazu verpflichtet, Emissionsinventare zu Treibhausgasen zu erstellen, zu veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben. Mit dem Inkrafttreten des Kyoto-Protokolls im Februar 2005 ist die internationale Staatengemeinschaft erstmals verpflichtet, verbindliche Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente für den globalen Klimaschutz zu realisieren. Hieraus ergeben sich sehr weitreichende 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 sind diese Anforderungen bereits im Frühjahr 2004 für Deutschland rechtsverbindlich geworden.

Unter anderem hat die Vertragsstaatenkonferenz mit der Annahme der Entscheidung 3/CP.5 beschlossen, dass alle Vertragsstaaten 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 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 mit den Inventaren des Jahres 2005 seinen dritten Nationalen Inventarbericht vor. Er enthält gegenüber dem Bericht des Jahres 2004 (UBA, 2004) unter anderem umfangreiche Überarbeitungen in den Bereichen Landwirtschaft (CRF 4) und CRF 5.A (Änderungen des Waldbestandes und sonstiger Biomassebestände). Auf den letzteren Bereich wurden erstmalig die *IPCC Good Practice Guidance for Land Use, Land Use Change and Forestry* (IPCC-GPG LULUCF, 2003) angewendet. Darüber hinaus wurde mit dem NIR 2005 eine Straffung des Berichts vorgenommen, um die Übersicht und Lesbarkeit zu erhöhen. Damit wurde auch ein wesentlicher Kritikpunkt des unabhängigen Expertenteams, das im September 2004 die deutschen Inventare im Auftrag des Klimasekretariats geprüft hatte, aufgegriffen. In der Folge wurden unter anderem sehr detaillierte Beschreibungen methodischer Vorgehensweisen und Erwägungen in den Anhang verschoben. Es ist geplant diese, im wesentlichen auf redaktioneller Ebene ablaufenden Tätigkeiten, fort zu führen und in 2005 abzuschließen. In der Folge wird der Nationale Inventarbericht in Zukunft aus einem Hauptteil und einem separaten Anhang bestehen, die beide über entsprechende Referenzierungen mit einander verbunden sein werden.

Nationale Treibhausgas-Inventare wurden dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention für die Jahre 1990 bis 2003 übermittelt. Dieser Bericht bezieht sich auf diese jährlichen Emissionsinventare 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 UN FCCC Richtlinie zur Berichterstattung über jährliche Inventare(*FCCC/SBSTA/2004/8*) und so weit wie möglich in Übereinstimmung mit den *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC-GPG, 2000) und IPCC-GPG LULUCF (2003) erstellt.

Kapitel 1 beschreibt das Nationale System Emissionsinventare in Deutschland, das die Erfüllung aller Berichtspflichten zu atmosphärischen Emissionen und zu Einbindungen in Senken unterstützen soll. Neben den Anforderungen des Kyoto-Protokolls werden hierüber auch andere eingegangene Verpflichtungen (u.a. UN ECE Genfer Luftreinhaltekonvention, EU-Richtlinie zu Nationalen Emissionsobergrenzen) mit abgedeckt. Weiterhin werden hier

die grundlegenden Prinzipien und Methoden, mit denen die Emissionen und Senken der IPCC-Kategorien berechnet werden, sowie das Qualitäts-System Emissionsinventare beschrieben. Die beteiligten Institutionen haben in den letzten drei Jahren mit erheblichem Aufwand zur Verbesserung der Datenbasis und zur Schließung von Datenlücken beigetragen. An einer 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.

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. Gegenüber dem Nationalen Inventarbericht 2004 hat sich die diesjährige Berichterstattung in den folgenden Bereichen verbessert:

Energie:

- Neue N_2O-Emissionsfaktoren entsprechend neuer Studie für Großfeuerungsanlagen
- Neue CH_4- und N_2O-Emissionsfaktoren auf Grund deutlicher Verbesserung der Treibstoffeffizienz von Flugzeugantrieben
- Neue CH_4- und N_2O-Emissionsfaktoren für stationäre Quellen, Methodenvereinheitlichung
- Neue Aktivitätsraten im Straßenverkehr
- Neue CH_4 Aktivitätsraten nach Technikänderung bei diffusen Emissionen aus Brennstoffen

Industrieprozesse:

- Neue Aktivitätsraten Zementproduktion
- Neue Aktivitätsraten Kalkproduktion
- Veränderung der Aggregation
- Verwendung ungerundeter Aktivitätsraten
- Ersterfassung Calziumcarbidproduktion, Methanol und Ethylendichlorid

Landwirtschaft:

- Neue CH_4-Emissionsfaktoren und Aktivitätsrate, neue Datenaufnahme Kühe Berlin, Bremen, Hamburg
- Neue CH_4-Emissionsfaktoren und Aktivitätsrate, neue Datenaufnahme
- Neue N_2O-Emissionsfaktoren und Aktivitätsrate, neue Datenaufnahme

Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft:

- Neue Daten; die Vorratszunahme (Holz) ist höher als frühere Schätzungen
- Einbeziehung unterirdischer Biomasse, verbesserte Berechnungsmethoden und veränderte Schätzung des Ausgangsvorrats
- Ersterfassung der Kohlenstoffspeicherung von Mineralböden

Im Ergebnis des *In Country Review* wurden durch die Experten des Klimasekretariats weitere zusätzliche Verbesserungserfordernisse aufgezeigt. Der intensive nationale Prozess der Inventarverbesserung muss auch im Jahr 2005 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 vom Umweltbundesamt berechnet und zusammengestellt. Emissionen und Senken aus Landwirtschaft, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft wurden vom Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) 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 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, perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (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, Emissionsinventare zu Treibhausgasen zu erstellen, veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben. Mit der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls im Jahr 1997 hat sich die internationale Staatengemeinschaft erstmals auf verbindliche Handlungsziele und Umsetzungsinstrumente für den globalen Klimaschutz geeinigt. Hieraus ergeben sich auch sehr weitreichende 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 um 8 % zu mindern. Diese Verpflichtung wurde innerhalb der EU im Rahmen einer Lastenteilung[1] 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: 1990-2003

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der EU-intern vereinbarten Lastenverteilung verpflichtet, die Emissionen aller sechs Kyoto-Gase bis zum Ende der ersten Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 um 21 % gegenüber dem Basisjahr (1990 bzw. 1995[2]) zu mindern. Die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland seit 1990 ist in

1 burden sharing agreement, beschlossen mit Ratsentscheidung 2002/358/EG
2 Für HFC, PFC und SF_6

Tabelle 1 für die einzelnen Treibhausgase sowie in Abbildung 1 insgesamt als CO_2-Equivalentemission grafisch dargestellt.

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland – Veränderungen gegenüber dem Basisjahr[3] [CO_2 Äquivalenten]

Greenhouse gas emissions	**Base year**	**1990**	**1995**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
	CO_2 equivalent [Gg]						
Net CO_2 emissions/removals	986.088	986.088	870.540	825.670	838.667	828.660	829.677
CO_2 emissions *	1.015.031	1.015.031	902.213	860.091	873.862	863.877	865.367
CH_4	132.099	132.099	104.912	82.908	79.308	76.477	75.220
N_2O	86.388	86.388	80.886	62.199	62.481	61.767	63.694
HFCs	6.360	3.510	6.360	6.630	8.130	8.247	8.247
PFCs	1.759	2.696	1.759	790	723	786	786
SF_6	6.633	3.967	6.633	4.018	3.325	4.197	4.197
Total #	**1.219.326**	**1.214.748**	**1.071.090**	**982.214**	**992.634**	**980.134**	**981.821**
Total *	**1.248.270**	**1.243.692**	**1.102.763**	**1.016.636**	**1.027.829**	**1.015.351**	**1.017.511**

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

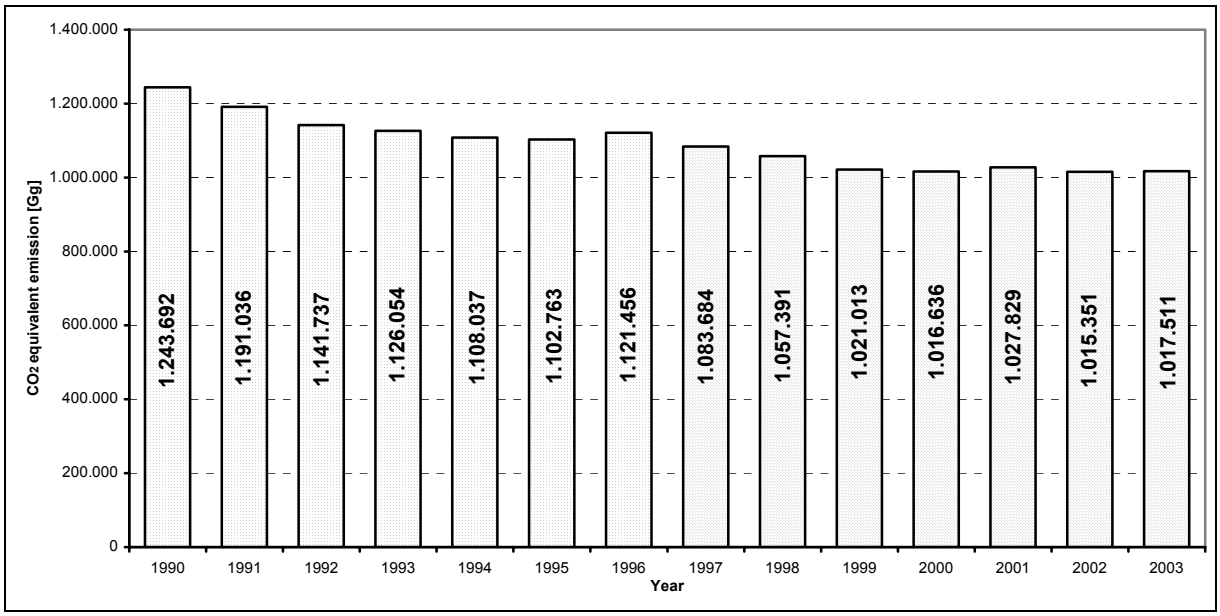


Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland in CO_2 Äquivalenten (ohne CO_2 von LUCF)

Bis zum Jahr 2003 konnte die Verpflichtung im Rahmen der europäischen Lastenteilung mit einer Minderung von 18,5 % gegenüber dem Basisjahr bereits zu großen Teilen erfüllt werden. Die einzelnen Treibhausgase trugen dabei in unterschiedlichem Maße 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 (siehe Tabelle 2).

3 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 [Gg CO_2 Äquivalenten]

Greenhouse gas emissions (CO_2-Eqivalent)	Base year		1990		1995		2000		2003	
	[Gg]	[%]	[Gg]	[%]	[Gg.]	[%]	[Gg]	[%]	[Gg]	[%]
CO_2 emissions *	1.015.031,5	81,3	1.015.031,5	81,6	902.212,8	81,8	860.091,4	84,6	865.367,3	85,0
CH_4	132.099,2	10,6	132.099,2	10,6	104.912,5	9,5	82.908,0	8,2	75.219,9	7,4
N_2O	86.388,0	6,9	86.388,0	6,9	80.886,0	7,3	62.198,8	6,1	63.693,8	6,3
HFCs	6.360,0	0,5	3.510,0	0,3	6.360,0	0,6	6.630,0	0,7	8.247,2	0,8
PFCs	1.758,8	0,1	2.696,0	0,2	1.758,8	0,2	789,7	0,1	786,0	0,1
SF_6	6.632,8	0,5	3.967,4	0,3	6.632,8	0,6	4.018,0	0,4	4.197,1	0,4
Total *	**1.248.270,2**		**1.243.692,1**		**1.102.374**		**1.016.636,0**		**1.017.511,2**	

*) without CO_2 from LUCF

Mit einem Anteil von 85,0 % an der Freisetzung von Kohlendioxid sind die Prozesse der stationären und mobilen Verbrennung Hauptverursacher der Emissionen. Insbesondere durch den überdurchschnittlichen Rückgang der anderen Treibhausgase ist dabei der Anteil der CO_2-Emissionen an den Gesamtemissionen seit dem Basisjahr um 3,7 Prozentpunkte gestiegen. Die durch Tierhaltung, Brennstoffverteilung und Deponieemissionen verursachten Methanemissionen (CH_4) haben einen Anteil von 7,4 %. Lachgasemissionen (N_2O) werden hauptsächlich durch die Landwirtschaft, Industrieprozesse und den Verkehr verursacht und tragen zu 6,3 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen so genannten Kyoto- oder F-Gase tragen nur geringfügig mehr als 1 % zu den Gesamtemissionen bei. Die Verteilung der deutschen Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes hochindustrialisiertes Land.

Die Emissionen werden komponentenspezifisch für die durch den IPCC vorgegebenen Quellgruppen bzw. Senken berechnet. Athmosphärenchemische Umsetzungen von nicht als CO_2 emitierten 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- und 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 hattenund 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 18,5 %). Betrachtungen der einzelnen Komponenten belegen dies ebenfalls. So betragen die Emissionsveränderungen gegenüber dem Basisjahr 1990 bei den mengenmäßigen Haupttreibhausgasen Kohlendioxid (CO_2) - 14,7 %, bei Methan (CH_4) - 43,1 % und bei Lachgas (N_2O) - 26,3 %. Bei den sogenannten F-Gasen, die insgesamt etwa 1 % 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 36,7 %, bei CF_4 um 66,2 %, bei C_2F_6 um 38,9, wohingegen sie bei den HFC´s um 29,7 % und bei C_3F_8 um 1269 % anstiegen.

Gegenüber dem Vorjahr 2002 stiegen die Emissionen insgesamt geringfügig an (+ 0,2 %). Dies ist auf den bereits genannten Anstieg des Energieverbrauches zur Raumwärmeerzeugung und im Bereich der Industrieprozesse insbesondere auf die gestiegene Zemet- und Salpetersäureproduktion zurückzuführen.

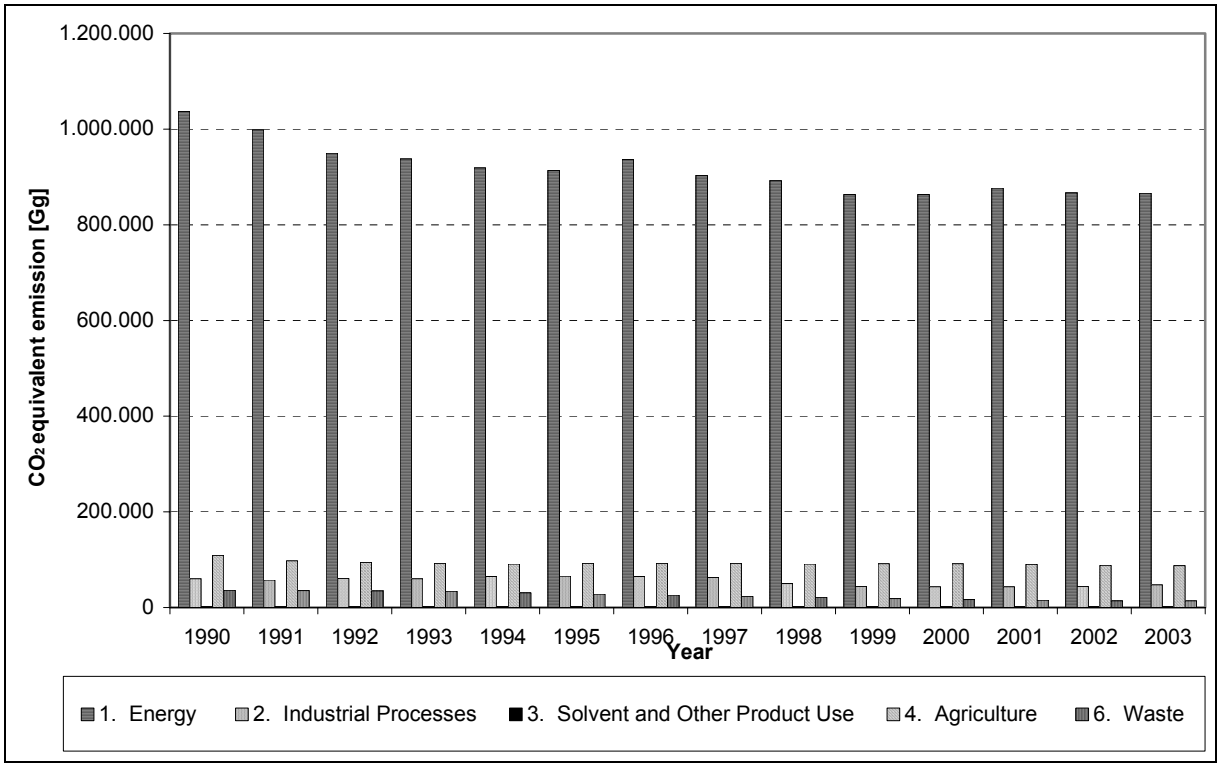


Abbildung 2: Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen in CO_2- Äquivalenten[4]

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. Trotz aller methodischen Schwierigkeiten (siehe hierzu Kapitel 8.1) 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 sind in absoluten Werten nicht sehr hoch – die Konstanz dieser Emissionen ist durch die Fortschreibung des für 1990 ermittelten Wertes aus der Anwendung von N_2O zu Narkosezwecken zu erklären. Hierzu werden im Rahmen eines Forschungsprojektes derzeit aktuelle Daten ermittelt. Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsangaben.

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

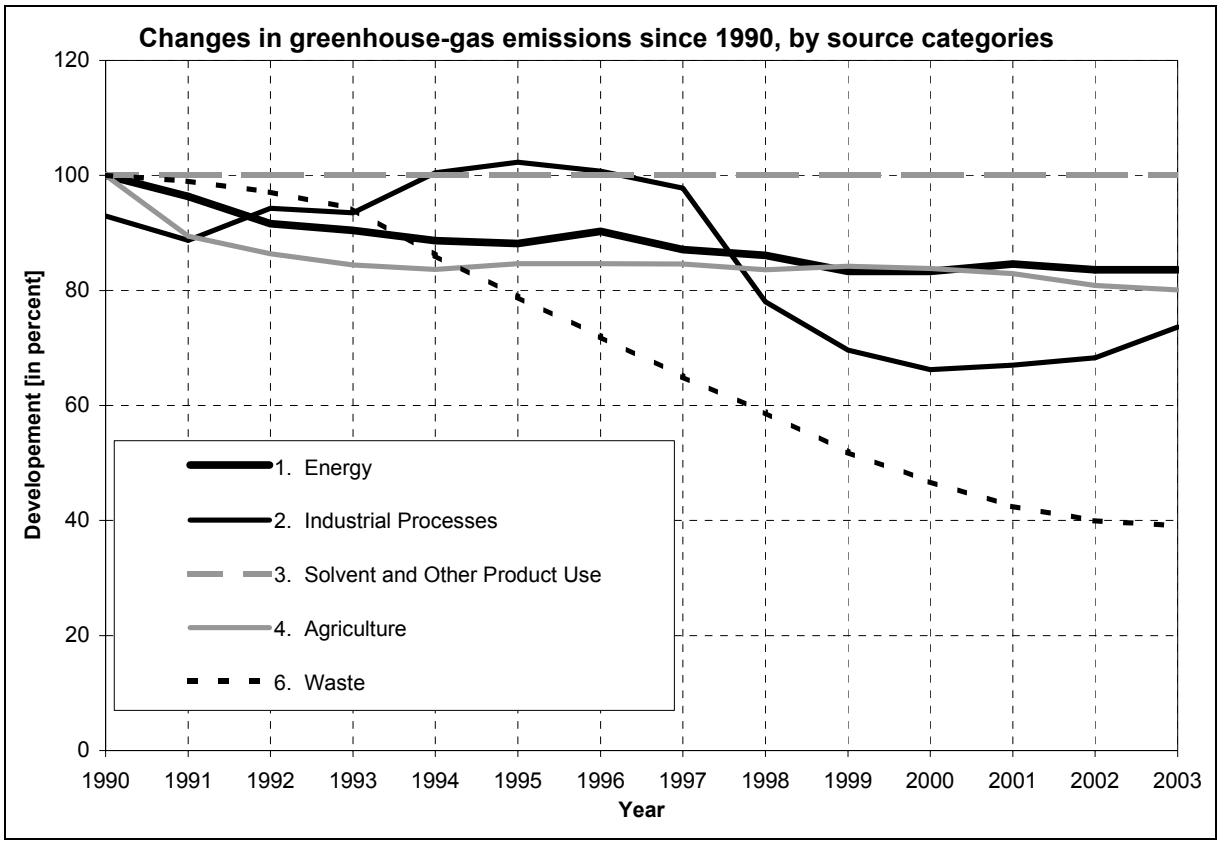


Abbildung 3: Relative Entwicklung der Treibhausgasemissionen seit 1990 nach Quellgruppen[5]

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

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 sogenannter 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 insbesondere auch Wasserdampf, als das wichtigste natürliche Treibhausgas und Ozon gehören, 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 teilweise aber 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, perfluorierte Fluorkohlenwasserstoffe (FKW), wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (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 HFC, PFC, SF_6) und für alle Jahre bis zum Vorjahr 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), Fluorkohlenwasserstoffe (HFC), Perfluorkohlenwasserstoffe (PFC) und Schwefelhexafluorid (SF_6) bis 2012 um durchschnittlich 5,2 Prozent vermindern. Die Europäische Gemeinschaft hat im Rahmen des Kyoto-Protokolls die Verpflichtung übernommen, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Zeitraum 2008–2012 gegenüber 1990 um 8 % zu mindern. Diese Verpflichtung wurde innerhalb der EU in einer Lastenteilung[6] 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 des Kyoto-Protokolls hinsichtlich der Senkung von weltweiten Treibhausgasemissionen wird von zwei kritischen Faktoren abhängen: Ob die Mitgliedstaaten sich an die Regeln des Protokolls halten und ihre Verpflichtungen erfüllen und ob die Emissionsdaten die zur Erfüllungskontrolle genutzt werden, zuverlässig sind. Damit kommt der nationalen Berichterstattung und der anschließenden internationalen Überprüfung von Emissionsinventaren eine Schlüsselrolle zu.

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

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 sind auch die Anforderungen aus den Berichtspflichten gegenüber der UN ECE Genfer Luftreinhaltekonvention und ihren Protokollen, sowie der EU NEC-Richtlinie zu berücksichtigen. Die Anforderungen des Kyoto-Protokolls erfordern eine grundlegende Überprüfung und Neuausrichtung der deutschen Emissionsberichterstattung. Diese Aufgabe verfolgt das Umweltbundesamt seit dem Jahr 2002 mit Nachdruck.

Als übergeordnetes Ziel fordern alle Berichtspflichten eine transparente, vergleichbare, vollständige, konsistente und exakte Emissionsberechnung von den Mitgliedstaaten. Insbesondere durch die Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls mit flexiblen Instrumenten sind für die Umsetzung der genannten Ziele konkrete Anforderungen formuliert worden. 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 Mitgliedstaates unbeanstandet abgeschlossen wird, erfolgt die Zulassung zur Anwendung der flexiblen Instrumente (siehe Abbildung 4).

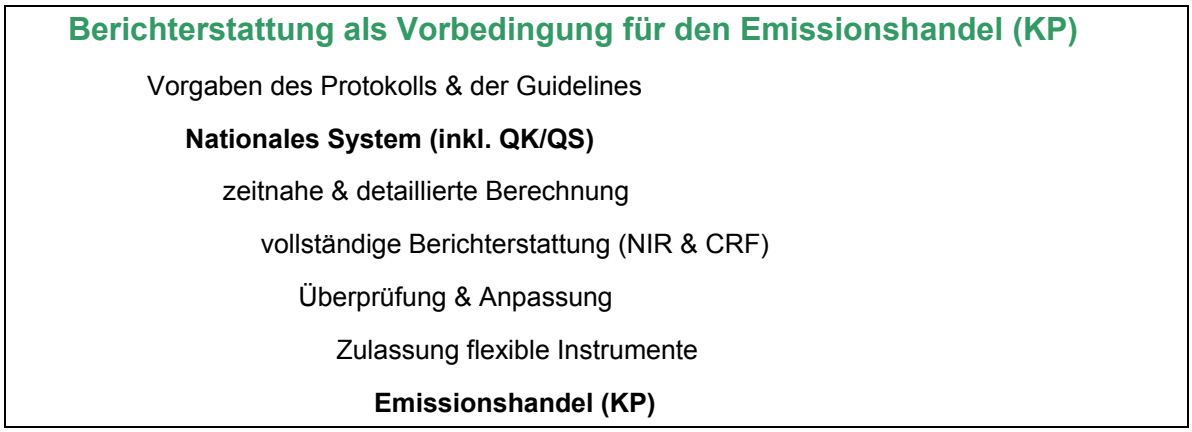


Abbildung 4: Vorbedingungen für die Anwendung flexibler Instrumente des KP

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 soll das Nationale System die Organisation und Qualitätssicherung der Emissionsinventare sicherstellen und als Netzwerk aller Bundes- und Landeseinrichtungen, Forschungsinstitute, Verbände und Organisationen fungieren, die zur Verbesserung der Inventarberechnungen beitragen können. Mit den erforderlichen Arbeiten zum Aufbau des

Nationalen Systems wurde im Jahr 2002 begonnen und es ist geplant, sie im Jahr 2005 abzuschließen. Insbesondere geht es auch um die Erarbeitung eines Vorschlages zur geeigneten Institutionalisierung des Nationalen Systems in Deutschland. Dieser 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

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

1. Die *Nationale Koordinierungsstelle* (single national entity) des Nationalen Systems ist am Umweltbundesamt im Fachgebiet I 4.6 angesiedelt. Eine rechtsverbindliche Festlegung hierzu steht noch aus. Die Koordinierungsstelle soll als zentrale Anlauf- und Informationsstelle für alle Teilnehmer am Nationalen System dienen. Sie hat den Rahmen für transparente, konsistente, vollständige, vergleichbare und genaue Inventare zu setzen.

2. Für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes wurde ein *Arbeitskreis Emissionsinventare* eingerichtet, über den alle an der Inventarerstellung beteiligten Mitarbeiter des UBA eingebunden werden.

3. Ein 2002 gegründeter Arbeitskreises VI *Emissionsberichterstattung* der Interministeriellen Arbeitsgruppe *IMA CO_2 Reduktion*[7] soll die Umsetzung der Anforderungen an die Emissionsberichterstattung bei den Bundesbehörden sicherstellen. 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. Der AK VI wird schwerpunktmäßig die Möglichkeiten der Institutionalisierung der Kyoto-Anforderungen z.B. in Form eines Umsetzungsgesetzes erörtern.

4. Mit der *Rahmen-Ressortvereinbarung zwischen dem BMVEL 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 fachlich zuständigen BMVEL zugearbeitet.

6. Eine Einbindung der Bundesländer erfolgt zur Zeit durch den *Länderausschuss Immissionsschutz* (LAI). Dies ist vor allem für die Validierung der Energiebilanz der 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

7 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.

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. Die Aufklärungs- und Informationsarbeiten werden seit 2003 intensiviert.

8. Die Expertise von *Forschungseinrichtungen* wurde schon immer in die Inventarerstellung über die Durchführung von Forschungs- und Entwicklungs-Vorhaben im Rahmen des 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 adressiert 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 im Jahr 2002 damit begonnen, ein Qualitäts-System Emissionsinventare (QSE) aufzubauen, das die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Einhaltung einer guten Inventarpraxis und die Durchführung einer routinemäßigen Qualitätssicherung schaffen soll. Es soll den Anforderungen der *IPCC Good Practice Guidance* genügen und an die nationalen Gegebenheiten in Deutschland sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA angepasst sein. Im Rahmen des QSE wurde ein Konzept zur Aufbau-

und Ablauforganisation entwickelt, dass die Zuständigkeiten und die erforderlichen QK- und QS-Maßnahmen verbindlich festlegt. Das im Aufbau befindliche Qualitäts-System Emissionsinventare wird in Anhang 6 (Kapitel 17.2) näher beschrieben. Seit 2003 werden über das QSE systematisch Maßnahmen zur Verbesserung der Emissionsinventare initiiert.

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 (Kapitel 17.3).

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):

5. 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
01. Oktober	Erstellung der CRF-Zeitreihen, Endredaktion durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA
01. November	Hausabstimmung UBA
15. November	Abschließende Qualitätssicherung
30. November	Bericht an das Ministerium zur Einleitung der Ressortabstimmung
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 Klimasekretariat)
August	Synthesis and Assessment Report II (country specific; durch das Klimasekretariat)

1.3 Kurzbeschreibung der Inventarerstellung

Die Inventarerstellung erfolgt federführend durch das Fachgebiet I 4.6 des UBA, das auch die Funktion der Nationalen Koordinierungsstelle wahrnimmt. Der Prozess der Inventarerstellung erfolgt in enger Verzahnung mit der Erstellung des Nationalen Inventarberichts und der Durchführung von Qualitätssicherungsprozeduren (siehe Abbildung 5).

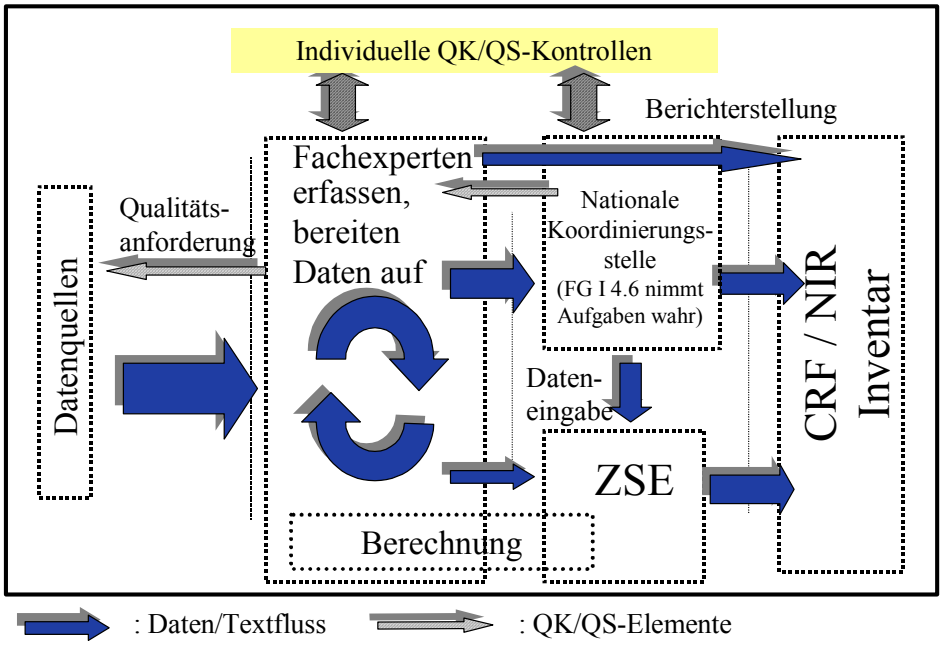


Abbildung 5: Ist-Situation Prozess Emissionsberichterstattung

Bei der Emissionsberichterstattung handelt es sich um einen regelmäßig, in der Regel 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 6). 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 werden zukünftig geeignete QK/QS-Maßnahmen zugewiesen.

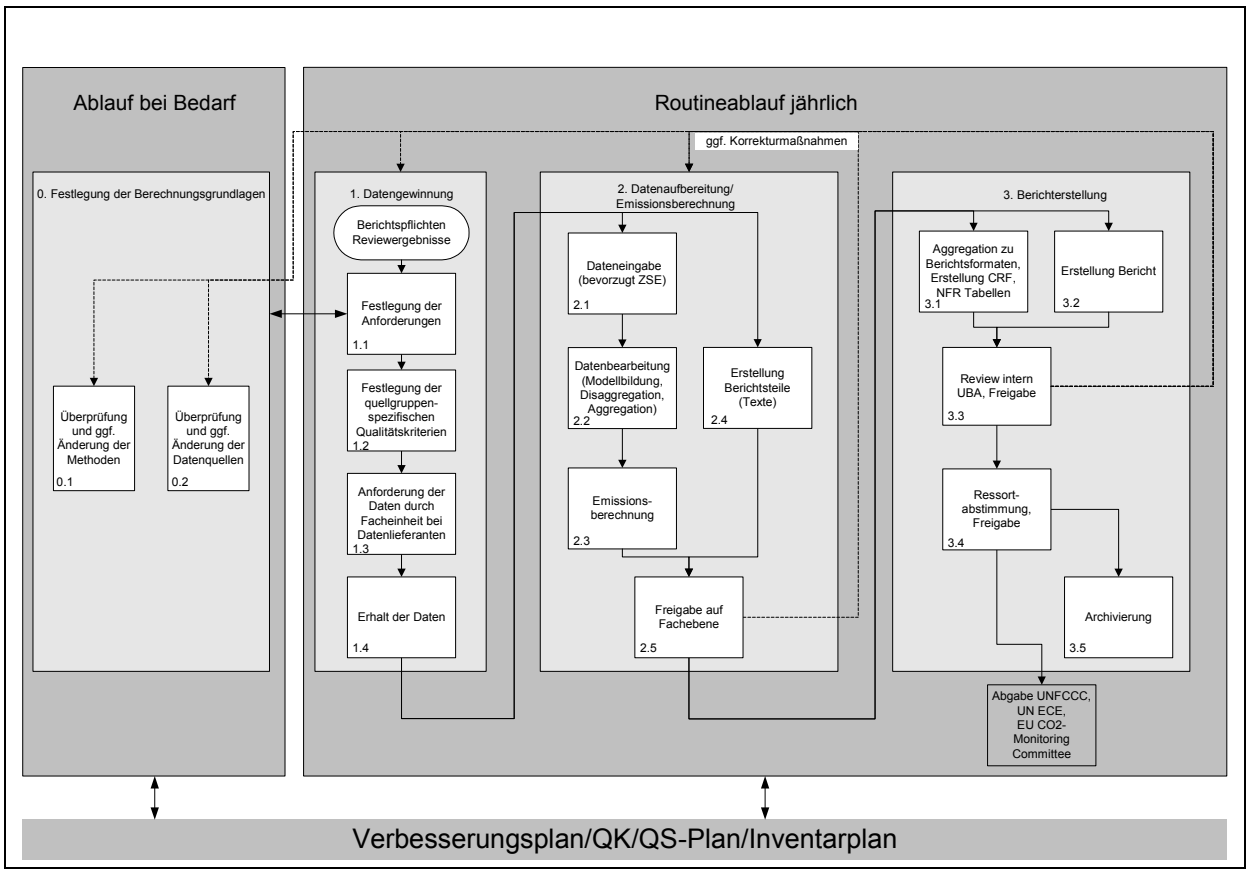


Abbildung 6: Übersicht gesamter Prozess der Emissionsberichterstattung

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 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 Qualitätskontroll- und -sicherungsmaßnahmen,
- 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 erkannten Defiziten bei der Güte der 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 Information, 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 AK Emissionsinventare und die Intranet-Seite zur Emissionsberichterstattung des UBA werden den Fachexperten die Berichtsanforderungen, die Review-Ergebnisse, die aktuelle Hauptquellgruppenanalyse und der bisherige Datenbestand zu dieser Quellgruppe bekannt gemacht. Auf der Grundlage dieser Dokumente hat der Fachverantwortliche die **Festlegung der Anforderungen** auszulegen.

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 (diese Information wird zukünftig in im Inventarplan stehen).

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. Die Validierung der Daten erfolgt durch den Fachverantwortlichen.

Bei der **Anforderung der Daten** bei Dritten durch die zuständige Facheinheit soll der vom Datenlieferant erwartete Umfang und die erwartete Dokumentation der Daten angegeben werden. Beim **Erhalt der Daten** werden diese auf Vollständigkeit, Einhaltung der Qualitätskriterien und Aktualität geprüft.

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.

Erhebliche Teile der **Dateneingabe und –bearbeitung** (Bearbeitung von Daten und der Emissionsberechnung im engeren Sinne des Datenbegriffs) laufen im ZSE ab. Erforderliche QK-Maßnahmen auf der Datenebene können teilweise automatisiert im ZSE hinterlegt werden (Formulierung von Prüfbedingungen im CalQlator), so dass die manuelle Durchführung bestimmter QK-Maßnahmen bei Nutzung des ZSE entfallen kann. 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 Weitergabe an die nationale Koordinierungsstelle von den jeweiligen QK/QS-Verantwortlichen für das Fachgebiet bzw. von den QK/QS-Verantwortlichen anderer NaSE-Teilnehmer 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 Aggregation erfolgen automatisiert.

Nach der rechnerischen Aggregation werden Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und Emissionen automatisiert in die CRF-Berichtstabellen des IPCC hineingeschrieben.

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 (FCCC/CP/2002/8, S.15)

Greenhouse gas	Chemical formula	1995 IPCC GWP
Carbon dioxide	CO_2	1
Methane	CH_4	21
Nitrous oxide	N_2O	310
Hydrofluorocarbons (HFC´s)		
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´s)		
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

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 wir ebenfalls ausgespielt und archiviert. Eine weitere **Archivierung** erfolgt mit der Fassung, die endgültig dem Klimasekretariat übermittelt wird.

1.4 Überblick über die verwendeten Methoden und Datenquellen

1.4.1 Datenquellen

1.4.1.1 Energie

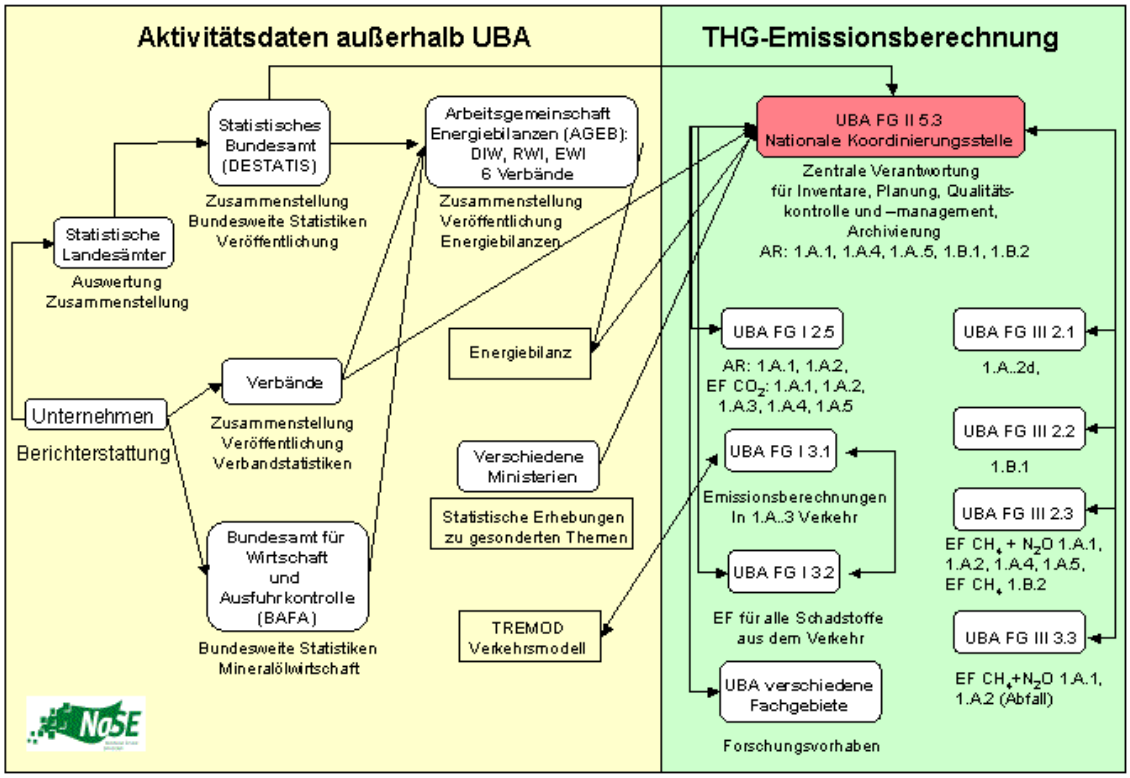


Abbildung 7: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen im Energiebereich (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

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 verfügbare aktuellste Energiebilanz beschreibt das Jahr 2000.

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 zeitgleich 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.

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 Modell“; IFEU, 2003b)[8] durchgeführt. Für die Berechnung mit TREMOD wurden zahlreiche Basisdaten aus allgemein zugänglichen Statistiken und speziellen Untersuchungen verwendet, aufeinander abgestimmt und ergänzt.

8 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.

1.4.1.2 Industrieprozesse

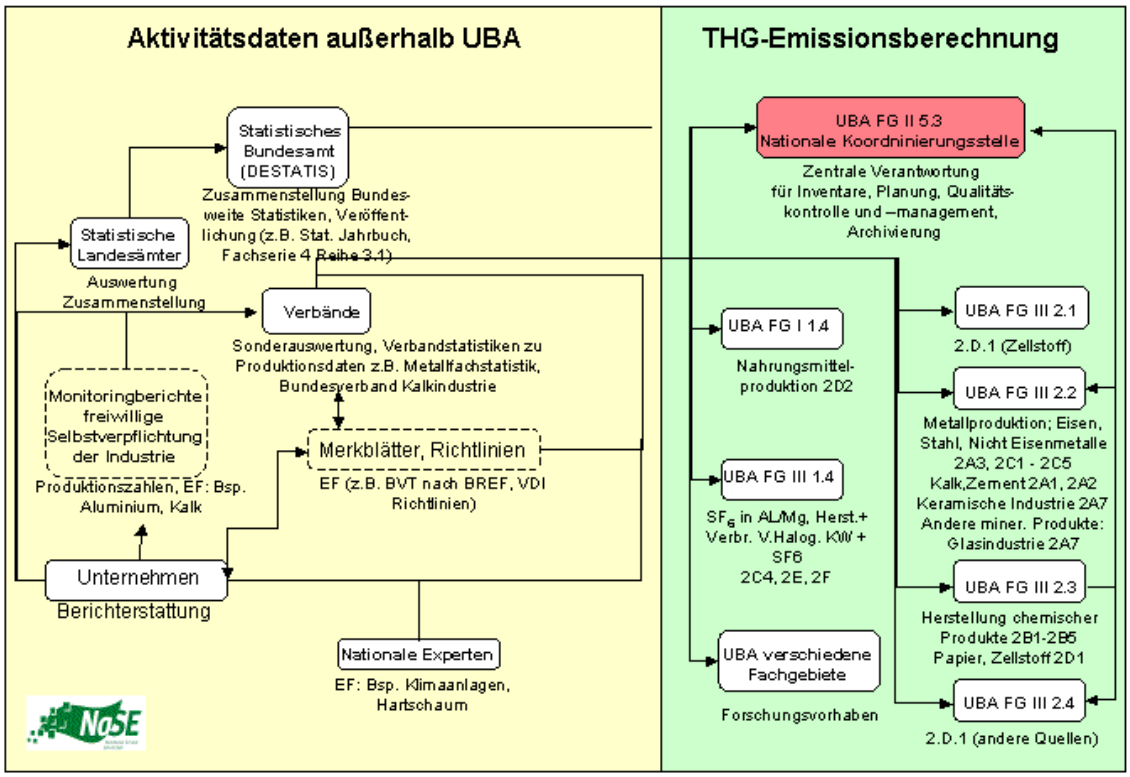


Abbildung 8: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Industrieprozesse (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

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 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

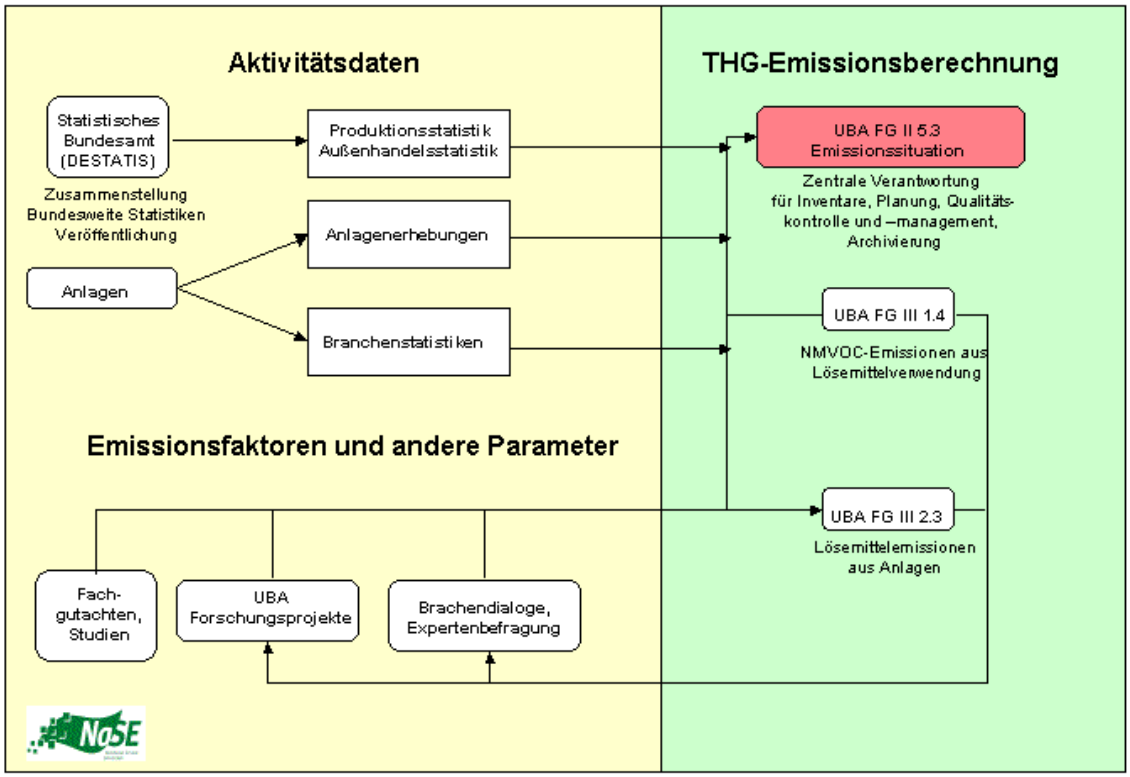


Abbildung 9: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Lösemittel- und anderen Produktverwendung (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

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

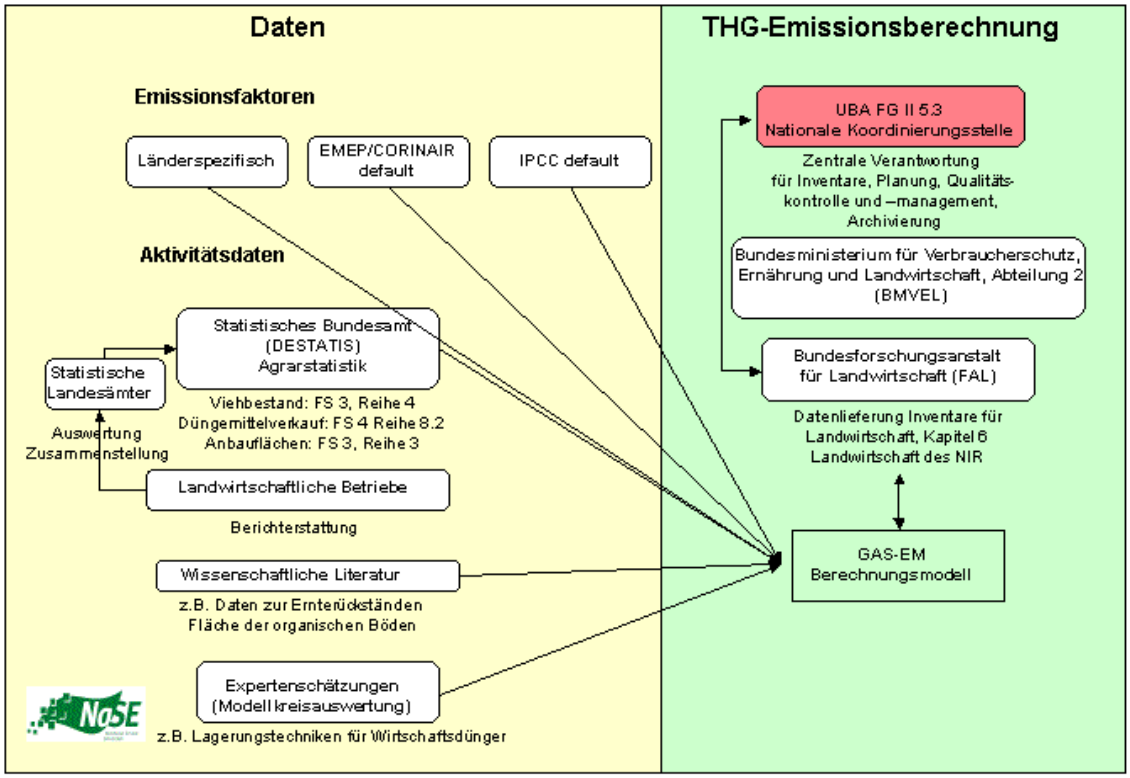


Abbildung 10: Verantwortlichkeiten und Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen der Landwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Die Berechnungen der Emissionen für das Kapitel 6 (Landwirtschaft) erfolgen durch die FAL. Zur Berechnung der landwirtschaftlichen Emissionen in Deutschland wurde von BMU und BMVEL 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 BMVEL im Rahmen einer Rahmen-Ressortvereinbarung.

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

Die Berechnungen im Bereich der Landwirtschaft basieren derzeit in vielen Bereichen auf einfachere (EMEP/ CORINAIR) bzw. Tier-1-Methoden (IPCC), die Standard-Emissionsfaktoren der Revised 1996 IPCC Guidelines oder aus dem EMEP/CORINAIR-

Handbuch der United Nation Economic Commission for Europe (UN ECE) verwenden. Daneben werden in einigen Bereichen landesspezifische Faktoren und Parameter verwendet, die aus Forschungsvorhaben und Literaturdaten stammen und ebenfalls von der FAL zusammengestellt und in das Berechnungsmodell eingebaut werden.

1.4.1.5 Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft

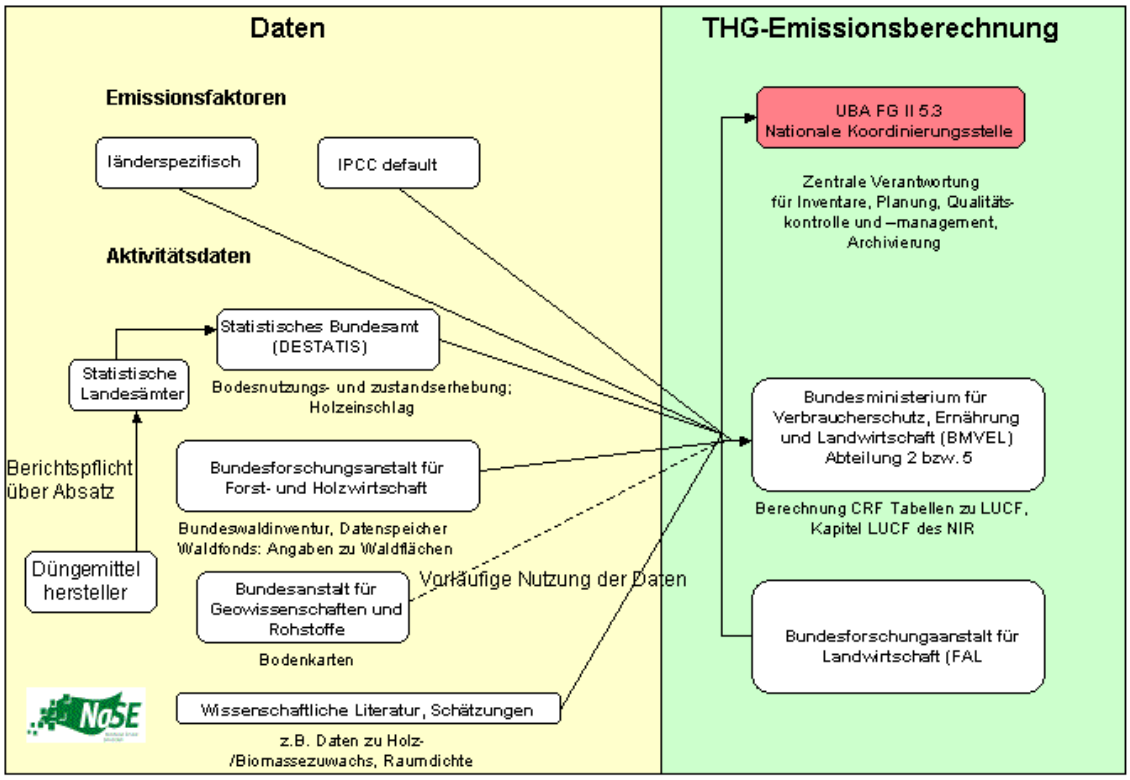


Abbildung 11: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

Die Berechnung der Änderung der Kohlenstoffvorräte in der Biomasse der Wälder erfolgte im Auftrag des BMVEL durch die Forstliche Versuchs- und Forschungsanstalt (FVA) Baden-Württemberg. Erstmals konnten hierfür die Daten aus zwei Bundeswaldinventuren (BWI) ausgewertet werden. Es war daher möglich, die Veränderung aus dem direkten Vergleich der bei den beiden Inventuren gemessenen Vorräte abzuleiten. Da für die neuen Bundesländer keine BWI I-Daten vorlagen, wurden dort Forsteinrichtungsdaten aus BML (1994) zum Vergleich herangezogen. Näheres siehe Kapitel 7.1. Die Aktivitätsdaten basieren auf Angaben der Bundeswaldinventur und dem Datenspeicher Waldfonds.

Zur Erfassung der Nutzungsänderungen in der Landwirtschaftsfläche liegen derzeit noch keine Aktivitätsdaten vor, die den Qualitätsanforderungen in diesem Bereich vollständig genügen. Die Aktivitätsdaten für die 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 Statistichen Bundesamt verwaltet) liegen nur

flächenaggregiert vor und sind deshalb nur durch Anwendung zusätzlicher Datenquellen (z.B. Fernerkundung: CORINE Landcover) und eigens für diesen Fall entwickelter mathematischer Modelle (beruhend auf gesetzlichen Vorgaben und Empirie) nutzbar. Die Bodenkohlenstoffvorratsschätzung wird derzeit an Hand von Bodenkarten, die das Bundesamt für Geowissenschaften und Rohstoffe zur Verfügung stellt, vorgenommen, die Veränderungen dieser Vorräte infolge Nutzungsänderungen mittels aus der wissenschaftlichen Literatur durch multiple Regression abgeleiteten Emissionsfaktoren abgeschätzt.

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

1.4.1.6 Abfall und Abwasser

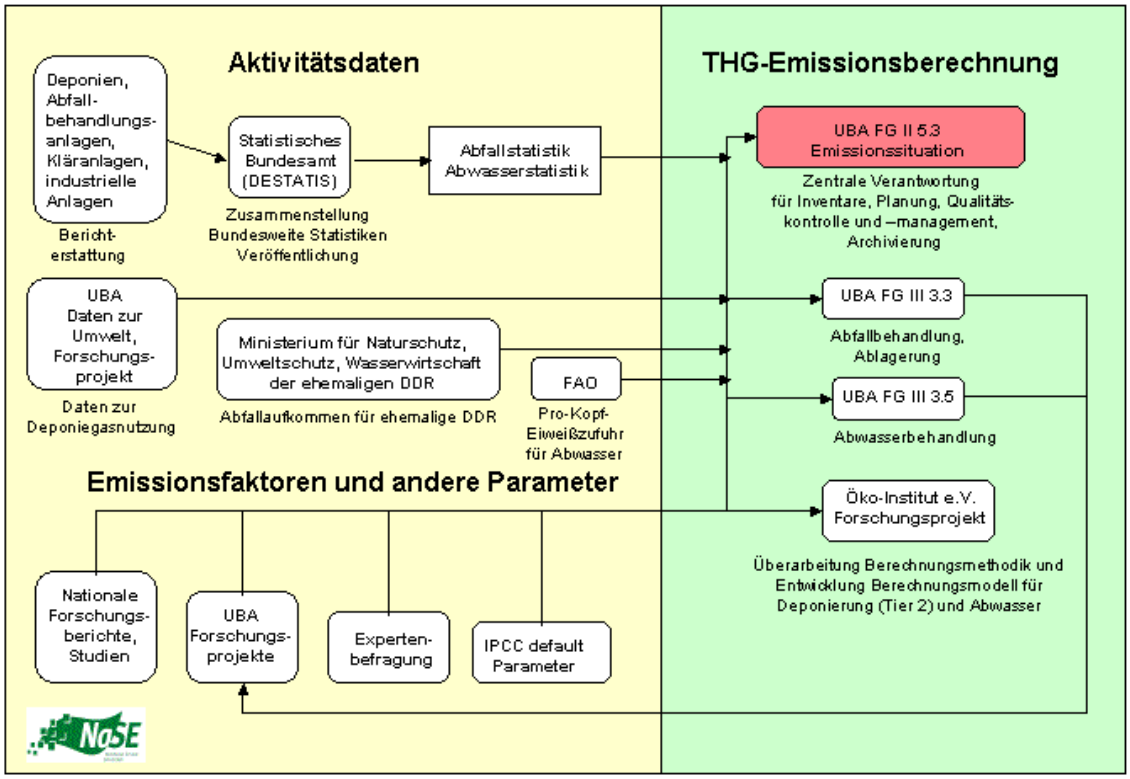


Abbildung 12: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abfall (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

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. Daüber hinaus wurden auch IPCC default Parameter genutzt. Zu einigen wenigen Parametern (z.B. Wahl der Halbwertszeit) wurden einzelne Experten befragt. Im entsprechenden Kapitel ist genauer dokumentiert, welche Parameter aus welchen Quellen stammen.

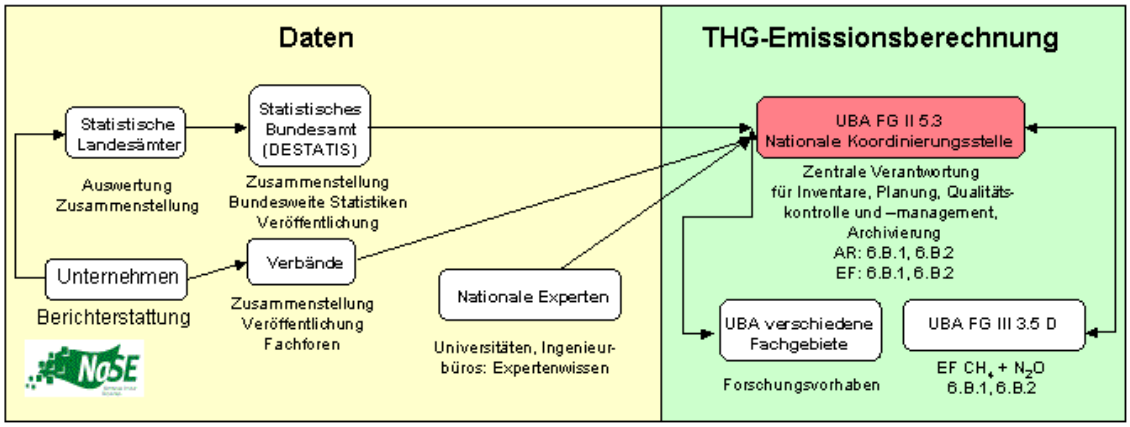


Abbildung 13: Datenfluss für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus dem Bereich Abwasser (ÖKO-INSTITUT, 2004a)

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)*[9].

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 zugrundeliegt. 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 HFC, PFC, SF_6 in vielen Bereichen detaillierte IPCC Tiers angewendet. Dies war vor allem möglich, weil die 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 im Rahmen des FE-Vorhabens 201 42 258 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 2003) sowie Trend (für 2003 gegenüber 1990) für die deutschen Treibhausgasemissionen der Quellgruppen nach Annex A des Kyoto-Protokolls angewendet.

Im Ergebnis wurden für das Jahr 2003 insgesamt 30 der untersuchten 177 Quellgruppen als Hauptquelle identifiziert. Nur 23 hiervon wurden gleichzeitig durch die Trend- und Levelanalyse als Hauptquellgruppe ermittelt. Zusätzlich wurden 5 Quellgruppen nur durch

9 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.

die Trend- bzw. 3 Quellgruppen nur durch die Levelanalyse als Hauptquellgruppe identifiziert. In der Kombination der Ergebnisse beider Analysen ergibt sich, dass insgesamt 96,3 % der Treibhausgasemissionen des Jahres 2003 – 982242 Gg CO_2-Equivalentemission – des Jahres 2003 aus den Hauptquellgruppen freigesetzt wurden. Zur Festsetzung dieser Quellgruppen führten zu 85 % die Freisetzung von CO_2, zu 9,7 % die Emission von CH_4, zu 4,1 % die Freisetzung von N_2O und nur zu etwa 1,2 % die Emission der F-Gase. Dies entspricht weitestgehend den Gesamtrelationen des Treibhausgasinventars.

Das zu Vergleichszwecken mit angegebene Ergebnis der Levelanalyse für das Jahr 1990 entspricht weitestgehend den Resultaten des Jahres 2003. Eine Übersicht der Ergebnisse der Hauptquellgruppenanalyse ist in Tabelle 4 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

IPCC SOURCE CATEGORIES	ACTIVITY	EMISSIONS OF	LEVEL 1990	LEVEL 2003	TREND 2003
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2			●
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2			●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2		●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	●	●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	●	●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O			●
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	●		
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	●		●
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	●		●
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	●	●	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	●		●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	●		●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid 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	●	●	
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	●	●	●
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	●	●	●
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	●		
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	●
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	●
4B8. Manure Management	Swine	CH_4	●	●	●
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	●	●	
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	●	●	●
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	●	●	●
6B2. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	CH_4			●

1.6 Informationen zum Qualitätssicherungs- und -kontrollplan

Obwohl Einzeldatenbestände des Inventars bisher kontinuierlich überprüft und aktualisiert wurden, hat eine systematische Evaluierung aller Inventardaten erst im Jahr 2002 begonnen. Im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004), dass der Umsetzung der Anforderungen aus den *Good Practice Guidance* bei der Inventarerstellung dient, erfolgt eine systematische Evaluierung gemeinsam mit der Bestimmung von Unsicherheiten (siehe Kapitel 1.7).

In diesem Zusammenhang wird ein zentraler Qualitätssicherungs- und –kontrollplan für das deutsche Inventar erarbeitet. Diese Arbeiten konnten bis zur Fertigstellung dieses Berichts jedoch nicht abgeschlossen werden.

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.

Folgende Grundstruktur ist für den QK/QS-Plan vorgesehen:

- Jährlich aktualisierte Übersicht über die implementierten QK/QS-Maßnahmen im Prozess von der Datengewinnung bis zur Berichterstattung bestehend aus:
  a) den routinemäßigen QK-Maßnahmen gemäß Tier 1,
  b) den quellgruppenspezifischen QK-Maßnahmen gemäß Tier 2,
  c) den prozessbezogenen QS-Maßnahmen;
- Jährliche Terminplanung von der Datenbeschaffung bis zur endgültigen Berichterstattung;
- Verantwortungsmatrix für die Durchführung der QK- und QS-Maßnahmen einschließlich Pflege des QK-/QS-Plans und des Verbesserungsplans.

Der QK-/QS-Plan gilt für das jeweilige Berichtsjahr. Er wird vom QK-/QS-Koordinator erstellt, gepflegt und jährlich fortgeschrieben.

Seit November 2003 erfolgt die Daten- und Berichtsevaluierung durch die Nationale Koordinierungsstelle jeweils im Anschluss an die Übermittlung durch die quellgruppenspezifischen Fachexperten. Für die Prüfung wird im Probebetrieb eine Checkliste herangezogen, in der die allgemeinen Prüfkriterien festgelegt worden sind (siehe Kapitel 17.2.2). Grundsätzlich werden die folgenden Materialien berücksichtigt:

- Reviewbericht des Klimasekretariats (Hinweis auf Problemfelder, Fehler)
- Hauptquellgruppenanalyse (zur Einschätzung der Relevanz)
- Vorjahresdatenbestand im ZSE und entsprechende Beschreibung im NIR (als Arbeitsgrundlage)
- Vorjahres-CRF-Berichtstabellen (als Arbeitsgrundlage)
- Aggregations- und Zuordnungsregeln zwischen ZSE und CRF Struktur (als Arbeitsgrundlage)
- quellenspezifische Informationen, die der Nationalen Koordinierungsstelle zwischenzeitlich bekannt geworden sind.

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 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 widerum 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 Unsicherheitauf 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 Stell Production 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.

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 deutlich 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 erhebliche Unsicherheiten zu vermuten. 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 teils erhebliche 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 deutlich 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 zugrundegelegten 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

Das Umweltbundesamt hat 1998 damit begonnen, Datenlücken in den Emissionsinventaren aufzuspüren und Möglichkeiten der Lückenschließung zu prüfen. Diese Arbeiten wurden vor allem vor dem Hintergrund der Entwicklung des ZSE vorangetrieben, da es galt, den bis

dahin dezentral gehaltenen Datenbestand zu den Inventaren in die zentrale Datenbank zu überführen. So wurde in zwei FE-Vorhaben (FKZ: 298 42 759 und 298 42 289) ein Konzept für die Neuordnung der Datenhaltung zu Emissionen und Senken erarbeitet. Ergebnisse waren neben einem Gesamtkonzept für die Datenhaltung eine übersichtliche Darstellung der aktuellen Berichtsfähigkeit sowie ein Fehlstellenkatalog. Das Gesamtkonzept Dokumentation ist zwischenzeitlich in das erstellte ZSE übernommen und im Rahmen eines Forschungsprojektes (FKZ 298 42 259) an die harmonisierten internationalen Berichtspflichten (NFR und CRF) angepasst worden. Es wird bei der derzeit laufenden nationalen Überprüfung berücksichtigt. Der Fehlstellenkatalog wurde entsprechend neuer Forschungsergebnisse ebenfalls aktualisiert.

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 occuring), 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). 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 bei der Fehlstellenanalyse besteht insbesondere auch hinsichtlich der Aktivitätsraten im Bereich der Kokereien und Raffinerien für Hochofengas, Gichtgas und Raffineriegas sowie bei Daten zur Grubengasnutzung.

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 2A3 Kalkstein und Dolomitverwendung, 2A4 Soda Produktion und Verwendung, 2A5 Asphalt sowie 2C2 Ferroalloys Production derzeit

nicht berechnet. Diese Quellgruppen werden von den 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.

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. Für die Überprüfung der Inventardaten im Rahmen eines Reviews sucht das UBA nach Möglichkeiten, dass die 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

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

Emissionen der Treibhausgase und von SO_2 in Deutschland 1990 – 2003 [Gg]#)														
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
directly acting Greenhouse gases														
CO_2	1015031	976937	929451	920046	905626	902213	924908	893529	885201	857419	860091	873862	863877	865367
CH_4	6290	5766	5592	5372	5175	4996	4786	4628	4374	4212	3948	3777	3642	3582
N_2O	279	267	272	261	262	261	265	255	212	200	201	202	199	205
HFC 1)	3510	3547	3677	4950	5178	6360	5768	6356	6979	7280	6630	8130	8247	8247
CF_4 [Mg]	*355*	*308*	*276*	*260*	*214*	*224*	*214*	*161*	*172*	*137*	*72*	*69*	*76*	*76*
C_2F_6 [Mg]	*42*	*38*	*36*	*35*	*31*	*32*	*34*	*32*	*34*	*31*	*24*	*18*	*20*	*20*
C_3F_8 [Mg]	*0*	*0*	*0*	*0*	*0*	*1*	*3*	*5*	*8*	*10*	*14*	*15*	*16*	*16*
SF_6 [Mg]	*166*	*182*	*204*	*226*	*243*	*278*	*266*	*262*	*253*	*193*	*168*	*139*	*176*	*176*
CO_2-equivalent emission	1243692	1191036	1141737	1126054	1108037	1102763	1121456	1083684	1057391	1021013	1016636	1027829	1015351	1017511
indirectly acting Greenhouse gases														
NO_X 2)	2846	2611	2418	2299	2130	2000	1918	1823	1766	1717	1634	1560	1497	1428
NMVOC	3534	3082	2807	2581	2404	2248	2110	2042	1966	1842	1697	1592	1494	1460
CO	11212	9528	8351	7701	7080	6581	6166	5994	5554	5200	4913	4561	4300	4155
aerosol precursor														
SO_2	5326	3996	3307	2945	2473	1937	1339	1039	836	735	636	643	611	616

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

1) in CO_2 equivalent emission

2) as NO_2

In 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 18,5 %. Gegenüber dem Vorjahr 2002 stiegen die Emissionen insgesamt geringfügig an (+ 0,2 %). Dies ist auf den Anstieg des Energieverbrauches zur Raumwärmeerzeugung und im Bereich der Industrieprozesse insbesondere auf die gestiegene Salpetersäureproduktion zurückzuführen. Durch die im Vergleich der Entwicklung seit 1990 recht kalte Witterung in den Jahren 1996, 2001 und 2003 war ein verstärkter Energieeinsatz zur Erzeugung von Raumwärme erforderlich, der in diesen Jahren insbesondere die CO_2-Emissionen im Vergleich zum Vorjahr deutlich ansteigen ließ. Dies veranschaulicht auch noch einmal die Tabelle 8.

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**
	baseyear	**Emission**		**[+/- %]**												
directly acting Greenhouse gases																
CO_2	1990	1015031	[Gg]	-3,8	-8,4	-9,4	-10,8	-11,1	-8,9	-12,0	-12,8	-15,5	-15,3	-13,9	-14,9	-14,7
CH_4	1990	6290	[Gg]	-8,3	-11,1	-14,6	-17,7	-20,6	-23,9	-26,4	-30,5	-33,0	-37,2	-40,0	-42,1	-43,1
N_2O	1990	279	[Gg]	-4,2	-2,6	-6,4	-6,1	-6,4	-4,9	-8,6	-23,8	-28,2	-28,0	-27,7	-28,5	-26,3
HFC [1)]	1995	6360	[Gg]					0,0	-9,3	-0,1	9,7	14,5	4,2	27,8	29,7	29,7
CF_4	1995	224	[Mg]					0,0	-4,2	-27,9	-23,0	-38,9	-67,8	-69,0	-66,2	-66,2
C_2F_6	1995	32	[Mg]					0,0	5,0	-1,0	4,1	-3,7	-25,7	-43,4	-38,9	-38,9
C_3F_8	1995	1	[Mg]					0,0	131,7	310,7	547,6	774,7	1136,1	1165,1	1269,2	1269,2
SF_6	1995	278	[Mg]					0,0	-4,1	-5,4	-9,0	-30,6	-39,4	-49,9	-36,7	-36,7
CO_2-equivalent emission		**1247881**	[Gg]	-4,6	-8,5	-9,8	-11,2	-11,6	-10,1	-13,2	-15,3	-18,2	-18,5	-17,6	-18,6	-18,5
indirectly acting Greenhouse gases																
NO_X [2)]		2846	[Gg]	-8,3	-15,0	-19,2	-25,2	-29,7	-32,6	-35,9	-37,9	-39,6	-42,6	-45,2	-47,4	-49,8
NMVOC		3534	[Gg]	-12,8	-20,6	-27,0	-32,0	-36,4	-40,3	-42,2	-44,4	-47,9	-52,0	-54,9	-57,7	-58,7
CO		11212	[Gg]	-15,0	-25,5	-31,3	-36,9	-41,3	-45,0	-46,5	-50,5	-53,6	-56,2	-59,3	-61,7	-62,9
aerosol precursor																
SO_2		5326	[Gg]	-25,0	-37,9	-44,7	-53,6	-63,6	-74,9	-80,5	-84,3	-86,2	-88,1	-87,9	-88,5	-88,4

[1)] in CO_2 equivalent emission

[2)] as NO_2

Tabelle 8: Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr

Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990 [+/- %] (prozentuale Änderungen gegenüber dem Vorjahr sowie 2003/Basisjahr)															
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2003 / Basisjahr**
directly acting Greenhouse gases															
CO_2	1015031	-3,8	-4,9	-1,0	-1,6	-0,4	2,5	-3,4	-0,9	-3,1	0,3	1,6	-1,1	0,2	-14,7
CH_4	6290	-8,3	-3,0	-3,9	-3,7	-3,5	-4,2	-3,3	-5,5	-3,7	-6,3	-4,3	-3,6	-1,6	-43,1
N_2O	279	-4,2	1,7	-4,0	0,4	-0,3	1,6	-3,9	-16,6	-5,8	0,3	0,5	-1,1	3,1	-26,3
HFC	3510	1,1	3,6	34,6	4,6	22,8	-9,3	10,2	9,8	4,3	-8,9	22,6	1,4	0,0	29,7
CF_4	355	-13,3	-9,7	-6,5	-17,7	4,5	-4,2	-24,7	6,7	-20,7	-47,3	-3,6	9,0	0,0	-66,2
C_2F_6	42	-8,4	-6,5	-2,8	-11,4	4,2	5,0	-5,7	5,1	-7,4	-22,9	-23,8	8,1	0,0	-38,9
C_3F_8	0	-	-	-	-	-	131,7	77,3	57,7	35,1	41,3	2,3	8,2	0,0	1269,2
SF_6	166	9,6	12,1	10,8	7,5	14,2	-4,1	-1,3	-3,8	-23,7	-12,8	-17,2	26,2	0,0	-36,7
CO_2-equivalent emission	1243692	-4,2	-4,1	-1,4	-1,6	-0,5	1,7	-3,4	-2,4	-3,4	-0,4	1,1	-1,2	0,2	-18,7
indirectly acting Greenhouse gases															
NO_X [1)]	2846	-8,3	-7,4	-4,9	-7,4	-6,1	-4,1	-4,9	-3,2	-2,7	-4,8	-4,5	-4,1	-4,6	-49,8
NMVOC	3534	-12,8	-8,9	-8,0	-6,9	-6,5	-6,1	-3,3	-3,7	-6,3	-7,9	-6,2	-6,2	-2,3	-58,7
CO	11212	-15,0	-12,3	-7,8	-8,1	-7,0	-6,3	-2,8	-7,3	-6,4	-5,5	-7,2	-5,7	-3,4	-62,9
aerosol precursor															
SO_2	5326	-25,0	-17,2	-10,9	-16,0	-21,7	-30,9	-22,4	-19,5	-12,0	-13,5	1,1	-5,1	0,9	-88,4

[1)] as NO_2

2.1 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für aggregierte Treibhausgasemissionen

Bis zum Jahr 2003 konnte die eingangs beschriebene Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Rahmen der EU-Lastenteilung mit einem Rückgang von 18,5 % 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 14,7 % und die CH_4- und N_2O-Emissionen um 43,1 % bzw. 26,3 %. 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 85,0 % 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 81,6 % auf über 85 % gestiegen (s. Tabelle 2). Die überwiegend durch die landwirtschaftliche Tierhaltung, die Brennstoffverteilung und die Deponieemissionen verursachten Methanemissionen haben 2003 einen Anteil von 7,4 %. Die Distickstoffoxidemissionen, die hauptsächlich durch die Landwirtschaft, die Industrieprozesse und den Verkehr freigesetzt werden, tragen zu 6,3 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen sogenannten Kyoto- oder F-Gase verursachen insgesamt nur geringfügig mehr als 1 % der Gesamttreibhausgasemissionen. Dieses Verteilungsspektrum der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes hochindustrialisiertes Land.

2.2 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Treibhausgasen

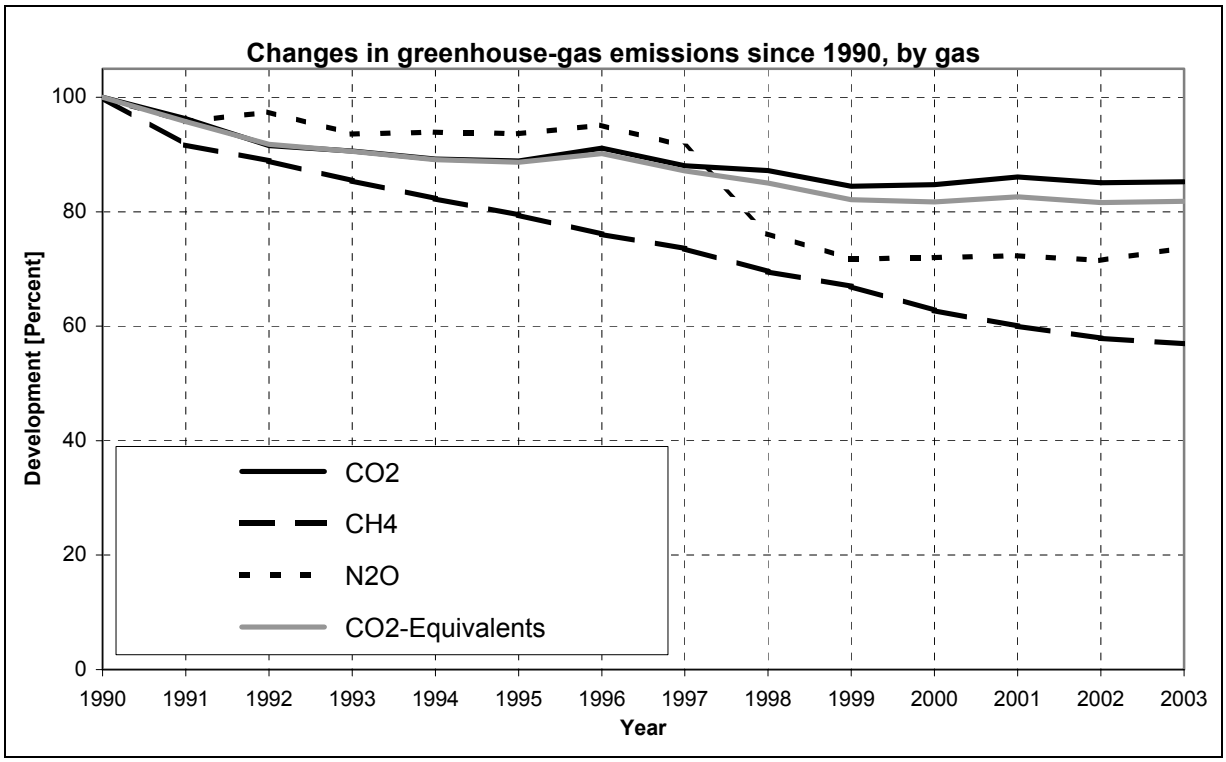


Abbildung 14: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990

In Abbildung 14 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, Wirkungsgradverbesserungen 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 12 Mio. t. Dabei änderte sich der eingesetzte Brennstoffmix deutlich – während die Emissionen im Energiesektor durch den Einsatz von festen und flüssigen Brennstoffen um 5 % bzw. 45 % sanken nahmen die durch die Nutzung gasförmiger Brennstoffe verursachten CO_2-Emissionen um 41 % zu. Noch deutlicher wird dies im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher. Hier sanken die Emissionen zwischen 1990 und 2003 um insgesamt 13 % von 204 Mio. t CO_2 auf rund 178 Mio. t CO_2. Wurden diese Emissionen 1990 noch nahezu ausgewogen durch den Einsatz fester, flüssiger und gasförmiger Brennstoffe (33 %, 45 % und 22 %) verursacht, veränderte sich dieses Spektrum bis zum Jahr 2003 deutlich (2 %, 48 % und 50 %). Vergleichbare Entwicklungen haben sich auch im Verkehrsbereich – hier aber bei insgesamt deutlich steigenden Emissionen vollzogen. Die CO_2-Emissionen stiegen von 162 auf rund 170 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 2003 hat sich ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den durch Benzin- bzw. Dieselverbrauch verursachten Emissionen entwickelt.

Die N_2O-Emissionen sanken im betrachteten Zeitraum um über 26 %. 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 Gesamtemissionen bezogen auf 1990 auf 20 % gemindert. Weiterhin trug der Rückgang des Düngemitteleinsates 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 43 % 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 für die Emissionsminderung bestand in der Verringerung der Tierbestände vorwiegend in der ersten Hälfte der 90´er Jahre in den neuen Bundesländern. Insbesondere auch die in diesem Teil Deutschlands durchgeführte Sanierung der veralteten Gasverteilungsnetze und die Einführung der Gaspendelung bei der Verteilung der Kraftstoffe bewirkten weitere Minderungen der Gesamtemissionen.

2.3 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**
Energie	0,0	-3,7	-8,4	-9,5	-11,4	-11,8	-9,7	-12,9	-13,9	-16,7	-16,7	-15,4	-16,4	-16,4
Industrieprozesse	0,0	-4,5	1,5	0,6	8,1	10,1	8,4	5,2	-16,0	-25,1	-28,8	-27,9	-26,5	-20,7
Lösemittel und andere Produktverwendung	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
Landwirtschaft	0,0	-10,6	-13,6	-15,6	-16,4	-15,3	-15,3	-15,4	-16,4	-15,8	-16,2	-17,0	-19,1	-19,9
Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft *)	0,0	2,4	4,3	6,4	8,6	9,4	10,9	12,2	13,1	14,6	18,9	21,6	21,7	23,3
Abfall und Abwasser	0,0	-1,0	-2,9	-5,7	-13,9	-21,1	-28,0	-35,0	-41,3	-48,2	-53,2	-57,5	-60,0	-60,9

*) 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-source-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 16,4 % ab. Dies wird bei den verbrennungsbedingten Emissionen durch Brennstoffumstellung, Erhöhung der Energieefizienz und technischer Wirkungsgrade verursacht, während sich bei den Verteilungsemissionen 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. Der Trend dieser Quellgruppe mit einer Minderung von über 20 % 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 beiden Produzenten in Deutschland verursachte im Jahr 1997 einen stark mindernden Effekt. Die Emissionen stiegen gegenüber dem Vorjahr durch die gesteigerte Produktion von Zement und vor allem der Salpetersäure.

Die Emissionen des Bereiches Lösemittel- und Produktverwendung sind in absoluten Werten nicht sehr hoch. Die Konstanz dieser Emissionsangabe ist durch die Fortschreibung eines für 1990 ermittelten Wertes aus der Narkoseanwendung von N_2O zu erklären. Die eigentlichen Lösemittelemissionen werden im nächsten Kapitel reflektiert.

Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsgrößen. Darüberhinaus wirken sich jedoch auch die rückläufigen Einsatzmengen von mineralischen Düngern emissionsmindernd aus.

Die Zunahme der Senke Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft 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 über 60 % 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 Deponiemissionen verursacht. Die ebenfalls zu dieser Quellgruppe gehörenden Emissionen aus der Abwasserbehandlung treten mengenmäßig deutlich hinter die 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 89 %, die von CO um über 63 %, die von den NMVOC´s um nahezu 59 % und die von NO_X um fast 50 % 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 und ineffektive Industrieanlagen stillgelegt. Statt ihrer wurden weitestgehend modernsten Ansprüchen genügende Neuanlagen errichtet.
- Insbesondere im Osten Deutschlands erfolgte zudem eine Umstellung des eingesetzten Brennstoffmixes – der Anteil der heimischen Braunkohle wurde 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.

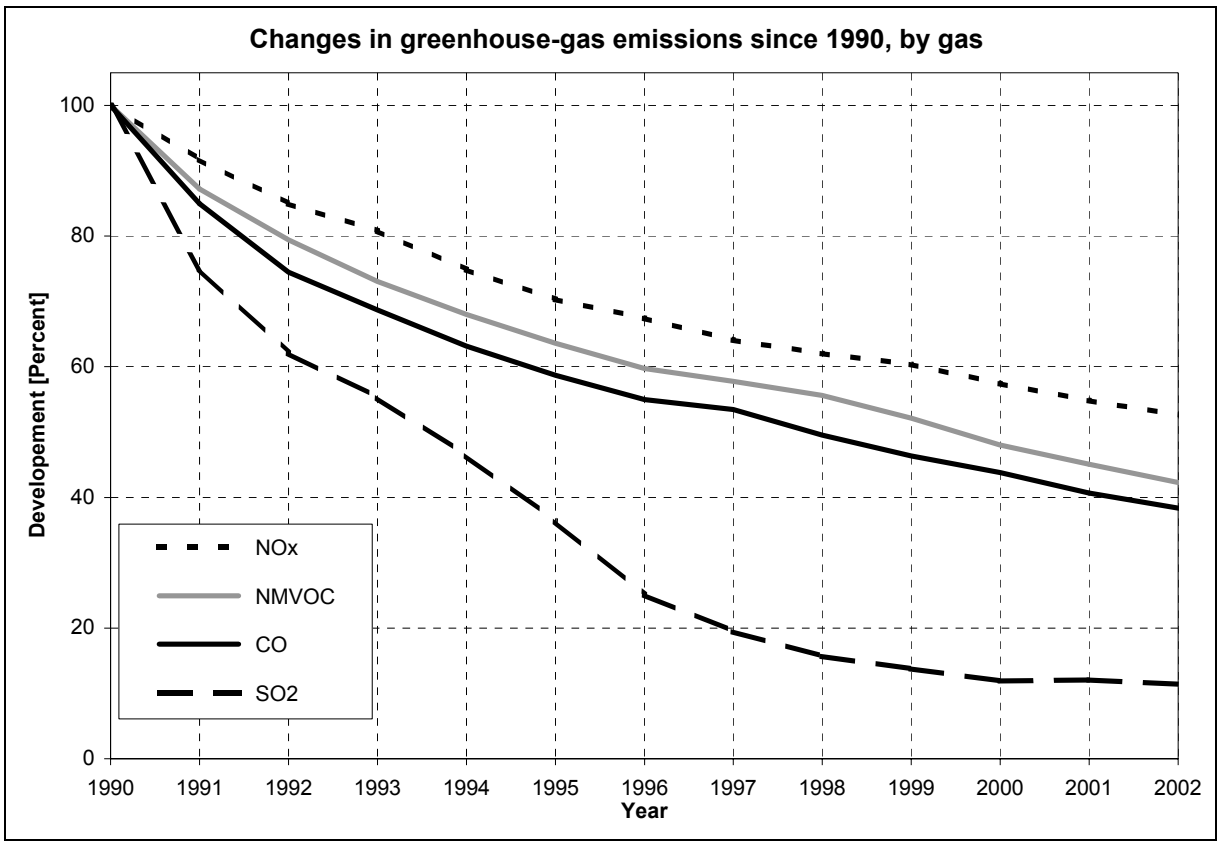


Abbildung 15: Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO_2

3 ENERGIE (CRF 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). 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.

Der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen gehören sechs Energiewirtschafts-verbände 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 13.8).

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)
   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 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 hierbei 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 den Modul *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) entwickelt und die Energiebilanz unter Verwendung weiterer Statistiken sowie mit eigenen Rechnungen disaggregiert. So kann das *Fuel Combustion Modul*, 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 (geplant) • 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 15 ist die BEU-Struktur dargestellt. Bei der weiteren Darstellung der Aktivitäten wird auf diese Grundstrukturen eingegangen. Zu den Angaben in Tabelle 10 bis Tabelle 15 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 2002 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 1992 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 2002 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 13.7 nachzulesen.

Geplante Verbesserungen beziehen sich auf die Fortsetzung der Arbeiten zu anderen Quellgruppen und die Ausfüllung des Zeitraumes 1990 bis 1991. Die Ausführung dieser Arbeiten schließt auch Rückrechnungen und Vervollständigung der Daten in der BEU-Struktur ein.

Die Daten für die neuen Bundesländer für diesen Zeitraum stützen sich auf die Fortschreibung der letzen verfügbaren DDR-Statistiken aus dem Jahr 1989. Eine einheitlich energiestatistische Behandlung der alten und neuen Bundesländer ist erst ab 1992 möglich.

Der bisherige Zeitplan sieht vor, diese Arbeiten um Frühjahr 2004 abzuschließen.

Tabelle 10: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen- Öffentliche Versorgung

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
1	Stromerzeugung in GFA der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW13	
2	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Rohbraunkohlekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW13	
2a	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Hartbraunkohlekraftwerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S		
3	Stromerzeugung in MVA der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW17	
4	Stromerzeugung in Gasturbinen der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGT	
4a	Stromerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Wärmekraftwerke (HKW)	11		GuD	Öffentliche Versorgung	S		
5	Stromerzeugung in Gasmaschinen der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGM	
6	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Öffentlichen Wärmekraftwerke	11	TA Luft	DMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWDM	
22	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13	
22a	Wärmeerzeugung in GFA öffentlicher Braunkohlekraftwerke (Kassel)	15	13.BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13	
23	Wärmeerzeugung in MVA der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW17	
25	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGT	Brennstoffeinsatz in Gasturbinen vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
25a	Wärmeerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Wärmekraftwerke	15	13.BImSchV / TA Luft	GuD	Öffentliche Versorgung	W		
26	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der öffentlichen Wärmekraftwerke	15	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGM	Brennstoffeinsatz in Gasmaschinen vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
27	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der öffentlichen Wärmekraftwerke	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	

Tabelle 11: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Kohlenbergbau

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
7	Stromerzeugung in GFA der STEAG	12	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau/STEAG	S	STEA13	
8	Stromerzeugung in GFA der übrigen Zechenkraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	ZGSK13	
8a	Stromerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	S	ZGBK13	
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	UEKS13	
33a	Wärmeerzeugung in GFA der Grubenkraftwerke	40	13. BImSchV	DTKW	Übriger Kohlebergbau	W	UEKB13	
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	
41	Direktantrieb durch Dieselmotoren der Zechen- und Grubenkraftwerke	40	TA Luft	DMKW	Kohlebergbau	K	UEKZDM	
43	Herstellung von Steinkohlenkoks (Prozessfeuerungen)	40	TA Luft	PF	Kohlebergbau	W	UEPFKO	
43a	Herstellung von Steinkohlenkoks (17. BImSchV)	40	17. BImSchV	PF	Kohlebergbau	W		

Tabelle 12: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Industriekraftwerke

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
12	Stromerzeugung in GFA der DB-Kraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Deutsche Bahn AG	S	DBKW13	
14	Stromerzeugung in GFA der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	13. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (ohne VAW)	S	UIKW13	
14a	Stromerzeugung in GFA der Vereinigten Aluminium Werke (VAW), Bonn	12	13. BImSchV	DTKW	Vereinigte Aluminium Werke (VAW)	S	UIKW13	
15	Stromerzeugung in MVA der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	17. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKW17	
16	Stromerzeugung in TA Luft-Anlagen der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWTA	
18	Stromerzeugung in Gasturbinen der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGT	
19	Stromerzeugung in Gasmaschinen der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGM	
21	Stromerzeugung in Dieselmotoren der übrigen Industriewärmekraftwerke	12	TA Luft	DMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWDM	
24	Wärmeerzeugung in TA Luft-Anlagen der übr. IKW (nur Einspeisung ins öffentliche Netz); nur NBL	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 (nur neue Bundesländer)	40	13. BImSchV		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 übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes	60	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWGT	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
52	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der IKW des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes	60	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWGM	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
53	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der IKW des übr. Bergbaus und verarb. Gewerbes	60	TA Luft	DMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	W	INKWDM	Brennstoffeinsatz vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet

Tabelle 13: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Raffinerien

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
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		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	
44	Raffinerie Prozessfeuerungen (GFA)	40	13. BImSchV	PF	Mineralölverarbeitung	W	UEPFRG	
44a	Raffinerie Prozessfeuerungen (TA Luft)	40	TA Luft	PF	Mineralölverarbeitung	W	UEPFRT	

Tabelle 14: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Sonstige Energieerzeuger

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
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 Umwandlungsbereichs	40	TA Luft	FA	Sonstige Energieerzeuger	W	UEUMTA	

Tabelle 15: Struktur der Bilanz der Emissionsursachen - Eisenschaffende Industrie

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutzrechtliche Zuordnung	Anlagenart [1)]	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei-name	Kommentare, Erläuterungen
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

Tabelle 16: Abkürzungsverzeichnis der Strukturelemente aus der Bilanz der Emissionsursachen

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

Tabelle 16: Fortsetzung

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
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

Tabelle 16: Fortsetzung

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
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.1a)

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

CRF 1.A.1a					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CO_2	24,61 %	28,60 %	steigend
Gaseous Fuels	l / -	CO_2	1,48 %	2,56 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	0,68 %	0,46 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[10] (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 3	+/-50	-	-	-	+/-50				
Unsicherheitenverteilung[11]	T	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung[12]	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe der öffentlichen Elektrizitäts- und Wärmeversorgung ist für gasförmige Brennstoffe nach der Emissionshöhe und für feste und flüssige Brennstoffe nach der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.

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 elektrische Anlagenleistung von rund 75 GW installiert. Fast 90 % dieser Anlagenleistung sind Dampfturbinenkraftwerke, etwa 6 GW sind Gasturbinenkraftwerke, der Rest entfällt auf Motorenkraftwerke. Von den Dampfturbinenkraftwerken werden 48 GW mit Stein- und Braunkohle betrieben. Alle Anlagen erzeugten im Jahr 1998 rund 313 TWh elektrische Energie, das sind 63 % der Stromerzeugung in der öffentlichen Versorgung.

Heizkraftwerke tragen zur öffentlichen Versorgung mit einer elektrischen Leistung von 10 GW bei. Ihre Wärmeleistung beträgt 29 GW. Sie erzeugten im Jahr 1998 rund 28 TWh Strom und 235 PJ Fernwärme. Ergänzt wird die Fernwärmeerzeugung durch Fernheizwerke mit einer Wärmeleistung von 21 GW. Sie lieferten knapp 64 PJ an das öffentliche Fernwärmenetz. Die Fernwärme in Fernheizwerken wurde zu 56 % mit Erdgas, 13 % mit Stein- und Braunkohle, 15 % mit Abfallbrennstoffen und 13% aus Mineralölprodukten erzeugt.

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

10 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
11 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
12 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

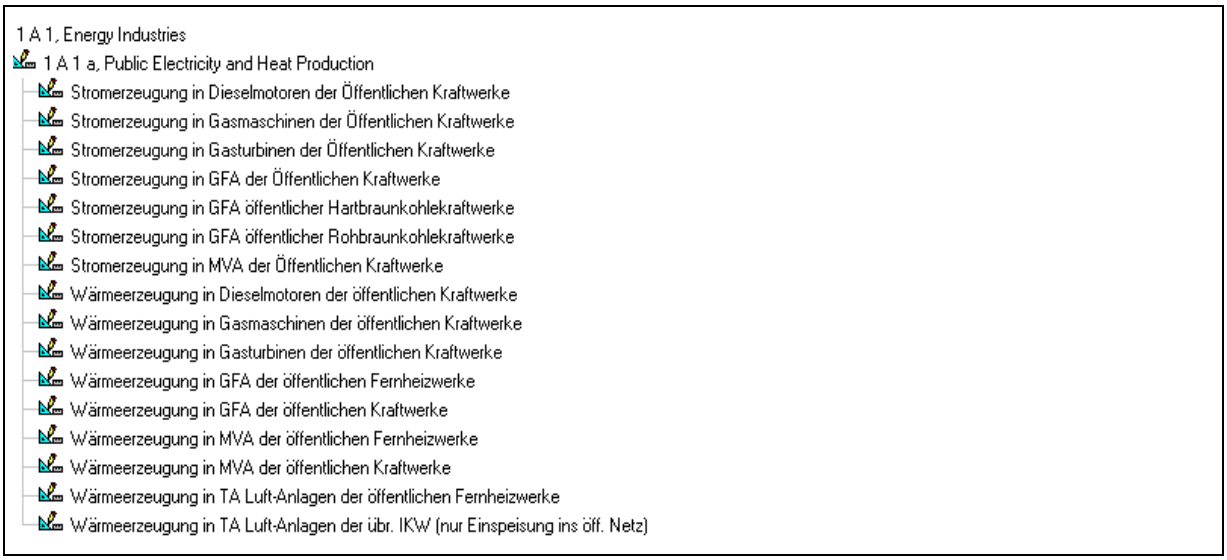


Abbildung 17: Strukturzuordnung 1.A.1a Öffentliche Kraft- und Wärmeproduktion

3.1.1.2 Methodische Aspekte (1.A.1a)

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, zeigt die Tabelle 10. Mit dieser Struktur kann der Sektor vollständig abgebildet werden.

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). Dieses Vorhaben ist ebenso Datengrundlage 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 klassische Kesselfeuerungen zur Bereitstellung von Dampf, Heiß- und Warmwasser mitenthalten sind. Dieses Vorhaben 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 14.1.1.1)

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 GFA in 14.1.1.1 zusammengestellt. Auf ihrer Grundlage wurden die quellgruppenspezifischen Emissionsfaktoren für das ZSE berechnet.

Tabelle 17: 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 18: 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

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

Im Rahmen des Forschungsvorhabens 202 42 266 (UBA, 2004), das der Umsetzung der Anforderungen aus den IPCC-GPG (2000) bei der Inventarerstellung dient, erfolgt derzeit eine systematische Bestimmung von Unsicherheiten (siehe Kapitel 1.7). Für die

Aktivitätsdaten im Bereich Energie sind diese Arbeiten noch nicht abgeschlossen, so dass entsprechende Angaben erst zu einem späteren Zeitpunkt gemacht werden können.

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 14.1.1.1 erläuterten DFIU-Forschungsvorhabens wurde die Unsicherheit der ermittelten Emissionsfaktoren evaluiert.

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 14.1.1.2 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 aktuell durch den Forschungsnehmer vorgenommenen Expertenschätzung nach Tier 1 IPCC-GPG (2000: Kapitel 6), wurde für die prozentuale Unsicherheit im CRF-Bereich 1.A.1a (und ebenso in den Bereichen 1.A.1b, 1.A.1c und 1.A.2) 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 CH_4–Emissionen in Deutschland nicht der 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 14.1.1.3 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 3.1.1.6). Für diese Brennstoffe werden die bisherigen im ZSE bereits enthaltenen länderspezifischen 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 aktuell 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.2) 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 2003 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.

Ein Übertragungsfehler, durch den für das Jahr 2000 für den Einsatz von Steinkohle in öffentlichen Kraftwerken irrtümlich ein überhöhter Wert von 4,6 kg/TJ angesetzt worden war (RENTZ et al, 2002: Tabelle 2-34), wurde im Herbst 2004 nach Rücksprache mit dem Forschungsnehmer auf den zutreffenden Wert von 4,3 kg/TJ korrigiert; damit verbunden waren auch Korrekturen der mittels Interpolation berechneten Werte für die Jahre 1996 bis 1999 und 2001 und 2002. Weiterhin erfolgte eine Korrektur der Werte für die Rohbraunkohlekraftwerke in den ostdeutschen Revieren; diese haben - nahezu ausschließlich als Staubfeuerungen ausgeführt - ein geringfügig niedrigeres Emissionsverhalten als vergleichbare Anlagen in Westdeutschland, wie aus Tabelle 17 hervorgeht. Beide Korrekturen tragen dazu bei, den im "Synthesis and Assessment Report Part II" für die Berichterstattung 2004 festgestellten Ausreisser beim IEF für N_2O im Sektor 1A1 /Feste Brennstoffe zu beheben.

Die Zeitreihen zwischen 1995 und 2003 wurden vor diesem Hintergrund geprüft und insgesamt als konsistent bewertet. Die Zeitreihen der CH_4-Emissionsfaktoren für die Jahre 1995 bis 2003 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 3.1.1.6 erläuterten Forschungsvorhabens und unter Beachtung der Ergebnisse der Qualitätssicherungsmaßnahmen aus Kapitel 3.1.1.4 vollzogen. Die Übernahme von geänderten Werten in das Inventar kann frühstens zum Berichtszyklus 2006 erfolgen.

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

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, 13.7, 3.1.12).

Die qualitätssichernden Maßnahmen zu den Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Rahmen eines Forschungsvorhabens (RENTZ et al, 2002) sind in der Methodikbeschreibung im Anhang 3, Kapitel 14.1.1.1 (hinter Abbildung 62) dargestellt. Die Datenqualität des Inventars bezüglich der N_2O-Emissionsfaktoren konnte durch Übernahme der N_2O-Emissionsfaktoren des Forschungsvorhabens eindeutig verbessert werden. Weniger eindeutig stellte sich die Situation für CH_4 dar (vergl. Kapitel 3.1.1.3.3), daher wurden im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß IPCC-GPG (2000: Kapitel 2.2.3) die ermittelten länderspezifischen Emissionsfaktoren für CH_4 mit den Tier 2 Default-Emissionsfaktoren des IPCC Reference-Manuals (1996b: Table 1-15) verglichen. Ziel der Prüfung war es, zu entscheiden, ob die DFIU-Daten oder die Tier 2 Default-Werte in das Inventar übernommen werden sollten. In der Prüfung stellte sich heraus, dass für Kesselfeuerungen die vorhandenen Tier 2 Default-Werte im Mittel geringer ausfallen als die länderspezifischen Emissionsfaktoren. Bei erdgasbetriebenen Gasturbinen weist der IPCC Default-Wert dagegen einen deutlich höheren Wert aus. Von größerer Bedeutung war jedoch die Erkenntnis, dass die Tabelle 1-15 des IPCC Reference Manuals (1996b) recht lückenhaft ist; so listet die Tabelle zum Beispiel für den in Deutschland bedeutsamen Bereich der Braunkohlefeuerungen keinen einzigen CH_4-Wert aus; im Bereich der gasförmigen Brennstoffe wird lediglich für Erdgas, nicht aber für weitere Gase, wie z.B. für Raffineriegas (insbesondere relevant für CRF 1.A.1b) oder Kokereigas (insbesondere relevant für CRF 1.A.1c), ein Wert gelistet. Hinzu kommen Inkonsistenzen innerhalb des Reference Manuals (1996b) zwischen den Tabellen 1-15 und 1-16. Dies alles führte zu der Entscheidung, dass die Übernahme der DFIU-Werte klar zu präferieren ist, da diese insbesondere im Hinblick auf Vollständigkeit und Konsistenz eindeutig die größere Inventarqualitätsverbesserung darstellen. Nach Einschätzung der Experten sind das Vorgehen und die Werte dem Tier 2-Ansatz zuzuordnen.

3.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1a)

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 2006.

Für den Zeitraum von 1995 bis 2003 wurden die N_2O-Emisisonen durch Einsatz der Emissionsfaktoren aus dem in Kapitel 3.1.1.2 beschriebenen Forschungsvorhaben unter Berücksichtigung der in Kap 3.1.1.3.4 erläuterten Korrekturen neu berechnet. Für die Zeit zwischen 1990 und 1994 ist die quellenspezifische Überprüfung der CH_4- und N_2O-Emissionsfaktoren sowie die Rückrechnung der CH_4- und N_2O-Emissionen derzeit noch nicht abgeschlossen.

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

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 weitere 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 der Weiterentwicklung 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 und sollen im Spätsommer 2005 abgeschlossen sein, so dass eine Verwertung der Ergebnisse frühestens zum NIR 2006 zu erwarten ist.

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 3.1.1.3 und 3.1.1.4 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.

3.1.2 Mineralölraffinerien (1.A.1b)

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

CRF 1.A.1b					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Liquid Fuels	l / t	CO_2	1,29 %	1,78 %	steigend
Solid Fuels	- / t	CO_2	0,19 %	0,05 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[13] (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 1	+/- 50	-	-	-	+/- 50				
Unsicherheitenverteilung[14]	U	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung[15]	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

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

Die Quellgruppe der Mineralölraffinerien ist nach der Emissionshöhe und dem Trend für flüssige Brennstoffe und bezogen auf feste Brennstoffe dem Trend nach eine Hauptquellgruppe.

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 1998 rund 110 Mt. In diesem Zeitraum werden 108 Mt Rohöl und außerdem Zwischenprodukte zur Weiterverarbeitung eingesetzt. Die Erzeugung an Mineralölprodukten betrug insgesamt 117 Mt, davon entfielen 52 Mt auf Kraftstoffe, 33 Mt auf Heizöle, 10 Mt auf Naphtha und 22 Mt auf andere Produkte.

Die Raffinerien betreiben Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von etwa 0,8 GW und einer Feuerungswärmeleistung von 4 GW. Diese Kraftwerke erzeugten 5 TWh an elektrischer Arbeit und koppelten Prozesswärme zu Produktionszwecken aus, mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 7 GW.

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

13 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
14 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
15 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

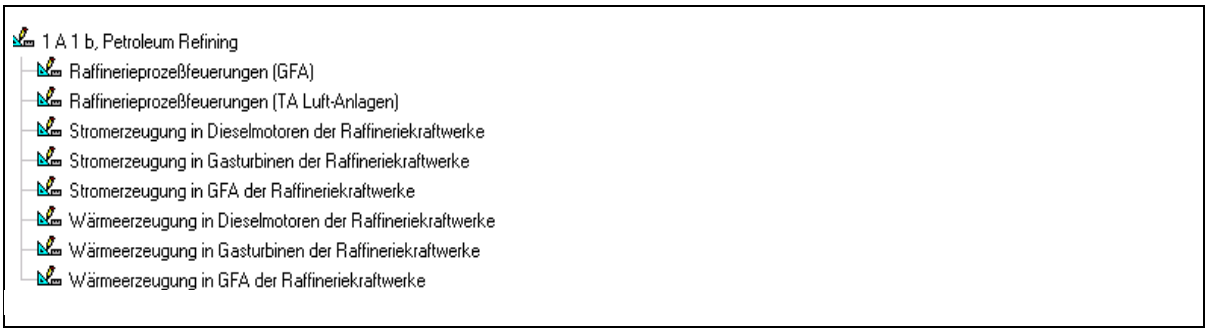


Abbildung 18: Strukturzuordnung 1.A.1b Raffinerien

3.1.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1b)

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 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 14.1.1.1 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 ist in den Kapiteln 3.1.1.3 und 3.1.1.3.1 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 Emissionsfaktoren für N_2O wurden im Rahmen des o.g. Forschungsvorhabens 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 2003 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 N_2O- und CH_4-Zeitreihen zwischen 1995 und 2003 wurden vor diesem Hintergrund geprüft und insgesamt als 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 des in Kapitel 3.1.1.6 erläuterten Forschungsvorhabens und unter Beachtung der Ergebnisse der Qualitätssicherungsmaßnahmen aus Kapitel 3.1.1.4 vollzogen. Die Übernahme von geänderten Werten in das Inventar soll zum Berichtszyklus 2006 erfolgen.

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

Die Ergebnisse der quellenspezifischen Qualitätssicherung / -kontrolle und Verifizierung sind in Kapitel 3.1.1.4 beschrieben.

3.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1b)

Im Hinblick auf Emissionsfaktoren für N_2O und CH_4 wurden keine quellenspezifischen Rückrechnungen vorgenommen.

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

Die im Kapitel 3.1.1.6 beschriebenen Planungen werden 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.1c)

CRF 1.A.1c					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CO_2	4,53 %	1,85 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[16] (EF)	CS	CS	NO	NO	NO	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %	< 5	+/-50	-	-	-	+/- 50				
Unsicherheitenverteilung[17]	U	U	-	-	-	U				
Methode EF-Ermittlung[18]	CS	Tier 2	-	-	-	Tier 2				

Die Quellgruppe 1.A.1c ist nach der CO_2-Emissionshöhe und dem Trend eine Hautpquellgruppe.

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

16 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
17 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
18 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

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)[19]. 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 2003 wurden in Deutschland 179,1 Mt Rohbraunkohle gefördert. Die Herstellung von Braunkohlenbriketts und anderen Braunkohlenprodukten betrug ca. 5 Mt (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2004). Insbesondere zur Herstellung dieser Produkte betreibt der Braunkohlenbergbau Kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von 0,4 GW und einer Feuerungswärmeleistung von 2 GW. Aus diesen Anlagen wird Dampf zur Trocknung der Rohbraunkohle für die Herstellung der Braunkohlenprodukte ausgekoppelt.

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.1c 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.

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

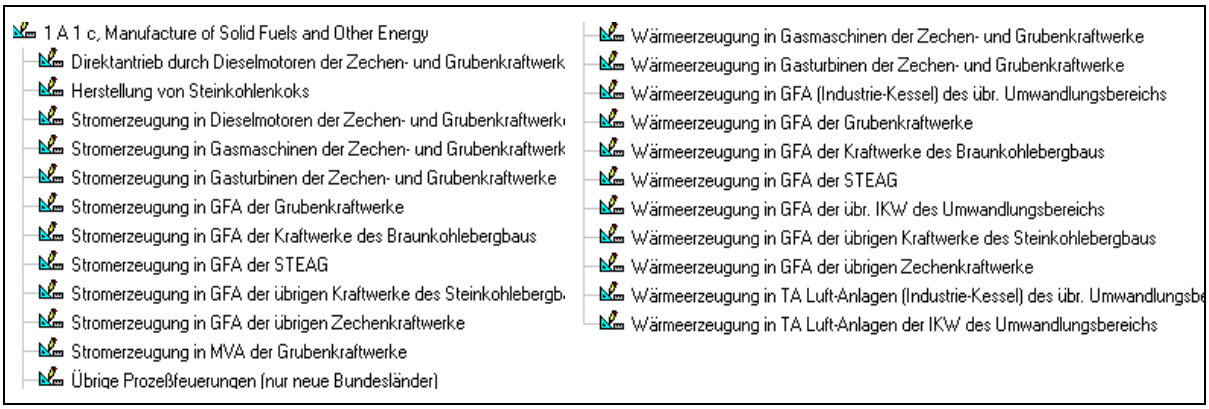


Abbildung 19: Strukturzuordnung 1.A.1c Produktion fester Brennstoffe und anderer Energien

3.1.3.2 Methodische Aspekte (1.A.1c)

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.

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen mit Raumbezug Deutschland ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

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**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Insgesamt 1)	[1000 t]	11100	10662	10774	10325	8569	9141	7265	7226
Hüttenkoks 2)	[1000 t]	6306	5833	5859	5591	5195	5296	5274	5225
Zechenkoks 3)	[1000 t]	4794	4829	4915	4734	3374	3845	1991	2001
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]	19548,6	18082,3	18162,9	17332,1	16104,5	16417,6	16349,4	16197,5
Zechenkoks	[TJ]	14142,3	14245,5	14499,2	13965,3	9953,3	11342,8	5873,45	5902,95
Insgesamt	[TJ]	33691	32328	32662	31297	26058	27760	22223	22100
EMEV Steinkohlenkokerei									
AR Gichtgas 4)	[TJ]	19156	18172	19193	16861	12163	15662	16189	16397
AR Kokerei-, Stadtgas 5)	[TJ]	14535	14156	13469	14436	13895	12098	6034	5703

1) Energiebilanz (AGEB 2003), Zeile 21; 2000/2001: DESTATIS Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004: Melde-Nr. 2310 10 330+350; 2002: Melde-Nr. 2310 10 300 hilfsweise

2) Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. (2004): Der Kohlenbergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2002, Zahlenübersicht 45; für die Jahre 2001/2002 DESTATIS Fachserie 4 Reihe 8.1, 1991-2004: Tab. 3.1, Erzeugung der Hüttenkokereien, hilfsweise

3) Steinkohlenkoksproduktion insgesamt abzüglich Hüttenkoks

4) Gesamtwert der Energiebilanz (AGEB 2003), Zeile 33, für Gichtgas u. Konvertergas

5) Energieeinsatz insgesamt abzüglich AR Gichtgas

Die Emissionsfaktoren für Kraftwerke und sonstige Kesselfeuerungen zur Dampf-, Heiß- und Warmwasserbereitstellung in der Quellgruppe 1.A.1c sind Rentz et al, (2002) entnommen. Eine ausführliche Beschreibung der Vorgehensweise ist dem Kapitel 3.1.1.2 in Verbindung mit dem Kapitel 14.1.1.1 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.

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

Die Vorgehensweise bei der Ermittlung der Unsicherheiten ist in den Kapiteln 3.1.1.3 und 3.1.1.3.1 beschrieben.

3.1.3.3.1 Ergebnis für N_2O

In Anlagen des Braunkohlenbergbaus - sie sind Teil des Sektors 1.A.1c - 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.1c)

Die Ergebnisse der quellenspezifischen Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung sind in Kapitel 3.1.1.4 beschrieben.

3.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.1c)

Im Hinblick auf Emissionsfaktoren für N_2O und CH_4 wurden keine quellenspezifischen Rückrechnungen vorgenommen.

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

Die im Kapitel 3.1.1.6 beschriebenen Planungen werden auch die Datenlage 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 zusammen.

CRF 1.A.2					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CO_2	9,66 %	5,83 %	fallend
Gaseous Fuels	l / t	CO_2	3,67 %	4,93 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	2,28 %	1,87 %	fallend
Other Fuels	- / t	CO_2	0,15 %	0,04 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[20] (EF)										
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[21]										
Methode EF-Ermittlung[22]										

Das verarbeitende Gewerbe ist für die festen, gasförmigen und flüssigen Brennstoffe nach der Emissionshöhe und nach dem Trend eine Hautpquellgruppe und für die übrigen Brennstoffe nach dem Trend.

Die eingesetzten Mengen an Regelbrennstoffen sind vollständig in der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland enthalten; darüber hinaus enthält die vom UBA erweiterte Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (Bilanz der Emissionsursachen (BEU), siehe Kapitel 13) auch Angaben zu den in Industriewärmekraftwerken eingesetzten Sekundärbrennstoffen.

Soweit die eingesetzten Brennstoffe in der BEU enthalten sind und fossilen Kohlenstoff beinhalten, sind auch die daraus resultierenden Emissionen an klimarelevanten Gasen im nationalen Emissionsinventar berücksichtigt. Sie können jedoch nicht den einzelnen Quellgruppen unter 1.A.2 zugerechnet und hier angegeben werden, da die BEU nicht nach diesen Subquellgruppen ausdifferenziert ist, sondern sich an der in Abbildung 20 dargestellten Strukturzuordnung orientiert. Den dort benannten Strukturelementen sind im ZSE brennstoffspezifische Emissionsfaktoren für die jeweiligen Klimagase zugeordnet.

Für die Emissionsberechnung werden die entsprechend der BEU-Struktur disaggregierten Daten der Energiebilanz mit den jeweiligen Emissionsfaktoren multipliziert. Nach erfolgter Berechnung auf der Ebene der Strukturelemente werden durch Aggregierung der Ergebnisse die Summenwerte für die Quellgruppe 1.A.2 gebildet und berichtet.

Der Quellgruppe 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe sind im ZSE die Stromerzeugung der DB-Kraftwerke, die Wärmeerzeugung des verarbeitenden Gewerbes und des übrigen Bergbaus, die Prozessfeuerungen für die Herstellung diverser Produkte, sowie die Stromerzeugung der übrigen Industriekraftwerke untergeordnet.

20 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
21 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
22 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

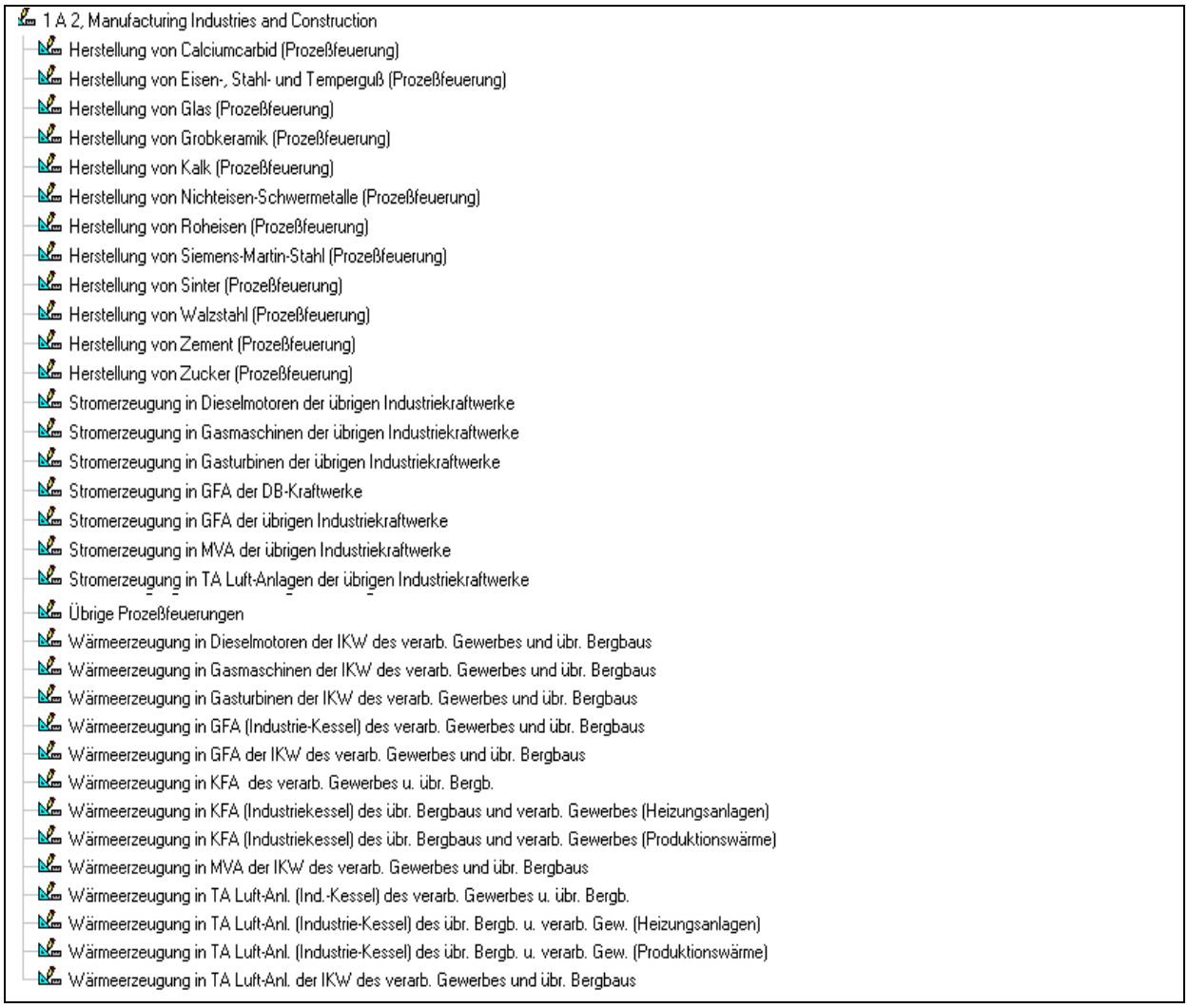


Abbildung 20: Strukturzuordnung 1.A.2 Verarbeitendes Gewerbe

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

Emissionen dieser Quellgruppe werden zusammengefasst unter 3.1.4 berichtet.

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

Emissionen dieser Quellgruppe werden zusammengefasst unter 3.1.4 berichtet.

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

Emissionen dieser Quellgruppe werden zusammengefasst unter 3.1.4 berichtet.

3.1.4.4 Verarbeitendes Gewerbe - Zellstoff- und Papierindustrie (1.A.2d)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zusammengefasst unter 3.1.4 berichtet.

3.1.4.5 Verarbeitendes Gewerbe – Nahrungsmittel- und Getränke (1.A.2e)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zusammengefasst unter 3.1.4 berichtet.

3.1.4.6 Verarbeitendes Gewerbe - Weitere Stromeigenerzeuger (1.A.2f)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zusammengefasst unter 3.1.4 berichtet.

3.1.5 Transport

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

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

CRF 1.A.3a					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Aviation Gasoline	l / t	CO_2	0,23 %	0,42 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[23] (EF)	CS	CS	--	--	--	CS	CS	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[24]										
Methode EF-Ermittlung[25]	T1	T1	--	--	--	T1				

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 Stickoxide und nachrangig Kohlenwasserstoffe, Partikel, CO und Schwefeldioxid wahrgenommen. Im Rahmen der nationalen Emissionsberichtserstattung 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) und N_2O (Lachgas).

Die CO_2-Emission nimmt als Folge des steigenden Flugverkehrs und demzufolge erhöhten Flugtreibstoffverbrauchs kontinuierlich zu. Die höchste CO_2 Emission war im Jahr 2000 zu verzeichnen. In den letzten Jahren erfolgte eine deutliche Verbesserung der Treibstoffeffizienz von Flugzeugtriebwerken, wodurch sich ab 1999 z.T erhebliche Änderungen der Emissionsfaktoren ergeben. Ab 2000 ist zusätzlich das 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.

23 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
24 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
25 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

Abbildung 21: Strukturzuordnung 1.A.3a Ziviler Luftverkehr

3.1.5.1.2 Methodische Aspekte (1.A.3a)

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. Die Berechnung der Emissionen aus dem Flugverkehr erfolgt nach dem Tier 1 Ansatz gemäß der Gleichung 2.7 der IPCC-GPG 2000, S. 2.57):

Emissionen = Treibstoffverbrauch * Emissionsfaktor

Grundlage für die Aktivitätsdaten ist die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland auf der Basis des im Lande verkauften Flugtreibstoffs. Da der Emissionsfaktor für Kohlendioxid vom C-Gehalt im Brennstoff abhängig ist, wurde er aus Konsistenzgründen vom Energiefachgebiet des UBA ermittelt, das alle verbrennungsbedingten EF brennstoffspezifisch bereitstellt.

Die Emission von Schwefeldioxid ist ausschließlich von der Konzentration des Schwefels im Kraftstoff abhängig (vergleiche Anhang, Kapitel 14.1.3.1.1).

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 2003). 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 vom schwefelarmen Dieselkraftstoff – präzise allgemeingültige Daten wurden aber nicht vorgelegt. Berücksichtigt man die vorliegenden und gesicherten Zahlenwerte, so dürfte der Gehalt immer noch signifikant über dem durchschnittlichen Gehalt in Dieselkraftstoff von etwa 50 ppm liegen. Deswegen wird der in (DÖPELHEUER, 2002) angegebene Wert zugrunde gelegt. Unter der Annahme einer vollständigen Umsetzung ergibt sich somit ein Emissionsfaktor von 0,4 g/kg SO_2. 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 auf Basis des Forschungsprojekts „Ermittlung der Abgasemissionen aus dem Flugverkehr über der Bundesrepublik Deutschland“ (UBA, 1989) durch Rückrechung aus Emissionen ermittelt.

Im Jahr 2003 erfolgte eine Überprüfung der bislang verwendeten Emissionsfaktoren, die in Tabelle 20 (s. S. 3-31) dargestellt werden. Diese werden im ZSE für die Jahre bis 1999 verwendet, da für diese Zeit keine hinreichenden Informationen vorliegen, um eine Neuberechnung durchzuführen. Dabei bezieht sich die erste Unterspalte in der Tabelle 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].

Tabelle 20: Bislang verwendete Emissionsfaktoren

Bezeichnung	**Emissionsfaktor [g/kg]**	**Emissionsfaktor [kg/TJ]**
Schwefeldioxid	0,4	9,3
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

Für die Emissionsberichtserstattung ist eine Umrechnung der ermittelten Emissionsfaktoren auf die entsprechenden Energieäquivalente unter Berücksichtigung des Heizwertes von Kerosin erforderlich. Hierfür wurde bisher ein Wert von 44.589 kJ/kg zugrunde gelegt, der künftig auf der Grundlage von Angaben des Verbands der Mineralölwirtschaft auf 43.000 kJ/kg geändert werden soll. In (DÖPELHEUER, 2002) wird ein Wert von 43.280 kJ/kg angegeben. Grundsätzlich ist eine Umrechnung des EI in die Einheit [kg/TJ] mit dem Faktor 43.000 gerechtfertigt. In der Energiebilanz „Heizwerte der Energieträger und Faktoren für die Umrechnung von spezifischen Mengeneinheiten in Wärmeeinheiten zur Energiebilanz (AGEB, 2003: Tabelle 1.5.2) gibt es ab 1993 den Heizwert von 43.000 kJ/kg.

Die Überprüfung der Emissionsfaktoren führte zu einer Anpassung bei fast allen Faktoren. Die ab dem Jahr 2000 verwendeten Faktoren (Rückrechnung für die Jahre 2000, 2001 und 2002) sind in Tabelle 2 dargestellt. Bei der Umrechnung wurde der neue Heizwert 43.000 kJ/kg verwendet. Zu Vergleichszwecken sind die bislang verwendeten Emissionsfaktoren in die dritte Spalte mit aufgenommen worden.

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.

Tabelle 21: Neue Emissionsfaktoren ab 2003 (Rückrechnung für 2000 bis 2002, mit Heizwert = 43.000 kJ/kg)

Bezeichnung	**Emissionsfaktor neu [g/kg]**	**Emissionsfaktor neu [kg/TJ]**	**Emissionsfaktor alt [kg/TJ]**
Schwefeldioxid	0,4	9,3	9,3
Stickstoff als 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

Weiterführende Erläuterungen über die, den Methoden zugrunde liegenden Anahmen und zur Genese der EF siehe Anhang, Kapitel 14.1.3.1.2. Detaillierte Angaben zur Genese der EF siehe Anhang, Kap. (QK/QS und Verifizierung)

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

Eine Angabe der Unsicherheiten ist mit den verwendeten Emissionsfaktoren wissenschaftlich korrekt nicht möglich, da die hinreichende statistische Datenbasis nicht vorliegt. Auf die jeweilige Spannbreite bei den einzelnen Faktoren wird allerdings im Kapitel Verifizierung eingegangen.

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

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 exakten Quantifizierung zugrundegelegt werden könnten. Dabei wurden die vorgeschlagenen Emissionsfaktoren des IPCC Reference Manual (IPCC, 1997: S.1.96ff) bei den folgenden Erwägungen berücksichtigt. Allerdings muss hier festgestellt werden, dass die vorgeschlagenen Emissionsfaktoren mit einer Durchschnittsflotte generiert wurden, die sich nicht vollständig mit dem deutschen Flugverkehr deckt. Für eine Präzisierung hinsichtlich der nationalen Unterschiede liegen jedoch die erforderlichen Daten nicht vor. Die Ergebnisse der Verifikation sind Ausgangspunkt für die Verwendung der oben dargelegten, neuen Emissionsfaktoren, die die aktuelle Flottenemissionen der Flugzeuge weit besser abbilden.

Für die Ermittlung der Emissionen des Flugverkehrs wurden die bislang verwendeten Emissionsfaktoren aufgrund inzwischen vorliegender Informationen sowie der Fortentwicklung der Technologie bei Flugtriebwerken überarbeitet und angepasst. 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 erforderlich ist. So ist beispielsweise die Bildung von Stickoxiden in hohem Maße von äußeren Bedingungen bzw. von den sich mit der Höhe verändernden Bedingungen in der Brennkammer abhängig.

Weiterführende Erläuterungen über die, den Methoden zugrunde liegenden Anahmen und zur Genese der EF siehe Anhang, Kapitel 14.1.3.1.2.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

3.1.5.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3a)

Aufgrund der Überarbeitung der Emissionsfaktoren im Jahre 2003 ist eine Neuberechnung zu prüfen. Die oben angegebenen neuen Emissionsfaktoren können für die Jahre ab 2000 mit hinreichender Sicherheit verwendet werden. Deswegen wurde für die Jahre 2000, 2001 und 2002 eine Neuberechnung durchgeführt.

Der Grund der Rückrechnung der Emissionsfaktoren von 2000 bis 2002 ist die verbesserte Datenlage. Hierbei wurde die Auswirkung der Entwicklung der Flugtriebwerke auf die Emissionen berücksichtigt. Durch die Rückrechnung ist das Emissionslevel von 2000 bis 2002 für NMVOC, NO_2 und CO niedriger und für Lachgas höher als vorher.

Um die Konsistenz der Emissionen zu überprüfen, wurde für das Jahr 2000 eine Doppeltberechnung – einmal mit den alten und einmal mit den neuen Emissionsfaktoren – durchgeführt.

Diese Doppeltberechnung zeigt signifikante Unterschiede dort, wo der Emissionsfaktor stark angepasst wurde. So ist eine deutliche Verringerung der Emissionswerte bei den flüchtigen organischen Verbindungen und, mit geringeren relativen Änderungen, auch beim Methan deutlich. Dies liegt v.a. daran, dass die bislang verwendeten Emissionsfaktoren die deutliche Verbesserung in der Treibstoffeffizienz der vergangenen Jahre nicht abgebildet haben. Mit der Erhöhung der Treibstoffeffizienz einher geht eine Reduktion der Kohlenwasserstoffemissionen. Dies wird an den korrigierten Werten deutlich.

Ebenfalls deutlich nach unten korrigiert werden muss der Wert für Kohlenmonoxid. Die spezifischen CO-Emissionen sind durch Triebwerksmodifikationen erheblich reduziert worden. Der angepasste Emissionsfaktor führt in etwa zu einer Halbierung der ursprünglich errechneten Menge für das Jahr 2000.

Schließlich wurde der neue Emissionsfaktor für Stickoxide auch für das Jahr 2000 angesetzt. Hier zeigt sich, dass durch die Verwendung des bisherigen Faktors die NO_2-Emissionen überschätzt wurden. Eine Gegenüberstellung der alten und neuen Emissionsfaktoren erfolgt in Tabelle 21 (s. S. 3-31)

Die Ergebnisse sind neben der Verwendung eines neuen Emissionsfaktors deswegen von den alten Werten des Jahres 2000 verschieden, weil mit 43.000 kJ/kg ein neuer Heizwert angesetzt wurde.

Tabelle 22: Vergleich der Emissionen nach der Rückrechnung

		Emissionen [Gg]		
		2000	**2001**	**2002**
CH_4	**Neu**	0,24	0,23	0,23
	Alt	0,06	0,06	0,06
CO	**Neu**	12,71	12,41	12,28
	Alt	23,17	22,62	22,39
N_2O	**Neu**	0,21	0,20	0,20
	Alt	0,09	0,09	0,09
NMVOC	**Neu**	2,22	2,17	2,15
	Alt	3,50	3,42	3,39
NO_X	**Neu**	19,34	18,88	18,69
	Alt	23,17	22,62	22,39
SO_2	**Neu**	0,55	0,54	0,53
	Alt	2,21	2,16	2,14

3.1.5.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3a)

Es ist geplant, die Datengrundlage für die Verwendung einer genaueren Methode zu verbessern. Ziel ist:

- die Informationen darüber, welche Daten an den Flughäfen generiert werden, zu verbessern,
- den Informationsfluss von den Flughäfen zum statistischen Bundesamt und von dort zum UBA zu verbessern,
- die Anforderungen an die Bereitstellung von Daten genau zu definieren und
- ein Modellsystem zu entwickeln, das die generierten Datensätze in Werte umrechnet, die für die Verwendung einer genauen Methode der Emissionsberichterstattung verwendet werden kann.

Es wird beabsichtigt, die Notwendigkeit einer Rückrechnung (Extrapolation) der Emissionsfaktoren von 1996 bis 2000 zu prüfen.

3.1.5.2 Transport - Straßenverkehr (1.A.3b)

3.1.5.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3b)

CRF 1.A.3b					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Gasoline	l / t	CO_2	7,69 %	7,84 %	steigend
Gasoline	- / t	N_2O	0,18 %	0,30 %	steigend
Diesel Oil	l / t	CO_2	4,37 %	7,85 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[26] (EF)	CS	CS/M	-	-	-	CS/M	CS/M	CS/M	CS/M	CS/M
EF Unsicherheiten in %	-	-	-	-	-	-				
Unsicherheitenverteilung[27]	-	-	-	-	-	-				
Methode EF-Ermittlung[28]	T 3	T 3	T 3	T 3	T 3	T 3				

Der Straßenverkehr ist bei Benzin und Diesel nach der Emissionshöhe und dem Trend für CO_2 eine Hauptquellgruppe; bei N_2O ist er für Benzin Hauptquellgruppe nach 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 sogenannte *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 23, S. 3-35).

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

26 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
27 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
28 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

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. Generell zeigen neuere Untersuchungen, dass die bisher verwendeten N_2O-Emissionsfaktoren zu hoch sind und bei zukünftigen Berechnungen modifiziert werden. (siehe 3.1.5.2.6).

Die CO_2-Emissionen sind direkt vom Kraftstoffverbrauch abhängig und gleichfalls nicht limitiert. Der Anstieg der Emissionen von 1990-2000 ist dadurch begründet, dass die fahrzeugspezifischen Verbrauchsminderungen durch den Zuwachs der Fahrleistungen überkompensiert wurden. Erst seit dem Jahr 2000 ist vor allem wegen gesunkener Fahrleistungen im Personenverkehr ein leichter Rückgang der CO_2-Emissionen zu verzeichnen.

Zusätzlich ist die CO_2-Emissionssenkung eine Folge der Erhöhung des Marktanteils von dieselgetriebenen Pkw, die gegenüber Pkw mit Ottomotoren einen geringeren Kraftstoffverbrauch und damit auch geringere CO_2-Emissionen aufweisen. Die Erhöhung des Marktanteils der Diesel-Pkw begründet sich hauptsächlich durch den sogenannten Verbrauchsvorteil und der Tatsache, dass Dieselkraftstoff in Deutschland geringer besteuert wird als Benzin.

Tabelle 23: Emissionen des Straßenverkehrs in Gg

	CO_2	CH_4	N_2O	NO_X	CO	NMVOC	SO_2
1990	150.261,54	62,73	9,46	1284,78	6684,18	1463,85	90,20
2000	171.160,70	16,32	16,19	781,29	2380,13	283,36	19,66
2002	166.002,00	12,82	14,45	664,63	1910,61	213,69	2,81

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 22: Strukturzuordnung 1.A.3b Straßenverkehr

3.1.5.2.2 Methodische Aspekte (1.A.3b)

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 Modell"; IFEU, 2003b)[29]. 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 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 (siehe 0) 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 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 1.2"abgelegt (INFRAS, 2003). Das Handbuch entstand im Rahmen der Kooperation von Deutschland, Schweiz und Österreich bei der Ableitung von Emissionsfaktoren für den Straßenverkehr. Die Emissionsfaktoren des Handbuchs entstammen überwiegend den Messprogrammen des TÜV Rheinland und des

29 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.

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 Emissionsfaktoren neuerer Fahrzeugschichten (EURO II-IV) wurden gemeinsam von Experten aus der Automobilindustrie (VDA) und aus wissenschaftlichen Instituten und Umweltbehörden der o.g. Länder abgeleitet. Im Rahmen der Erarbeitung einer neuen Version des Handbuchs (vergleiche Kapitel 3.1.5.2.6) haben sich auch Experten aus den Niederlanden an der Kooperation beteiligt.

- Fahrleistungen:
  Wichtigste Quelle ist die kontinuierlich in „*Verkehr in Zahlen*“ publizierte Zeitreihe der Fahrleistungen der einzelnen Fahrzeugkategorien (DIW, 2002). 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. Die Fahrleistungsdaten für die genannten Bezugsjahre wurden daher direkt in TREMOD übernommen.

Daten für die Jahre 2001 bis 2003

Die Daten beziehen sich auf:

- Bestandsentwicklung Straßenverkehr:
  Die Bestände der Jahre 2001 bis 2003 wurden mit Hilfe eines in TREMOD implementierten Umschichtungsmodells abgeleitet. Hierzu wurden auf der Basis der Entwicklung der vergangenen Jahre Neuzulassungszahlen und Anteile der einzelnen Fahrzeugschichten an den Neuzulassungen geschätzt. Ausgehend vom Bestand des Jahres 2000 wurde mit Hilfe von aus der Historie abgeleiteten Überlebenswahrscheinlichkeiten, bzw. Annahmen zur Fahrzeuglebensdauer, ein nach Antriebsart, Fahrzeuggröße und Minderungstechnik differenzierter Fahrzeugbestand berechnet.
- 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 Mittelfristprognose der Prognos AG vom Sommer 2002 vorgenommen.

3.1.5.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3b)

Untersuchungen zu Unsicherheiten der Daten wurden bisher nicht durchgeführt.

3.1.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3b)

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.3b)

Die vorgelegten Emissionsdaten wurden mit Hilfe der TREMOD-Version 3.1 berechnet (IFEU, 2002). Gegenüber dem Berichtsjahr 2004 wurden mit dieser Version folgende Veränderungen an der Datenbasis vorgenommen:

- Abgleich der Verbrauchsdaten für Benzin, Diesel, Petroleum und Flüssiggas in den Jahren 2000-2003 mit der vorläufigen Energiebilanz 2003 (sog. Auswertetabelle)

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

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

Sowohl Aktivitätsdaten als auch Emissionsfaktoren unterliegen einem ständigen Überarbeitungsprozess. Für den nächsten Bericht sind neue Fahrleistungsdaten aus Untersuchungen der Bundesanstalt für Straßenwesen zu erwarten. Bezüglich der Emissionsfaktoren sind im Zusammenhang mit der zu erwartenden Fertigstellung der Version 2.0 des „Handbuchs für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs“ (INFRAS, i.B.) umfangreiche Veränderungen geplant. Hierbei werden sowohl die Ergebnisse neuerer Abgas- und Motorenkennfeldmessungen (Schwere Nutzfahrzeuge und Pkw bis Euro 3, Leichte Nutzfahrzuge mit Ottomotor bis Euro 2 / mit Dieselmotor bis Euro 1, Motorisierte Zweiräder bis Zulassungsjahr 2001) als auch neue Verfahren zur Ableitung von Emissionsfaktoren Berücksichtigung finden. Die neue Methode für Schwere Nutzfahrzeuge ist in (HAUSBERGER, 2003) beschrieben. Für die übrigen Fahrzeugkategorien wird eine Beschreibung der Methodik mit der Dokumentation zum „Handbuch Emissionsfaktoren 2.0“ vorgelegt werden.

3.1.5.3 Transport - Schienenverkehr (1.A.3c)

3.1.5.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3c)

CRF 1.A.3c					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
1.A.3.c Transport Railways					
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[30] (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung[31]	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung[32]	T1	T1	--	--	--	T1				

Der Schienenverkehr ist keine Hauptquellgruppe.

30 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
31 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
32 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

Gleichwohl hat der umweltfreundliche und moderne Schienenverkehr eine bedeutende Rolle im Verkehrsträgermix Deutschlands. Der Schienenverkehr in Deutschland befindet sich in einem Modernisierungsprozess, dergestalt, 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[33]. Die Bahnstromkraftwerke zur Erzeugung des Bahnstromes sind aber 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 der Dieselkraftstoff eine bedeutende 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 noch als vernachlässigbar anzusehen.

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

Abbildung 23: Strukturzuordnung 1.A.3c Schienenverkehr

3.1.5.3.2 Methodische Aspekte (1.A.3c)

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) entnommen. Im Einzelnen stammen die Angaben zu den Brennstoffen aus folgenden Zeilen der Energiebilanz in den jeweiligen Jahren:

Tabelle 24: 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

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

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 aus der UBA-Studie Luftreinhaltung `88 (UBA, 1989b), wobei diese landspezifischen Faktoren mit den IPCC Default-Werten verglichen werden können: für Dieselkraftstoff gleicht der Defaultwert im IPCC Reference Manual (1996b, Tabelle 1-7) dem von Deutschland verwendeten EF, für Kohlen liegen die verwendeten EF höher als für Braunkohlen im IPCC Reference Manual (1996b, Tabelle 1-7).
- 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 25: Gegenüberstellung der verwendeten EF und Default-EF Im Schienenverkehr

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

Quelle: Luftreinhaltung `88 (UBA, 1989)

3.1.5.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3c)

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.3c)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

3.1.5.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3c)

Rückrechnungen sind zu erwarten, wenn die geplante Methodenumstellung erfolgt sein wird.

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

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.3d)

3.1.5.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3d)

CRF 1.A.3					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Navigation 1.A.3.c					
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[34] (EF)	CS	CS	--	--	--	CS				
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung[35]	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung[36]	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[37]: „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 24: Strukturzuordnung 1.A.3d Schifffahrt

3.1.5.4.2 Methodische Aspekte (1.A.3d)

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-

34 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
35 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
36 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
37 http://www.wsv.de/Wasserstrassen/Wasserstrassen.html, Stand 07.06.2002

Emissionsfaktoren 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.

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 Dieselkraftstoff und schweres Heizöl von 3,0 kg/TJ begründet sich aus der UBA-Studie Luftreinhaltung `88 (UBA, 1989b) wobei im Vergleich der landspezifische EF für Dieselkraftstoff niedriger liegt als der IPCC-Default-Wert für Dieselkraftstoff von 5 kg/TJ im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.35, Tabelle 1-7) und für schweres Heizöl in der Seeschifffahrt von 7 kg/TJ im Reference Manual (IPCC et al, 1997, S. 1.90, Tabelle 1-48).
- Für N_2O folgen die EF Expertenbetrachtungen im UBA entsprechend der UBA-Studie Luftreinhaltung `88. Die landspezifischen EF liegen für Dieselkraftstoff mit 3,4 kg/TJ deutlich über dem Wert von 0,6 kg N_2O/TJ im Reference Manual (IPCC, 1997: Tabelle 1-8), für schweres Heizöl 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 werden der *Energiebilanz* (AGEB, 2003) entnommen. Im Einzelnen stammen die Angaben zu den Brennstoffen aus folgenden Zeilen der Energiebilanz in den jeweiligen Jahren:

Tabelle 26: 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.3d)

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.3d)

Eine quellenspezifische Verifizierung erfolgt derzeit durch einen Vergleich zwischen den verwendeten Emissionsfaktoren, neu gewonnenen landesspezifischen Emissionsfaktoren und den vorhandenen Default-Emissionsfaktoren. Nach Abschluß dieser Arbeiten werden die alten Emissionsfaktoren sachgerecht ersetzt.

3.1.5.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3d)

Angaben zu zukünftigen Rückrechnungen sind momentan nicht möglich.

3.1.5.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3d)

Momentan sind keine Verbesserungen geplant.

3.1.5.5 Transport - Übriger Verkehr (1.A.3e)

3.1.5.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3e)

CRF 1.A.3e					
Hauptquellgruppe nach Level 8l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Other Transportation 1.A.3.e					
Flüssige Brennstoffe	l / -	CO_2	0,29	0,28	stagniert

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor38 (EF)	CS	CS	--	--	--	CS	--	--	--	--
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung39	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung40	T1	T1	--	--	--	T1				

Die Quellgruppe Übriger Verkehr ist eine Hauptquellgruppe.

In der Quellgruppe werden die Emissionen des bauwirtschaftlichen Verkehrs und von Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen berichtet. Der bauwirtschaftliche Verkehr ist eine

38 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
39 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
40 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

Kategorie der Energiebilanz. Die Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen sind dagegen eine klar definierte Anlagenart.

Der Quellgruppe 1.A.3e Übriger Verkehr sind im ZSE der bauwirtschaftliche Verkehr und die Gasturbinen in Erdgasverdichterstationen zugeordnet.

Abbildung 25: Strukturzuordnung 1.A.3e Übriger Verkehr

3.1.5.5.2 Methodische Aspekte (1.A.3e)

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 landspezifischen CH_4- und N_2O-EF begründen sich aus der UBA-Studie Luftreinhaltung `88 (UBA 1989b), da keine IPCC-Default-Werte vorliegen.

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). Für diese Anlagen liegen IPCC-Default-Werte vor. Die vergleichenden Betrachtungen finden sich im Kapitel Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung.

3.1.5.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3e)

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.

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

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

3.1.5.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3e)

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

3.1.5.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3e)

Es sind keine Verbesserungsmaßnahmen geplant.

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
CRF 1.A.4a (Commercial/Institutional)					
Gaseous Fuels	l / t	CO_2	1,10 %	2,67 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	2,19 %	1,99 %	fallend
Solid Fuels	- / t	CO_2	1,68 %	0,12 %	fallend
CRF 1.A.4b (Residential)					
Gaseous Fuels	l / t	CO_2	2,55 %	5,94 %	steigend
Liquid Fuels	l / t	CO_2	4,51 %	5,79 %	steigend
Solid Fuels	- / t	CO_2	3,33 %	0,29 %	fallend
CRF 1.A.4c (Agriculture/Forestry/Fisheries)					
Liquid Fuels	l / -	CO_2	0,65 %	0,56 %	fallend
Solid Fuels	- / t	CO_2	0,38 %	0,01 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[41] (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[42]		L	-	-	-	N				
Methode EF-Ermittlung[43]		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.

Die Quellgruppe 1.A.4 umfasst Feuerungsanlagen in den Bereichen der Haushalte, der Kleinverbraucher und der Landwirtschaft (*Residential*, *Commercial and Institutional* 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

41 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
42 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
43 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

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 26 zeigt die Zuordnungen im Zentralen System Emissionen.

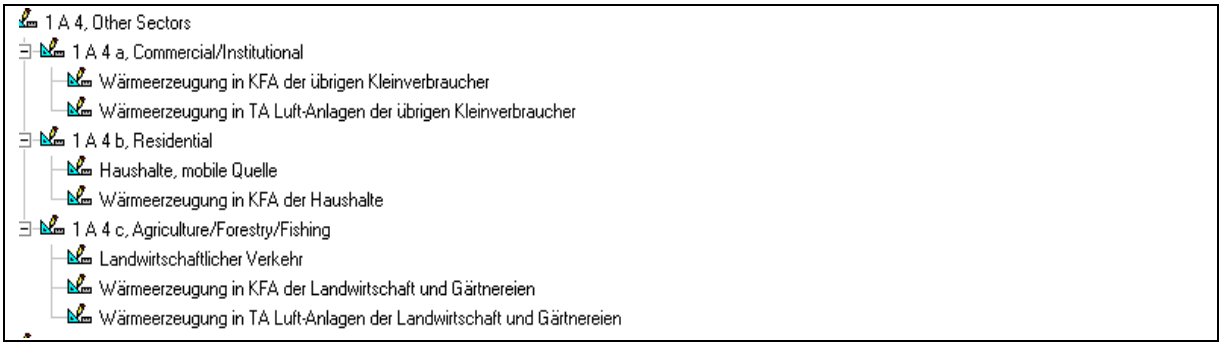


Abbildung 26: Strukturzuordnung 1.A.4 Andere

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 Warmwassererzeugung (z.B. Zentralheizungskessel) sowie hand- und automatisch beschickte Holzfeuerungen im gewerblichen Bereich bis hin zu genehmigungsbedürftigen Feuerungsanlagen bei Kleinverbrauchern mit einer Nennwärmeleistung von mehreren Megawatt. Insgesamt waren im Jahr 2000 mehr als 36 Mio. Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und 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).

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 Verbräuche der militärischen Dienststellen beinhalten, müssen diese von den jeweiligen Positionen der Zeile 67 abgezogen werden (in Quellgruppe 1.A.5.a, Kapitel 3.1.7 werden die stationären Quellen des militärischen Bereichs beschrieben). Zu den Energieeinsätzen in Feuerungsanlagen der Landwirtschaft, die ebenfalls in Zeile 67 der Energiebilanz enthalten sind, kann auf Angaben einer vorliegenden Studie (UBA, 2000a) für das Jahr 1995 zurückgegriffen werden. Hier wurde eine Abschätzung des Anteils der

Feuerungsanlagen der Landwirtschaft am gesamten Energieeinsatz in Zeile 67 vorgenommen. Dieser Anteil wurde für die Jahre bis 2003 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 TA 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 27 zeigt die ermittelten sektoralen Emissionsfaktoren.

Tabelle 27: 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 Emissionsdaten für das Jahr 1995 wurde anhand zweier Szenarien die weitere Emissionsentwicklung 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 hier 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-/Stop-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%) im Vergleich zu N_2O 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).

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 (UBA, 2000a).

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 1995 bis 2003 in der Zeitreihe konsistent.

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.

Eine Korrektur der Aktivitätsraten für den Zeitraum 1990 bis 1994 konnte bisher noch nicht durchgeführt werden; sie ist nötig, weil die Angaben der Energiebilanz nicht die Struktur des CRF-Formats widerspiegeln. Der dadurch entstehende Fehler betrifft aber lediglich die Aufteilung der Aktivitätsraten auf die Subquellgruppen in 1.A.4a und 1.A.4c. Die Rekalkulation soll im Jahr 2005 durchgeführt werden. Die oben für den Zeitraum 1995-2003 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 27: 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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Liquid Fuels	l / t	CO_2	0,53 %	0,13 %	fallend
Solid Fuels	l / t	CO_2	0,37 %	0,00 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**NMVOC**	**VOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[44] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		25								
Unsicherheitenverteilung[45]		N								
Methode EF-Ermittlung[46]		CS								

Die Quellgruppe 1.A.5 ist für feste und flüssige Brennstoffe Hauptquellgruppe nach Level und Trend.

3.1.7.2 Methodische Aspekte (1.A.5)

Grundlage für die verwendeten **Aktivitätsraten** ist die Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (AGEB 2003). 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) zurückgegriffen, das dem UBA den „Energieeinsatz zur Wärmeerzeugung in der Bundeswehr“ nach Brennstoffen 1995-2002 meldete. Diese Zahlen wurden von den Angaben der Energiebilanzzeile 67 (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) subtrahiert und werden somit nicht in 1.A.4, sondern in 1.A.5 berichtet.

45 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
46 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

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 2000-2002 wurde folgende Quelle verwendet: Mineralölwirtschaftsverband (MWV, 2003), Mineralöl-Zahlen 2002, S.32. Die in 1000 t angegebenen Verbräuche wurden auf Basis der jeweiligen für 2001 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 im 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.

Die folgende Tabelle 28 zeigt die verwendeten sektoralen Emissionsfaktoren.

Tabelle 28: 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.

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.

Zur Analyse dieses Berechnungsverfahrens wurde ein entsprechendes Forschungsvorhaben von der PROGNOS AG durchgeführt (PROGNOS, 2000).

3.1.8.1 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 28).

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.

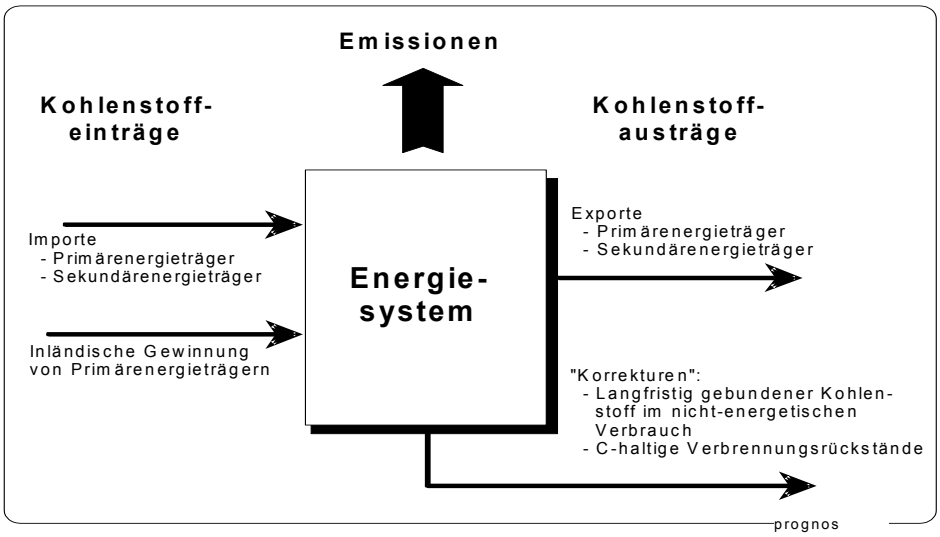


Abbildung 28: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens (Prognos, 2000)

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.

3.1.8.1.1 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.

3.1.8.1.2 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.

3.1.8.1.3 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.

3.1.8.1.4 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[47]. 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. 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*[48]) wurde der Kohlenstoffgehalt der einzelnen Rohölsorten abgeschätzt.

3.1.8.2 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.

47) Der weltweite Durchschnitt liegt bei ca. 84,5%.
48) 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.

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.

3.1.8.3 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.

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 zugrundeliegenden 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 29).

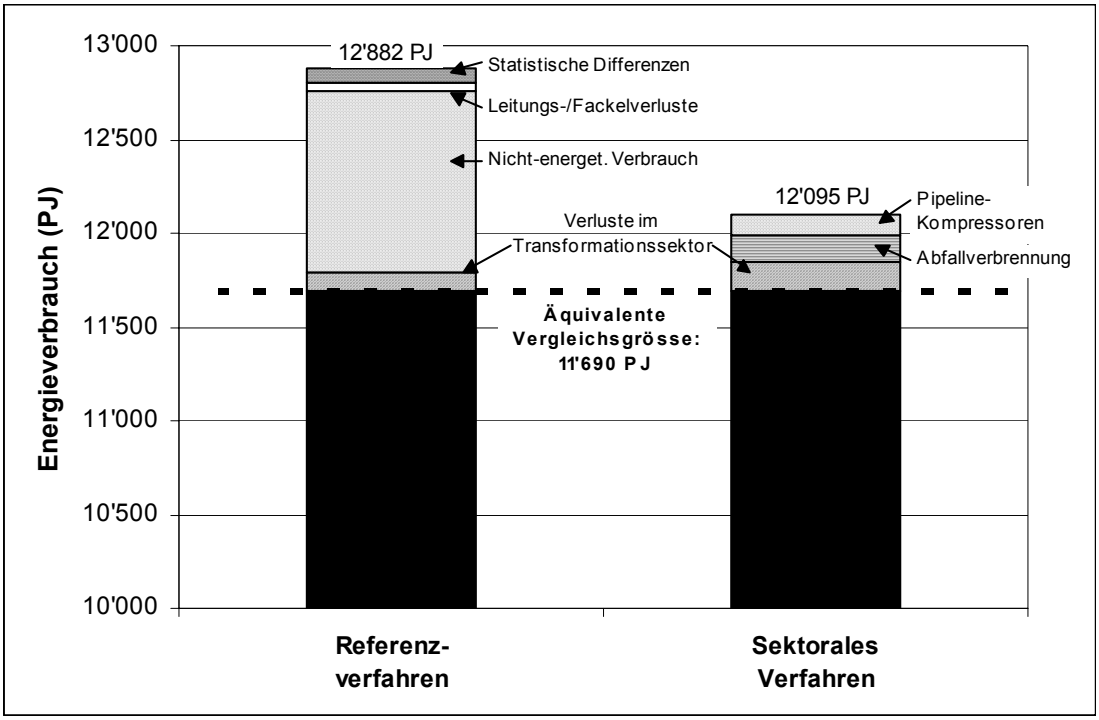


Abbildung 29: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und quellgruppenspezifischem Verfahren (1990)

3.1.8.4 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.

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 (siehe Anhang, Kapitel 14.1.3.1.2). 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 30: Strukturzuordnung 1.BU.1 ziviler Luftverkehr (international)

3.1.9.2 Emissionen aus dem internationalen Seeverkehr/ Marine (1.BU.2)

3.1.9.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.BU.2)

CRF 1.BU.2: TABLE 1.C sectoral backround data for energy					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Transport Navigation					
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[49] (EF)	CS	D	--	--	--	D	D	D	D	
EF Unsicherheiten in %	--	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung[50]	--	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung[51]	T1	T1	--	--	--	T1				

Zum internationalen Seeverkehr zählt die internationale Hochseefischerei und die Seeschifffahrt, die in dieser Gliederung auch im ZSE ausgewiesen werden.

Abbildung 31: Strukturzuordnung 1.BU.2 Seeverkehr (international)

Die Emissionen aus dem Verbrauch von Kraftstoffen für den internationalen Verkehr seegehender Schiffe sind in der Inventarberechnung berücksichtigt, werden jedoch in

49 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
50 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
51 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

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 in Deutschlands Häfen 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.

3.1.9.2.2 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 1999 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 13.8 verwiesen .

3.1.9.2.3 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 zu errechnen. Innerhalb des Bilanzgebietes befinden sich die bremischen Häfen. Es standen die Daten der Welthandelsflotte zur Verfügung. Als Dateninput gingen in das Programm die Summe der Verkehrswege, einzelschiffspezifische 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.

3.1.9.2.4 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.

3.1.9.2.5 Quellenspezifische Rückrechnung (1.BU.2)

Auf Grund mangelnder Transparenz der bisher verwendeten Werte wurden die N_2O, CO, CH_4, NMVOC, und NO_X Emissionsfaktoren der Seeschiffahrt durch Default-Werte ausgetauscht (siehe Tabelle 29). Die Rückrechnung wurde konsistent über die gesamte Zeitreihe durchgeführt. Der Trend in der Entwicklung blieb davon unberührt. Durch die Rückrechnung wurden die Methan- und NO_X- Emissionen erhöht und die N_2O-, NMVOC- und CO- Emissionen erniedrigt (siehe Tabelle 30).

Tabelle 29: Vergleich der Emissionsfaktoren

Bezeichnung	Emissionsfaktor verifiziert (Methode MARION) [kg/TJ]	Emissionsfaktor neu (Default) [kg/TJ]	Emissionsfaktor alt [kg/TJ]
N_2O		2	3,5
NMVOC		52	147
CH_4		7	3
CO	193,6	180	360
NO_X	1744,41	1800	1500

Tabelle 30: Vergleich der Emissionen nach der Rückrechnung für schweres Heizöl

		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
N_2O	Neu	0,2	0,1	0,10	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2
	Alt	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,3	0,3
CH_4	Neu	0,6	0,5	0,4	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	O,5	0,5	0,5	0,5
	Alt	0,2	O,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
NMVOC	Neu	4,2	3,5	2,8	3,6	3,3	3,3	2,9	3,3	3,3	3,4	3,6	3,8	4
	Alt	11,8	10,0	7,9	10,3	9,5	9,5	8,3	9,2	9,2	9,7	10,1	10,6	11,4
CO	Neu	14,4	12,2	9,7	12,6	11,6	11,6	10,2	11,3	11,3	11,9	12,4	13,0	14
	Alt	28,9	24,5	19,5	25,2	23,2	23,2	20,3	22,6	23,8	24,8	24,8	26,0	28
NO_X	Neu	144,5	122,4	97,3	126,1	115,9	115,9	101,7	112,9	113,0	118,8	124,0	130,2	140,0
	Alt	120,3	102,0	81,0	105,1	96,5	96,6	84,7	94,0	94,2	99,0	103,3	108,4	116,7

3.1.9.2.6 Geplante Verbesserung (1.BU.2)

Momentan sind keine Verbesserungen geplant.

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 32: Strukturzuordnung 1.A.5 Andere: Militär

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

Nachfolgend werden die Ergebnisse der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnung der 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 31 werden die Ergebnisse der unterschiedlichen CO_2-Berechnungsansätze gegenübergestellt. Zur besseren Anschaulichkeit werden diese in Abbildung 33 vergleichend im zeitlichen Verlauf grafisch dargestellt. Die relevanten Entwicklungstrends werden in allen Berechnungsansätzen, inklusive dem Referenzverfahren – wenn auch auf unterschiedlichem Niveau – aufgezeigt. Um diese Niveauunterschiede zu veranschaulichen werden in Abbildung 34 die relativen Abweichungen der durch die unterschiedlichen Berechnungen entstandenen Datensätze dargestellt.

Von den vorliegenden Ergebnissen erweisen sich die im Umweltbundesamt durchgeführten detaillierten Berechnungen als konservatives Verfahren. Nur in wenigen Jahren (seit 1996) ergeben die Berechnungen der IEA höhere Werte (max. 1,7 %).

CO2-EMISSIONEN EMISSIONSVERGLEICH UNFCCC-INVENTAR MIT VERSCHIEDENEN UNABHÄNGIGEN ERGEBNISSEN

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
DIW-Ergenisse	**986,8**	**951,1**	**902,9**	**893,0**	**877,2**	**872,4**	**896,4**	**864,5**	**855,7**	**828,7**	**830,7**	**849,1**	**833,6**	**833,6**
Abweichung DIW zu UBA	-0,2	-0,3	-0,3	-0,3	-0,4	-0,4	-0,4	-0,4	-0,5	-0,4	-0,5	-0,1	-0,9	-1,0
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
Abweichung EUROSTAT zu UBA	-4,9	-3,8	-3,2	-3,0	-2,7	-1,5	-3,4	-4,9	-4,3	-3,7	NE	NE	NE	NE
IEA Statistics Sectoral Approach	964,1	941,5	892,6	884,9	871,8	870,0	908,4	879,7	867,6	837,7	835,0	850,1	837,5	NE
Abweichung IEA zu UBA	-2,6	-1,3	-1,5	-1,3	-1,0	-0,7	0,9	1,3	0,9	0,7	0,0	0,0	-0,4	NE
IEA Statistics Reference Approach	968,7	937,5	897,5	883,7	870,7	870,4	895,5	870,4	869,9	833,9	839,9	867,8	847,8	NE
Abweichung IEA RA zu UBA	-2,1	-1,7	-0,9	-1,4	-1,1	-0,7	-0,5	0,3	1,2	0,3	0,6	2,0	0,8	NE
Abweichung IEA RA zu UBA RA	-5,2	-4,7	-4,1	-4,6	-4,2	-2,9	-3,1	-2,5	-1,3	-1,5	-1,3	-0,1	-0,4	NE
Ergebnisse der Bundesländer	980,6	957,6	919,1	906,3	880,3	874,6	889,3	881,2	879,7	852,6	838,9	876,7	NE	NE
Abweichung Bundesländer zu UBA	-0,84	0,4	1,5	1,1	0,0	-0,17	-1,19	1,51	2,3	2,5	0,51	3,10	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	851,10	868,80	850,80	853,30
Abweichung RA zu UBA	2,9	2,8	3,1	3,1	2,9	2,2	2,5	2,7	2,4	1,8	1,94	2,12	1,14	1,36

GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2002
				(Gg)										
1. Energy	**988.859,23**	**953.634,43**	**905.592,80**	**896.073,92**	**880.359,19**	**876.060,42**	**900.004,15**	**868.079,23**	**859.646,72**	**831.640,55**	**834.598,88**	**850.356,66**	**841.106,09**	**841.691,65**
A. Fuel Combustion (Sectoral Approach)	988.859,23	953.634,43	905.592,80	896.073,92	880.359,19	876.060,42	900.004,15	868.079,23	859.646,72	831.640,55	834.598,88	850.356,66	841.106,09	841.691,65
1. Energy Industries	413.944,87	401.073,68	378.992,23	368.922,83	365.659,88	355.210,92	360.732,57	342.797,08	345.038,67	330.878,55	343.845,62	349.203,86	356.602,74	362.581,56
2. Manufacturing Industries and Construction	196.314,98	172.612,31	159.331,37	147.573,17	149.298,32	149.910,96	144.173,25	144.165,58	138.562,00	135.440,88	135.613,12	132.890,43	132.053,89	129.056,20
3. Transport	162.359,56	165.953,47	171.660,95	176.532,60	172.898,84	176.563,36	176.661,18	177.158,90	180.426,56	186.066,63	182.268,72	178.136,57	176.233,78	170.209,47
4. Other Sectors	204.413,84	205.529,60	189.183,17	197.903,75	187.747,91	190.346,45	215.266,60	200.905,46	192.555,88	176.633,66	170.527,40	188.200,96	174.252,71	177.791,86
5. Other	11.825,99	8.465,37	6.425,08	5.141,57	4.754,25	4.028,74	3.170,55	3.052,22	3.063,61	2.620,84	2.344,02	1.924,84	1.962,97	2.052,57
B. Fugitive Emissions from Fuels	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
2. Oil and Natural Gas	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
2. Industrial Processes	**26.172,26**	**23.303,03**	**23.858,44**	**23.972,06**	**25.266,64**	**26.152,41**	**24.903,91**	**25.449,79**	**25.554,03**	**25.778,19**	**25.492,57**	**23.505,43**	**22.770,75**	**23.675,63**
A. Mineral Products	22.970,14	20.799,69	21.498,68	21.733,04	23.056,69	23.551,26	22.325,19	22.889,51	22.932,49	23.189,72	22.777,01	20.803,45	20.032,73	20.758,48
B. Chemical Industry	2.190,55	1.560,12	1.535,46	1.484,43	1.522,35	1.815,12	1.791,33	1.778,36	1.784,94	1.721,80	1.835,21	1.810,69	1.845,36	2.013,56
C. Metal Production	1.011,58	943,23	824,30	754,58	687,60	786,03	787,39	781,92	836,60	866,68	880,35	891,28	892,65	903,59
D. Other Production	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
3. Solvent and Other Product Use	**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**
5. Land-Use Change and Forestry [3]	**-28.944,0**	**-29.649,6**	**-30.187,1**	**-30.810,0**	**-31.423,2**	**-31.672,6**	**-32.093,6**	**-32.483,9**	**-32.731,7**	**-33.182,4**	**-34.421,7**	**-35.195,2**	**-35.216,8**	**-35.690,3**
6. Waste	**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**
7. Other *(please specify)* ...	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**	**NO**
Total Emissions/Removals with LUCF [4]	**986.087,5**	**947.287,9**	**899.264,1**	**889.236,0**	**874.202,6**	**870.540,2**	**892.814,4**	**861.045,1**	**852.469,1**	**824.236,4**	**825.669,7**	**838.666,9**	**828.660,0**	**829.677,0**
Total Emissions without LUCF[4]	**1.015.031,5**	**976.937,5**	**929.451,2**	**920.046,0**	**905.625,8**	**902.212,8**	**924.908,1**	**893.529,0**	**885.200,8**	**857.418,7**	**860.091,4**	**873.862,1**	**863.876,8**	**865.367,3**
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**	**24.373,8**	**24.094,7**	**24.414,2**	**25.525,7**
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	17.407,8	16.997,5	16.821,6	17.150,8
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	6.966,0	7.097,2	7.592,6	8.375,0
Multilateral Operations	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**
CO_2 Emissions from Biomass	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**	**NE**

[1] IEA OECD Statistics "CO2 Emissions from fuel combustion 1971 - 2002" Edition 2004, 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.
[5] Das CO2-Referenzverfahren konnte im UBA wegen fehlender Detailangaben (Energiebilanz) für 2000 und 2001 nicht angewendet werden!

Tabelle 31: Vergleich der CO_2-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO_2 Emissionen

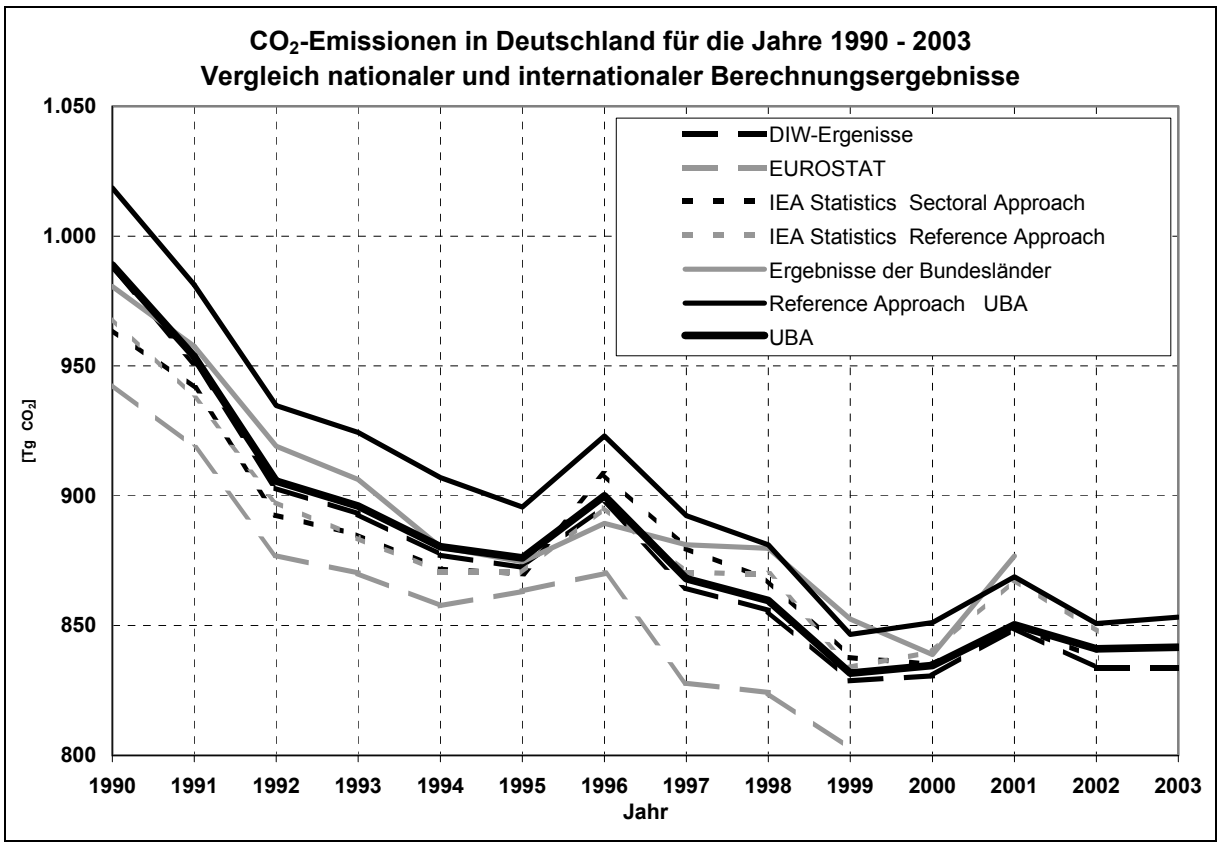


Abbildung 33: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2003 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

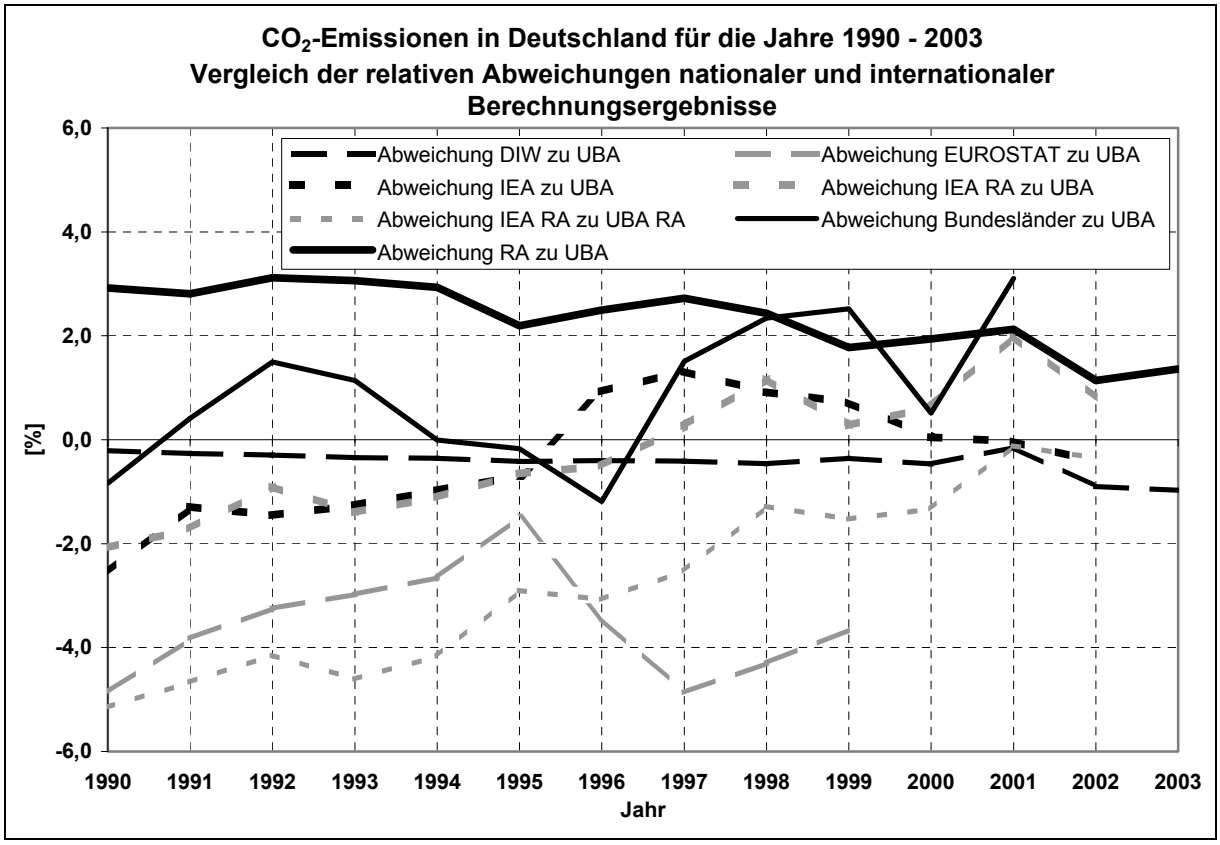


Abbildung 34: CO_2-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2003 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

3.1.12.1 Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen

Die von EUROSTAT durchgeführten sektoralen Berechnungen weichen vom Trend her uneinheitlich von den detaillierten nationalen Daten der Energiebilanz ab (siehe Tabelle 32). Im Mittel liegen die Ergebnisse um etwa 3,5 % unter den UBA-Daten. Die Schwankung dieser Abweichungen liegt dabei in Bereichen von – 4,9 % (= 45 Mio. t 1990) bis - 1,5 % (= 13 Mio. t 1995).

Um die Ursachen für diese Unterschiede zu finden, hat das Umweltbundesamt im Jahr 2001 ein von EUROSTAT kofinanziertes Forschungsvorhaben an das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW) und das Ökoinstitut vergeben. Nachfolgend werden die ersten Ergebnisse dieses Vorhabens (DIW, 2002) zusammengestellt.

EUROSTAT (ebenso wie die Internationale Energieagentur - IEA) erstellt Energiebilanzen für die einzelnen Mitgliedsländer und die Europäische Union insgesamt. Diese Energiebilanz basiert im wesentlichen auf der Aggregation von insgesamt fünf standardisierten - und von den einzelnen Mitgliedsländern auszufüllenden - Fragebögen (Annual Questionnaires), die Angaben zu Produktion, Außenhandel (Importe und Exporte jeweils nach Ländern), Bestandsentwicklung und Verbrauch von Energieträgern in den einzelnen Umwandlungs- und Endverbrauchsbereichen sowie den nichtenergetischen Verbrauch im jeweils zurückliegenden Jahr enthalten. Diese Bögen werden in der Jahresmitte an die Mitgliedsländer verschickt mit der Bitte, sie zusammen mit einem ersten Energiebilanzentwurf bis Ende November an EUROSTAT/IEA zurück zu senden.

Im Einzelnen werden folgende fünf Fragebögen verschickt:

- *Annual Oil Questionnaire:* Die Angaben zum Mineralöl werden in tausend metrischen Tonnen erhoben. Adressat ist in Deutschland das Bundesamt für Außenhandel (BAFA), Eschborn, das Daten in Abstimmung mit dem Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV), Hamburg, zusammenstellt und diese sowohl an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit als auch an EUROSTAT/IEA übermittelt.
- *Annual Gas Questionnaire:* Die Gewinnung, der Außenhandel, und die Bestandsveränderungen bei Naturgasen werden in Millionen Normkubikmetern und in Terajoule (TJ) erhoben, wobei sich die TJ-Angaben auf den Brennwert beziehen. Die Verbrauchsmengen werden nur in TJ erfragt. Komplettiert wird der Fragebogen durch Angaben zu Gaspipelines und Untertagespeichern. Bis 1995 einschließlich wurde der Fragebogen vom Referat Elektrizitäts- und Gaswirtschaft des BMWi bearbeitet, danach wurde diese Aufgabe vom BAFA in Zusammenarbeit mit dem entsprechenden Referat des BMWi (heute: BMWA) übernommen.
- *Annual Solid Fuels Questionnaire:* Dieser Fragebogen dient zur Erfassung der Produktions- und Verbrauchsdaten von Kohlen (Steinkohlen, unterschieden in Kokskohle und andere Steinkohlen sowie Braunkohlen), Torf, Briketts und Koks. Die Angaben erfolgen in tausend Tonnen; eine Tabelle mit den jeweiligen Heizwerten ist im Fragebogen enthalten. Die Daten werden von der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. zusammengestellt, wobei die Angaben zur Steinkohle gemeinsam mit dem Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt), Essen, und die für die Braunkohle mit dem Bundesverband Braunkohle (DEBRIV), Köln, erarbeitet und mit dem zuständigen Referat des BMWi (heute: BMWA) abgestimmt werden.

- *Annual Renewables and Wastes Questionnaire:* Die Nutzung von erneuerbaren Energieträgern und von Abfällen wird in diesem Fragebogen, der analog zu den anderen Fragebögen aufgebaut ist, erfasst. Dabei wird nach einzelnen Energieträgern und nach Abfallarten unterschieden. Die Angaben sind bis auf Holzkohle und flüssige Biokraftstoffe (beide in tausend Tonnen) in TJ zu machen. Die Bearbeitung erfolgte bisher durch das BMWA in enger Zusammenarbeit mit dem Statistischen Bundesamt (DESTATIS), Wiesbaden.
- *Annual Electricity and Heat Questionnaire:* Die Erzeugung und der Verbrauch von Elektrizität und Wärme werden getrennt nach allgemeiner und industrieller Versorgung erfragt. Die Angaben sind in GWh für Strom und in TJ für Wärme sowohl für die Brutto- wie für die Nettoerzeugung nach Energieträgern zu machen. Außerdem sind bei der Stromerzeugung auch die Brennstoffeinsatzmengen nach Energieträgern in natürlichen Einheiten und in TJ anzugeben. Die Endverbrauchsmengen werden nach Quellgruppen und Industriezweigen ausgewiesen. Dieser Fragebogen nimmt insofern eine Schlüsselstellung ein, als er von EUROSTAT/IEA zur Prüfung der Angaben zum Brennstoffeinsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung der anderen Fragebögen verwendet wird. Das Referat Elektrizitäts- und Gaswirtschaft des BMWi stellt die benötigten Daten zusammen und übermittelt sie an EUROSTAT/IEA.

3.1.12.1.1 Ursachen für Abweichungen bei den verwendeten Energiedaten

Die beobachteten Abweichungen sind unterschiedlicher Natur. Ein Grund dafür ist, dass die Fragebögen nicht immer zwischen den jeweiligen datenliefernden Institutionen vor Meldung an EUROSTAT / IEA miteinander abgestimmt worden sind. Weiterhin spielt auch der Zeitpunkt eine Rolle, zu welchem die jeweiligen Angaben gemacht wurden, ob es sich dabei um zeitnahe Schätzungen oder um vorläufige Werte handelt, die später revidiert werden können. Die Angaben, die in die annual questionnaires von EUROSTAT / IEA einfließen, sind insofern unterschiedlich valide.

Insbesondere die Abweichungen der Angaben in den annual questionnaires zu den Angaben in der nationalen Energiebilanz sind auf die unterschiedlichen Erfassungszeitpunkte zurückzuführen, da zwischen der Abgabe der Fragebögen und der Vorlage der endgültigen Energiebilanzen derzeit eine Zeitdifferenz von zwei Jahren besteht. Daher können die an EUROSTAT / IEA gemeldeten vorläufigen Werte erst mit dem entsprechenden Zeitverzug durch endgültige Angaben ersetzt werden. Den nationalen Inventaren werden dagegen die jeweils aktuellsten Energiedaten zugrundegelegt.

Aus den in der Vergangenheit aufgetretenen Problemen sind erste Konsequenzen gezogen worden (siehe auch Kapitel 3.1.12.1.2): So wurde inzwischen eine enge Kooperation und Abstimmung zwischen allen Beteiligten vereinbart, wonach nunmehr die Angaben aus den einzelnen Fragebögen im BMWA in enger Zusammenarbeit mit den datenliefernden Institutionen, dem Statistischen Bundesamt und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen in einer ersten provisorischen Energiebilanz zusammengefügt und an EUROSTAT / IEA geliefert werden. Eine wesentliche Grundlage dieser Bilanz sind dabei auch die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erstellten „*Auswertetabellen*“ in denen je nach Datenlage bereits im Frühsommer für das vorangegangene Jahr weitgehend detaillierte Angaben zum Primärenergieverbrauch, zum nichtenergetischen Verbrauch sowie zum Endenergieverbrauch nach Quellgruppen und Energieträgern zusammengestellt werden.

Neben den genannten Ursachen bestehen offenbar auch andere Gründe für die Diskrepanzen, die eher systematischer Natur sind. Dabei konzentriert sich die Analyse im wesentlichen auf die folgenden beiden potenziellen Ursachenkomplexe für die Unterschiede bei den Daten, die zur Berechnung von CO_2-Emissionen verwendet werden:

Bei den Angaben zu den natürlichen Mengen ist zu prüfen, ob und wie groß – gemessen in prozentualen Abweichungen - die Unterschiede zwischen den gemeldeten Mengen beider Erfassungssysteme sind, welches die Ursachen dafür sind, u.a. zu welchem Zeitpunkt die entsprechende Angabe gemacht worden ist sowie ob und ggf. in welchem Umfang frühere Meldungen revidiert wurden oder ob es sich um Unterschiede systematischer Art handelt.

Die verwendeten Umrechnungsfaktoren bei den Heizwerten können insbesondere dann, wenn sich die CO_2-Faktoren auf Energieeinheiten und nicht auf natürliche Einheiten beziehen, zu erheblichen Abweichungen bei den Resultaten führen. Grundsätzlich wird bei Energiebilanzen der Heizwert zugrunde gelegt; insbesondere bei Gasen ist dies aber nicht in jedem Fall gesichert, da hier häufig (wie etwa in der amtlichen Statistik oder bei der Preisstatistik) der Brennwert bei der Berechnung der Energiemenge verwendet wird. Unabhängig davon sind Differenzen bei den zugrunde gelegten Heizwerten schon deshalb möglich, weil bei aggregierten Energieträgergruppen vielfach die Heizwerte der jeweils zugerechneten Energieträger nicht berücksichtigt werden (so können etwa selbst die Steinkohlen oder die Rohbraunkohle nach Art und Herkunft stark variieren). Insoweit sind die Art der Angabe und ihre jeweiligen Quellen zu prüfen.

Die genannten Ursachen können in wechselnden Kombinationen zu höchst unterschiedlichen Ergebnissen bei weiterführenden Berechnungen z.B. von CO_2-Emissionen führen.

Beim Vergleich der verwendeten Mengenangaben in den beiden Energiebilanzen kam es zu teilweise deutlichen Abweichungen. Beispielhaft sind in Tabelle 32 diese Abweichungen für das Jahr 1998 zusammengestellt.

Tabelle 32: Differenzen zwischen den Energiebilanzdaten von EUROSTAT und der AG Energiebilanzen für das Bilanzjahr 1998

Alle Angaben in 1000 t	Steinkohlen			Braunkohlen		Mineralöle							
	Kohle	Briketts	Koks	Roh-braun-kohle, Hart-braun-kohle	Briketts und andere Braun-kohlen-produkte	Erdöl (roh)	Otto-kraft-stoffe	Roh-benzin	Flug-turbinen-kraft-stoff	Diesel-kraft-stoff einschl. HEL	Heizöl schwer	Flüssig-gas	Raffine-riegas
Gewinnung im Inland	6248	0	0	-149	0	53	0	0	0	0	0	0	0
Einfuhr	0	0	0	-126	107	345	385	-448	104	202	-102	-23	-26
Bestandsentnahmen	818	0	3	-72	-17	0	186	41	102	564	155	76	0
Ausfuhr	0	-66	17	-140	26	0	0	0	32	-1	0	0	0
Hochseebunkerungen	0	0	0	0	0	-	-	-	-	-	0	-	-
Bestandsaufstockungen	-	0	-	-	0	206	0	0	0	0	0	0	5
PRIMÄRENERGIEVERBRAUCH IM INLAND	7066	66	-14	-207	69	192	571	-407	174	328	180	53	31
Umwandlungseinsatz insgesamt	2498	0	224	-3041	-7	193	-3995	-4884	0	-749	-2457	-381	-324
Umwandlungsausstoß insgesamt	0	0	139	0	0	0	-3266	-170	39	-50	-714	-267	-225
E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt	2	0	0	-108	-2	0	0	0	0	46	642	77	148
Fackel- u. Leitungsverluste	-	-	-	-	-	-	0	0	0	-	0	0	0
NICHTENERGETISCHER VERBRAUCH	-	0	102	-1	-142	-	0	1145	11	-1	-581	-218	-123
Statistische Differenzen	-360	66	405	3035	223	-1	187	106	90	67	133	79	-5
ENDENERGIEVERBRAUCH	526	0	8	-92	-3	-	1	0	17	-173	-493	0	32
Bergbau, Gew. Steine u. Erden, verarbeitendes Gewerbe insgesamt	530	0	8	-59	30	-	0	0	0	330	-546	-80	32
Verkehr insgesamt	0	0	0	0	-28	-	191	0	376	43	0	61	0
Haushalte	149	0	20	73	0	-	55	0	1	0	0	-36	0
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	-4	0	0	-106	-5	-	-190	0	-359	-546	53	19	0

Es fällt auf, dass bei den *Steinkohlen* vor allem bei der Gewinnung, den Bestandsentnahmen und beim Einsatz zur Umwandlung erhebliche Differenzen zwischen den beiden Bilanzen bestehen. Diese lassen sich bei der Förderung laut Statistik der Kohlenwirtschaft dadurch erklären, dass es sich bei den Angaben von EUROSTAT um Tonne = Tonne (t=t)-Angaben (das heißt um die gesamte Menge, die an Steinkohlen unterschiedlichster Qualität und Ballastgehalt gefördert worden ist) handeln soll, während von der AG-Energiebilanzen die Mengenangaben bezogen auf den verwertbaren, ballastfreien Teil (tvF-Angaben = Tonne verwertbare Förderung) verwendet werden. Dennoch liegen die EUROSTAT-Angaben um 1,869 Mio t über den t=t-Zahlen der Statistik der Kohlenwirtschaft, so dass der Einheitenunterschied nicht die einzige Erklärung für die Abweichungen sein kann. Im Umwandlungssektor entsteht die Differenz dadurch, dass EUROSTAT in den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung den Verbrauch in t verbucht, während von der AG Energiebilanzen ein auf Steinkohleneinheiten normierter Tonnenwert angegeben wird. Diese Differenz verkleinert sich jedoch wesentlich bei einem Vergleich der Werte in Terajoule bzw. in Rohöleinheiten.

Nicht gesondert berücksichtigt werden bei EUROSTAT die von der AG Energiebilanzen unter „*andere Steinkohlenprodukte*“ aufgeführten Energieträger (u.a. Teer, Benzol). Diese gehen – anders als bei EUROSTAT - in den deutschen Energiebilanzen in die Berechnung des Primärenergieverbrauchs ein und werden ausschließlich dem nichtenergetischen Verbrauch zugerechnet.

Bei den *Braunkohlen* (Rohbraunkohle einschließlich Hartbraunkohle) bestehen bei der Gewinnung, der Einfuhr und der Ausfuhr nur geringe Unterschiede. Diese lassen sich durch die Mengen an Torf, die in den Angaben der AG Energiebilanzen bei den Hartbraunkohlen verbucht werden, von EUROSTAT dagegen nicht erfasst werden, erklären. Die Menge von

3,014 Mio t im Umwandlungssektor, um die die EUROSTAT-Angaben über denen der AG Energiebilanzen liegen, entspricht etwa der ausgewiesenen statistischen Differenz, die in den Bilanzen von EUROSTAT auf 3,035 Mio t beziffert werden, dagegen bei der AG Energiebilanzen nicht existiert.

Die Differenzen beim *Mineralöl* bestehen in erster Linie im Umwandlungssektor und sind auf unterschiedliche buchungsmäßige Behandlung der im Bereich der sonstigen Energieerzeuger angesiedelten Petrochemie zurück zu führen. Hier werden bei EUROSTAT Mengenflüsse (Austausch von Erzeugnissen, Übertragung von Erzeugnissen und Rückläufe aus der Petrochemie) im Detail dargestellt, die von der AG Energiebilanzen eher summarisch verbucht werden. Auch in der Darstellung der Mineralölprodukte unterscheiden sich die beiden Statistiken, so fasst EUROSTAT Dieselkraftstoff und leichtes Heizöl in einer Position zusammen, während die AG Energiebilanzen beide Mineralölprodukte getrennt ausweist. Ähnliche Probleme bestehen bei den Positionen schweres Heizöl und Rückstandsöle sowie andere Mineralölprodukte und Feedstocks. Diese unterschiedlichen Verbuchungen werden noch mit dem Mineralölwirtschaftsverband geklärt.

EUROSTAT veröffentlicht neben einer Bilanz in jeweiligen Einheiten [Tonnen, kWh und Terajoule(TJ)] nur noch eine Bilanz in Tonnen Rohöleinheiten (t ROE) - nicht aber in Terajoule - sowie eine Tabelle mit Umrechnungsfaktoren. In der Tabelle mit den Umrechnungsfaktoren werden für wesentliche Energieträger wie Steinkohle, Braunkohle und Rohöl allerdings nur Angaben mit sehr großen Bandbreiten gemacht. Deshalb wurden die für Deutschland von EUROSTAT tatsächlich zugrunde gelegten Umrechnungsfaktoren über die Angaben in t ROE und in Tonnen zurückgerechnet. Diese Faktoren wurden mit den Heizwerten, die die AGEB für ihre Berechnungen verwendet, verglichen.

Es zeigt sich, dass auch bei den jeweils verwendeten Heizwerten wesentliche Unterschiede bestehen: So nimmt EUROSTAT für die in Deutschland gewonnene Steinkohle einen Umrechnungsfaktor von 27.168 kJ/kg an, der weder der tvF-Angabe (29.638 kJ/kg), wie ihn AG Energiebilanzen verwendet, noch dem von der Statistik der Kohlenwirtschaft für die t=t-Angabe genannten Wert von 27.223 kJ/kg entspricht.

Ähnliches gilt für die Braunkohlen; hier liegen die entsprechenden Faktoren von EUROSTAT bei der Rohkohle mit 8.840 kJ/kg und bei den Importen von Hartbraunkohlen mit 13.461 kJ/kg jeweils unter den von der AG Energiebilanzen angesetzten Faktoren von 8.931 kJ/kg bzw. 14.962 kJ/kg. Tendenziell lässt sich feststellen, dass die von EUROSTAT verwendeten Umrechnungsfaktoren überwiegend unter den Werten liegen, derer sich die AGEB bedient.

3.1.12.1.2 Analyse der verwendeten Emissionsfaktoren

Eine Ursache für die Daten-Abweichungen zwischen den von EUROSTAT ermittelten Emissionsinventaren und den nationalen Inventaren kann in den verwendeten Emissionsfaktoren liegen. Hierzu wurden im Rahmen des Vorhabens zunächst die von EUROSTAT verwendeten Emissionsfaktoren für den Bereich der energiebedingten CO_2-Emissionen analysiert. Da diese Emissionsfaktoren jedoch nicht explizit zur Verfügung standen, mussten sie über eine Rückrechnung aus den gemeinsam veröffentlichen Energiebilanzen und CO_2-Inventaren identifiziert werden.

Die Emissionsfaktoren wurden für die Quellgruppen und Subquellgruppen der Energiebilanz als Quotient aus Emissionswert und Energieeinsatz ermittelt. Da die Energiebilanzdaten in

der Maßeinheit Kilotonnen Rohöläquivalent und die Emissionen in der Einheit Kilotonnen CO_2 verfügbar waren, ermitteln sich die Emissionsfaktoren (in der Maßeinheit t CO_2/TJ) mit folgender Beziehung:

$$EF_{i;j} = \frac{E_{i;j}}{Q_{i;j} \cdot 41{,}868} \cdot 1000$$

mit

$EF_{i;j}$	*Emissionsfaktor für den Brennstoff i im Energiebilanzsektor j*
$E_{i;j}$	*CO_2-Emission für den Brennstoff i im Energiebilanzsektor j*
$Q_{i;j}$	*Energieeinsatz für den Brennstoff i im Energiebilanzsektor j*

Bei dem numerischen Wert handelt es sich um den Heizwert 41,868 kJ je kg Rohöläquivalent.

Als erste Erkenntnis ergab sich aus den Rückrechnungen in 2002, dass bei EUROSTAT für die unterschiedlichen Quellbereiche/Sektoren keine Differenzierungen bei den Emissionsfaktoren vorgenommen wurden.

Tabelle 33: Ergebnisse der Rückrechnungen für die Emissionsfaktoren, 1991-1998

	EUROSTAT t CO_2/TJ	Bemerkungen
Steinkohle	94	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 92 bis 94 - 92 für Kraft- und Fernheizwerke - 93 für industrielle Feuerungsanlagen - 94 für Haushalte und Kleinverbrauch
Steinkohlenkoks	106	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 100 bis 105
Steinkohlenbriketts	93	UBA verwendet durchgängig den Wert von 93
Rohbraunkohle	99	UBA verwendet je nach Quellgruppe und Provinienz Werte von 110 bis 113 - 110 für Industrie, Kleinverbrauch & Militär - 111 für Kraft- und Fernheizwerke sowie übrige Umwandlung - 112 für sonstige Industriekraftwerke Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten vorliegen: 113, der Wert für mitteldeutsche Rohbraunkohle dürfte bei ca. 100 liegen
Hartbraunkohle	kein Emissionsfaktor, in Rohbraunkohle enthalten	UBA verwendet durchgängig 97
Braunkohlenbriketts	93	UBA verwendet je nach Quellgruppe und Provinienz Werte von 97 bis 99 - 99 für Kraft- und Fernheizwerke - 97 für die anderen Quellgruppen Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten vorliegen:
Braunkohlenkoks	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 96 bis 111 - 96 für Kraft- und Fernheizwerke - 107 für Industriefeuerungen - 111 für übrige Umwandlung und Kleinverbraucher
Staub- und Trockenkohle	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig 98
Brenntorf	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig 98
Rohöl	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig 80
Rohbenzin	73	UBA verwendet durchgängig den Wert von 80
Motorenbenzin	69	UBA verwendet durchgängig den Wert von 72
Dieselkraftstoff	73	UBA verwendet ab 1991 durchgängig den Wert von 74
Petroleum & Flugkraftstoff	71	UBA verwendet ab 1991 durchgängig den Wert von 74
Leichtes Heizöl	73	UBA verwendet durchgängig den Wert von 74
Schweres Heizöl	77	UBA verwendet durchgängig den Wert von 78
Flüssiggas	62	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 64 bis 65
Raffineriegas	66	UBA verwendet durchgängig den Wert von 60
Petrolkoks	kein Emissionsfaktor, Zuordnung noch unbekannt	UBA verwendet durchgängig den Wert von 101
Andere Mineralölprodukte	73	UBA verwendet je nach Quellgruppe Werte von 78 bis 80 Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten vorliegen:
Kokerei- und Stadtgas	in der EUROSTAT Energiebilanz nur zusammengefasst enthalten	UBA verwendet durchgängig den Wert von 44
Gichtgas		UBA verwendet durchgängig den Wert von 105, zur Vermeidung von Doppelzählungen bzgl. Hochofenprozeß und Gichtgasverbrennung wird Gichtgas wie Steinkohlenkoks bewertet
Naturgas	56	UBA verwendet je nach Provinienz für Erdgas Werte von 55 bis 56, für Erdölgas 58, für Grubengas 55. Soweit für die neuen Bundesländer gesonderte Energieeinsatzdaten für Erdgas vorliegen: 55
Industrieabfälle	nur organischer Industriemüll erfasst	UBA verwendet - mit der Ausnahme spezieller Branchen - durchgängig den Wert von 20
Hausmüll	Hausmüll vollständig erfasst, jedoch kein Emissionsfaktor ermittelbar	UBA verwendet durchgängig den Wert von 15

Quellen: EUROSTAT, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

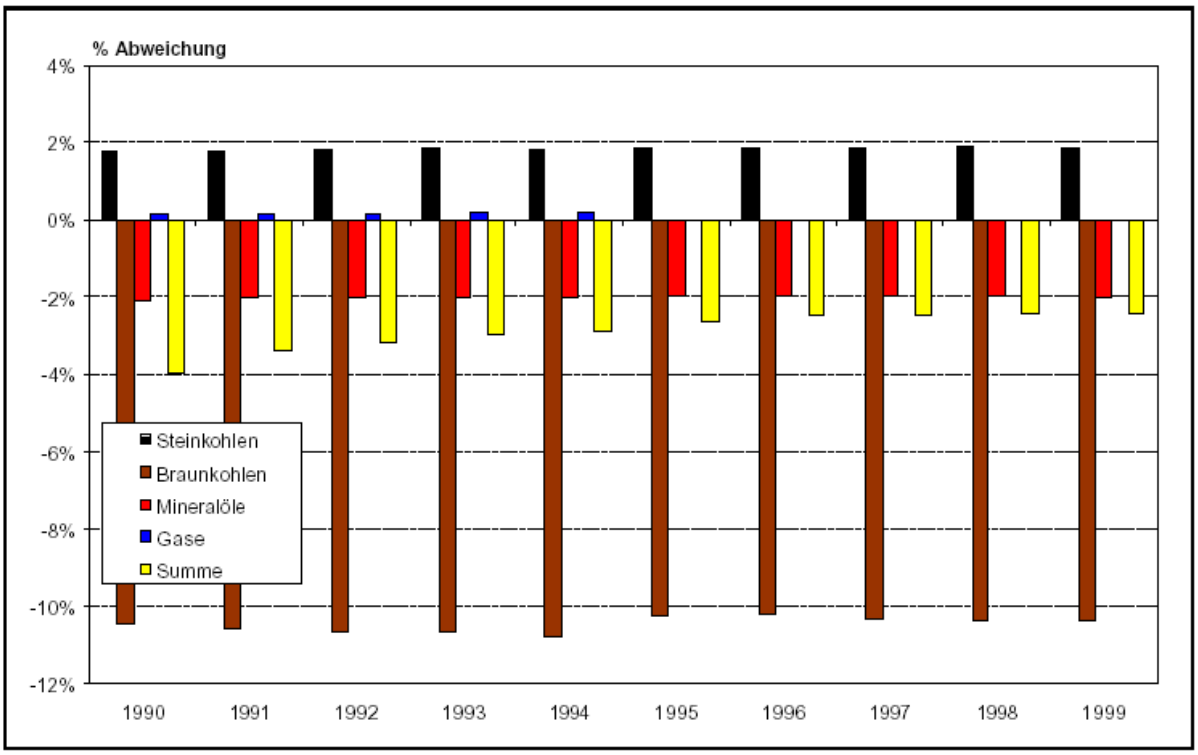
Die Tabelle 33 zeigt die Ergebnisse in der Übersicht sowie im Vergleich zu den im Inventarsystem des Umweltbundesamtes verwendeten Emissionsfaktoren für die Berichterstattung 2003. Die nationalen Emissionsfaktoren wurden im Rahmen der Berichtertstattung 2004 aktualisiert, so dass sich hierzu teilweise Abweichungen ergeben.

Für den Bereich der *Steinkohlen* zeigte sich deutlich, dass die von EUROSTAT genutzten Emissionsfaktoren stets am oberen Rand der vom UBA genutzten Werte lagen, die Verteilung des Einsatzes (groß bei der Verstromung, Kleinverbrauch eher gering) lässt vermuten, dass die Emissionen hier im Mittel ca. um 2 t CO_2/TJ überschritten werden, also ca. 2 %. Für Steinkohlenkoks wird der Wert sogar klar überschritten.

Für die *Braunkohlen* wurden die Emissionen dagegen klar unterschätzt, die Abweichungen der Emissionsfaktoren betrugen teilweise über 10 %. Gleiches gilt für fast alle *Mineralölprodukte*, nur für Raffineriegas lagt der von EUROSTAT genutzte Emissionsfaktor klar über die in den Inventaren des UBA zugrunde gelegten Werten. Von besonderer Bedeutung dürfte hier die Abweichung bei Motorenbenzin sein, hier ist von einer Unterschätzung der Emissionen um ca. 7 % auszugehen. Für *Naturgase* lagen die jeweils genutzten Werte sehr ähnlich, angesichts der überwiegenden Rolle von Erdgas H ist für den

derzeitigen Mix der Erdgasbereitstellung in Deutschland eine gute Übereinstimmung festzustellen.

Angesichts der erheblichen Rolle, die die Verbrennung von Kohlen und Mineralölprodukten für die CO_2-Emissionen Deutschlands haben, führen vor allem die großen Abweichungen der Emissionsfaktoren für diese Brennstoffe zu einer signifikanten Unterschätzung der Emissionen durch EUROSTAT. Dies gilt auch in Bezug auf die Unsicherheiten, die durch die CO_2-Emissionen aus denjenigen Brennstoffen entstehen, die für die hier vorgelegte Analyse mangels ausreichender Datengrundlagen noch nicht berücksichtigt werden konnten.



Quellen: EUROSTAT, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 35: Abweichungen durch die Differenzen bei den Emissionsfaktoren zwischen UBA und EUROSTAT nach Brennstoffgruppen, 1990-1999

Die Abweichung durch unterschiedliche Emissionsfaktoren beliefen sich bei identischem Mengengerüst der Einsatzmengen (nach deutscher Energiebilanz sowie der bisher vorgenommenen UBA-Ergänzungen bei Rohbraunkohle und Erdgas) in der Periode 1990 bis 1999 auf Werte zwischen –39,5 Mio. t CO_2 (1990) und 21,0 Mio. t CO_2(1999). In den EUROSTAT-Berechnungen wurden damit die CO_2-Emissionen in Deutschland um Werte zwischen 4,0 (1990) bis 2,5 Prozent (1999) unterschätzt. Wie die Abbildung 35 verdeutlicht, sind die Abweichungen in den einzelnen Brennstoffgruppen jedoch erheblich größer als im Saldo.

Als Schlussfolgerung ergibt sich, dass sich die Harmonisierung der Daten zwischen EUROSTAT und den deutschen Stellen nicht allein auf die Energie- Basisdaten beschränken darf, sondern unabdingbar auch auf die Emissionsfaktoren ausgedehnt werden muss.

3.1.12.1.3 Geplante Verbesserungen

Hinsichtlich der Vermeidung von Differenzen bei der energiestatistischen Datenbasis wurden die folgenden Empfehlungen aus dem Vorhaben getroffen:

1. Energiestatistische Datenbasis zur Ermittlung der CO_2-Emissionen sollten grundsätzlich die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen herausgegebenen Energiebilanzen sein. Dies gilt sowohl mit Blick auf das vom Umweltbundesamt zu erstellende nationale Emissionsinventar als auch für die internationalen Einrichtungen wie EUROSTAT und IEA, soweit von dort eigenständige Emissionsberechnungen vorgenommen werden.
2. Der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen wird empfohlen, die methodischen Schritte und Verfahren bei der Erstellung der Energiebilanzen sowie die für die einzelnen Bilanzfelder verwendeten Datenquellen zu dokumentieren, so dass eine für Außenstehende nachvollziehbare Transparenz hergestellt werden kann. Zur Durchführung dieser Aufgabe sollten die materiellen Voraussetzungen seitens der Bundesregierung geschaffen werden.
3. Gegenwärtig liegen die endgültigen Energiebilanzen für Deutschland allerdings erst für die Jahre von 1990 bis 2000 vor. Der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen und dem von ihr beauftragten Institut (DIW Berlin) wird daher dringend empfohlen, den zeitlichen Nachlauf in überschaubarer Zeit deutlich zu verkürzen. Ziel sollte es sein, dass die Energiebilanzen spätestens 12 Monate nach Ende eines Berichtsjahres vorliegen.
4. Die Erstellung und Weitergabe der annual questionnaires sind besser zu koordinieren sowie zeitlich und inhaltlich abzustimmen. Es ist sicherzustellen, dass die hierzu bereits zwischen allen Beteiligten getroffenen Verabredungen konsequent umgesetzt werden. Danach sollen nunmehr die Angaben aus den einzelnen Fragebögen im BMWA in enger Zusammenarbeit mit den datenliefernden Institutionen (dem Statistischen Bundesamt und der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) in einer ersten provisorischen Energiebilanz zusammengefügt und an EUROSTAT/IEA geliefert werden. Eine wesentliche Grundlage dieser Bilanz sind auch die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erstellten „Auswertungstabellen“. Daten, die zu diesem Zeitpunkt nicht vorliegen, werden durch entsprechende Schätzwerte ergänzt.
5. Sofern EUROSTAT für die Herleitung der Energiebilanzen Daten verwendet, die von den in den Fragebögen gemachten Angaben oder von den endgültigen deutschen Energiebilanzen abweichen, sollten diese Abweichungen dem BMWA unter Angabe der Gründe mitgeteilt werden. Das BMWA seinerseits sollte das UBA und die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen über diese Abweichungen in Kenntnis setzen.
6. Die seitens UBA in bezug auf die Energiebilanz vorgenommenen Korrekturen hinsichtlich emissionswirksamer Brennstoffmengen (Braunkohlentrocknung, Abfall und ggf. weitere) sollen nach endgültiger methodischer Klärung nachrichtlich in die provisorische Energiebilanz nach 3. aufgenommen werden.

Mit Blick auf die emissionsbezogenen umfassen die Empfehlungen folgenden Punkte:

7. Für die Berechnung der CO_2-Emissionen sollte seitens EUROSTAT grundsätzlich auf die vom Umweltbundesamt verwendeten Emissionsfaktoren abgestellt werden. Dafür werden vom Umweltbundesamt aggregierte Emissionsfaktoren erstens für die Energieträger- und Sektorstruktur der nach 3. ermittelten provisorischen Energiebilanz sowie zweitens für die Energieträger- und Sektorstruktur der veröffentlichten Energiebilanz jährlich bereitgestellt. Sinnvollerweise sollten die Emissionsfaktoren auch für die bei EUROSTAT verwendete Brennstoff-Differenzierung aggregiert werden.
8. Die Analyse der EUROSTAT-Daten legt die Vermutung nahe, dass bei der Erstellung und Aktualisierung der Energiebilanzen einerseits sowie der Ermittlung der CO_2-Emissionen andererseits nicht immer konsistente Datenbestände bzw. Datenbestände mit dem

gleichen Aktualitätsstand genutzt werden. Die bei EUROSTAT eventuell notwendigen Abstimmungen sollten in Kooperation mit dem Umweltbundesamt (und ggf. der AG Energiebilanzen) so bald wie möglich geführt werden.

9. Das UBA sollte im Rahmen der Überarbeitung und Validierung der deutschen Luftschadstoffinventare so bald wie möglich eine Methodik entwickeln, wie die für den internationalen Luftverkehr vertankten Treibstoffmengen nochmals nach innereuropäischem und außereuropäischem Luftverkehr differenziert werden können, um auch auf EU-Ebene eine korrekte Bestimmung des entsprechenden Memo-Items zu ermöglichen.

Grundsätzlich sollte mit EUROSTAT auch Einvernehmen dahingehend hergestellt werden, dass sowohl bei den Energiedaten wie bei den Emissionsfaktoren Änderungen, die sich auch rückwirkend aufgrund neuerer Erkenntnisse als unabweisbar herausstellen, nachträglich korrigiert werden. Auf deutscher Seite muss ein Abstimmungsverfahren für die entsprechende Übermittlung von Energiedaten und Emissionsfaktoren gefunden werden, damit zwischen diesen beiden Datengruppen stets ein hohes Maß an Konsistenz gewahrt bleibt. Hierzu sind genauere Verfahrensabläufe zwischen der AG Energiebilanzen und dem UBA einerseits bzw. dem BMU und dem BMWA andererseits festzulegen.

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, 2004) 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: -0,4 %, Schwankungsbreite von -2,6 % im Jahr 1990 bis +1,3 % im Jahr 1997).

Für die Erstellung der Energiebilanzen greift IEA auch auf Informationen von EUROSTAT zurück. Insofern ist die Abweichung der Emissionsdaten zwischen beiden Datensätzen doch bemerkenswert. Gleiches trifft für die Übereinstimmung der Ergebnisse der beiden angewendeten Berechnungsverfahren (*sektoraler Ansatz* und *Referenzverfahren*) zu. Während bei den Ergebnissen von OECD/IEA nur marginale Abweichungen (etwa 4 Mio. t CO_2) doch eine weitest gehende Übereinstimmung darstellen, ergeben sich bei der Anwendung dieser Methoden in den nationalen Emissionsberechnungen doch deutliche Abweichungen – hier liegen die Ergebnisse des Referenzverfahrens ziemlich einheitlich um etwa 3 % über den Ergebnissen des detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnungsverfahrens.

3.1.12.3 Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten

Durch die Zusammenarbeit der zuständigen Behörden und Einrichtungen der Bundesländer hat sich in Deutschland in den vergangenen 10 Jahren der Länderarbeitskreis Energiebilanzen herausgebildet. 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[52].

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 2001. 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 Auswertungstatistischer Angaben zum Primär- bzw. Endenergieverbrauch (prozentuale Veränderungen und Korrelation zu den jeweiligen

52 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 2001 zusammengestellt.

Tabelle 34: Vergleich der Ergebnisse der CO_2-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für die Jahre 1990 bis 2001[53]

Bundesland	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Baden-Württemberg	74,4	78,6	78,0	78,7	74,5	78,1	81,8	78,6	80,1	77,4	74,9	80,0
Bayern	84,1	88,4	86,5	89,7	87,3	87,5	92,0	89,8	91,9	89,7	87,7	89,4
Berlin	***25,6***	***23,5***	***24,5***	***22,8***	***22,8***	***23,0***	***23,2***	***22,6***	22,7	***22,3***	***22,3***	***22,3***
Brandenburg	81,9	66,8	58,9	57,1	54,0	50,8	50,3	50,8	59,3	58,8	60,4	60,9
Bremen	13,4	13,6	12,9	12,5	13,3	13,2	14,2	14,1	13,9	12,8	14,1	14,2
Hamburg	***21,8***	***22,1***	***21,9***	***21,3***	***21,1***	***16,9***	***17,7***	***18,6***	***19,0***	***19,4***	***19,7***	***20,3***
Hessen	***45,6***	***46,5***	***47,3***	***50,0***	***46,6***	***47,4***	***49,8***	***50,8***	***52,5***	***50,3***	***48,6***	***51,5***
Mecklenburg-Vorpommern	***10,9***	***9,3***	***10,1***	***9,7***	***10,0***	10,2	11,7	10,7	10,4	10,6	10,3	10,7
Niedersachsen	78,7	83,9	***82,6***	***81,3***	80,0	***79,9***	79,8	***80,8***	81,8	***78,6***	75,5	***75,5***
Nordrhein-Westfalen	298,9	309,7	306,1	299,9	295,4	303,1	311,0	305,7	304,7	291,5	293,9	298,4
Rheinland-Pfalz	***40,7***	***42,5***	***41,0***	***38,3***	***37,5***	***30,9***	***28,6***	***36,8***	***35,4***	***34,9***	***34,4***	***34,0***
Saarland	***11,5***	***12,7***	***12,0***	***11,3***	***11,1***	***11,8***	***11,2***	***11,1***	***11,5***	***10,9***	***10,7***	***10,9***
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
Sachsen-Anhalt	50,9	38,3	31,6	27,9	26,3	25,2	25,7	25,3	25,3	26,9	26,3	26,8
Schleswig-Holstein	22,8	22,5	22,8	23,4	23,4	22,0	22,5	21,7	21,4	20,9	20,4	***20,4***
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
Bundesländer insgesamt	**980,6**	**957,6**	**919,1**	**906,3**	**880,3**	**874,6**	**889,3**	**881,2**	**879,7**	**852,6**	**853,0**	**876,7**
Bundesergebnis (CRF 1A)	**988,9**	**953,6**	**905,6**	**896,1**	**880,4**	**876,1**	**900,0**	**868,1**	**859,6**	**831,6**	**834,6**	**850,4**
Abweichung [Mio.t CO_2]	**-8,3**	**3,9**	**13,5**	**10,2**	**-0,1**	**-1,5**	**-10,7**	**13,1**	**20,1**	**20,9**	**18,4**	**26,4**
Abweichung [%]	**-0,8**	**0,4**	**1,5**	**1,1**	**0,0**	**-0,2**	**-1,2**	**1,5**	**2,3**	**2,5**	**0,5**	**3,1**

Im Ergebnis dieses Vergleiches wurde eine sehr gute Übereinstimmung der zusammengefassten Länderergebnisse mit dem Bundesinventar ermittelt. Im Durchschnitt der 12 Jahre lagen die CO_2-Emissionen der Bundesländer insgesamt etwa 1% höher als das Bundesergebnis. Die Abweichungen lagen in ihren Extremen bei Abweichungen von –1,2 % im Jahr 1996 und +3,1 % im Jahr 2001. Gerade im Jahr 2001 beruht diese große Abweichung sehr wahrscheinlich darauf, dass hier die umfangreichsten Lückenschlussverfahren angewendet werden mussten (es lagen hier nur für 9 der 16 Bundesländer Ergebnisse vor). 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

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

Bundesländern) orientieren. Darüber hinaus soll geprüft werden, inwieweit solche Vergleiche sich auf der Basis des Verbrauchs von einzelnen Energieträgern oder Brennstoffgruppen verbessern lassen. Eine weitere Verbesserungsmöglichkeit besteht in der Bereitstellung originärer Länderdaten an das UBA, so dass die Anwendung der Lückenschlussverfahren aufgrund fehlender inhaltlicher oder zeitlicher Verfügbarkeit zukünftig eingeschränkt werden kann.

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)

In der Quellgruppe der festen Brennstoffe werden diffuse Emissionen aus Förderung, Lagerung und Verarbeitung dargestellt.

Die im NIR aufgeführten Bereiche werden im Zentralen System Emissionen (ZSE) detailliert mit Aktivitätsdaten und spezifischen Emissionsfaktoren dokumentiert. In den CRF-Tabellen erfolgt die Ausweisung in aggregierter Form, wobei die Aggregation der Einzelaspekte entsprechend der folgenden Tabelle 35 erfolgt.

Tabelle 35: Zuordnung von Methanemissionen zu Bereichen des CRF

CRF-Bereiche	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 zugrundegelegt 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 zugrundegelegte 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 2003 bereit.

Tabelle 36: Berechnung von Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau für 2003 entsprechend CRF

VRF-Bereiche	**Aktivitätsdaten [Mt]**	**CH_4-Emissionen [Gg]**
1.B.1.a. Coal Mining and Handling	**205,04** (= 1.B.1.a.i + 1.B.1.a.ii)	= 1.B.1.a.i + 1.B.1.a.ii = 327,76+1,97 **= 329,73**
i. Underground Mines	**25,96** Steinkohleförderung 1)	=Mining + Post-Mining = 312,81 + 14,95 = 327,76
Mining Activities		= AR * EF = 25,96 *12,05 **= 312,81**
Post-Mining-Activities		= 14,95
ii. Surface Mines	**179,08** Braunkohlenförderung 1)	= Mining Activities **= 1,97**
Mining Activities		= AR * EF = 179,08 * 0,011 = 1,97
Post-Mining-Activities		IE (enthalten in 1.B.1.a.ii)
1.B.1.b. Solid Fuel Transformation	**11,08** Summe an Veredelungsprodukten 2) 1)	$AR_{Steink.Prod.}$*$EF_{Steink.Prod.}$ + $AR_{Braunk.Prod.}$*$EF_{Braunk.Prod}$ = 6,24 * 0,15 + 4,84 * 0 **= 0,94**
1.B.1.c. Others		= Abandoned Mines **= 87,00**
Abandoned Mines	**NO**	Expertenschätzung **= 87,00**

1) nach STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2003b)

2) Steinkohlenkoks, Steinkohlenbriketts, Braunkohlenkoks, Staubkohle, Trockenkohle, Wirbelschichtkohle, Braunkohlenbriketts, Braunkohlengranulat

3.2.1.1 Kohlenbergbau (1.B.1a)

3.2.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1a)

CRF 1.B.1a					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid Fuels	l / t	CH_4	2,06 %	0,67 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFCs**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[54] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		-								
Unsicherheitenverteilung[55]		-								
Methode EF-Ermittlung[56]		T2								

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

Bei Gewinnung, Transport und Lagerung kann Methan aus Kohlen und dem sie umgebenden Gestein entweichen. Die freigesetzte Menge an Methan hängt in erster Linie

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

56 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

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 10 Bergwerken ausschließlich im Tiefbau und in 6 Revieren Braunkohle ausschließlich im Tagebau (13 Tagebaue) gewonnen. Beim untertägigen Abbau von Steinkohlen werden Ventilationssysteme eingesetzt, um die Methankonzentration 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 deshalb im Rahmen der Quellgruppe die größte Quelle für diffuse Emissionen von CH_4. Eine Teilmenge an Methan wird direkt aus Flöz- und Nebengestein abgesaugt und überwiegend als Grubengas verwertet.

Im Jahr 2003 betrug die Steinkohlenförderung 25,9 Mio. t verwertbare Förderung; die Braunkohlenförderung lag bei 179,1 Mio. t (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2004). Damit hat sich die Steinkohlen- und Braunkohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 1,5 % vermindert,

In den letzten Jahren haben die Methanemissionen aus dem Steinkohlenbergbau wegen der geringeren Förderung abgenommen. Die Emissionen aus dem Braunkohlentagebau haben aufgrund der Abnahme der Förderung im Vergleich zum Vorjahr ebenfalls abgenommen. Mit dem am 10.11.2003 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.

3.2.1.1.2 Methodische Aspekte (1.B.1a)

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*** sind nach dem Tier 2 Ansatz gemäß der Gleichung des IPCC Reference Manual (1996b: Kapitel 1.7.2.2, S. 104) berechnet worden:

Emissionen [Gg CH_4] = EF [m^3 CH_4 /t] * Steinkohlenförderung * Umrechnungsfaktor [Gg/$10^6 m^3$]

Die Aktivitätsrate (Steinkohlenförderung: gesamte Fördermenge) wurde dabei der Statistik der Kohlenwirtschaft (2004: S.14) entnommen..

Datengrundlage für den verwendeten CH_4 Emissionsfaktor von 18,5 kg/t (ca. 27,61 m^3 /t, siehe Kapitel 3.2.1.1.4) für die Steinkohlenförderung ist der Bericht zum Forschungsvorhaben FHG ISI (1993). Dieser Emissionsfaktor liegt innerhalb der Spannen, bzw. nahe den genannten Werte, der im IPCC Reference Manual (IPCC et al 1997: Tabelle 1-54, S. 105) genannten Emissionsfaktoren. Die Ermittlung der Emissionsfaktoren beruht auf einem quellgruppenspezifischem „bottom-up"-Ansatz, bei dem zusätzlich zu den Quellgruppen und Brennstoffen detailliert nach Anlagentechnologien unterschieden wird. Das Verfahren entspricht der Tier 2-Methode der IPCC Good Practice Guidance (2000).

Die Berechnung der Emissionen erfolgt durch Multiplikation der Emissionsfaktoren mit den Aktivitätsraten unter Berücksichtigung der **Grubengasverwertung**. Da das CH_4 der Grubengasverwertung einer energetischen Nutzung zugeführt wird, müssen die errechneten Emissionen aus der Grubengasverwertung von den CH_4-Emissionen aus der Steinkohlenförderung abgezogen werden. Die Menge Grubengas wird ebenfalls der Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (AGEB 2003: Zeile 1) entnommen und mangels alternativer Datenquelle ab 1999 konstant fortgeschrieben, bis die neue Energiebilanz veröffentlicht wird. Der Emissionsfaktor von 320 kg/10^3 m^3 wird konstant für die gesamte Zeitreihe verwendet.

Für die Berechnung der CH_4-Emissionen aus der **Lagerung von Steinkohle** werden die gleichen Aktivitätsdaten wie für die Steinkohlenförderung genommen. Der Emissionsfaktor in Höhe von 0,576 kg/t stammt ebenfalls aus der Studie FHG ISI (1993).

Die Emissionen aus dem **Braunkohlentagebau** sind nach dem Tier 2 Ansatz gemäß obiger Gleichung des IPCC Reference Manual berechnet worden:

Dabei wurde die Aktivitätsrate (Rohbraunkohle) der STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2004: S.26) entnommen. In einer Mitteilung des DEBRIV (Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e.V; DEBRIV 2004) wird ein Emissionsfaktor von durchschnittlich 0,015 m³ CH_4/t (entspricht 0,011 kg CH_4/t) angegeben. Dieser Wert liegt deutlich unter dem bisher verwendeten EF von 0,11 m³ CH_4/t, der von dem EF amerikanischer Hartbraunkohle abgeleitet wurde. Diese amerikanischen EF können aber 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.

Der DEBRIV-EF basiert auf einer Untersuchung der RWE Rheinbraun AG von 1989 (Quelle : DEBRIV, 2004) und wird durch Veröffentlichungen des Öko-Institutes sowie der DGMK (Forschungsbericht 448-2: DGMK, 1992) belegt.

Eine ***Lagerung von Braunkohle*** erfolgt nicht.

3.2.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1a)

Die Emissionsfaktoren sind in der Zeitreihe konstant und damit konsistent im Sinne der Vergleichbarkeit über die Zeitreihe.

Nach Informationen des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins e. V. liegen die Unsicherheiten bei der Ermittlung der Fördermengen (in Tonnen) zu Braunkohlen bei ± 2-3 % (DEBRIV, 2005). Die Unsicherheiten bei der Berechnung der Heizwerte (nach DIN 51900 Teil 1-3) werden mit ± 3,5% angeben (DEBRIV, 2005).

3.2.1.1.4 Weitere Angaben zur Unsicherheit sind noch nicht ermittelt worden.Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.B.1a)

Das IPCC Reference Manual 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/$10^6$$m^3$ (gemäß IPCC 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 von 18,85 m^3 CH_4/t Kohle (Verwertbare Förderung) im vorgeschlagenen Wertebereich.

Tabelle 37: Emissionsfaktoren für CH_4 aus dem Steinkohlenbergbau

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	27,61	18,50	0,015	0,011
CH_4 aus Förderung abzüglich Grubengas	17,98	12,05	-	-
CH_4 aus Lagerung	0,86	0,58	-	-
CH_4 aus Bergbau (Förderung und Lagerung abzüglich Grubengasnutzung)	18,85	12,63	0,015	0,011

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

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

Im Rahmen einer Verifizierung wurden verschiedene Datenquellen für Aktivitätsraten im Kohlenbergbau und auch die verwendeten EF mit denen anderer Länder verglichen. Weiterführende Informationen siehe Kapitel 14.1.4.1.

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 vorgeschlagenen Werte des UNFCCC befinden.

Vergleicht man die spezifischen Emissionsfaktoren des Kohlentagebaus untereinander, so zeigt sich, dass Polen, Frankreich und Deutschland vergleichbar niedrige und unter den UNFCCC-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.1a)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind noch nicht erfolgt. Auf der Grundlage der geplanten Verbesserungen werden Rückrechnungen angestrebt.

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

Da die aktuellen Ergebnisse der Hauptquellgruppenanalyse für Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau hinsichtlich der Emissionshöhe nur knapp zur Einordnung als Hauptquellgruppe geführt hat, soll in einem ersten Schritt geprüft werden, ob der Rückgang der Kohlenförderung in naher Zukunft dazu führen wird, dass das Emissionsniveau nicht mehr dem einer Hauptquellgruppe entspricht.

Da Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau derzeit Hauptquellgruppe sind, erfordert die IPCC Methodik eine Emissionsberechnung nach Tier ⅔ auf Grundlage von Methan-Messdaten der Wetter und der Grubengasabsaugung aus Einzelbergwerken/Standorten. Im Rahmen eines laufenden Forschungsvorhabens „Methanemissionen des Kohlebergbaus“

(FKZ 203 41 253 / 05) sollen notwendige Datenquellen erschlossen, nationale Emissionsfaktoren abgeleitet, Berechnungen durchgeführt und Unsicherheiten ermittelt werden. Die dazu verfügbaren Datengrundlagen werden über Betreiber, Verbände und die Genehmigungs- und Überwachungsbehörden der Bundesländer zusammengetragen. Weiterhin befasst sich das Projekt mit den Abschätzungsbereichen und Referenzbildungen für die Anwendung einer kombinierten Methode nach Tier ⅔ für die Quellgruppe. Dies umfasst auch die Überprüfung der aktuell verwendeten EF für Steinkohlen, die im internationalen Vergleich relativ hoch liegen. Weiterhin 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) zugrunde gelegt werden können. Bei allen Verbesserungen sollen die Unsicherheiten der Emissionsfaktoren betrachtet werden.

Da bisher in den deutschen Inventaren keine Emissionen für Transport und Lagerung von Braunkohlen angegeben werden und die Daten über die Lagerung von Steinkohlen veraltet sind, sollen Daten- und Informationsquellen zur Erfassung dieser Emissionen erschlossen und ihre Eignung für die Inventarerstellung abwogen werden.

Die Relevanz von Methanemissionen aus der Braunkohlenförderung soll überprüft werden

Im Rahmen des Projekts und mit Hilfe weiterer Akteure im Nationalen System Emissionen soll die Möglichkeiten geprüft werden, wie die Berechnung der Verwertung von Grubengas im Inventar verbessert werden und die Erfassung der kalten und heißen Abfackelung erfolgen kann.

Bei der zentralen Überprüfung der Deutschen Emissionsberichterstattung 2003 durch unabhängige Experten im Auftrag des Klimasekretariats wurde in dieser Kategorie bemängelt, dass keine Angaben zu den CO_2- und N_2O-Emissionen gemacht wurden. Deutschland wird diesen Punkt aufgreifen.

Die Ergebnisse des vorgesehenen NaSE-Workshops sollen im Rahmen des Forschungsprojekts aufgegriffen und verwertet werden.

3.2.1.2 Umwandlung von Kohle (1.B.1b)

3.2.1.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1b)

CRF 1.B.1b					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFCs**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[57] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[58]										
Methode EF-Ermittlung[59]		CS								

Die Quellgruppe Umwandlung von Kohle (1.B.1b) ist keine Hauptquellgruppe.

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

59 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

Im Jahr 2003 betrug die Steinkohlenkoksproduktion 7,8 Mio. t, davon 2,0 Mio. t Zechenkoks und 5,8 Mio. t Hüttenkoks. In der Hüttenkoksproduktion ist die mit ca. 1,7 Mio. t geschätzte Produktion der Kokerei Schwelgern enthalten, die ab 04/2003 in Betrieb ist. Gegenüber dem Vorjahr stieg die Steinkohlenkoksproduktion um 8,3 % (STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT, 2004).

3.2.1.2.2 Methodische Aspekte (1.B.1b)

Das IPCC Reference Manual beschreibt keine Methodik für diese Quellgruppe (IPCC et al, 1997, Reference Manual, S.1.110f). Die angewandte länderspezifische Methodik basiert auf den Aktivitätsraten aus der STATISTIK DER KOHLENWIRTSCHAFT (2004) 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.

Die Aktivitätsrate der Steinkohlenkoksproduktion wurde aus der Statistik der Kohlenwirtschaft (2004: S.6) entnommen.

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 (1996b: 1.7.2.2, S. 104) berechnet worden:

Emissionen [Gg CH_4] = EF [m^3 CH_4 /t] * Steinkohlenkoksproduktion * Umrechnungsfaktor [Gg/$10^6 m^3$]

Der verwendete Emissionsfaktor zur Berechnung der CH_4 -Emissionen aus der Steinkohlenkoksproduktion (Kokereien) beträgt 0,150 kg CH_4 / t Steinkohlenkoksproduktion (LANGE 1988, BATZ 1995) und wird seit 1995 fortgeschrieben.

Die Quellgruppe „Umwandlung von Kohle“ wird im ZSE durch die Zeitreihe Steinkohlenkoksproduktion (Kokereien) abgebildet.

Aus Braunkohlenveredelungsprodukten sind keine Emissionen zu erwarten, da der in 1.B.1a angenommene EF dem Gasinhalt der in Deutschland vorkommenden Braunkohle entspricht.

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

Zur Zeit sind keine Angabe möglich.

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

Maßnahmen zur Standardisierung QK/QS werden derzeit etabliert.

3.2.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1b)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind noch nicht erfolgt.

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

Die bisher verwendeten Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren zur Behandlung von Kohlen (Kohlenaufbereitung) sollten überprüft und aktualisiert werden, sowie der Zuschnitt der Quellgruppe (u.a. für die Steinkohlenkoksproduktion) geklärt werden. Es sollen aktuelle Daten- und Informationsquellen zur Erfassung der Emissionen erschlossen und ihre Eignung für die Inventarerstellung abwogen werden.

Vor dem Hintergrund der Anforderungen aus den Guidelines soll die Datenlage in Deutschland für die Zeitreihe ab 1990 geprüft und ein konsistentes Verfahren zur CH_4-Emissionsberechnung entwickelt werden, das eine adäquate Fortschreibung von Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren zulässt.

Zur Behandlung von Kohlen (Kohlenaufbereitung) soll, falls nationale EF zur Verfügung stehen, gemäß Tier 2-Ansatz vorgegangen werden.

Ergebnisse aus dem vorgesehenen NaSE-Workshops sollen aufgegriffen und verwertet werden.

3.2.1.3 Andere (1.B.1c)

3.2.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1c)

CRF 1.B.1c					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFCs**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[60] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	CS	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[61]										
Methode EF-Ermittlung[62]		CS								

Zur Ausgasung aus stillgelegten Steinkohlenbergwerken liegen derzeit nur grobe Schätzzahlen vor. Ein Wert von 87 kt wurde bisher seit 1990 konstant fortgeschrieben (FHG ISI 1993: S. 39). Da dieser Wert die tatsächlichen Emissionen vermutlich erheblich unterschätzt, da der Rückgang der Kohleförderung in Deutschland mit einer Stillegung von Steinkohlenbergwerken einhergeht, wird er in der derzeitigen Berichterstattung nicht mehr verwendet und die Zeitreihe muß somit vordringlich neu erstellt werden.

3.2.1.3.2 Methodische Aspekte (1.B.1c)

Das IPCC Reference Manual beschreibt keine Methodiken für die Quellgruppe „Others“ (IPCC et al, 1997: S.1.110f).

Neben den aktiven Bergwerken und der Kohlenveredelung sind die stillgelegten Steinkohlenbergwerke (Ausgasung) eine weitere relevante Quelle für diffuse CH_4-Emissionen. Ein Wert von 87 kt wurde bisher seit 1990 konstant fortgeschrieben (siehe vorheriges Kapitel).

Aus stillgelegten Braunkohletagebauen sind keine Ausgasungen zu erwarten, da der in 1.B.1a angenommene EF dem Gasinhalt der in Deutschland vorkommenden Braunkohle entspricht.

3.2.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.B.1c)

Zur Zeit sind keine Angabe möglich.

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

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

3.2.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.B.1c)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind noch nicht erfolgt.

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

62 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

3.2.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1c)

Momentan werden nach dem Verfahren des Expert Judgement Meinungen über die Gesamtmenge des freiwerdenden Methans gesammelt.

Nach Angaben der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW (MUNVEL o.J.) sollen jährlich insgesamt 180 Mio. m³ CH_4 frei werden. Von dieser Menge werden die durch Grubengasgewinnung vermiedenen Emissionen abgezogen. Nach Angaben der FHG UMSICHT (2003) wurden 2003 45,527 Mio. m³ verwertet. Das entspricht gegenüber dem Vorjahr einer Steigerung von 70,7 %.

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. 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.

CRF 1.B.2					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Erdgas (Natural Gas)	l / t	CH_4	0,51 %	0,71 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**NMVOC**	**VOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[63] (EF)	NO	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		25								
Unsicherheitenverteilung[64]		N								
Methode EF-Ermittlung[65]		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 nur geringfügig um 10 % 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

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

65 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

zurückzuführen. Insgesamt konnten für die Quellgruppe 1.B.2.a die CH_4-Emissionen von 10,79 Gg in 1990 auf 6,74 Gg in 2002 gesenkt werden. Die Emissionsfaktoren für 2003 sind konstant geblieben. Aufgrund der noch fehlenden Aktivitätsraten für das Jahr 2003 wurden die Emissionen aus 2002 fortgeschrieben.

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.

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 2003 14 Rohölraffinerien und 7 Schmieröl- und Altölraffinerien betrieben. Eine Altölraffinerie befindet sich im Probebetrieb. Der Rohölgesamteinsatz betrug 118,1 Mio. t für das Jahr 2003. (MWV, 2004)

Für die Quellgruppe 1.B.2.a v „Verteilung von Mineralölprodukten“ wurden bisher keine Emissionen für CH_4 ermittelt. Emissionsrelevant sind in Deutschland die Verteilung von Ottokraftstoff und Rohbenzin (Naphtha).

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 entweder aus der jährlich erscheinenden Bundesenergiebilanz der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen oder aus der jährlichen Sonderveröffentlichung „Mineralöl-Zahlen“ des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V. (MWV, 2004).

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 2003 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit etabliert.

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)

Für den NIR 2006 ist vorgesehen, erstmals CH_4-Emissionen aus dem Umschlag von Mineralölprodukten zu ermitteln.

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 2003“ des MWV sowie aus MWV (2000) größtenteils bekannt.

Weitere Aspekte zur Vervollständigung der 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 in 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 Richtlinie 2440: VDI, 2000).
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 2003 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 Jahre 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. 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.

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

NMVOC-Emissionen werden im Bereich Gas bisher nicht erfasst.

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.2b (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 (vergl. auch SCHNEIDER-FRESENIUS et al., 1989). 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit etabliert.

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 werden die Verfahren der Emissionsberechnung überprüft und angepasst.

Hinsichtlich der fehlenden Angaben zu CO_2-Emissionen besteht die Hoffnung ab 2006 Daten im Rahmen der Umsetzung der Europäischen Emissionshandels-Richtlinie gewinnen zu können. Weiterhin ist für den NIR 2006 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.

3.2.3 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.

3.2.3.1.1 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.2a II berichtet. Für die Emissionen während der Exploration sind keine Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren bekannt.

3.2.3.1.2 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.

3.2.3.1.3 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.

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

Für den NIR 2006 ist vorgesehen erstmals CH_4-Emissionen aus dem Umschlag von Mineralölprodukten zu ermitteln.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit etabliert.

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

Rückrechnungen sind nicht erforderlich.

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

Weitere Untersuchungen zu Aktivitätsdaten und CH_4- und CO_2-Emissionen sind geplant. Als Datenquelle könnte die *„Directive on Greenhouse Gas Trading“* betreffende Datenbank der DEHSt dienen.

Weitere Aspekte zur Vervollständigung der 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 Zement Produktion, 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.

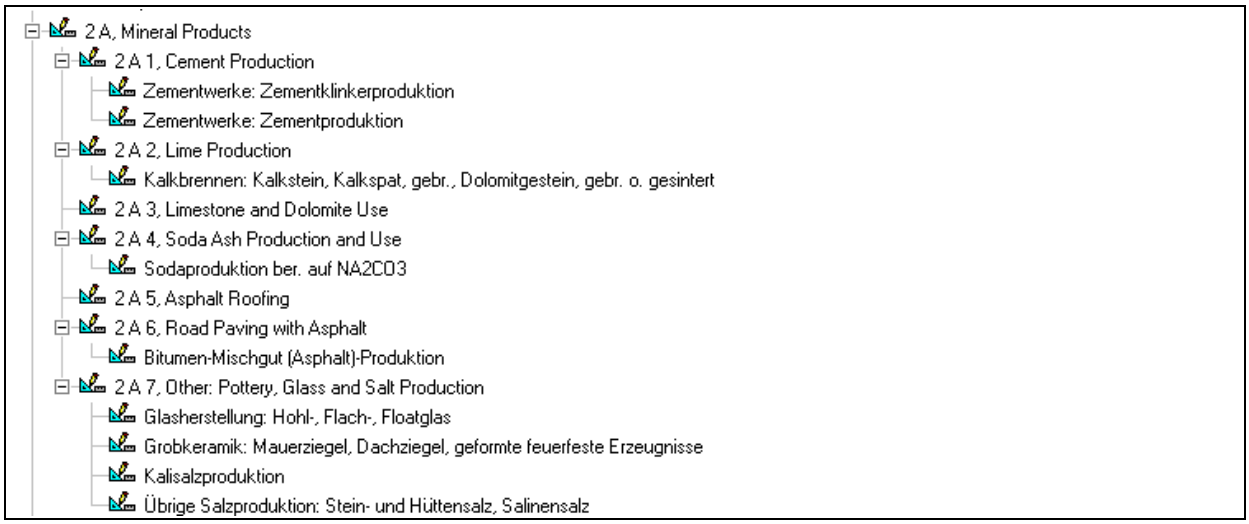


Abbildung 36: Strukturzuordnung 2.A Mineralische Produkte

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Zement Produktion	l / t	CO_2	0,47 %	1,31 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[66] (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS
EF Unsicherheiten in %	± 20	- -	- -	- -	- -	- -	- -			
Unsicherheitenverteilung[67]		- -	- -	- -	- -	- -	- -			
Methode EF-Ermittlung[68]	CS	- -	- -	- -	- -	- -	- -			

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

Im Jahr 2002 waren deutschlandweit 70 Öfen zum Brennen von Zementklinker mit einer Gesamtkapazität von 131820 t/d in Betrieb. Den größten Anteil haben dabei die Öfen mit Zyklonvorwärmer (46), gefolgt von Öfen mit Rostvorwärmer (16) und Schachtöfen (8) (BDZ,

66 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
67 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
68 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

2004a, S. 7). 31 Unternehmen mit 47 Zementwerken in Deutschland sind dabei Mitglieder des Bundesverbands der Deutschen Zementindustrie (BDZ, 2004b).

Beim Klinkerbrennprozess werden klimarelevante Gase emittiert. Zum weit überwiegenden Teil ist dies CO_2. Der Verein Deutscher Zementwerke (VDZ) hat im Monitoringbericht für das Jahr 2002 eine Klinkerproduktion von 23 954 kt angegeben[69]. Die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen können mit einem länderspezifischen Emissionsfaktor von 0,53 t CO_2/t Zementklinker abgeschätzt werden. Aus der Klinkerproduktion resultiert eine rohstoffbedingte CO_2-Emission von 12 695 kt CO_2 im Jahr 2002.

4.1.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1)

Die Aktivitätsraten wurden vom *Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ) 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 (RWI, 2000). Sie weichen von den in den *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie* (VDZ, 2002) veröffentlichten Daten ab. Das ist darauf zurückzuführen, dass die Produktionszahlen in den Umweltdaten und im CO_2-Monitoring aus unterschiedlichen Quellen stammen und unterschiedliche Kriterien bei der Datenerhebung zugrunde gelegt wurden. Während in den Umweltdaten auf Angaben des BDZ zurückgegriffen wird, wo nur die BDZ-Mitgliedswerke berücksichtigt werden, beinhalten die Monitoring-Daten des VDZ alle deutschen Zementwerke. Allerdings wird ein Teil der Daten geschätzt. Darüber hinaus werden an dieser Stelle die Aktivitätsraten der deutschen Zementindustrie um Importe und Exporte von Zementklinker korrigiert, so dass sich die daraus ermittelten CO_2-Emissionen wirklich nur auf die Zementmenge beziehen, die aus in Deutschland hergestelltem Zementklinker ermahlen wurde. Für die Jahre 1991 bis 1993 besteht eine Datenlücke in den Aktivitätsdaten, die vom Verband (VDZ) so nicht mehr schließbar ist. Behelfsmäßig sind diese Jahre vorerst interpoliert worden. Für das Jahr 2002 hat der VDZ im Entwurf des Monitoringberichtes eine Klinkerproduktion von 23.954 kt angegeben.

In Tabelle 38 sind die Aktivitätsraten und die daraus ermittelten Klinkerfaktoren für die Jahre 1987 bis 2002 zusammengefasst. Der Klinkerfaktor ergibt sich als Quotient aus Klinkerproduktion und Zementproduktion und hat die Größeneinheit *t Klinker/t Zement*. Er wird für die Ableitung der Emissionsfaktoren für die Klinkerproduktion benötigt (s.u.).

69 Diese Angabe ist vorläufig, da der Monitoringbericht für das Jahr 2002 vom Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI) in Essen noch nicht veröffentlicht wurde.

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

Jahr	Klinkerproduktion [kt/a]	Zementproduktion (aus dt. Klinker) [kt/a]	Klinkerfaktor [t Klinker/t Zement]
1987	29399	34171	0,860
1990	29054	34749	0,836
1991	29096		
1992	29138		
1993	29180		
1994	29222	35804	0,816
1995	29072	33649	0,864
1996	27668	32858	0,842
1997	28535	33171	0,860
1998	29038	34681	0,837
1999	29462	36558	0,806
2000	28494	34685	0,822
2001	25227	31481	0,801
2002	23954	30773	0,778
2003	25233*	32243	0,782*
Ø			**0,825**

*vorläufige Angaben

Die Ermittlung der Emissionsfaktoren beruht auf einem quellgruppenspezifischem *bottom-up*-Ansatz, d.h. die Emissionsfaktoren werden durch Aggregierung anlagenspezifischer Daten ermittelt. Die Aggregierung ist bereits zu einem früheren Zeitpunkt und auf Verbandsebene (VDZ, BDZ) vorgenommen worden. Das Verfahren entspricht in Annäherung der Tier 2-Methode der *IPCC-GPG* (IPCC, 2001).

Die CO_2-Emissionen in der Zementindustrie sind sowohl rohstoff- als auch energiebedingt. Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins ($CaCO_3 \rightarrow CaO + CO_2$) und haben einen Anteil von etwa 60 % an den CO_2-Gesamtemissionen. Energiebedingte Emissionen entstehen sowohl direkt bei der Verbrennung der Brennstoffe als auch indirekt durch den Verbrauch von elektrischer Energie.

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:

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

Der Emissionsfaktor $EF_{Klinker}$ hängt u.a. vom Branntkalkgehalt im Klinker ab. In Deutschland wird der Staub aus der Abgasreinigung dem Klinker zugegeben. Der Kalkgehalt des Klinkers und damit auch der Emissionsfaktor $EF_{Klinker}$ weichen auch daraus resultierend von dem von der IPPC vorgegebenen Default-Wert von 64,6 % bzw. 0,5071 t CO_2 / t Klinker ab. Anhand der Zahlen in Tabelle 39 für die Jahre 1999-2002 wurde ein rohstoffbedingter Emissionsfaktor $EF_{Klinker}$ von durchschnittlich 0,53 t CO_2/t Klinker ermittelt. Die Angaben

wurden den *Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2002* (VDZ, 2002) entnommen. Die Datenbasis wird vom BDZ erhoben und vom VDZ in die Umweltdaten eingebunden.

Für die Umrechnung der Emissionsfaktoren EF_{Zement} (in der Größeneinheit t CO_2/t Zement) auf die Größeneinheit t CO_2/t Klinker muss eine Rückwärtsrechnung vorgenommen werden, indem das Verhältnis von Klinker zu Zement (Klinkerfaktor) berücksichtigt wird:

$EF_{Klinker} = EF_{Zement}$ / Klinkerfaktor.

Die jahresspezifischen Klinkerfaktoren wurden anhand der Aktivitätsraten in Tabelle 38 ermittelt.

Tabelle 39: Spezifische CO_2-Emissionen in der Zementindustrie in Deutschland (VDZ, 2002)

Jahr	Rohstoffbedingter EF [t CO_2/t Zement]	Klinkerfaktor [t Klinker/t Zement]	rohstoffbedingter EF [t CO_2/t Klinker]
1999	0,427	0,806	0,530
2000	0,431	0,822	0,525
2001	0,415	0,801	0,518
2002	0,413	0,778	0,531
Ø		**0,829**	**0,526**

Die Tabelle 40 enthält die, nach der oben beschriebenen Methode beispielhaft berechneten, rohstoffbedingten CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie für die Jahre 1987 bis 2002. Dieser errechnete Emissionsfaktor wird für die gesamte Zeitreihe in Ansatz gebracht.

Tabelle 40: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Zementindustrie

Jahr	Klinkerproduktion [Mio. t/a]	CO_2-Emissionen aus Rohstoffen [Mio. t/a]
1987	29,399	15,6
1990	29,054	15,4
1991	29,096	15,4
1992	29,138	15,4
1993	29,180	15,5
1994	29,222	15,5
1995	29,072	15,4
1996	27,668	14,7
1997	28,535	15,1
1998	29,038	15,4
1999	29,462	15,6
2000	28,494	15,1
2001	25,227	13,4
2002	23,954	12,7
2003	25,233	13,4

Emissionsfaktor: 0,53 t CO_2/t Klinker

4.1.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.1)

Mit der Umstellung der Aktivitätsdaten auf Erhebungen im Rahmen des CO_2-Monitorings ermöglicht der aktuelle Stand der Methodendiskussion nun realitätsnahe Berechnungen im ZSE und konsistente Beschreibungen im NIR. Es bestehen weiterhin Unsicherheiten bei der Erfassung der Aktivitätsraten, da ein Teil der Daten nur anhand vorliegender Anlagendaten beim VDZ geschätzt werden kann. Der Klinkerfaktor zur Umrechnung des Emissionsfaktors EF_{Zement} kann durch die Unsicherheiten der Aktivitätsraten bedingt ebenfalls fehlerbehaftet sein.

Hinsichtlich der Zeitreihenkonsistenz siehe auch Kapitel 4.1.1.6.

Die Ermittlung der für die Emissionsfaktoren angegebenen Unsicherheiten erfolgte durch eine Expertenschätzung gemäß Tier 1 der IPCC-GPG-Vorgaben (2001: Kapitel 6.3 S. 6.12). In die Schätzung der Unsicherheiten für den Emissionsfaktor der rohstoffbedingten CO_2-Emissionen gingen folgende Fehlerquellen ein:

- die Unsicherheit bei der Erfassung und Übertragung von Daten,
- die Unsicherheit hinsichtlich der durchschnittlich eingesetzten Kalksteinmenge,
- die Unsicherheit durch Verwendung von Durchschnittswerten (z.B. beim Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen).

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

Für die Zementindustrie wurde das Berechnungsverfahren umgestellt bzw. die Berechnungsgrundlagen angepasst. Bisher 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 liegen höher. Besser geeignet scheinen daher die für den CO_2-Monitoringbericht bereitgestellten Daten des VDZ, die sich auf die Zementmenge beziehen, die aus in Deutschland hergestelltem Zementklinker ermahlen wurde. Um eine höhere Genauigkeit und Eindeutigkeit zu erreichen, wurde die Datengrundlage auf die Verbandszahlen für den CO_2-Monitoringbericht umgestellt, wobei diese bis jetzt nur bis zum Jahr 2000 (mit den Daten bis 1999) veröffentlicht wurden.

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 entspricht in etwa dem Wert, den auch die deutsche Zementindustrie mehrfach veröffentlicht hat. Darüber hinaus wurde der ermittelte Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen mit denen anderer Länder verglichen. Gute Übereinstimmungen konnten festgestellt werden mit Australien, Kanada, Dänemark, Frankreich, Irland, Spanien, Großbritannien und den USA.

Im Rahmen einer von Fachleuten des Umweltbundesamtes durchgeführten Qualitätsprüfung gemäß IPCC-GPG (2001: Kapitel 2.2.3 bzw. 8.8, S. 2.42. bzw. 8.15) wurden zudem der ermittelte länderspezifische Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen mit den IPCC-Tier 1-Default-Faktor des IPCC-Reference Manuals verglichen (IPCC et al, 1997: Kapitel 2.3.2, S. 2.6). Dabei wurde eine sehr gute Übereinstimmung festgestellt.

4.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.1)

Für die Emissionsfaktoren wird für den Zeitraum von 1999 bis 2002 mit Hilfe der vorliegenden Daten Zeitreihenkonsistenz hergestellt. Die quellenspezifische Überprüfung und eine gegebenenfalls daraus resultierende Rückrechnung für die Zeit zwischen 1990 und 1999 ist derzeit noch nicht abgeschlossen. Dafür fehlen noch Angaben zu den jahresspezifischen Emissionsfaktoren. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass in diesem Zeitraum die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen im Gegensatz zu den energiebedingten nicht wesentlich höher bzw. niedriger lagen und somit der Emissionsfaktor annähernd gleich bleibt.

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

Zur besseren Bewertung der Datenbasis soll versucht werden, zukünftig bereits die Rohdaten für eine eigene Aggregation heranzuziehen. Bisher werden für die Berichterstattung vorab aggregierte Daten des Vereins Deutscher Zementwerke e.V. verwendet. Es muss jedoch erst geprüft werden, ob die Daten in einer solchen Form zur Verfügung gestellt werden können.

Für die nächste Zeit ist die Eingabe der überarbeiteten Aktivitätsdaten 1987-1994 in das ZSE geplant. Vorher sollen die interpolierten Werte der Jahre 1991-93 kurzfristig durch Werte ersetzt werden, die nach einem ingenieursmäßigen Ansatz ermittelt werden, der den Good Practice Guidance entspricht. Weiterhin soll auch die Eingabe des Emissionsfaktors für die SO_2-Emissionen erfolgen. Hierzu sind im Vorfeld entsprechende Berechnungen durchzuführen und abzustimmen.

Des Weiteren ist eine quellenspezifische Überprüfung der spezifischen rohstoffbedingten Emissionen für den Zeitraum von 1990 bis 1999 vorzunehmen. Dies kann damit begründet werden, dass in die Ermittlung des Emissionsfaktors für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen nur Daten aus der Zeit von 1999 bis 2002 eingeflossen sind. Allerdings ist nicht zu erwarten, dass ein anderer Emissionsfaktor für den Zeitraum 1990 bis 1999 festgelegt werden muss.

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Kalk Produktion	l / -	CO_2	0,51 %	0,53 %	stagniert

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[70] (EF)	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NE
EF Unsicherheiten in %	+10/-30	--	--	--	--	--				
Unsicherheitenverteilung[71]	L	--	--	--	--	--				
Methode EF-Ermittlung[72]	D	--	--	--	--	--				

Die Kalkproduktion ist bezogen auf die Emissionshöhe eine Hauptquellgruppe.

Im Jahr 2002 waren in Deutschland ca. 130 Öfen zum Brennen von Kalkstein in Betrieb. Die Kalkproduktion lag, wie aus Tabelle 41 ersichtlich, im Jahr 2002 bei 6670 kt Branntkalk. Bei vollständiger Entsäuerung (0,785 t CO_2/t Branntkalk) entspricht das einer rohstoffbedingten CO_2-Emission von 5236 kt.

Beim Brennen von Kalkstein werden klimarelevante Gase emittiert. Zum weit überwiegenden Teil ist dies CO_2. Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen entstehen bei der Kalkproduktion durch die Entsäuerung von Kalziumcarbonat ($CaCO_3$) zu Branntkalk (CaO).

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

70 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
71 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
72 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

Die Produktion von gebranntem Dolomit ($CaCO_3$*$MgCO_3$ + Wärme → CaO*MgO) ist möglich, hat aber in Deutschland mengenmäßig gesehen eine untergeordnete Bedeutung. Diese rohstoffbedingten CO_2-Emissionen wurden daher in die Schätzung nicht mit einbezogen.

4.1.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2)

Die CO_2-Emissionen in der Kalkindustrie sind sowohl rohstoff- als auch energiebedingt. Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins ($CaCO_3$ → CaO + CO_2) und haben einen Anteil von etwa 67 %[73] an den CO_2-Gesamtemissionen. Energiebedingte Emissionen, die hier nicht berichtet werden, entstehen sowohl direkt bei der Verbrennung der Brennstoffe als auch indirekt durch den Verbrauch von elektrischer Energie.

Die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen in der Kalkindustrie, die durch die Entsäuerung des Kalksteins freigesetzt werden, wurden entsprechend der IPCC-GPG nach der folgenden Gleichung ermittelt:

CO_2-Emission = Emissionsfaktor (EF) x Branntkalkproduktion

Für die Austreibung des CO_2 aus dem Rohstoff Kalk im Brennprozess wird die vollständige Entsäuerung angenommen. Aus der Stöchiometrie der chemischen Verbindung Kalziumkarbonat ergibt sich ein Massenanteil von 44 % CO_2 und 56 % Kalziumoxid. Bei vollständiger Entsäuerung wird demnach CO_2 im Verhältnis 44/56 freigesetzt, was einem spezifischen Emissionsfaktor von 0,785 t CO_2/t Branntkalk entspricht

Die Emissionen werden mit Hilfe aggregierter, anlagenspezifischer Aktivitätsraten und mit Hilfe des stöchiometrischen Emissionsfaktors ermittelt. Die Aggregierung der Aktivitätsraten wird auf Verbandsebene (Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie; BV Kalk) vorgenommen. Von einer Differenzierung der Emissionsangaben hinsichtlich verschiedener Produkte (Hart-, Mittel-, Weichbrannt) wird bisher mangels Daten abgesehen bzw. in Bezug auf gelöschten Kalk als nicht notwendig befunden. Das Löschen des Kalks selbst ist nicht emissionsrelevant. Die Emissionen aus dem Brennen von Kalk, der zur Weiterverarbeitung bestimmt ist, sind jedoch berücksichtigt.

Mit dem oben genannten stöchiometrischen Emissionsfaktor wurden die in Tabelle 41 aufgeführten rohstoffbedingten CO_2-Emissionen für das Jahr 1990 und den Zeitraum 1995-2002 ermittelt.

Tabelle 41: Rohstoffbedingte CO_2-Emissionen der deutschen Kalkindustrie

Berichtsjahr	**1990**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Produktionin Mio. t	7,50	7,80	7,19	7,29	6,97	6,98	7,16	6,82	6,67	6,86
CO_2-Emission in kt	5891	6124	5.645	5.723	5.469	5.477	5.621	5.356	5.298	5383

Die vom BV Kalk ermittelten Aktivitätsraten basieren nur auf den im Verband organisierten Kalkwerken. Sie repräsentieren ungefähr 95 % der Gesamtproduktion, weshalb hier auf fiktive 100 % hochgerechnet werden mußte. Die 95 %-Daten wurden in den Monitoringberichten der deutschen Kalkindustrie vom Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung (RWI, 2000) in Essen bis zum Bezugsjahr 1999 veröffentlicht. Für die

73 Dieser Wert schwankt in Abhängigkeit von den eingesetzten Brennstoffen. Nach dem Monitoringbericht des Bundesverbandes der Deutschen Kalkindustrie aus dem Jahre 2000 liegt der CO_2-Emissionsfaktor für die brennstoffbedingten Emissionen durchschnittlich bei 0,333 t CO_2/t Branntkalk. Der Anteil der rohstoffbedingten CO_2-Emissionen beträgt demnach 66,7 %.

Jahre 2000 bis 2002 sind die Daten vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie übermittelt worden.

4.1.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.2)

Hinsichtlich der Zeitreihenkonsistenz siehe Kapitel 4.1.2.6.

Für die Austreibung des CO_2 aus dem Rohstoff Kalk im Brennprozess wird, wie bereits erläutert, die vollständige Entsäuerung angenommen. Bei diesem Vorgehen wird jedoch nicht berücksichtigt, dass es aufgrund unterschiedlicher Produktionsbedingungen (Ofentyp, Brenntemperatur, Produktanforderungen) auch zu Teilentsäuerungen kommen kann. Ebenfalls führen Dolomitanteile im Rohstoff und andere Fremdstoffe zu verfälschten CO_2-Emissionen. Wegen der Qualitätsanforderungen, die die Industrie an ihre Produkte stellt, sind die beschriebenen Verunreinigungen in Hinblick auf die CO_2-Emissionen zu vernachlässigen. Einbindungen von CO_2 aus der Atmosphäre beim Einsatz des Branntkalkes, z.B. in Mörteln oder als Filtermaterial, führen ebenfalls zu abweichenden CO_2-Emissionen. Die CO_2-Einbindungen können von der kalkproduzierenden Industrie bisher nicht bilanziert werden. Es gibt Quellen, in denen mit einer Einbindungsrate von bis zu 30 % gerechnet wird. Dies wurde bei der Abschätzung des Gesamtfehlers nicht berücksichtigt.

Des weiteren sind die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen des Brennens von Dolomitgestein in Deutschland nicht erfasst worden. Dem wird jedoch hinsichtlich der Gesamtemissionen wegen der kleinen Produktionsmenge eine eher nachgeordnete Bedeutung zugesprochen.

Die Ermittlung der für die Emissionsfaktoren angegebenen Unsicherheiten erfolgte durch eine Expertenschätzung gemäß Tier 1 der IPCC-GPG-Vorgaben (IPCC, 2001: Kapitel 6.3, S. 6.12). In die Schätzung der Unsicherheiten für den Emissionsfaktor der rohstoffbedingten CO_2-Emissionen gingen folgende Fehlerquellen ein:

- die Unsicherheit bei der Erfassung und Übertragung von Daten
- die Unsicherheit in Bezug auf die nicht berücksichtigten verschiedenen Entsäuerungsgrade
- die Unsicherheit in Bezug auf Dolomitanteile und andere Verunreinigungen im Kalkstein.

Es bestehen weiterhin Unsicherheiten bei der Erfassung der Aktivitätsraten, da der Anteil der nicht im BV Kalk organisierten Kalkwerke an der Gesamtproduktion anhand vorliegender Anlagendaten beim BV Kalk nur abgeschätzt werden kann.

Die Wiedereinbindung von CO_2 und die CO_2-Emissionen aus dem Brennen von Dolomit finden in den Schätzungen keine Berücksichtigung. Dies führt ebenfalls zu Fehlern, die jedoch in die Unsicherheitenschätzung nicht eingeflossen sind.

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

Für die Kalkindustrie wurde das Berechnungsverfahren umgestellt bzw. die Berechnungsgrundlagen angepasst. Der aktuelle Stand der Methodendiskussion ermöglicht nun abgestimmte Berechnungen im ZSE und konsistente Beschreibungen im NIR. Beide müssen jedoch noch miteinander abgestimmt werden.

Zur Qualitätssicherung wurden alle verwendeten Daten des BV Kalk sowie aus der Literatur auf Plausibilität geprüft. Der stöchiometrische Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-

Emissionen entspricht dem Wert, mit dem auch die deutsche Kalkindustrie arbeitet. Darüber hinaus wurde der ermittelte Emissionsfaktor für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen mit denen anderer Länder verglichen. Hierbei ist festzustellen, dass die Emissionsfaktoren anderer Staaten für die rohstoffbedingten CO_2-Emissionen wesentlich kleiner sind. Vermutet wird, dass hierbei bereits die verschiedenen Entsäuerungsgrade der Produkte berücksichtigt sind bzw. statt Branntkalk (CaO) Kalkstein ($CaCO_3$) als Bezugsgröße bei der Ermittlung der Emissionen fungiert.

4.1.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.2)

Die Rückrechnung aufgrund des Wechsels der Aktivitätsdaten für die Zeit zwischen 1990 und 2002 ist derzeit noch nicht abgeschlossen.

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

Weiterhin soll überprüft werden, inwieweit eine Anpassung des Berechnungsverfahrens an die tatsächliche Emissionssituation erforderlich und möglich ist (z.B. im Hinblick auf verschiedene Produktgruppen bzw. Entsäuerungsgrade). Das hätte Folgen auf den Emissionsfaktor. Wenn eine solche Aufgliederung der Produktstatistik möglich ist, ist zu prüfen ob die Anpassung der Zeitreihen im ZSE rückblickend erfolgen kann oder das Berechnungsverfahren für zukünftige Berichterstattungen umgestellt werden muss.

Die bislang vom BV Kalk übermittelten und teilweise noch nicht veröffentlichten Aktivitätsraten wurden auch in Hinblick auf die notwendige Hochrechnung auf 100 % als plausibel bewertet. Besser wäre es allerdings, zukünftig nur auf veröffentlichte Daten zugreifen zu können. Das weitere Vorgehen muss im Rahmen des Nationalen Systems entschieden werden.

Die Angaben des BV Kalk zum Gesamtanteil an der deutschen Kalkproduktion sind noch einmal zu hinterfragen. Es ist zu prüfen, ob die Bestimmung eines jahresspezifischen Anteils noch nachträglich möglich ist. Eine Anpassung der Zeitreihe im ZSE könnte dann im Nachhinein erfolgen. Die Auswirkung dieser Maßnahme wird jedoch als gering eingeschätzt.

Die Qualität der Unsicherheitenschätzung soll verbessert werden.

Für zukünftige Berichterstattungen ist geplant, auch die Emissionen aus dem Brennen von Dolomit abzuschätzen, obwohl ihnen eine geringere Bedeutung zugeschrieben wird.

4.1.3 Mineralische Produkte: Verwendung von Kalkgestein und Dolomit (2.A.3)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

Deutschland plant die Berechnung der Emissionen dieser Quellgruppe für die Berichterstattung 2006. Es ist geplant, die gesamte Verwendung von Kalkstein und Dolomit methodisch zu beschreiben und diese mit spezifischen Emissionsfaktoren zu verknüpfen. In dieser Quellgruppe sollen die gesamte Produktion und Verwendung außerhalb von 2.A.2 bilanziell betrachtet und Abgleiche mit weiteren Quellgruppen vorgenommen werden.

4.1.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.3)

4.1.3.2 Methodische Aspekte (2.A.3)

4.1.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.3)

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

4.1.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.3)

4.1.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.A.3)

4.1.4 Mineralische Produkte: Soda (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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[74] (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[75]										
Methode EF-Ermittlung[76]										

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 Calciumcarbonats 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 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).

4.1.4.2 Methodische Aspekte (2.A.4)

Mit dem stöchiometrischen Umrechnungsfaktor (44/12) ergibt sich aus dem Einsatz von rund 100 kg Koks pro t Soda folgender Emissionsfaktor:

$$EF = 103{,}6 \times (44/12) = 380 \text{ kg } CO_2 / \text{t Soda}.$$

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

74 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
75 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
76 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

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.

4.1.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.4)

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 kann ein Bruch in der Zeitreihenkonsistenz vermutet werden, 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.

4.1.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.A.4)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit erarbeitet.

4.1.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.4)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind bisher nicht erfolgt, da die Quellgruppe neu aufgenommen wurde.

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.

Deutschland plant die Berechnung der Emissionen dieser Quellgruppe für die Berichterstattung 2006. In früheren Berichtstabellen wurden hier fälschlich Produktionsmengen von Asphaltmischgut berichtet, weil die Zuordnung Schwierigkeiten bereitete. Mit der aktuellen Berichterstattung erfolgen hier keine Datenübermittlungen, weil für diese Quellgruppe momentan eine Datenerfassung erfolgt. Auf Basis der neuen Aktivitätsdaten und unter Verwendung spezifischer Emissionsfaktoren soll die Berechnung der Emissionen erfolgen. Die Berechnung der Emissionen soll eine Einschätzung erlauben, wie relevant diese Quellgruppe für Treibhausgasemissionen ist.

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)

4.1.6 Mineralische Produkte: Straßenasphaltierung (2.A.6)

Aktuell werden in den Berichtstabellen Produktionsmengen von Asphaltmischgut und nur Emissionen für NMVOC berichtet. Es ist geplant, die Straßenasphaltierung methodisch zu beschreiben und diese mit spezifischen Emissionsfaktoren für weitere Treibhausgase zu verknüpfen. Die Berechnung der Emissionen soll eine Einschätzung erlauben, wie relevant diese Quellgruppe für Treibhausgasemissionen ist.

4.1.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.6)

4.1.6.2 Methodische Aspekte (2.A.6)

4.1.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.6)

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

4.1.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.6)

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

4.1.7 Mineralische Produkte: Sonstige – Glasindustrie (2.A.7)

Es werden Emissionen für CO_2, N_2O und SO_2 berichtet. Eine Überprüfung der bisherigen Berechnungsverfahren, sowie einer Beschreibung der daraus resultierenden Berechnungsmethodik ist geplant.

4.1.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.7)

4.1.7.2 Methodische Aspekte (2.A.7)

4.1.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.A.7)

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

4.1.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.A.7)

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

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 Ammoniak Produktion (2.B.1), die Salpetersäure Produktion (2.B.2), die Adipin Säure Produktion (2.B.3) und die Karbid Produktion (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 und die Schwefelsäureproduktion zugeordnet.

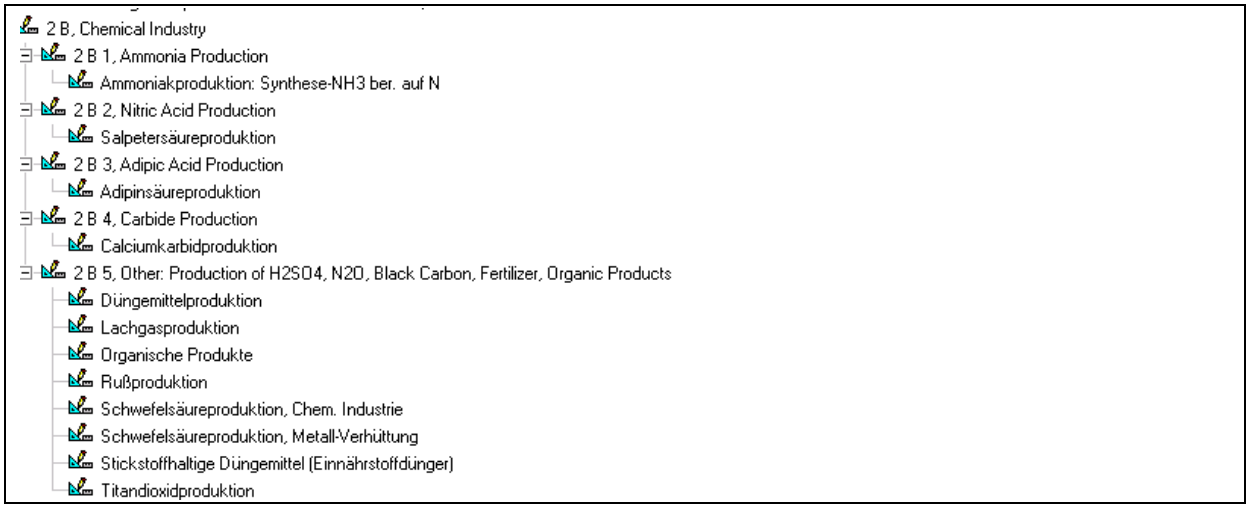


Abbildung 37: Strukturzuordnung 2.B Chemische Industrie

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[77] (EF)	CS	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[78]										
Methode EF-Ermittlung[79]										

Die Quellgruppe Ammoniak Produktion (2.B.1) ist keine Hauptquellgruppe.

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.

77 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
78 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
79 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

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.

4.2.1.2 Methodische Aspekte (2.B.1)

Die Kohlendioxidemissionen sind abhängig von der 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.

Die Emissionsmenge wird wie folgt berechnet:

Emission (kt) = Ammoniak-Produktionsmenge (kt) x Emissionsfaktor (kt/kt)

In Deutschland arbeiten derzeit nur zwei von sechs Produktionsanlagen für Ammoniak nach dem Verfahren der Partiellen Oxidation. Daher wird der als Default vorgeschlagene höhere Emissionsfaktor von 1,5 kg CO_2/t, der vermutlich für dieses Verfahren anzuwenden wäre, nicht als repräsentativ angesehen und es wird ein niedrigerer EF in Höhe von 0,69 kg CO_2/t

Ammoniak-Stickstoff angesetzt. Er liegt bei Gleichsetzung des Anteils der Anzahl der Anlagen (33 %) mit der Produktion größenordnungsmäßig (0,69 kg/t / (17/14) x 0,33 = 1,7 kg/t) im Bereich des Default-Wertes.

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.

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 ein stöchiometrischer Faktor von (17/14) im oben genannten Emissionsfaktor enthalten ist. 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).

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 NOx-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)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit etabliert.

4.2.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.1)

Quellenspezifische Rückrechnungen wurden für die zuvor auf 1000 Tonnen gerundet angegebenen Produktionsmengen durchgeführt. Nunmehr werden für den gesamten Berichtszeitraum Angaben in Tonnen verwendet.

Gegenüber dem vorherigen Inventarbericht wurde die Produktion für das Jahr 2000 wegen einer aktualisierten Angabe des Statistischen Bundesamtes für Ammoniak wasserfrei korrigiert sowie einige vorher gerundete Angaben präzisiert.

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 6 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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Nitric Acid Production	l / t	N_2O	0,38 %	0,65 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[80] (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	CS	CS	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[81]										
Methode EF-Ermittlung[82]										

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 **Adsorption** 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:

$$4\ NH_3 + 5\ O_2 \rightarrow 4\ NO + 6\ H_2O$$

80 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
81 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
82 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

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.

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.

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 zugrundegelegten 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-

1000 ppm N_2O) wurde der obige Emissionsfaktor größenordnungsmäßig mit 3,1-6,2 kg N_2O/t HNO_3 bestätigt.

Die NO_x-Emissionen basieren für den gesamten Zeitraum auf UBA-spezifischen Emissionsfaktoren, die im Zeitablauf stark zurückgegangen sind. In diesem Trend wird eine Prognose für 2010 zugrundegelegt, 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/m^3 der TA Luft 2002 nicht mehr überschreiten.

Tabelle 42: 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

Mit der oben angekündigten Emissionsbegrenzung für N_2O wird zukünftig dieser EF weiter sinken.

Für die Emissionsberechnung 2003 werden die Emissionsfaktoren von 2002 verwendet.

Tabelle 43: N_2O- und NO_x-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
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	21,3
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	5,0

4.2.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2)

Unsicherheiten zu Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren werden bisher noch nicht erfasst.

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 Nitritsäure ab 2002 durch das Statistische Bundesamt ist zu überprüfen.

4.2.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.B.2)

Ein standardisiertes Verfahren zur Qualitätssicherung der Emissionsberechnung wird derzeit etabliert. Darüber hinaus ist zu klären, welche QK/QS Maßnahmen bei den verfügbaren Datenquellen bereits vorhanden bzw. einführbar sind.

4.2.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.2)

Quellenspezifische Rückrechnungen wurden für die zuvor auf 1000 Tonnen gerundet angegebenen Produktionsmengen durchgeführt. Nunmehr werden auch für die Jahre 1990 bis 1994 Angaben in Tonnen verwendet.

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 Defaults aus den 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.

Im Rahmen des 1. Workshop Nationales System Emissionsinventare in Berlin am 8. und 9. November 2004 waren die N_2O-Emissionen aus der Salpetersäureproduktion das Thema einer Arbeitsgruppe. Die entsprechende Fachvereinigung des Verbandes der Chemischen Industrie hat eine Prüfung der angesprochenen Fragen zugesagt und wird diese schriftlich im Nachgang beantworten.

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Adipic Acid Production	l / t	N_2O	1,51 %	0,37 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[83] (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	D, PS	NE	NE	NE	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[84]										
Methode EF-Ermittlung[85]										

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, kann aber die erfolgte EF-Ermittlung für N_2O durchaus als adäquat zum Tier 3 Ansatz angesehen werden.

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 mehr oder weniger Keton mit 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

83 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
84 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
85 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

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 Produktionshöhe schwankt je nach Hersteller von Jahr zu Jahr teilweise bis zu einem Viertel, insgesamt ist ein deutlicher Produktionszuwachs seit 1990 zu verzeichnen, der in den letzten Jahren bereits mehrfach die 50%-Marke überschritten hat.

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 den Produzenten als nicht nachvollziehbar bezeichnet oder können nicht quantifiziert werden, da der Gasstrom mit demjenigen der HNO_3-Prod. zusammengeführt wird. Da hierzu noch weitere Informationen gesammelt werden sollen, wird z. Z. auch noch auf eine Verwendung der Default-EF verzichtet.

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, welcher für die Emissionsberechnung von 1990 bis teilweise 1996 verwendet wurde, resultieren entsprechende Unsicherheiten.

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 teilweise auch den Genehmigungsbehörden von den Herstellern zur Verfügung gestellt worden sind.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

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 wird versucht, verwertbare Informationen von der Herstellerseite zu erlangen.

4.2.4 Chemische Industrie: Carbidproduktion (2.B.4)

4.2.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.B.4)

CRF 2.B.5					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**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	NE	NE	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[86]										
Methode EF-Ermittlung[87]										

Die Quellgruppe Carbidproduktion (2.B.4) ist keine Hauptquellgruppe.

Die Carbidproduktion 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.

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.

86 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
87 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

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 Statistischem Amt 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.

Die Emissionen von Kohlendioxid aus der Herstellung von Siliziumcarbid werden als gering eingeschätzt und nicht erhoben. Das Statistische Bundesamt veröffentlicht in der Gruppe „Carbide“ (2413 54 500) keine nach Untergruppen aufgeschlüsselten Produktionsdaten (vgl. DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004). Eine Abschätzung dieser Mengen für die Anwendung der Tier 1b Methode konnte deshalb nicht erfolgen. Dies gilt ebenfalls für den Petrolkokseinsatz für die Anwendung der Tier 1a Methode.

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 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

4.2.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.B.4)

Quellenspezifische Rückrechnungen sind bisher nicht erfolgt, da die Quellgruppe neu aufgenommen wurde.

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: Methanemissionen 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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[88] (EF) Ruß	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO	CS
Emissionsfaktor[89] (EF) Ethylen, Styrol	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS	NO
Emissionsfaktor[90] (EF) Methanol, Ethylendichlorid	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[91]										
Methode EF-Ermittlung[92]										

Die Quellgruppe Methanemissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5) ist keine Hauptquellgruppe.

Verschiedene chemische Produktionsprozesse wie die Herstellung von Ruß, Ethylen (Ethen), Ethylendichlorid (1,2-Dichlorethan), Styrol oder Methanol sind potentielle NMVOC- und Methan–Emissionsquellen. 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.

4.2.5.2 Methodische Aspekte (2.B.5)

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 Ethylendichlorid gemeint, siehe Anmerkung Fußnote 93), 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 44 aufgeführt.

Tabelle 44: IPCC Default Emissionsfaktoren [kg CH_4 / t] für CH_4 aus sonstigen Prozessen der Chemischen Industrie

Ruß	**Styrol**	**Ethylen**	**Ethylendichlorid[93]**	**Methanol**
11	4	1	0,4	2

Die IPCC Good Practice Guidance geht nicht weiter auf das Thema ein.

88 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
89 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
90 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
91 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
92 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
93 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.

In deutschen Anlagen muss in den der TALuft 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. Daher wird angenommen, dass auch die deutschen Emissionsfaktoren deutlich geringer als die angegebenen Defaults sind.

In Deutschland wurden für sonstige Schadstoffe als des oben betrachteten Methan die in der Tabelle 45 aufgeführten Emissionsfaktoren verwendet.

Tabelle 45: In Deutschland verwendete Emissionsfaktoren für sonstige Schadstoffe

	Ruß [kg CO / t]	**Ruß [kg SO_2 / t]**[94]	**Ethylen [kg NMVOC / t]**	**Styrol [kg NMVOC / t]**
1990	4,8 / 5	19,5 /)[95]	5	0,25
1991	4,6 / 5	19 / 20	5	0,25
1992	4,4 / 5	18,5 / 20	5	0,25
1993	4,2	18	5	0,25
1994	4	17,5	5	0,25
1995	3,75	17	5	0,25
1996	3,5	16	5	0,25
1997	3,25	15	5	0,25
1998	3	14	5	0,25
1999	2,9	13,4	5	0,25
2000	2,8	12,8	5	0,25
2001	2,7	12,54	5	0,25
2002	2,6	12,28	5	0,25
2003	2,6	12,28	5	0,25

Die Angaben für NMVOC wurden der European Commission (1994) entnommen. Die Angaben der EF für CO und SO_2 bei der Herstellung von Ruß basieren auf Annahmen des zuständigen Experten im Umweltbundesamt, wobei die EF für 2003 zunächst nur aus 2002 fortgeschrieben werden konnten.

In der Produktionsstatistik des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) werden die folgenden Produkte berücksichtigt (Tabelle 46).

Tabelle 46: Meldenummern der Produktionsstatistik

Produktion	**Methanol**	**1,2 - Dichlorethan**	**Ruß**	**Ethylen**	**Styrol**
- 1994	4232 11	4228 22	4113 70	4221 11	4224 60
ab 1995	2414 22 100	2414 13 530	2413 11 300	2414 11 300	2414 12 500

Die meisten der folgenden Aktivitätsraten wurden der Produktstatistik entnommen.

[94] Bei zwei angegeben EF bezieht sich der zweite Wert auf die neuen Bundesländer.
[95] Für die neuen Bundesländer wird kein EF ausgewiesen, da diese SO_2-Emissionen nur pauschal in einer Summe berücksichtigt werden konnten.

Tabelle 47: 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**

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 (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)

Für eine 1,2-Dichlorethan produzierende Anlage in Deutschland wurde ein Emissionsfaktor für organische Stoffe (VOC) von 0,066 – 1,0 g/t bestimmt. Diese Werte sind um den Faktor 6000 bis 400 niedriger als der bei IPCC angegebene Default-Emissionsfaktor für CH_4 alleine. Abweichungen dieser Größenordnung sind auch für die anderen Stoffe wahrscheinlich. Genauere Daten werden als Ergebnis des NaSE-Workshops vom November 2004 erwartet.

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)

Quellenspezifische Rückrechnungen wurden für die Rußproduktionsmenge 1990 bis 1994 durchgeführt, weil die im Statistischen Jahrbuch auf 1000 Tonnen gerundet angegebenen Werte durch die genaueren Angaben in Tonnen der Produktionsstatistik ersetzt wurden.

Ferner sind zusätzlich zu den bisher in den Berechnungen bereits enthaltenen Produkten Ruß, Ethylen (Ethen) und Styrol erstmals auch Ethylendichlorid (1,2-Dichlorethan) und Methanol berücksichtigt worden, so dass somit sämtliche 5 in den Guidelines als mögliche Methanquellen aufgeführten Produktionsprozesse für den gesamten Zeitraum abgedeckt sind.

4.2.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.5)

Da die Prozesse der Chemischen Industrie nicht abschließend in den IPCC-Guidelines aufgeführt sind, sollte noch geklärt werden, ob weitere relevante Bereiche signifikante Mengen an Methan emittieren, für die ggf. die Datenverfügbarkeit zu prüfen ist.

Als Ergebnis des NaSE-Workshops vom November 2004 und sich daran anschließenden Gesprächen mit den Industrieverbänden werden hierfür Hinweise erwartet.

Es muß geprüft werden, ob die verwendeten IPCC-Default-Emissionsfaktoren repräsentativ für Deutschland sind oder durch andere nationale Emissionsfaktoren ersetzt werden können.

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 38: 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 bisher in Sektor 1.A.2, sowie als Gichtaseinsatz 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) wie im Anhang (Kapitel 14.2.3.1) 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-Inventare 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 (2006/2007) verifiziert werden.

4.3.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1)

4.3.1.2 Methodische Aspekte (2.C.1)

4.3.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1)

4.3.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1)

4.3.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1)

4.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1)

4.3.2 Metallproduktion: Produktion von Eisenlegierungen (2.C.2)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

Für die Emissionsberechnung aus der Produktion von Eisenlegierungen lagen bisher nur veraltete Aktivitätsdaten vor, geeignete Emissionsfaktoren fehlten vollständig. Aus diesem Grund wurde das Thema auf dem 1. Workshop zum Nationalen System im November 2004 mit Fachexperten diskutiert. Dabei zeichnete sich ab, dass die bisher bekannten Aktivitätsraten die tatsächlichen erheblich überschätzen. Nach der endgültigen Auswertung der Workshop-Ergebnisse wird auf der Grundlage neuer Datenquellen die Berechnung der Emissionen aus der Produktion von Eisenlegierungen mit der Berichterstattung 2006 erfolgen.

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)

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Aluminium Produktion	- / t	PFC´s	0,20 %	0,04 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[96] (EF)	CS	NE	NO	CS	NO	NO	NE	CS	NO	CS
EF Unsicherheiten in %	15			15						
Unsicherheitenverteilung[97]	N			N						
Methode EF-Ermittlung[98]	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

96 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
97 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
98 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

Emissionen aus diesem Sektor zwischen 1995 und 2003 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 2003 ist dem Monitoringbericht der Aluminiumindustrie für das Jahr 2003 entnommen. Der durchschnittliche Anodenverbrauch liegt bei 430 kg Petrolkoks je Tonne Aluminium. In der Tabelle 48 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. 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 48 genannten Emissionsfaktoren wurden mit den Emissionsangaben in BAT-Merkblättern und anderen Quellen (z.B. der VDI Richtlinie 2286 Blatt 1) abgeglichen.

Tabelle 48: AR und prozessbedingte EF der Primäraluminiumproduktion im Jahr 2003

		Emissionsfaktoren						
	Produktion [kt]	**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	661201	1367	0,097	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[99] ermittelt. Die Zahl der Anodeneffekte wird in den Hütten erfasst und dokumentiert. Die CF_4-Gesamtemission 2003 wurde durch Multiplikation der gesamten Anodeneffekte in 2003 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

99 „...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)

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.

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)

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's 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, liegt bei 0,097 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 erscheint 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 und 1995 ist ebenfalls möglich. Dafür muss aber zuvor die anlagenspezifische Anzahl der Anodeneffekte in diesen Jahren bei den Betreibern erhoben werden. 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)

Schließung der Lücken in den Zeitreihen durch Erhebung der Anodeneffekthäufigkeit bei den Betreibern für die Jahre 1991, 1992, 1993 und 1995 und Rückrechnung auf Basis der 1996 messtechnisch ermittelten spezifischen Emissionsfaktoren. 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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion	- / t	SF_6	0,01 %	0,12 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[100] (EF)	NO	NO	NO	NO	D	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %					-					
Unsicherheitenverteilung[101]					-					
Methode EF-Ermittlung[102]					D					

Alle Ausführungen dieses Kapitels beziehen sich auf die Emissionsdaten für das Berichtsjahr 2003, die diesen Ausführungen zu Grunde liegenden Emissionsdaten liegen in Deutschland entsprechend vor. Aus technischen Gründen war es jedoch nicht möglich, die vorliegenden Daten in die neu erarbeitete Datenbank ZSE zu integrieren. Somit enthalten die zum NIR 2005 zugehörigen, aus dem ZSE gewonnenen Berichtstabellen CRF 2005 derzeit noch keine Emissionsdaten für 2003. An der Behebung der technischen Probleme wird derzeit intensiv gearbeitet.

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 2003.

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.

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 2003 verwendeten Mengen waren aber noch sehr gering. Schutzgas

100 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
101 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
102 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

wird in Deutschland nur bei der Verarbeitung von Magnesium verwendet, das in Barren importiert wird.

4.3.4.2 Methodische Aspekte (2.C.4)

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.

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 und 2003 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 (aktueller NIR) 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 49 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2003) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2000 gelten zum Teil andere Faktoren.

Tabelle 49: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion

	Datenmeldung 2003	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 neuere 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 werden die Verkaufszahlen erneut mit den Verwendungsmengen in der Industrie verglichen.

Die Daten für das Berichtsjahr 2003 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

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 wurde im Zusammenhang mit der Datenerhebung für das Berichtsjahr 2003 durchgeführt aber noch nicht in den Datenbanken umgesetzt.

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.

4.3.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.5)

4.3.5.2 Methodische Aspekte (2.C.5)

4.3.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.5)

4.3.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.5)

4.3.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.5)

4.3.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.5)

4.4 Andere Produktionen (2.D.)

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[103] (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[104]										
Methode EF-Ermittlung[105]										

Die Quellgruppe Andere Produktionen (2.D.1) ist in Bezug auf die Zellstoff- und Papierherstellung 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.

Bei der Herstellung von Zellstoff nach dem Sulfatverfahren (eine von fünf Zellstoffanlagen in Deutschland) 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. Die brennstoffbedingten CO_2-Emissionen des Kalkofens sind über die Brennstoffangaben bereits als energiebedingte Emissionen berücksichtigt. Das aus dem eingesetzten $CaCO_3$ freigesetzte CO_2 ist entsprechend der *IPCC Good Practice Guidance* mit dem

103 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
104 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
105 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

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 2A2) enthalten).

Im Jahre 2003 wurden in 118 Anlagen folgende Mengen produziert (Verband Deutscher Papierfabriken, 2004):

Erzeugung von Papier, Pappe und Karton (PPK):			19,310	Mio. t
Rohstoffproduktion:				
Papierzellstoff			847.722	t
davon Sulfitzellstoff	537.478	t		
davon Sulfatzellstoff	310.244	t		
Holzstoff			1.344.025	t
Altpapierstoff (aus 12 448 996 t Altpapier)			10.208.000	t

Eine ausführliche Beschreibung der angewendeten Verfahren ist dem Anhang 2, Kapitel 14.2.4.1 zu entnehmen.

Unter 2.D.1 Pulp and Paper ist im ZSE die Spanplattenproduktion, sowie die Zellstoffaufbereitung aufgeführt.

Abbildung 39: Strukturzuordnung 2.D Andere Produktion

4.4.1.2 Methodische Aspekte (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) gibt.

4.4.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) gibt.

4.4.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) gibt.

4.4.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) gibt.

4.4.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.1)

Entfällt, da es in der Zellstoff-, Papier- und Druckindustrie keine prozessbedingten Emissionen an klimarelevanten Gasen im Sinne der *IPCC Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) gibt.

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[106] (EF)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	CS/ IPCC	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[107]										
Methode EF-Ermittlung[108]										

Die Quellgruppe Andere Produktionen (2.D.2), Nahrungsmittel und Getränke, ist keine Hauptquellgruppe.

Die Emissionen aus der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie sind im ZSE mit Daten zur Produktion von Bier, Brot (Verbrauch von Brotgetreidemehl), Wein und Zucker abgebildet.

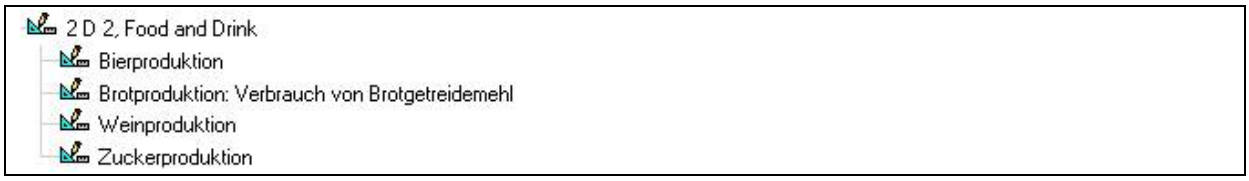


Abbildung 40: Strukturzuordnung 2.D.2 Food and Drink

Als prozessbedingte Emission werden NMVOC-Emissionen berichtet (IPPC Workbook, 1996a: S. 2.41). Energiebedingte Emissionen der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie werden in CRF 1.A.2 dargestellt. 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 Workbook, 1996a: S. 2.41).

Die Emissionen der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie werden im Inventar in „Table2(I)s2“ des sektoralen Reports für Industrielle Prozesse zusammengefasst berichtet.

Die Ernährungsindustrie gehörte mit einem Umsatz von rund 128.000 Mio. Euro im Jahr 2003 zu den bedeutenden Wirtschaftszweigen in Deutschland. Bundesweit waren circa. 525.300 Personen in 5.880 Unternehmen beschäftigt (BVE 2004). 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

106 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
107 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
108 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

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, für die Emissionsfaktoren für die NMVOC-Emissionen empfohlen werden (IPPC Workbook, 1996; S. 2.41f):

- Alkoholische Getränke (alcoholic beverages)
- Wein (wine)
- Bier (beer)
- Spirituosen (spirits)
- Brot und andere Nahrungsmittel (bread and others)
- Fleisch, Fisch und Geflügel (meat, fish an poultry)
- Zucker (sugar)
- Margarine und harte und gehärtete Fette (pflanzlich u. tierisch)(Margerine and solid cooking fats)
- Kuchen, Kekse und Frühstückscerealien (Cake, biscuits and breakfast cereals)
- Brot (bread)
- Tierfutter (Animal Feed)
- Kaffeeröstung (Coffee roasting)

4.4.2.2 Methodische Aspekte (2.D.2)

Zu den indirekten Treibhausgasen werden Daten erfasst und Berechnungen durchgeführt.

Im Zentralen System Emissionen (ZSE) sind Aktivitätsraten (Produktionsmengen) und Emissionsfaktoren für die NMVOC-Emissionen für die Branchen Brot, Bier, Wein und Zucker angegeben.

Die Aktivitätsraten für Wein, Bier und Zucker stammen vom Statistischen Bundesamt (DESTATIS). Für Brot wird das Produkt aus dem Weizen- und Roggenmehlverbrauch pro Kopf und der Bevölkerungszahl angegeben. Für 2003 betrugen die Aktivitätsraten für

- Wein:
  5.397.000 hl Weißwein und –most und 2.713.000 hl Rotwein und –most (DESTATIS 2004 a), insgesamt 81.111.000 hl entsprechend 811.100 t.
- Bier:
  98.933.000 hl (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004: Nr. 1596 10 000)
- Zucker:
  3.913.126 t (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 3.1, 1991-2004: Nr. 1583 12 300)
- Brot:
  d) Bevölkerung: 82.537.000 (Statistikportal 2004).
  e) Verbrauch an Weizenmehl in 2002/03: 68,1 kg je Einwohner und Jahr (DESTATIS 2004 b).
  f) Verbrauch an Roggenmehl in 2002/03: 9,6kg je Einwohner und Jahr (DESTATIS 2004 b)
  g) Zusammen: 77,7 kg. Geschätzte Brotproduktion für 2003: 77,7 kg multipliziert mit 82.537.000 gleich 6.413.124,9 t.

Die Emissionsfaktoren sind ältere Werte, die überwiegend aus CORINAIR (1994) stammen und teilweise mit IPCC übereinstimmen.

Die Emissionen werden entsprechend IPCC Workbook (1996a: S. 2.81) berechnet, indem Produktionszahl und Emissionsfaktor multipliziert werden.

Für die Quellgruppe 2.D.2 ergeben sich insgesamt 25,5 Gg NMVOC-Emissionen (Gegenüber 21,77 Gg NMVOC des Jahres 2002).

4.4.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.D.2)

Die Unsicherheiten der Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren sind bisher noch nicht betrachtet worden.

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 kein Vergleich möglich ist.

4.4.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.D.2)

Es erfolgten keine quellenspezifischen Rückrechnungen im Bereich der Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie.

4.4.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.D.2)

Die verwendeten Emissionsfaktoren müssen auch in Zusammenarbeit mit den Bundesländern und den Verbänden überprüft und an die tatsächliche Emissionssituation angepasst werden.

Für die fehlenden Branchen müssen für emissionsrelevante Prozesse die Produktionszahlen und die entsprechenden Emissionsfaktoren ermittelt werden.

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Production of Halocarbons and SF_6, hier diffuse Emissionen	- / t	HFC´s	0,28 %	0,12 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[109] (EF)	NO	NO	0,003	NO	0,005	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %			-		-					
Unsicherheitenverteilung[110]			-		-					
Methode EF-Ermittlung[111]			-		-					

Alle Ausführungen dieses Kapitels beziehen sich auf die Emissionsdaten für das Berichtsjahr 2003, die diesen Ausführungen zu Grunde liegenden Emissionsdaten liegen in Deutschland entsprechend vor. Aus technischen Gründen war es jedoch nicht möglich, die vorliegenden Daten in die neu erarbeitete Datenbank ZSE zu integrieren. Somit enthalten die zum NIR 2005 zugehörigen, aus dem ZSE gewonnenen Berichtstabellen CRF 2005 derzeit noch keine Emissionsdaten für 2003. An der Behebung der technischen Probleme wird derzeit intensiv gearbeitet.

109 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
110 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
111 D= IPCC Default, RA= Reference Approach, T1= IPPC tier 1, T1a/ T1b/ T1c= IPPC tier 1a/ 1b/ 1c, T2= IPPC tier 2, T3= PPC tier 3, C= CORINAIR, CS= Country specific, M= Model

Die Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen (HFKW) und SF_6 ist, bezogen auf die diffusen Emissionen, nach dem Emissionstrend eine Hauptquellgruppe. Im Jahr 2003 entfielen 1% der HFKW- und <10% der SF_6-Emissionen auf diese Quellgruppe.

Die Angabe eines Emissionsfaktors für die Stoffgruppe HFKW war bisher nicht möglich, da es sich um mehrere Quellen handelt und für die Berechnung der aus diesen Quellen resultierenden Emissionen unterschiedliche EF verwendet wurden. Bedingt durch Umstellungen im Produktionsprozess beträgt der EF für das Berichtsjahr 2003 für alle drei Quellen etwa 0,3%, sodass die Angabe eines einzigen EF möglich ist.

Tabelle 50 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2003) im Überblick. Die vollständige Berichterstattung ist teilweise (herstellungsbedingte Emission) genauer in weitere Subquellgruppen untergliedert.

Tabelle 50: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6

	Datenmeldung 2003	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 erheblicher 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)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

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 auftretenden Verluste. 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 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 geringfügige Verluste.

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.

Durch die Ungenauigkeiten bei der Zuordnung der in Europa produzierten Mengen auf die einzelnen Standorte (ein Hersteller!) wurden bis zum Jahr 2001 vor allem für den HFKW-227ea zu hohe Produktionsmengen für den Standort Deutschland angenommen, mit der Folge zu hoher Emissionsmeldungen. Für das Berichtsjahr 2002 wurde die erforderliche unternehmensinterne Trennung von Produktion, Aufreinigung und Verkauf verbessert. Die für die Berechnung der Emissionen zu Grunde gelegten Produktionszahlen für die einzelnen Standorte können seitdem als genau angenommen werden.

4.5.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.E.2)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Consumption of Halocarbons and SF_6	l / -	SF_6	0,30 %	0,27 %	stagniert
Consumption of Halocarbons and SF_6	l / t	HFC´s	0,00 %	0,69 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFCs**	**PFCs**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[112] (EF)			s. Text	s. Text	s. Text					
EF Unsicherheiten in %			-	-	-					
Unsicherheitenverteilung[113]			-	-	-					
Methode EF-Ermittlung[114]			s.Text	s. Text	s. Text					

Alle Ausführungen dieses Kapitels beziehen sich auf die Emissionsdaten für das Berichtsjahr 2003, die diesen Ausführungen zu Grunde liegenden Emissionsdaten liegen in Deutschland entsprechend vor. Aus technischen Gründen war es jedoch nicht möglich, die vorliegenden Daten in die neu erarbeitete Datenbank ZSE zu integrieren. Somit enthalten die zum NIR 2005 zugehörigen, aus dem ZSE gewonnenen Berichtstabellen CRF 2005 derzeit noch keine Emissionsdaten für 2003. An der Behebung der technischen Probleme wird derzeit intensiv gearbeitet.

Der Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen (HFKW) und SF_6 ist für HFKW nach Emissionshöhe und Trend eine Hauptquellgruppe und für SF_6 nach der Emissionshöhe 1990.

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

112 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
113 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
114 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

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 51 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2003) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2002 gelten zum Teil andere Faktoren. 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 51: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen und SF_6: hier: Verbrauch von Halogenkohlenwasserstoffen

	Datenmeldung 2003	Stoff	EF Herstellung [-][115]	EF Anwendung [-]
1. Kälte- und Klimaanlagen (2.F.1) [Tier 2]				
Haushaltskälte	ja [Tier 2a]	HFKW	NA	0,003
Gewerbekälte	ja [Tier 2a]	HFKW, FKW	0,002 (CS)	0,015-0,15
Transportkälte	ja [Tier 2a]	HFKW	0,002-0,005 (CS)	0,15-0,25
Industrielle Kälte	ja [Tier 2a]	HFKW	0,0015 (CS)	0,07
Stationäre Klimaanlagen	ja [Tier 2a]	HFKW	20 g/Anlage (CS)	0,06
Raumklimageräte	ja [Tier 2a]	HFKW	NA	0,025
Mobile Klimaanlagen				
Mobile Klimaanlagen, Lkw	ja [Tier 2a]	HFKW	0,002 (CS)	0,10-0,15
Mobile Klimaanlagen, Pkw	ja [Tier 2a]	HFKW	2 g/Anlage (CS/D)	0,1
Mobile Klimaanlagen, Busse	ja [Tier 2a]	HFKW	5 g/Anlage (CS)	0,15
Mobile Klimaanlagen, Schiffe	ja [Tier 2a]	HFKW	0,01 (CS)	0,05
Mobile Klimaanlagen, Schienenfahrzeuge	ja [Tier 2a]	HFKW	0,002 (CS)	0,15-0,25
Mobile Klimaanlagen, Landmaschinen	ja [Tier 2a]	HFKW	5 g/Anlage (CS)	0,15-0,25
2. Schaumherstellung (2.F.2) [Tier 2]				
Hartschaum mit 365mfc/134a	ja [Tier 2a]	HFKW	0,10 (CS/D)	0,005
Sandwichelemente	ja [Tier 2a]	HFKW	0,10 (D)	0,005
Integralschaum	ja [Tier 2a]	HFKW	1 (CS)	NA
Montageschaum (134a)	ja [Tier 2a]	HFKW	1,5 g/Dose (CS)	1
Montageschaum (152a)	ja [Tier 2a]	HFKW	1,5 g/Dose (CS)	1
XPS-Schaum (134a)	ja [Tier 2a]	HFKW	0,26 (CS)	0,0066
XPS-Schaum (152a)	ja [Tier 2a]	HFKW	1 (CS)	NA
Weichschaum	NO	HFKW		
3. Feuerlöschmittel (2.F.3)	ja [CS]	HFKW	0,001 (CS)	0,005
4. Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4)				
Dosieraerosole	ja [CS]	HFKW	0,15 g/Dose (10ml) (CS)	1 (D)
Sonstige	ja [Equ. 3.35]	HFKW	0,015	1 (D)
5. Lösemittel (2.F.5)	ja [Equ. 3.36]	HFKW	NA	1 (D)
6. Halbleiterproduktion (2.F.6)	ja [Tier 2]	HFKW, FKW, SF_6	NA	(CS)

Equ. = Equation; Gleichung aus den IPCC GPG (2000)

[115] Einheitslos, sofern nicht anders angegeben

Tabelle 52: 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 2003	Stoff	EF Herstellung [-]	EF Anwendung [-][116]	EF Entsorgung [-]
7. Elektrische Betriebsmittel (2.F.6)					
Schaltanlagen	ja [Tier 3a]	SF_6	0,02	0,001-0,01	0,02
Sonstige	Ja [CS]	SF_6	0,15-1		
8. Sonstige (2.F.6)					
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)

4.6.1 Kälte und Klimaanlagen (2.F.1)

Unternehmen setzen wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW) seit Anfang der 90er Jahre in zunehmenden 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 51) gliedern. Der Anteil, den Kälte- und stationäre Klimaanlagen an den HFKW-Emissionen haben, betrug im Jahr 2003 über 20 %.

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 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.

[116] Einheitslos, sofern nicht anders angegeben

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 53. Anschließend wird eine Kurzbeschreibung der Kältemittel-Modelle gegeben. Es ist beabsichtigt, im Jahr 2005 eine ausführliche Beschreibung der Modelle auf der Homepage des Umweltbundesamtes zu veröffentlichen.

Tabelle 53: 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.

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 bisher noch nicht erfolgt.

4.6.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.F.1)

Die Daten für das Berichtsjahr 2003 wurden, wie bereits für die meisten Vorjahre, im Rahmen eines Vorschungsvorhabens 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 und
„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).

Die Qualitätssicherung erfolgt im Wesentlichen durch den externen Experten. Darüber hinaus werden die Daten – soweit möglich - durch den Fachbegleiter des UBA bei Abnahme geprüft.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert. 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[117], Produktions- und Verkaufszahlen[118] 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 2003 war eine umfangreiche Rekalkulation auf Basis des dann erreichten Kenntnisstandes vorgesehen, die auf das Jahr 2005 verschoben werden musste.

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-gestützen 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 Kältemittel-Bestand, -Verbrauch und -Emissionen dominieren die Pkw-Anlagen mit jeweils etwa 90 % Anteil. Insgesamt entfallen etwa 50 % aller

[117] Erhebungen nach § 11 des UstatG.
[118] Erhebungen nach Außenhandelsstatistikgesetz (AHStatGes) und Produktionsstatistiken.

Kältemittelemissionen (inkl. der stationären Quellen) auf Klimaanlagen von Pkw. Damit waren im Jahr 2003 allein auf diese Quelle 27 % aller HFKW-Emissionen zurückzuführen. Der Anteil, den mobile Klimaanlagen an den HFKW-Emissionen haben, betrug im Jahr 2003 etwa 30 %.

Etwa seit 1993 werden wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (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.

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 2003 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert. 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 wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (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 45 % 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 2003 2,1 % 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.

Als neues Treibmittel wird neben den HFKW 134a, 245fa und 152a der HFKW-365mfc, mit einem geringen Zusatz des HFKW-227ea, eingesetzt. HFKW-365mfc kann noch nicht über die CRF-Tabelle berichtet werden, da er in den vorgegebenen Formaten nicht berücksichtigt ist. Dem Berichtsjahr 2002 sind gemäß unseren Erhebungen im Jahr 2003 HFKW-365mfc-Emissionen in Höhe von 21,5 t der Anwendung PU-Schaumprodukte zuzuordnen, dem Berichtsjahr 2003 21,8 t. 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 und 0,02 Mio. t CO_2-Äquivalenten im Jahr 2003.

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 zugrundeliegenden EF sind in Tabelle 51 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.

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 2003 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK/QS werden derzeit etabliert.

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 noch nicht in der Datenbank ZSE eingespielt, dieses erfolgt voraussichtlich zum nächsten Bericht. Weitere Rekalkulationen werden voraussichtlich nicht erforderlich.

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 2003 15 % aller HFKW-Emissionen.

Bei Polyurethan-Montageschaum aus der Dose ist Deutschland der weltgrößte Einzelmarkt. Es werden Dosengrößen zwischen 300 und 750 ml[119] 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 meist aus ökonomischen Gründen 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.

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.

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.

[119] Seit dem Jahr 2003 i.d.R. nur bis 600 ml.

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 zugrundeliegenden EF sind Tabelle 51 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 2004 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 2003 knapp 30 % 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 zugrundeliegenden EF sind in Tabelle 51 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% und in 2003 mit 26% 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[120] der Inlandsproduktion betrug in den Berichtsjahren 75%. D.h. nur 25% (Kehrwert der Exportquote) der nach dem

[120] "Bereinigt" bedeutet, dass der Saldo aus Exporten und Importen 134-haltiger Produkte verwendet wird.

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 vom deutschen Fachverband 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 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.

Den mittleren Jahresbestand weist die in Tabelle 54 eingetragene Zeitreihe aus. Ein mittlerer inländischer Jahresbestand an HFKW-134a in XPS-Dämmstoffen war erstmals 2001 zu

verzeichnen. Er ist erwartungsgemäß im zweiten und dritten Anwendungsjahr kräftig gestiegen.

Tabelle 54: Mittlerer HFKW-134a-Bestand in XPS-Dämmstoff im Inland

Jahr	Mittlerer 134a-Bestand [t]
2001	144
2002	471
2003	842

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 2003 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 von etwa 5 % (bereits in den Daten enthalten, Schätzung 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 2003 knapp 3,4 % 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 2003 knapp 4,5 % 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 2003 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 (= Herstelllungsemissionen) 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 2003 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 51 wird verwiesen.

4.6.6 Sonstige (2.F.6)

4.6.6.1 Halbleiterproduktion (2.F.6)

4.6.6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Halbleiterproduktion (inkl. Leiterplatten, später wegen geringer Relevanz nicht separat betrachtet) entfielen im Jahr 2003 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 effektiven Emissionen sind vor allem von den eingesetzten Abgasreinigungstechnologien abhängig.

Die Zeitreihe 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 unterzeichnet. Die im Jahr 2001 signifikant verringerten Emissionen nahmen im Jahr 2002 wieder zu. Beides ist auf wirtschaftliche Einflüsse (Verringerung der Halbleiter-Produktion) und ggf. auf greifende Emissionsminderungsmaßnahmen zurück zu führen. Für eine differenzierte Beurteilung bleibt die weitere Entwicklung abzuwarten.

4.6.6.1.2 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 eV. (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.

4.6.6.1.3 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.

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

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

Darüber hinaus werden die Daten werden auf ihre Plausibilität geprüft und haben einen verbandsinternen Prozess der Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung durchlaufen.

4.6.6.1.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Eine genaue Festlegung der Datenerhebung und Emissionsberechnung sowie der Dokumentation wird gemeinsam mit dem Verband angestrebt.

4.6.6.2 Elektrische Betriebsmittel (2.F.6)

4.6.6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Teilgruppe „Elektrische Betriebsmittel“ entfielen im Jahr 2003 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 Bauelementen eingesetzt.

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 2003 stark gestiegen. Die Emissionen sind wegen der geringen $EF_{Anwendung}$ (s.o.) in geringerem Maße gestiegen.

4.6.6.2.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Die Emissionen werden seit 1996 nach einem vom Umweltbundesamt gemeinsam mit den Herstellern und Betreibern entwickelten, sehr detaillierten Konzept 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 bis zum NIR 2003 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). Ab dem Berichtsjahr 2004 werden die Entsorgungsmengen aus dem Anlagenrückbau erstmals präzise ermittelt. Daher ist erstmals im nächsten Jahr eine genaue Methodenbeschreibung vorgesehen.

4.6.6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

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 u.s.w. 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 5,5% in 1995 auf 1,9% in 2002 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 Verband der Netzbetreiber (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.

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

Siehe Kapitel 4.6.6.1.4.

4.6.6.2.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Da noch keine ausreichenden Informationen über die in den vorangegangenen Jahren verwendeten Mengen in den „neuen“ Anwendungen vorliegen, wurden keine Rekalkulationen vorgenommen. Im NIR 2006 sind umfangreiche Rekalkulationen vorgesehen.

4.6.6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

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.

4.6.6.3 Sportschuhe (2.F.6)

4.6.6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Teilgruppe „Sportschuhe“ entfielen im Jahr 2003 3% aller SF_6-Emissionen ausgemacht. Der Einsatz von SF_6 erfolgt in den Sohlen von Sportschuhen zur Verbesserung der Dämpfung.

4.6.6.3.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

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: Equ. 3.23) bei Autoreifen eine Zeitverzögerung von drei Jahren angenommen wird.

4.6.6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6

Trotz der guten Datenqualität für die EU ist die Verteilung auf die Mitgliedsstaaten mit nicht unerheblichen Unsicherheiten verbunden.

Eine Quantifizierung der Unsicherheiten ist nicht möglich.

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

Wird wegen der geringen Relevanz der Emissionsquelle nicht durchgeführt.

4.6.6.3.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Es sind keine Verbesserungen erforderlich. Der Einsatz von SF_6 erfolgte letztmalig im Jahr 2003.

4.6.6.4 AWACS Wartung (2.F.6)

4.6.6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Teilgruppe „AWACS Wartung“ entfielen im Jahr 2003 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.

4.6.6.5 Autoreifen (2.F.6)

4.6.6.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Teilgruppe „Autoreifen“ entfielen im Jahr 2003 3% 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 51).

Auf eine detaillierte Beschreibung wird wegen der geringen Bedeutung der Subquellgruppe verzichtet.

4.6.6.6 Isolierglasfenster (2.F.6)

4.6.6.6.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Teillgruppe „Isolierglasfenster“ enfielen im Jahr 2003 27% 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.

4.6.6.6.2 Methodenbeschreibung (2.F.6)

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 ($EF_{Entsorgung} = 1$).

4.6.6.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.6)

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 anzusehen (s.o.).

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

Siehe Kapitel 4.6.2.1.4.

Eine Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung erfolgte im Jahr 2001 durch eine Plausibilitätskontrolle mit Hilfe des Berechnungsmodells.

4.6.6.6.5 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.6.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.6)

Wegen des absehbaren Verbots dieser Anwendung sind keine weiteren Verbesserungen beabsichtigt.

4.6.6.7 Spurengas (2.F.6)

4.6.6.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.6)

Auf die Teilgruppe „Spurengas“ entfielen im Jahr 2003 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)

5.1 Beschreibung der Quellgruppe (3)

CRF 3					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[121] (EF)	NE	NO	NO	NO	NO	CS	NO	NO	CS	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[122]										
Methode EF-Ermittlung[123]										

Der Bereich Lösemittel und andere Produktverwendung (CRF 3) ist keine Hauptquellgruppe.

In dieser Quellgruppe werden die Emissionen aus der Anwendung chemischer Produkte zusammengefasst. Gegenwärtig sind eine grobe Schätzung der Emissionen aus der Anwendung von N_2O zu Narkosezwecken sowie Angaben zur Freisetzung von Lösemitteln aus deren Anwendung in Industrie, Gewerbe und Haushalten enthalten. 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 NMVOC-Emissionen, die aus dem Gebrauch von Lösemitteln bzw. aus der Anwendung lösemittelhaltiger Produkte freigesetzt werden, entstammen allen Subgruppierungen dieser Quellgruppe, die in der nachfolgenden Tabelle 55 dargestellt sind.

Tabelle 55: CRF-Kategorien in der Hauptkategorie 3

CRF Berichtskategorien	**Bezeichnung der Kategorien**
3A	Paint Application
3B	Degreasing & Dry Cleaning
3C	Chemical Products Manufacture & Processing
3D	Other

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[124] basieren.

121 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
122 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
123 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
124 hier in der Detaillierung des sogenannten SNAP Level 3

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[125]. Zur Konkretisierung des Begriffes „Lösemittelanwendung“ (solvent use) wird für die Lösemitteldefinition ebenfalls auf die EG-Lösemittelrichtlinie zurückgegriffen[126].

Es ist jedoch zu beachten, dass einige dieser flüchtigen organischen Verbindungen sowohl als Lösemittel als auch als chemische Reaktionskomponente eingesetzt werden, z. B. Toluol - als Lösemittel in Lacken und Klebstoffen und als Reaktionskomponente bei der 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.

Die Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung untergliedert sich in die oben in Tabelle 55 genannten Kategorien. Dabei umfasst “Other“ (3.D) im ZSE Lachgas-Emissionen, Emissionen aus SCR Anlagen sowie die oben aufgeschlüsselte übrige Lösemittelverwendung, die nicht unter die Quellgruppen 3A bis 3C einzuordnen ist.

125 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.

126 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.

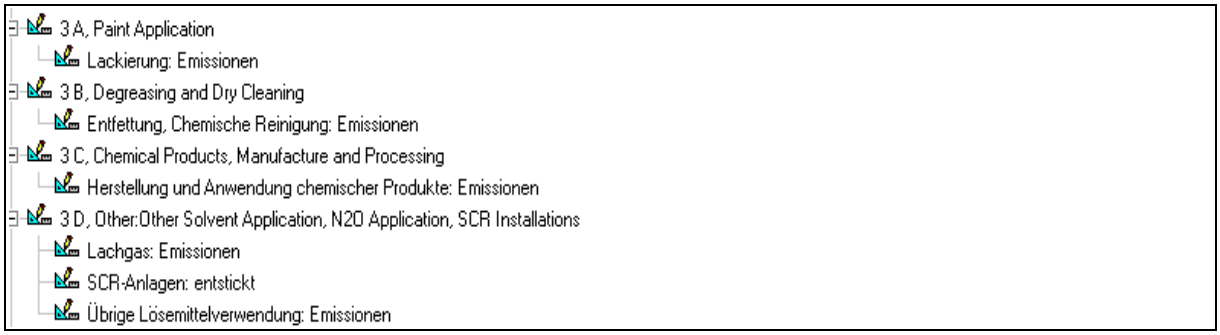


Abbildung 41: Strukturzuordnung Quellgruppe 3 Lösemittel und andere Produktverwendung

5.2 Methodische Aspekte (3)

Die Berechnung der N_2O-Emissionen aus der Anwendung als Narkosemittel 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 eine N_2O-Emission von 6200 t für Deutschland festgelegt. Dieser Wert wurde seither wegen fehlender Informationen konstant fortgeschrieben.

Die Berechnung der NMVOC-Emissionen erfolgt auf der Basis eines produktverbrauchs-orientierten 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 56 dargestellten NMVOC-Emissionen aus der Lösemittelverwendung.

Tabelle 56: 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 liegen die benötigten statistischen Basisangaben noch nicht 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, konntedurch 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.

5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3)

Die Angaben für die N_2O-Emissionen aus der Narkosemittelverwendung sind Resultat einer Schätzung, die über die gesamte Zeitreihe fortgeschrieben wurde. Insofern ist die Zeitreihe konsistent, aber auch mit großen Unsicherheiten verbunden.

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 57 zeigt die so ermittelten Fehlerbandbreiten für die Berichtskategorien.

Tabelle 57: 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	+ 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.

5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (3)

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.

5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (3)

Durch die mehrfache Umstellung der zugrunde liegenden Basisstatistiksysteme ist eine konsistente quellenspezifische Rückrechnung für die NMVOC-Emissionen problematisch und daher derzeit nicht vorgesehen.

Für den Bereich der N_2O-Emissionen sind vor Abschluss des Forschungsvorhabens (siehe folgendes Kapitel) belastbare Angaben nicht möglich.

5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3)

Im Jahr 2004 ist ein Forschungsvorhaben vergeben worden, welches, unter anderem, die Emissionen aus der stofflichen Freisetzung von N_2O bei den verschiedenen möglichen Anwendungen untersucht. Es werden die verschiedenen in der IPCC Good Practice Guidance (2000) aufgeführten potentiellen Emissionsquellen (u.a. auch Sprengstoffherstellung) geprüft, methodische Festlegungen getroffen, Dokumentationen vorgenommen und die relevanten Neuberechnungen als Rekalkulation bzw. auch als Ergänzung des Inventars durchgeführt. Die Ergebnisse werden in die Berichterstattung im nächsten Jahr einbezogen werden.

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 2005 geplant.

Durch eine Analyse der Berichterstattung anderer Staaten wird im Jahr 2005 die Einbeziehung von Emissionsberechnungen für CO_2 in diese Quellgruppe geprüft.

6 LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4)

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 der UN ECE (EMEP, 2003), der IPCC Guidelines (IPCC, 1996b) und den IPCC Good Practice Guidance (IPCC-GPG, 2000) sowie nach weiteren dokumentierten Quellen erstellt. Die relevanten Emissionen von Distickstoff (N_2) sind für die Berechnungen indirekter Emissionen erforderlich. Sie wurden ebenfalls durchgeführt.

Die Zuordnung der Emissionen erfolgt nach den Berichtskategorien CRF (Common Reporting Format, IPCC) bzw. NFR (Nomenclature for Reporting, UNECE / EMEP) zu den jeweiligen Emissionsquellen.

Die Berechnungsmethoden und die Bereitstellung der Aktivitätsdaten sind in DÄMMGEN et al. (2004) ausführlich beschrieben.

Aktivitätsdaten werden, soweit vorhanden, der offiziellen deutschen Agrarstatistik entnommen. Für das Jahr 2003 stehen nur vorläufige Tierzahlen für die einzelnen Bundesländer zur Verfügung.

Tierzahlen für Ziegen, Esel und Maultiere werden in der deutschen Agrarstatistik nicht erfasst. Hinweise auf die Größenordnung der Tierzahlen sind verfügbar. Demnach stehen ca. 165.000 Ziegen rund 2,7 Mio Schafen gegenüber, so dass die Zahl der Ziegen und somit die Emissionen als vernachlässigbar angesehen werden (NE). 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., 2004). 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.

Die Zahlen für Pelztiere zur Berechnung der NH_3-Emissionen wurden durch BMVEL bei den einzelnen Ländern nachgefragt und teilweise geschätzt. CH_4- und N_2O-Emissionen treten bei Pelztieren (CRF Kategorie Others) nicht auf (NO) und sind daher nicht für die THG-Berichterstattung relevant.

Wichtige Parameter, die die Haltung von Tieren, die Lagerung der Wirtschaftsdünger und ihre Ausbringung betreffen, wurden modelliert. Die Ausgangsdaten hierfür werden durch Befragung erhoben. Diese werden in der zweiten Jahreshälfte 2004 durchgeführt und sind erst für den NIR 2006 verfügbar.

Die CO_2-Emissionen und Festlegungen in landwirtschaftlichen Böden werden unter CRF 5.D berichtet (siehe Kapitel 7.2).

Zur Quellgruppe 4 Landwirtschaft gehören in Deutschland die Emissionen aus der Fermentation (4.A), der Düngerwirtschaft (4.B) und 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) und das Verbrennen von Ernterückständen (4.F) ist in Deutschland untersagt, wobei sich die genehmigten Ausnahmen nicht erfassen lassen. Sie werden als irrelevant angesehen (NO).

6.1 Fermentation bei Verdauung (4.A)

Aus 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 abhängig von der Tierart, der individuellen Leistung und der Nahrungszusammensetzung.

Die Betrachtung der relevanten Quellgruppen (Tierarten) von 4.A erfolgt zusammen fassend.

Die Quellgruppe 4.A Fermentation bei Verdauung ist im ZSE in die Untergruppen Rinder, Schafe und Ziegen, Pferde, Esel und Maultiere und Schweine unterteilt. Die Kategorie "CRF 4.A 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, Bullen, Färsen und Mutterkühen.

Die Kategorie CRF 4.A.8, Swine, setzt sich aus Mastschweinen und Sauen zusammen. Die detaillierten Tierzahlen zugeordnet zu ihren Haltungsarten werden in DÄMMGEN et al, 2004, näher beschrieben.

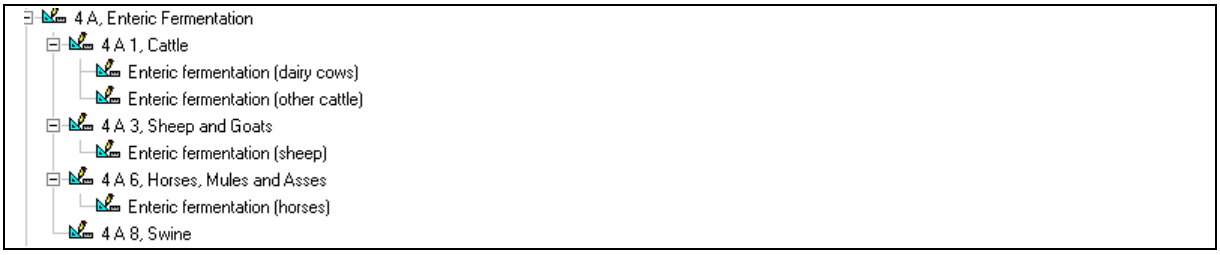


Abbildung 42: Strukturzuordnung 4.A Fermentationen

6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A)

CRF 4.A					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Enteric Fermentation, Dairy Cattle (CRF 4.A.1a)	l / -	CH_4	1,01 %	0,93 %	fallend
Enteric Fermentation, Non-Dairy Cattle (CRF 4.A.1b)	l / t	CH_4	1,61 %	1,40 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[127] (EF)	NO	CS/C/D/ T1	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %		30								
Unsicherheitenverteilung[128]		-								
Methode EF-Ermittlung[129]		CS/C/D/ T1								

Die Quellgruppe Fermentation bei Verdauung (4.A) ist nach der Emissionshöhe (in einem Bereich auch nach dem Trend) eine Hauptquellgruppe, im Bereich Non-Dairy Cattle auch dem Trend nach.

127 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
128 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
129 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

Deutschland berichtet über die Emissionen von CH_4 aus der Fermentation in Magen und Darm bei der Haltung von Milchkühen, anderen Rindern (Kälbern, Bullen, Färsen und Mutterkühen), Schweinen, Schafen und Pferden. Für die Behandlung von Geflügel fehlen Methoden (NA); die hier entstandenen Mengen werden in Übereinstimmung mit den IPCC Guidelines (IPCC, 1996b, Chapter 4, Tab. A-4) als vernachlässigbar angesehen und nicht berechnet (Eintrag laut IPCC Guidelines: not occuring).

Die Gesamtemissionen im Zeitverlauf werden in Tabelle 58 und die Emissionen aufgeschlüsselt nach Tierarten in Abbildung 43 dargestellt.

Landwirtschaftliche CH_4-Emissionen in Deutschland entstammen fast vollständig der Rinderhaltung (94 %). Die Anteile aus der Schweinehaltung sind gering (3 %), die aller anderen Tiere vernachlässigbar klein. Innerhalb der Rinder sind Milchkühe die bedeutendste Quellgruppe. Die Abnahme der Emissionen seit 1990 ist (bei steigenden Emissionsfaktoren für Milchkühe und gleichbleibenden Emissionsfaktoren für alle anderen Tiere) eine Folge rückgängiger Tierzahlen bedingt durch das Konsumverhalten der verbraucher. Detaillierte Daten über CH_4-Emissionen (National und auf Bundeslandebene) sind in LÜTTICH et al (2004) zu finden.

Tabelle 58: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung) [Tg CH_4 a^{-1}]

Jahr	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
E_{CH4}	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

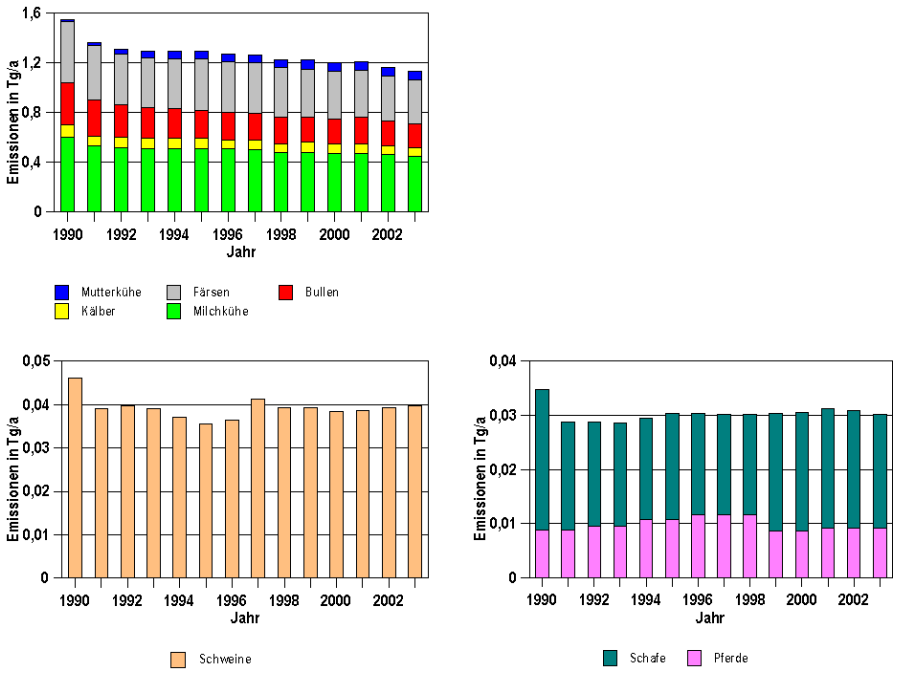


Abbildung 43: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} (Fermentation bei der Verdauung) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Pferde und Schafe [Tg CH_4 a^{-1}]

6.1.2 Methodische Aspekte (4.A)

Zur Bestimmung der bei der Fermentation auftretenden Emissionen sind zwei verschiedene Methoden vorgesehen. Eine einfache, mit Emissionsfaktoren auf der Grundlage von Schätzwerten (Tier 1) und eine detailliertere auf der Basis von landesspezifischen Emissionsfaktoren (Tier 2).

Prinzipiell werden Tier 1 und Tier 2 in folgenden Schritten berechnet:

1. Angaben zum Tierbestand je nach Tierart und -kategorie
2. Emissionsfaktoren je nach Tierkategorie
3. Errechnen der Gesamtemissionen

Bei dem einfacheren Tier 1-Verfahren beruhen die Emissionsfaktoren für die einzelnen Tierarten/Kategorien auf international akzeptierten Schätzwerten. Zur Ermittlung der Methan-Emissionen werden die Emissionsfaktoren mit der Anzahl der Tiere jeder Kategorie multipliziert.

Die IPCC-GPG (IPCC, 2000) sehen die aufwändigere Methode nach Tier 2 vor, wenn ein Land die Methan-Emissionen aus der Tierhaltung als Hauptquelle für seine Inventare ausgewiesen hat.

Tier 2 sieht die differenzierte Charakterisierung der Tierbestände vor. Hat eine Unterkategorie einen signifikanten Beitrag an den verdauungsbedingten Methanemissionen, müssen diese nach Tier 2 ermittelt werden. Das bedeutet, dass ein landesspezifischer Emissionsfaktor für diese Tiere nach der folgenden Gleichung ermittelt werden soll:

Gleichung 1: Ermittlung der spezifischen Emissionsfaktoren

$$EF_i = \frac{GE \cdot Y_m \cdot a}{E_{CH4}}$$

mit
- EF Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [%]
- GE Bruttoenergiebedarf [MJ/(Tier und Tag)]
- Y_m Methankonversionsrate (der Anteil der Bruttoenergie, der in Methan umgewandelt wird)
- a Umwandlungsfaktor (365 d a^{-1})
- E_{CH4} Energiegehalt von Methan (55,65 MJ kg^{-1} CH_4)

Dabei berechnet sich der Bruttoenergiebedarf aus der *detaillierten Charakterisierung des Viehbestands* und die Methan-Konversionsrate aus der IPCC-GPG (2000: Tabelle 4-8) bzw. aus nationalen Daten. Da der Methan-Konversionsfaktor (MCF) eine wichtige Treibergröße in dieser Gleichung darstellt, sollte auch für diesen eine Differenzierung nach Tierart, Alter/Gewicht und Fütterung vorhanden sein.

Die Gesamtemissionen werden anschließend folgendermaßen ermittelt:

Gleichung 2: Vollständige Emissionen der Quellgruppe Fermentation aus der Verdauung

$$E_{CH4} = b \cdot \sum EF_i \cdot n_i$$

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]
b Umwandlungsfaktor [10^6 kg Gg^{-1}]

Für den Tier 2-Ansatz werden detailliertere Daten zur Population benötigt. Emissionsfaktoren werden für die einzelnen signifikanten Tierkategorien anhand landesspezifischer Daten in mehreren Schritten ermittelt.

Sofern andere Methoden vorhanden sind, können auch diese genutzt werden, vorausgesetzt sie führen zu genaueren Ergebnissen und ihre Herkunft ist ausreichend dokumentiert.

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 in der Verdauung als Hauptquellgruppen identifiziert. Insofern ist für die Bestimmung der verdauungsbedingten Emissionen, insbesondere aus der Rinderhaltung, eine differenzierte Charakterisierung des Tierbestandes nötig.
Da aber nicht ausreichend differenzierte Daten vorliegen, wurde für Milchkühe ein nationaler verbesserter Ansatz gewählt; für die Berechnung der Emissionen aus den anderen Rindern konnte bisher nur nach dem Tier-1-Ansatz verfahren werden (siehe DÄMMGEN et al., 2004). Benutzt werden die Default-Werte für Westeuropa (IPCC, 1996b) bzw. EF aus dem EMEP/ CORINAIR-Handbuch (EMEP, 2003). Die Emissionsfaktoren spiegeln die Situation Deutschlands im Prinzip wider. Die Berechnung erfolgt auf Landkreisebene.

6.1.2.1 Charakterisierung der Tierbestände

Der Tierbestand wird in Untergruppen unterteilt, für die Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren gleichermaßen zur Verfügung stehen. Eine Disaggregierung erfolgt dabei nur, wenn zwischen den Emissionsfaktoren bei gegebenen Unsicherheiten signifikante Unterschiede vorliegen. Ein Vergleich der deutschen Untergruppen mit den IPCC-Vorschlägen ist in der nachfolgenden Tabellen gegeben.

Tabelle 59: 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, Bullen, Färsen
	Jungtiere	Färsen, Kälber, männliche Jungrinder	Kälber
Schweine	Sauen	Tragende Sauen Ferkelnde Sauen	Sauen (inklusive Ferkel und Eber)
	Eber	---	---
	Jungtiere	Gesäugte Ferkel Wachsende Jungtiere Schlachtreife Tiere	Mastschweine
Schafe	Mutterschafe	Tragende Schafe Milchschafe	Schafe, Mutterschafe
	Schafe >1 Jahr	---	
	Jungtiere	Männliche Tiere, kastrierte Tiere, weibliche Tiere	
sonstige	Pferde, Geflügel, Ziegen, Esel, Maultiere, Kamele, Pelztiere, etc.	---	Pferde, Geflügel (Legehennen, Mast-hähnchen und –hühnchen, Junghennen, Gänse, Enten, Puten), Pelztiere

IPCC GPG (2000)

Bei den Milchkühen wird die Milchleistung öffentlichen Statistiken auf Kreisebene entnommen, alle anderen Variablen wurden (auf der Basis von Daten außerhalb der Offizialstatistik, Befragungen und Sonderauswertungen) modelliert.

Weiterhin wird unterschieden zwischen Kälbern, weiblichen und männlichen Masttieren (kurz Färsen und Bullen genannt) und Mutter- und Ammenkühen. Diese Unterscheidung beruht darauf, dass die unter "weibliche Mastkühe" aufgeführten Tiere je nach Marktlage zur Remontierung oder zum Schlachten dienen. Remontierungskühe und Schlachttiere unterscheiden sich hinsichtlich Fütterung und Haltung nicht. Wesentliche Grundlage der Aktivitätsdaten sind die Tierzählungen der Jahre 1990, 1992, 1994, 1996, 1999 und 2001. Eine Interpolation der Tierzahlen zur Beschreibung der Jahre ohne Tierzahlen fand nicht statt, stattdessen wurden die Tierzahlen konstant fortgeschrieben (LÜTTICH et al., 2004). Lücken, die bei den Neuen Bundesländern für die Jahre 1990 bis 1993 auftraten, wurden durch Expertenschätzungen geschlossen. Die Vorgehensweise wird im Kapitel 2 des Forschungsberichts von Döhler et al. näher beschrieben (UBA, 2002a). Detaillierte Zahlen für 2003 stehen noch nicht zu Verfügung.

Bei allen anderen Tieren, die nach dem Tier 1-Ansatz berechnet werden, sind weitere Unterteilungen nicht notwendig. Default-Emissionsfaktoren für Unterkategorien 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. (2004) zu finden.

6.1.2.2 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Milchkuh-Haltung

Zur Bestimmung des Emissionsfaktors wird vorläufig für Milchkühe ein Leistung und Körpergewicht berücksichtigender Regressionsansatz verwendet. Das Körpergewicht wird wegen fehlender Daten ebenfalls aus der Milchleistung berechnet (DÄMMGEN et al., 2004: Kapitel 4.4.1 und 6.3). Das Fütterungsverhalten (Gras/Grassilage oder Mais/Maissilage) wird als Modellvariable (hier A und B) aus dem Agrarsektormodell RAUMIS (Regionalisiertes Agrar- und Umweltinformationssystem für Deutschland) abgeleitet (siehe hierzu DÄMMGEN et al., 2004, Kapitel 4.4).

$$EF_{CH4} = \alpha \cdot \left(\beta + \gamma \cdot Y + \delta \cdot w^{0.75}\right)$$

mit (A) Fütterung basiert auf Gras/Grassilage
(B) Fütterung basiert auf Mais/Maissilage

wobei	EF_{CH4}	Methan-Emission		[kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]
	α	Konstante		0,365 kg g^{-1}d a^{-1}
	β	Konstanten	A:	β = 55 g Tier^{-1} d^{-1} CH_4
			B:	β = 26 g Tier^{-1} d^{-1} CH_4
	γ	Faktor	A:	γ = 4,5 g kg^{-1}
			B:	γ = 5,1 g kg^{-1}
	Y	Milchleistung		[kg Tier^{-1} d^{-1}]
	δ	Faktor	A:	δ = 1,2 g kg$^{-0.75}$ Tier$^{-0.25}$ d^{-1} CH_4
			B:	δ = 1,8 g kg$^{-0.75}$ Tier$^{-0.25}$ d^{-1} CH_4
	w	Lebendgewicht		[kg Tier^{-1}]

Das nach Bundesländern gewichtete Mittel der Milchleistung liegt für Deutschland bezogen auf das Basisjahr 1990 bei 12,9 kgTier^{-1}d^{-1} und weicht somit geringfügig von dem für Westeuropa vorgeschlagenen Wert von 11,5 kg d^{-1} in den IPCC-Guidelines (IPCC, 1996b: Table A-1) ab. Durch Berücksichtigung der Ertragssteigerung wird für 2002 ein Wert von 17,0 kgTier^{-1}d^{-1} berechnet. Weitere Zusatzinformationen zu Milchleistung, Körpergewicht, Haltungsformen und VS-Ausscheidungen[130] sind in LÜTTICH et al. (2004) angegeben.

Die CH_4-Emissionsfaktoren in Deutschland bewegen sich zwischen 85,4 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (1990) und 131,5 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (2002); sie liegen im nationalen Mittel bei 94,3 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (1990) und 102,7 kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4 (2002). Eine Übersicht der verwendeten Emissionsfaktoren wird in LÜTTICH et al. (2004) gegeben.

Vergleichsrechnungen mit anderen Regressionsrechnungen sowie Rechnungen mit vollständigen Modelldatensätzen ergaben, dass bei Anwendung der oben genannten Regressionsgleichung von einer Unterschätzung der Methan-Emissionen auszugehen ist (DÄMMGEN et al., 2004: Kapitel 6.3).

6.1.2.3 Berechnung der CH_4-Emissionen aus der Haltung aller anderen Tiere

Für alle anderen Säugetiere wurde das Tier-1-Verfahren entsprechend:

$$E_{CH4_A} = EF_A \cdot n_A$$

mit	E_{CH4}	CH_4-Emission	[kg a^{-1} CH_4]
	A	Tierklasse	
	EF	Emissionsfaktor	[kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]
	n	Anzahl der Tiere	

angewendet. Für jede Tierart wurden die Default-Werte (Emissionsfaktoren) nach IPCC (1996b: Kap. 4) eingesetzt:

130 Volatile Solids; leicht abbaubare Bestandteile der Ausscheidungen, berechnet als Trockensubstanz [kg d-1 TS]

Tabelle 60: Default-Werte (Emissionsfaktoren) nach IPCC

Tierart	**EF nach IPCC (1996b: Kap. 4) [Tier^{-1} a^{-1} CH_4]**	
Männliche und weibliche Mastrinder	84 kg	(Table A-2)
Kälber	33 kg	(Table A-2)
Mutterkühe	100 kg	(Table 4-4)
Schafe	8 kg	(Table 4-3)
Pferde	18 kg	(Table 4-3)
Schweine	1,5 kg	(Table 4-3)

Die Zuordnung im Bereich der Rinder der deutschen statistischen Daten im Vergleich zu der IPCC-Kategorisierung wird als unzureichend angesehen. Abweichungen der impliziten Emissionsfaktoren können durch die unterschiedliche Zuordnung in der offiziellen Tierstatistik im Vergleich zu den IPCC Kategorien entstehen.

Deutschland kann aus den voran diskutierten Gründen nicht die Emissionen von Eseln und Maultieren und Ziegen berichten (NE).

6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A)

6.1.3.1 Relevante Tierzahlen

Die Unsicherheiten der Tierzahlen pro Klasse liegen in der Größenordnung von 10 % (EMEP, 2000_ Kapitel B1040-6). Für die Neuen Länder wurden die Tierzahlen und ihre regionale Verteilung für die Jahre 1990 und 1991 mit dem Modell RAUMIS (RAUMIS, 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 beobachtet. Die für das Land Thüringen ermittelten Auswirkungen der Änderung des Agrarstatistikgesetzes gehen aus Tabelle 61 hervor:

Tabelle 61: Prozentuale Unterschiede der Tierzahlen, die sich aus der Änderung des Agrarstatistikgesetzes (BML, 1998) ergeben haben. Beispielhafte Ergebnisse für Thüringen (TMLNU, 2000)

Kategorie	**Abweichung (alt – neu)/neu (%)**
Rinder	1,2
Schweine	1,3
Schafe	10,6
Pferde	40,3
Geflügel	4,3

Es ist davon auszugehen, dass die Zahl der Pferde in Deutschland etwa doppelt so hoch ist wie die entsprechenden Zahlen der Agrarstatistik.

6.1.3.2 Emissionsfaktoren

Die Unsicherheiten der Methan-Emissionsfaktoren liegen in der Größenordnung von 30 % (EMEP, 2000: Kapitel B1040-6).

Für die *Milchkuh-Haltung* sind die aus der Leistung und Körpergewicht berücksichtigende Methodik errechneten Emissionen wahrscheinlich systematisch zu gering (vergleiche DÄMMGEN et al., 2004: Teil 3, Kap. 6.2 und BERTILSSON, 2002).

In Anlehnung an das CORINAIR-Handbuch, Kapitel B1040-6 (EMEP, 2003), wird ein Fehler für die Emissionsfaktoren in der Größenordnung von 30 % angegeben.

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 weitere Entwicklung der Methoden (Anwendung von Tier 2) und 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 nehme.

Unter Verwendung der im *Data Locator* des UNFCCC-Sekratariats zur Verfügung gestellten Implied Emission Factor der einzelnen Länder zeigt sich im Vergleich, dass die für Deutschland verwendete Methode und der somit ermittelte Faktor für Methan-Emissionen von Milchkühen von 94,3 kg/(Kopf*a) für 1990 und 102,7 kg/(Kopf*a) für 2002 im mittleren Bereich der Spannbreite liegt.

Tabelle 62: Verdauungsbedingte Methan-Emissionen von Milchkühen verschiedener Länder im Vergleich des Implied Emission Factor (IEF, berechneter Emissionsfaktor aus Emission und Milchkuhbestand), für D wurde der IEF für das Jahr 2003 verglichen.

Land	**IEF (berechneter EF) Methan [kg/(Kopf*a)]**
Dänemark	104
Deutschland	103
Finnland	114
France	103
Großbritannien	117
Irland	100
Italien	111
Schweden	127
Kanada	80
Niederlande	81
Österreich	101
Schweiz	104
Spanien	106
USA	99

Quelle: CRF-Daten der einzelnen Länder

6.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A)

Im Gegensatz zu früheren Berechungen wurden bei der Berechnung der Emissionen auch die Tiere in den Stadtstaaten Bremen, Hamburg und Berlin berücksichtigt, so dass von 1990 bis 2003 sich die Gesamtemissionen etwas erhöht haben. Quellenspezifische Rückrechnungen wurden nicht durchgeführt. Die vorläufigen Zahlenangaben für 2002

wurden durch endgültige ersetzt. Dadurch verändert sich der Emissionsfaktor für 2002 bei Milchkühen. Die Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung wurden für die gesamte Zeitreihe nach der gleichen Methode berechnet (Default-Emissionsfaktoren). Für die Emissionen aus der Milchkuh-Haltung wurden bisher ebenfalls Default-Emissionsfaktoren verwendet. Dieser Bericht verwendet nationale Emissionsfaktoren, die die Leistungs- und Fütterungsabhängigkeit der CH_4-Emission bei der Verwendung von Default-Werten (NIR 2003: UBA, 2003c) und nationalen Werten (NIR 2004: UBA, 2004a) widerspiegeln (vergleiche Tabelle 63). Übertragungsfehler bei der Erstellung von Abbildung 43 wurden in diesem NIR korrigiert.

Tabelle 63: Vergleich der im NIR 2004 und dem NIR 2005 verwendeten mittleren CH_4-Emissionsfaktoren aus der Tierhaltung (Fermentation bei der Verdauung). Angaben für Milchkühe für Deutschland in kg $Tier^{-1}$ a^{-1} CH_4 .

	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
NIR 2004	94,3	94,6	96,3	97,1	97,2	98,2	98,7	99,1	99,8	101,0	101,9	102,7	102,7	
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

6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A)

Deutschland wird im NIR 2006 erstmals über Emissionen aus der Ziegenhaltung berichten.

Es ist geplant, die Fermentation bei der Verdauung ab 2004 (NIR 2006) nach Tier 2 zu berechnen. Die Anwendung entsprechender Gleichungen (siehe DÄMMGEN et al., 2004: Teil 3, Kapitel 6.3) setzt allerdings voraus, dass die Datenbasis zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilungen der Rationsgestaltung bei Milchkühen sowie der Leistung (Gewichtszunahme) bei Mastrindern und Mastschweinen durch Umfragen ermittelt worden ist. Darüber hinaus ist geplant bis zur Berichterstattung 2006 den CH_4 Emissionsfaktor für 4.A.1.a (Dairy Cattle) zu überprüfen.

Bei der Umsetzung von Berichtsvorgaben in der Emissionsberichterstattung sind in einigen Bereichen die in der Literatur vorhandenen Daten nicht für nationale Fragestellungen nutzbar. Im Rahmen eines im November 2004 stattfindenden Workshops sollen wesentliche Problemfelder mit ungenügender Datenqualität oder –verfügbarkeit benannt werden. Ziel ist es, konkrete Berechnungsmethoden und deren Nutzungsmöglichkeiten aufzuzeigen und das experimentelle Design für die in der Emissionsberichterstattung notwendige Datenerhebung zu diskutieren. Dieses Ziel trifft ebenfalls auf die Quellgruppe 4.B zu.

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Manure Management Dairy Cattle (CRF 4.B.1a)	l / -	CH_4	0,70 %	0,77 %	steigend
Manure Management Non-Dairy Cattle (CRF 4.B.1b)	l / t	CH_4	0,48 %	0,38 %	fallend
Manure Management Swine (CRF 4.B.8)	l / t	CH_4	0,98 %	1,09 %	steigend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[131] (EF)	NO	C/D	NO	NO	NO	D	D	-	CS	NO
EF Unsicherheiten in %		30				NE				
Unsicherheitenverteilung[132]		-				NE				
Methode EF-Ermittlung[133]		C/D/T1				CS/C				

Die Quellgruppe Wirtschaftsdünger-Management (4.B) stellt eine Hauptquellgruppe dar.

Bei der Lagerung von Wirtschaftsdüngern im Stall, auf befestigten Flächen außerhalb des Stalls, 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 Tierart, der Tierleistung, 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 nicht über Esel und Maultiere und Ziegen (NE).

Die Quellgruppe 4.B Wirtschaftsdünger-Management ist im ZSE in die in Abbildung 44 dargestellten Untergruppen unterteilt.

131 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
132 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
133 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

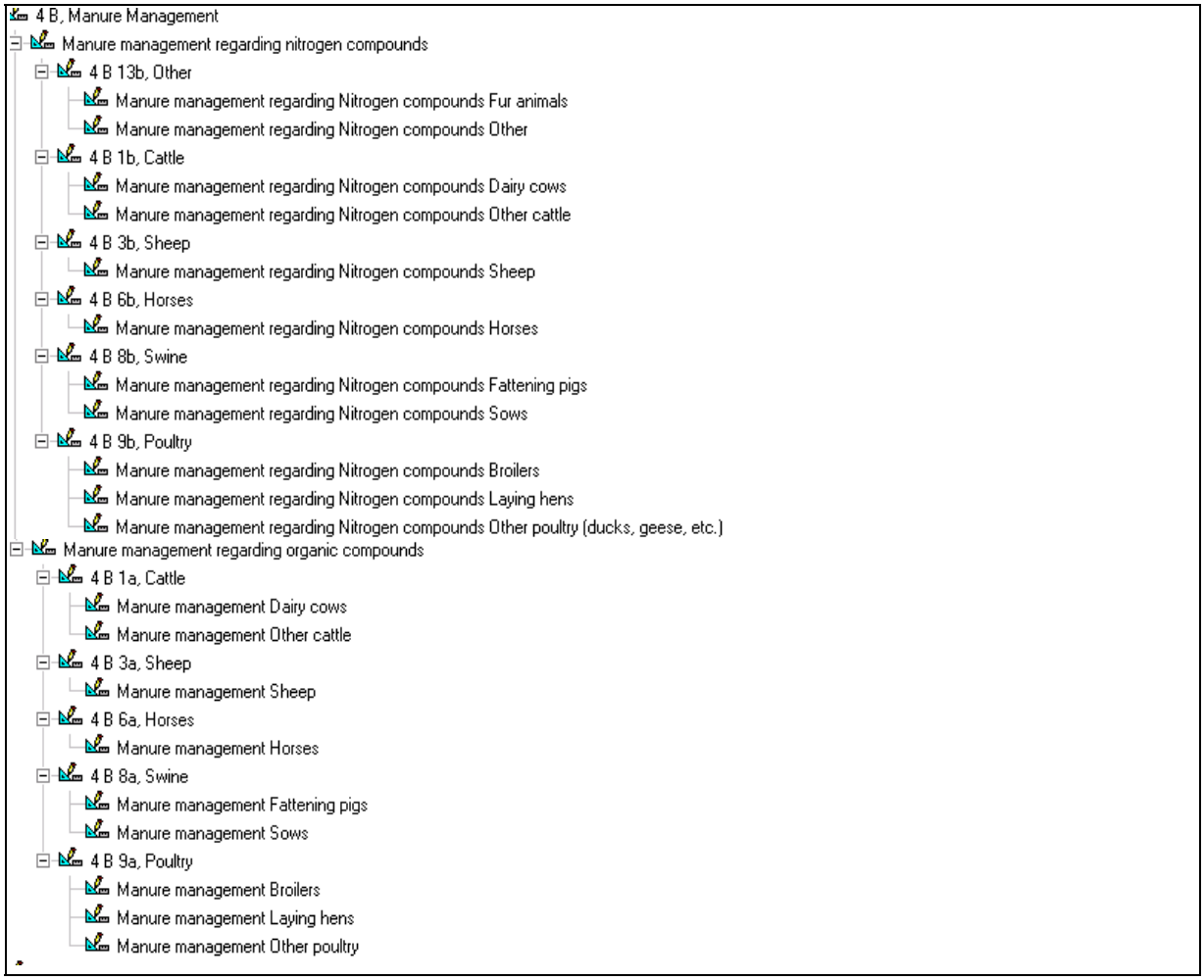


Abbildung 44: Strukturzuordnung 4.B Wirtschaftsdünger-Management

6.2.1.1 Methan-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management (4.B)

In Tabelle 64 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) und die Schweine mit einem Drittel (36 % für 1990) bei. Die Emissionen aus der Geflügelhaltung und aus der Haltung von Pferden und Schafen sind demgegenüber vernachlässigbar (vergleiche Abbildung 45).

Tabelle 64: CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). [Tg a^{-1} CH_4.]

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
E_{CH4}	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

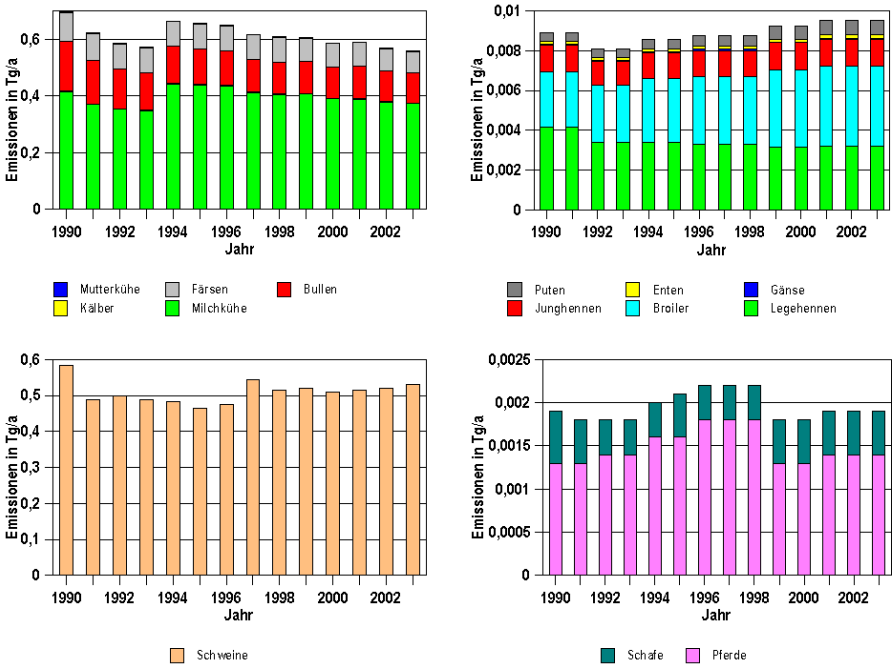


Abbildung 45: Zeitreihen der CH_4-Emissionen E_{CH4} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. [Tg a^{-1} CH_4].

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) (unberücksichtigt Methan). 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., 2004, Teil 3, Kapitel 4.5.1.2.1). Die Zeitreihe der NMVOC-Emissionen ist in Tabelle 65 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 überwiegend der Rinderhaltung, insbesondere der Milchkuh-Haltung, zugeordnet werden.

Tabelle 65: NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management). [Tg a^{-1} C]

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
E_{NMVOC}	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

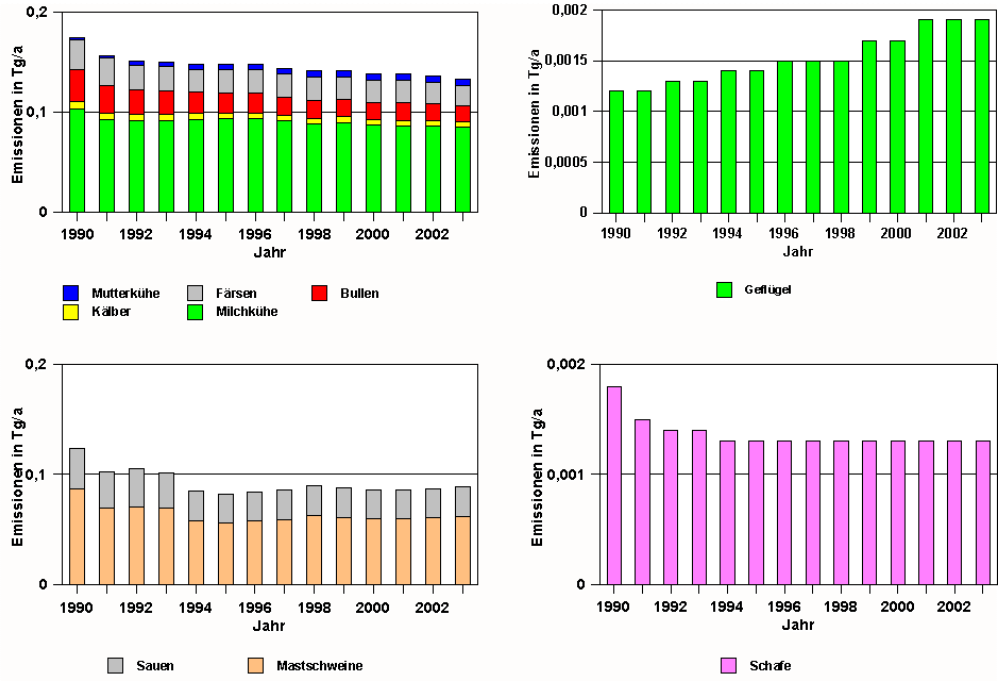


Abbildung 46: Zeitreihen der NMVOC-Emissionen E_{NMVOC} (Wirtschaftsdünger-Management) der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; unten rechts: Geflügel und Schafe. [Tg a^{-1} C].

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 bzw. für die Versauerung von Ökosystemen sind in DÄMMGEN et al. (2004: Teil 3, Kapitel 6.5) 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 66 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 63 % im Jahr 2000). 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 N_2O-und NO-Emissionen gehen auf Rinderhaltung zurück, 17 % auf die von Schweinen und 10 % auf die von Geflügel. Im Jahr 2000 lagen die Anteile bei NH_3 bei 64 %, 27 % und 7 %. Für N_2O bzw. NO betrugen die Anteile im Jahr 2000 62 %, 13 % und 12 %.

Tabelle 66: N_2O- und NO -Emissionen E_{N2O} und E_{NO} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdünger-Management) [Gg a^{-1} N_2O bzw. NO].

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
E_{N2O}	14,4	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
E_{NO}	19,7	17,5	17,0	16,9	13,8	13,8	14,0	13,8	13,7	13,4	13,2	13,3	13,1	12,9
E_{NH3}	581	514	503	496	474	471	474	467	468	461	452	458	449	446

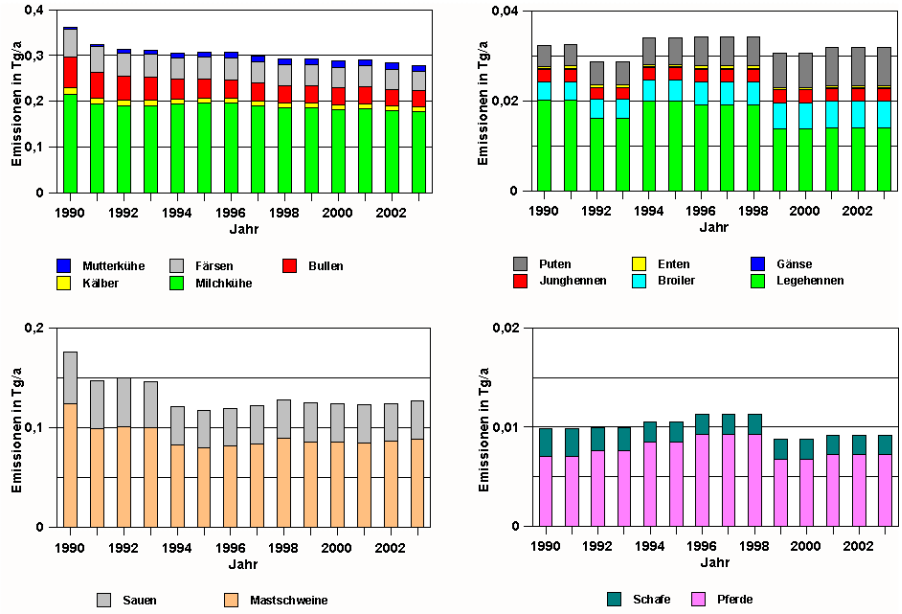


Abbildung 47: Zeitreihen der NH_3-Emissionen E_{NH3} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. [Tg a^{-1} NH_3]

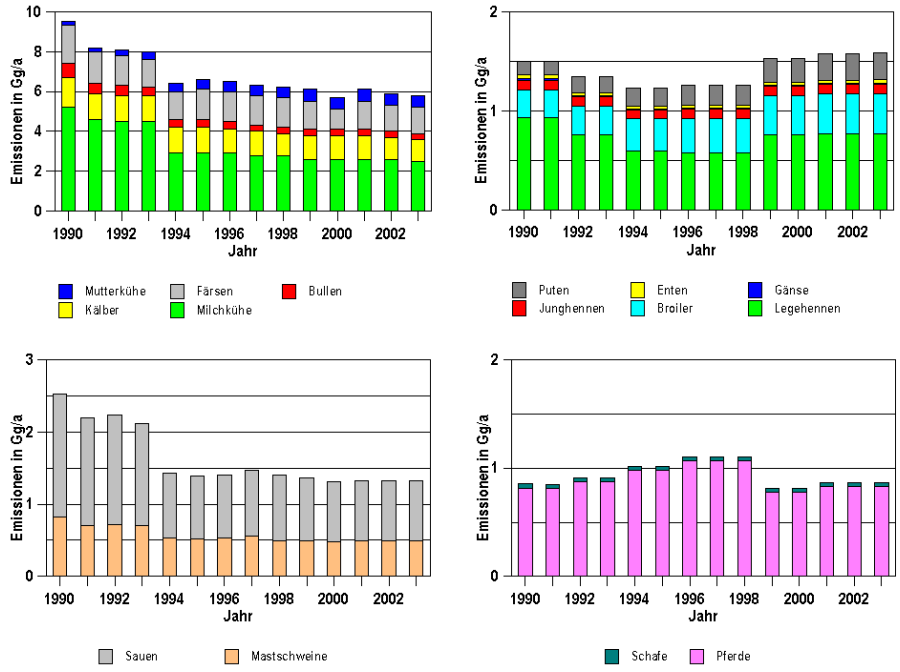


Abbildung 48: Zeitreihen der N_2O-Emissionen E_{N2O} der betrachteten Tierkategorien. Oben links: Rinder; unten links: Schweine; oben rechts: Geflügel; unten rechts: Pferde und Schafe. [Gg a^{-1} N_2O]

6.2.2 Methodische Aspekte (4.B)

6.2.2.1 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (CH_4)

Die IPCC Guidelines sehen zwei Bestimmungsmethoden vor, um die CH_4-Emissionen aus Tierexkrementen zu bestimmen. Für die Berechnung der Emissionen nach dem Tier 1-Verfahren werden Daten zum Tierbestand (Tierart bzw. -kategorie) und zum Klima benötigt und es werden IPCC Default-EF verwendet. Der Tier-2-Ansatz sieht eine detaillierte Bestimmung der Methan-Emissionen aus dem Management von Wirtschaftsdüngern vor. Gemäß den IPCC-GPG (2000) kommt der Tier 2-Ansatz zur Anwendung, wenn ein signifikanter Anteil der Methan-Emissionen eines Landes aus Tierexkrementen stammt. Dies ist in Deutschland mindestens für Rinder, Milchkühe und Schweine der Fall.

Mit Hilfe detaillierter Daten zum Tierbestand und zum Umgang mit Wirtschaftsdüngern werden landesspezifische Emissionsfaktoren ermittelt. Diese können entweder direkt über Messungen und Modellbildung bestimmt oder implizit ermittelt werden. Für das implizite Vorgehen sind Angaben zur Futterration und Verdaulichkeit notwendig, sowie Daten zur Art des Wirtschaftsdüngers (fest oder flüssig) und zur Lagerung (Dauer, Temperaturverlauf, Lagersystem). Der Emissionsfaktor wird schließlich über folgende Gleichung ermittelt:

Gleichung 3: Ermittlung des impliziten Emissionsfaktors für Methan aus Tierexkrementen nach Tier 2

$$EF_i = VS_i \cdot a \cdot B_{oi} \cdot \rho_{CH4} \cdot \sum_{jk} MCF_{jk} \cdot MS_{ijk}$$

mit
- EF_i Emissionsfaktor für jede Subkategorie i [kg Tier^{-1} a^{-1} CH_4]
- a Zeitkonversion (365 d a^{-1})
- VS volatile solids (Ausscheidung leicht umsetzbarer Substanz, Trockenmasse DM) für die Subkategorie i [kg d^{-1} DM]
- B_{oi} Methan-Bildungspotential bezogen auf VS [m^3 kg^{-1}]
- ρ_{CH4} Dichte von Methan (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

Wie bereits bei den verdauungsbedingten Emissionen greift das Tier 2-Verfahren auf eine detaillierte Charakterisierung der Tierbestände zurück.

Die CH_4-Emissionen aus dem Management von Wirtschaftsdüngern wurden im deutschen Inventarbericht für Milchkühe, Rinder und Schweine als Hauptquellgruppe eingestuft. Da eine nicht ausreichend belastbare Datengrundlage vorliegt, werden die CH_4-Emissionen nur auf den Methoden, die im CORINAIR-Handbuch (EMEP, 2003) als einfachere Methode beschrieben sind, berechnet. Das entspricht der IPCC-Methode gemäß dem Tier-1-Ansatz für die Behandlung flüssiger Wirtschaftsdünger (IPCC-GPG, 2000: Tabelle 4.10). Die Emissionsfaktoren spiegeln die Situation Deutschlands im Prinzip wider. Für die Ausscheidungen (VS) und die maximale Methan-Bildungskapazität (B_o) werden noch die Default-Werte für Westeuropa benutzt (EMEP, 2003: Kapitel B1040-4 und IPCC, 1996b: Tabelle B-2). Die Berechnungen erfolgen für Landkreise (Dämmgen et al., 2004: Teil 3, Kap. 4.4).

6.2.2.2 Methodische Aspekte und Anforderungen CRF 4 B (N_2O, NO und N_2)

Zur Berechnung der Verluste von gasförmigen N-Spezies wird seit 2004 das Massenfluss-Verfahren (detaillierte Erläuterung hierzu siehe Anhang, Kapitel 14.4.3) nach EMEP/CORINAIR angewandt (siehe hierzu DÄMMGEN et al., 2004: Teil 3, Kap. 4.9).

Die Berechnungsverfahren für N_2O- und NO-Emissionen und die entsprechenden Standardwerte für Lagerungstypen wurden den IPCC Guidelines (1996b) entnommen. Sie wurden auf die Stickstoff-Mengen angewendet, die nach dem Massenfluss-Verfahren für die Lagerung berechnet wurden. Weder die IPCC Guidelines (1996) noch die IPCC-GPG (2000) klassifizieren die einzelnen Methoden zur Bestimmung der N_2O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management eindeutig in verschiedene Tiers. Exaktere Methoden arbeiten mit länderspezifischen Emissionsfaktoren für die Aufnahme, Retention (z.B. in Milch oder Wolle) und Ausscheidungen von Stickstoff sowie für die einzelnen Wirtschaftsdünger-Management-Systeme. Gemäß IPCC-GPG sollte die detaillierte Charakterisierung zum Einsatz kommen, wenn es sich bei den Emissionen um eine Hauptquellgruppe handelt. Viele Länder bezeichnen die von ihnen eingesetzten Methoden als Tier 1 und Tier 2. Dabei entspricht Tier 2 stets der Rechnung mit landesspezifischen Parametern. Allgemein erfolgt die Bestimmung der N_2O-Emissionen in den folgenden fünf Schritten:

- Angaben zum Tierbestand je nach Tierart und -kategorie
- Bestimmung der jährlichen N-Ausscheidung pro Tier einer Tierart/Kategorie
- Ermittlung der Verteilung der Tiere einer Tierart/Kategorie auf die verschiedenen Wirtschaftsdünger-Management -Systeme
- Ermittlung von Emissionsfaktoren für jedes Wirtschaftsdünger-Management-System
- Errechnen der Gesamtemissionen (Addition der Emissionen sämtlicher Subkategorien)

Die Gesamtemissionen werden gemäß IPCC Good Practice Guidance nach folgender Gleichung bestimmt:

Gleichung 4: Bestimmung der N_2O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management

$$E_{N2O-N} = \sum_{i,j} n_i \cdot m_{ex,i} \cdot x_{i,j} \cdot EF_j$$

mit E_{N2O-N} N_2O-N-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management
n_i Anzahl der Tiere einer Art/Kategorie i
$m_{ex,i}$ mittlere jährliche N-Ausscheidungen einer Tierart/Kategorie i
$x_{i,j}$ Anteil der jährlichen Ausscheidungen eine Tierart/Kategorie i, die einem bestimmten Wirtschaftsdünger-Management-System j unterliegt.
EF_j N_2O Emissionsfaktor für das Wirtschaftsdünger-Management-System j

Gemäß IPCC-GPG (2000) sind die Parameter der o.a. Formel durch statistische Erhebungen und Messungen zu ermitteln. Dabei sind Randbedingungen wie Belüftungssituation und Temperatur bei der Wirtschaftsdüngerlagerung zu berücksichtigen. Die gesamte Erhebung, Überprüfung der Daten und Dokumentation ist entsprechend aufwändig. In IPCC-GPG (2000) befinden sich jedoch auch Default-Werte für Emissionsfaktoren (Tabellen 4-12 und 4–13). Drei Datentypen sind jedoch für die Bestimmung der N_2O-Emissionen unumgänglich:

- Daten zum Tierbestand
- Häufigkeitsverteilung der verschiedenen Wirtschaftsdünger-Management-Systeme nach Tierart/Kategorie
- N-Ausscheidungen nach Tierart/Kategorie (inklusive einer Anpassung für Jungtiere)

Die N-Ausscheidungen gehen ebenfalls in die Berechnung der bodenbürtigen N_2O-Emissionen in CRF 4.D ein. Die Rechnung und Datengrundlage sollte daher für beide Quellen identisch sein.

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.

Bei den Rindern werden im Stoffflussmodell 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. Über die Häufigkeitsverteilungen wird bei LÜTTICH et al. (2004: Tabellen AI1005CAT.05, AI1005CAT.06, AI1005CAT.15 und ähnliche) informiert. Die Daten sind in den IPCC-Berichtstabellen 4.B(a) und 4.B(b) zusammengestellt (IPCC et al., 1997).

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. Die Angaben werden für jeden Landkreis mit Hilfe des Agrarsektormodells RAUMIS (1996) ermittelt. Im Prinzip resultiert für jede Tierkategorie und jeden Kreis in jedem Jahr ein anderer Emissionsfaktor (DÄMMGEN et al., 2004: Teil 3, Kapitel 4.4).

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, Bullen, Färsen und Mutterkühe. Bei den *Schweinen* werden jedoch bei der Berechnung der Emissionen der N-Spezies Mastschweine und Sauen getrennt behandelt. Die Emissionsfaktoren für Sauen schließen die Emissionen der Ferkel und der Eber ein. Das bisher verwendete Rechenverfahren für die Berechnung der CH_4-Emissionen benötigt die Gesamtzahl der Schweine als Aktivität. Bei den *Schafen* werden die Emissionen der N-Spezies aus den Angaben für die weiblichen Schafe zur Zucht berechnet, wobei der Emissionsfaktor Lämmer und Hammel einschließt. Die Emissionen von CH_4 dagegen werden aus den Zahlen der Gesamtpopulation der Schafe bestimmt. Die Zahlen für Pferde werden nur teilweise durch die amtlichen Tierzählungen erfasst.

In den Neuen Bundesländern waren Mutterschafe nicht gesondert gezählt worden. Bei der Fortschreibung der Tierzahlen ergab sich dann, dass die Zahl der Mutterschafe die der Schafe insgesamt deutlich überstieg. Die Anzahl der Mutterschafe wurde deshalb für Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen für die Jahre 1991, 1992 und 1993 unter Annahme konstanter Populationszusammensetzung berechnet.

6.2.2.4 Ausscheidungen

C-Spezies: Für Deutschland sind keine Ausscheidungen für „volatile solids“ verfügbar. Die Rechnungen stützen sich auf Default-Werte für Ausscheidungen (IPCC, 1996b: Tabellen B-1 und B-7):

Milchkühe	5,08	[kg Tier^{-1} d^{-1} C]
männliche und weibliche Mastrinder	2,99	[kg Tier^{-1} d^{-1} C]
Kälber	1,46	[kg Tier^{-1} d^{-1} C]
Mutterkühe	5,08	[kg Tier^{-1} d^{-1} C]
Schweine	0,50	[kg Tier^{-1} d^{-1} C]
Schafe	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]

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 berechnet:

$$m_{N_{excr}} = m_0 + a \cdot m_{milk}$$

mit	m_{Nexc}	Masse des ausgeschiedenen N	[kg Tier^{-1} a^{-1} N]
	m_0	48,5 kg Tier^{-1} a^{-1} N	
	a	0,0095 kg N (kg Milch)$^{-1}$	
	m_{milk}	Milchleistung	[kg Tier^{-1} a^{-1} Milch]

Eine zusätzliche Korrektur berücksichtigt die Fütterung (Anteil Gras/Grassilage). Milchleistungen werden kreisweise der Statistik entnommen, die Zusammensetzung der Ration kreisweise mit RAUMIS (1996) modelliert. Zu Einzelheiten der Methode siehe DÄMMGEN et al. (2004: Teil 3, Kapitel 4.9.1.), zur zeitlich und räumlich aufgelösten N-Ausscheidung siehe LÜTTICH et al. (2004).

Für alle anderen Tiere wurden die Angaben zu den N-Ausscheidungen der deutschen Literatur entnommen (DÄMMGEN et al., 2004: Teil 3, Kapitel 4.9.2 bis 4.9.9). 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]
Mastschweine	13	[kg Tier^{-1} a^{-1} N]
phasengefüttert	11	[kg Tier^{-1} a^{-1} N]
Sauen	36	[kg Tier^{-1} a^{-1} N]
phasengefüttert	29	[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]

Bei Tieren mit Lebensdauern < 1 a wurde die Zahlen für Tierplätze bei durchschnittlicher Umtriebzeit berechnet.

Der Anteil an leicht umsetzbarem Stickstoff (total ammoniacal N: TAN) wurde wie folgt angesetzt:

Rinder	0,50	[kg kg^{-1} N]
Schweine	0,66	[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]

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., 2004) Die Daten sind in den IPCC-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 muss unterschieden werden (z.B. Gülle-Separation, Biogas-Gewinnung, Festmist-Kompostierung). Aufgrund von fehlenden Hintergrundinformationen über die Aufbereitung von Düngern sowie der Häufigkeitsverteilungen für Gülle oder Rechenverfahren (Festmist) können keine Angaben beschrieben werden.

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. 10 % für die Tierzahlen und 30 % für die

Emissionsfaktoren von CH_4 und NH_3. Für die anderen Emissionsfaktoren sind die Fehler nicht bekannt.

Die Zeitreihe ist hinsichtlich der Tierzahlen, bedingt durch die Änderung des Agrarstatistikgesetzes, inkonsistent (zu Einzelheiten siehe 6.1.3.1), d.h. zwischen 1998 und 1999 tritt ein Bruch auf. 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 nicht 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.

Deutschland hat zur Zeit keine Zahlenbasis zur Beschreibung von Datenqualität bzw. Unsicherheiten. Es wird aktuell geprüft, inwieweit die Datenbasis verbessert werden kann.

6.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B)

Im Gegensatz zu früheren Berechungen wurden bei der Berechnung aller Emissionen auch die Tiere in den Stadtstaaten Bremen, Hamburg und Berlin eingeschlossen.

Die bisherigen Tierzahlen für die Mutterschafe wurden geändert, und zwar betrifft das Mecklenburg-Vorpommern und Thüringen (für die Jahre 1991-1993), Sachsen und Sachsen-Anhalt (für das Jahr 1991). Die Rekalkulationen wirken sich für diese Jahre auch für die Düngeranwendung, Weidegang etc. und deren abgeleitete Emissionen, Auswaschung, Deposition usw. aus.

6.2.5.1 Quellenspezifische Rückrechnungen (CH_4)

Rückrechnungen wurden aufgrund von Übertragungsfehlern bei allen Rindern erforderlich. Insbesondere der Emissionsfaktor für den Weidegang bei anderen Rindern war falsch.

Die Unterschiede sind in Abhängigkeit von der Tierkategorie erheblich (vergleiche Tabelle 67).

Tabelle 67: Vergleich der im NIR 2004 angegebenen CH_4-Emissionen E_{CH4} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement) [Tg a^{-1} CH_4].

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NIR 2004	1,61	1,40	1,36	1,33	1,38	1,35	1,35	1,39	1,34	1,33	1,30	1,31	1,31	
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

6.2.5.2 Quellenspezifische Rückrechnungen (NMVOC)

Bei den NMVOC-Emissionen aus landwirtschaftlichen Nutzpflanzen waren die Werte um den Faktor 10^3 zu hoch. NMVOC-Emissionen werden unter Verwendung der jeweiligen NH_3-

Emissionen für eine Tierart berechnet. Da diese bei Schafen aus der Zahl der Muttertiere bestimmt werden, ergeben sich geringfügige Änderungen für die Jahre 1991 bis 1993. Sie sind in den gerundeten Tabellen nicht mehr erkennbar

6.2.5.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (N_2O, NO, N_2)

Für die Quellgruppe wurden keine Rückrechnungen vorgenommen. Für das Jahr 2002 liegen offizielle Zahlen vor.

Tabelle 68: Vergleich der im NIR 2004 und NIR 2005 angegebenen N_2O-Emissionen E_{N2O} aus der Tierhaltung (Wirtschaftsdüngermanagement). Angaben für Deutschland [Gg a^{-1} N_2O].

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NIR 2004	14,4	12,8	12,5	12,4	10,1	10,1	10,2	10,1	10,0	9,8	9,7	9,8	9,8	
NIR 2005	14,4	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

Es ergaben sich nur Fehler bei der Übertragung in die CRF Tabellen:

- Bewirtschaftete organische Böden (Cultivation of Histosols)
  Die eingetragenen Emissionsmenge war um den Faktor 10^3 zu niedrig; die Formel für die Berechnung des impliziten Emissionsfaktors war falsch verknüpft.
- Berechnung der N-Ausscheidung bezogen auf die Haltungsart (Animal waste management system, AWMS)
  In den CRF-Tabellen 2003 wurden IPCC Default EF unter AWMS berichtet; in den CRF-Tabellen 2004 bezogen sich die AWMS-Daten auf kg/Stk. Die jeweiligen Einträge waren falsch. In den CRF Tabellen 2005 wurden die AWMS-Daten gemäß dem dazugehörigen IPCC-Verfahren (IPCC, Workbook, 1996a: S. 4.9) berechnet.

6.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.B)

Deutschland wird im NIR 2006 über Emissionen aus der Ziegen-Haltung berichten. Darüber hinaus wird die Berechnung der Emissionen aus der Schweinehaltung nach Tier 2 erfolgen.

Für den NIR 2006 ist vorgesehen, CH_4-Emissionen aus der Rinderhaltung unter Zugrundelegung deutscher Werte für *volatile solids* zu verwenden, die aus der Berechnung der Energieflüsse der Fermenation bei der Verdauung abgeleitet sind.

Das Massenfluss-Modell zur Berechnung von Emissionen N-haltiger Spezies bedarf im Bereich der oxidierten Spezies einer Aktualisierung. Insbesondere sind die Emissionsfaktoren auf TAN abzustimmen.

Die Anwendung des Massenfluss-Modells (siehe DÄMMGEN et al., 2004: Teil 3, Kapitel 4.9) setzt voraus, dass die Datenbasis zur Beschreibung der Häufigkeitsverteilungen der Rationsgestaltung bei Milchkühen sowie der Stalltypen, Lagerungsverfahren und Ausbringungsmethoden durch Umfragen ermittelt worden ist. Das Massenflussmodell wird in internationaler Zusammenarbeit erweitert und aktualisiert.

6.3 Reisanbau (4.C)

In Deutschland wird kein Reis angebaut (NO).

6.4 Landwirtschaftliche Böden (4.D)

6.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.D)

CRF 4.D					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Agricultural Soil, Direct Soil Emissions (CRF 4.D.1)	l / t	N_2O	2,22 %	2,32 %	steigend
Agricultural Soil, Indirect Emissions (CRF 4.D.3)	l / -	N_2O	1,10 %	1,10 %	stagniert

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[134] (EF)	IE	CS	NO	NO	NO	C/D	C/D	NO	C	NO
EF Unsicherheiten in %		50				50				
Unsicherheitenverteilung[135]		-				-				
Methode EF-Ermittlung[136]		CS				C/CS				

Die Quellgruppe Landwirtschaftliche Böden (4.D) ist für indirekte Emissionen nach der Emissionshöhe und für direkte Emissionen nach Emissionshöhe und Trend eine Hauptquellgruppe.

Mikrobielle Umsetzungen (Nitrifikation und Denitrifikation) von Stickstoffverbindungen 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 entscheidende Größe bei der Ermittlung der N_2O-Emissionen. Nur ein Teil dieser Emissionen ist natürlich. Direkte und indirekte anthropogene Stickstoff-Einträge in die Böden erhöhen diese Emission, aber auch Bearbeitungsmaßnahmen beeinflussen die Lachgas-Emission.

Als direkte N-Einträge gelten N_2O-Emissionen durch die Anwendung von Mineral- und Wirtschaftsdünger, Klärschlammaufbringung, Leguminosenanbau, die Einarbeitung von Pflanzenrückständen in den Boden, durch Tierexkremente aus der Weidehaltung sowie durch N-Mineralisierung bei der Bewirtschaftung von organischen Böden.

Das Inventar enthält direkte N_2O-, NO- und NH_3-Emissionen aus der Stickstoff-Düngung mit mineralischen N-Düngern, Wirtschaftsdüngern sowie aus der biologischen N-Fixierung und Pflanzenrückständen im Boden. N_2O-Emissionen durch die Bewirtschaftung von organischen Böden sind ebenfalls als eine direkte Emissionsquelle eingeschlossen.

Indirekte N_2O-Emissionen aus der Landwirtschaft stammen aus folgenden Eintragspfaden:

- Aus Auswaschung und Oberflächenabfluss von gedüngten Flächen,
- aus atmosphärischer Deposition von NH_3 und NO_x aus landwirtschaftlichen Quellen;
- aus Auswaschung aus aufgebrachten Klärschlämmen oder eingetragenen Abwässern, die in Oberflächengewässer gelangen.

Dabei geht stets auch durch die Landwirtschaft eingesetzter Stickstoff verloren, die reaktiven Spezies gelangen als Deposition (Nitrat-N, Ammonium-N) in andere Ökosysteme. Die Eintragspfade „Bildung von N_2O aus NH_3 in der Atmosphäre durch anthropogene NH_3-Emissionen“, „Einträge aus Abwässern und Verarbeitungsanlagen der Nahrungsmittelindustrie“ sind ebenfalls Emissionsquellen, werden in der IPCC-Methodik

134 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
135 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
136 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

aber nicht berücksichtigt. Für das Inventar werden indirekte N_2O-Emissionen aus der atmosphärischen Deposition von reaktiven N-Spezies (NH_3 und NO) aus landwirtschaftlichen Quellen, dem ausgewaschenen N und dem Abfluss von aufgebrachtem N berechnet. Deutschland berichtet noch nicht über Emissionen, die aus der Anwendung von Klärschlämmen resultieren.

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 Berechnungen erfolgen jeweils für Bundesländer. Erstmals sind die Düngerverkäufe in den Stadtstaaten einbezogen.

Die Ergebnisse der Rechnungen sind in Tabelle 69 dargestellt. Danach nehmen die Emissionen von 1990 auf 2003 ab.

Tabelle 69: N_2O- und NO-Emissionen E_{N2O},und E_{NO} aus landwirtschaftlich genutzten Böden. Angaben [Gg a^{-1} N_2O] bzw. [Gg a^{-1} NO].

Jahr	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
E_{N2O}	142	130	126	122	116	121	121	120	121	124	127	12	119	119
E_{NO}	66	60	57	56	52	55	55	54	55	56	57	55	54	53
E_{NH3}	122	111	105	109	99	110	111	112	115	122	126	131	129	127

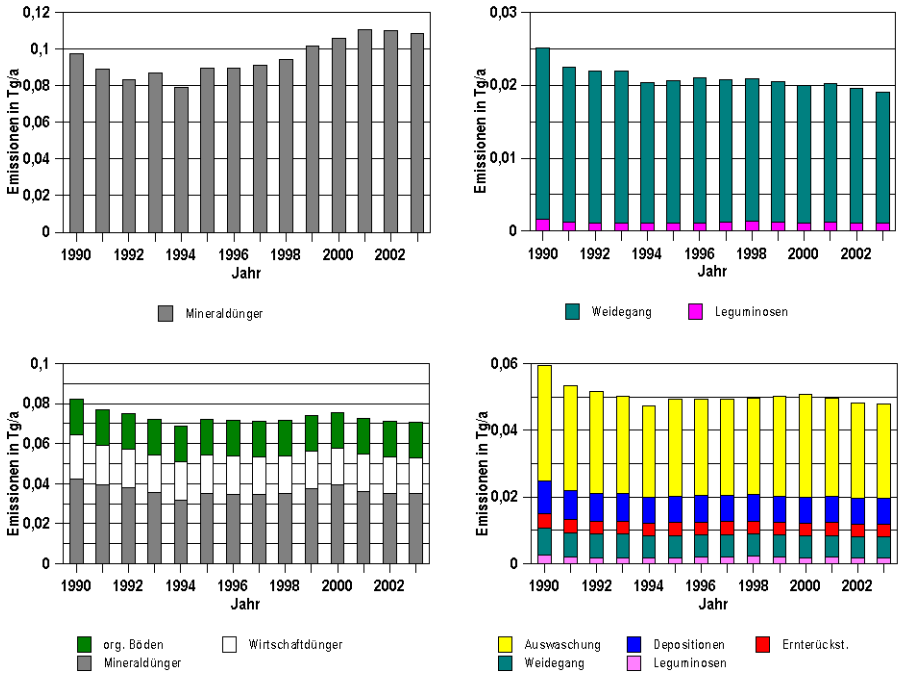


Abbildung 49: Zeitreihen der NH3-Emissionen ENH3 aus Böden (oben) und der N2O-Emissionen aus Böden (unten). Mit N gedüngte Systeme jeweils links, ungedüngte jeweils rechts. Angaben [Tg a-1 NH3 und N2O].

Der größere Anteil an N_2O-Emissionen (30 %) aus Böden kann dem Einsatz von Mineraldüngern im Boden zugewiesen werden. Für die indirekten Emissionen aus der Auswaschung beträgt der Anteil an den N_2O-Emissionen 25 %, für Wirtschaftsdünger und für

organische Böden je etwa 15 %. Der Rest setzt sich aus Weidegang, Leguminosen, Ernterückstand und den indirekten Emissionen der Deposition 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 85 % im Jahr 2003 (vorläufiger Wert).

Der Quellgruppe 4.D Landwirtschaftliche Böden sind im ZSE Kulturen mit und ohne Düngeranwendung zugeordnet.

Abbildung 50: Strukturzuordnung 4.D Landwirtschaftliche Böden

6.4.2 Methodische Aspekte und Anforderungen (4.D)

In den IPCC-GPG (2000) werden die Verfahren Tier 1a und Tier 1b für die Ermittlung **direkter Lachgas-Emissionen** aus landwirtschaftlichen Böden beschrieben. Dabei repräsentiert Tier 1a das etwas ältere Vorgehen gemäß den 1996 IPCC Guidelines und Tier 1b das Vorgehen gemäß IPCC-GPG (2000), das größere Präzision hinsichtlich der Entwicklung einzelner Terme aufweist. Liegen jedoch keine genaueren Aktivitätsdaten vor, kann die Berechnung auch nach Tier 1a erfolgen. Liegen detailliertere landesspezifische Methoden vor, sollten diese zur Anwendung kommen und ausreichend dokumentiert werden. Diese Methoden werden von verschiedenen Staaten als Tier 2 bezeichnet. Prinzipiell erfolgt die Berechnung bei beiden Verfahren in folgenden Schritten:

1. Bestimmung des N-Inputs durch die Landwirtschaft
2. Bestimmung der Emissionsfaktoren für die einzelnen N-Inputs
3. Errechnen der Gesamtemissionen

Das Tier 1a-Verfahren differenziert zwischen zwei verschiedenen Emissionsfaktoren, einen für die Emissionen durch N-Input und einen für die Emissionen aus der Bewirtschaftung organischer Böden (IPCC-GPG, 2000; S. 4-54):

Gleichung 5: Tier 1a zur Bestimmung der direkten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden

$$E_{N_2O,\,direkt} = \left[\left(m_{SN} + m_{AM} + m_{BN} + m_{CR}\right)\cdot EF_1 + \left(A_{OS}\cdot EF_2\right)\right]$$

mit
- $E_{N2O,\,direkt}$ N_2O-Emissionen [kg a^{-1} N]
- m_{SN} jährliche Gabe synthetischer Dünger, bereinigt um NH_3- und NO_X-Emission [kg a^{-1} N]
- m_{AM} jährliche Gabe an Wirtschaftsdüngern, bereinigt um NH_3- und NO_X-Emission [kg a^{-1} N]
- m_{BN} jährliche N-Fixierung durch Leguminosen [kg a^{-1} N]
- m_{CR} jährliche N-Rückführung durch Pflanzenreste [kg a^{-1}]
- EF_1 Emissionsfaktor für Emissionen aus den N-Inputs [kg * kg^{-1} N]
- A_{OS} Fläche bewirtschafteter organischer Böden [ha]
- EF_2 Emissionsfaktor für Emissionen aus der Bewirtschaftung organischer Böden [kg ha^{-1} a^{-1} N]

Im detaillierteren Tier 1b werden dagegen stärker disaggregierte Emissionsfaktoren für die verschiedenen N-Einträge verwendet. Der N-Anteil der Dünger, der nach der Ausbringung als NH_3 emittiert, wird von den aufgebrachten Mengen abgezogen, weil dieser Teil in der Berechnung der indirekten Emissionen einbezogen wird:

Gleichung 6: Tier 1b zur Bestimmung der direkten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden

$$E_{N2O,direkt} = \sum_i \left\{ \left[\left(m_{SN} + m_{AM} \right)_i \cdot EF_i \right] + \left[\left(m_{BN} + m_{CR} \right) \cdot EF_1 \right] + \left(A_{OS} \cdot EF_2 \right) \right\}$$

mit EF_i Emissionsfaktor für Emissionen aus der Düngerapplikation für verschiedene Bedingungen i

EF_1 Emissionsfaktor für Emissionen aus der biologischen Fixierung und aus Rückführung von Pflanzenresten (siehe oben)

Ein Term für die Aufbringung von Klärschlämmen kann in die Gleichung eingefügt werden. Für die Klärschlammaufbringung gibt es jedoch bisher keine Default-EF im IPCC-Regelwerk.

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 aber in IPCC Good Practice Guidance (2000) im Kapitel zu N_2O-Emissionen aus dem Wirtschaftsdünger-Management.

Der Grad der Disaggregierung der einzelnen Gleichungsterme kann im einzelnen nach Datenverfügbarkeit gewählt werden. Auf diese Weise können sich auch beide Vorgehensweisen Tier 1a und 1b kombinieren. Auf den Seiten 4.54 bis 4.59 der IPCC-GPG (2000) sind detailliertere Gleichungen der einzelnen Terme beschrieben.

Prinzipiell sollten detaillierte landesspezifische Daten herangezogen werden, insbesondere wenn die Emissionen eine Hauptquellgruppe darstellen. Die Emissionsfaktoren sollten auf Messungen beruhen und über einen längeren Zeitraum erfolgen, damit die Schwankungen in den biogeochemischen Prozessen ausreichend erfasst sind. Bei fehlenden Daten sind die Emissionsfaktoren anderer Länder mit vergleichbaren Bedingungen eine Alternative. Andernfalls können die einfacheren IPCC-Schätzwerte verwendet werden.

Daten zur Düngeranwendung sollten aus offiziellen Statistiken entnommen werden und mit internationalen Daten (z.B. IFA oder FAO) verglichen werden. Für den Anteil an N aus der Düngeranwendung, das als NH_3 oder NO_x ausgast, kann eine Verlustrate von 10 % angenommen werden, falls keine landesspezifischen Daten vorliegen. Die Datengrundlage zur Ermittlung der N-Einträge durch Wirtschaftsdünger sollte die gleiche sein, wie bei der Ermittlung der Emissionen aus der Tierhaltung.

Auch wenn die Länder keine landesspezifischen Emissionsfaktoren zur Verfügung haben, sollten die Aktivitätsdaten so detailliert wie möglich erhoben werden, um zukünftig auf einfache Weise Verbesserungen vornehmen zu können.

Prinzipiell erfolgt die Berechnung der **indirekten Emissionen** 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. Emissionsfaktoren für die einzelnen N-Inputs bestimmen
3. Errechnen der Gesamtemissionen

Die allgemeine Gleichung der IPCC-Guidelines zur Bestimmung der indirekten N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlichen Böden lautet:

$$E_{N2O,indirekt} = E_{N2O,ge} + E_{N2O,l} + E_{N2O,s}$$

mit
- $E_{N2O(indirekt)}$ Lachgas-Emissionen angegeben [kg a^{-1} N]
- $E_{N2O,ge}$ Lachgas-Emission aus der Emission von NO_x und NH_3 aus Dünger, Mist und Gülle und deren nachfolgender atmosphärische Deposition [kg a^{-1} N]
- $E_{N2O,l}$ Lachgas-Emission aus Oberflächenabluss und Auswaschung aufgebrachter Dünger [kg a^{-1} N]
- $E_{N2O,s}$ Lachgas-Emission aus der Entsorgung von Abwässern in Oberflächengewässer [kg a^{-1} N]

Wie bei den direkten Emissionen wird zwischen der Tier 1a-Methode und der Tier 1b unterschieden. Sowohl bei der Berechnung der Emissionen aus Volatilisation/Deposition als auch bei den Emissionen aus Auswaschung und Oberflächenabfluss unterscheiden sich die beiden Verfahren Tie 1a und Tier 1b in der Zahl der berücksichtigten N-Quellen. Als Beispiel für die Tier-1a und Tier-1b-Methoden wird hier die Berechnung der N_2O-Emissionen aus der atmosphärische Deposition beschrieben.

Die N_2O-Emissionen aus der atmosphärischen Deposition werden nach der folgenden Gleichung (Tier 1a) berechnet:

$$E_{N2O,ge} = \left[\left(m_{N,fert} \cdot x_{fert}\right) + \left(m_{N,ex} \cdot x_{ex}\right)\right] \cdot EF_4$$

mit:
- $E_{N2O,ge}$ Lachgas-Emission aus der Emission von NO_x und NH_3 aus Düngern und deren nachfolgender atmosphärischer Deposition [kg a^{-1} N]
- $m_{N, fert}$ Menge des aufgebrachten Mineraldüngers [kg 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 ausgeschiedenem Wirtschaftsdünger [kg 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 [kg kg^{-1} N]

Die Tier-1b-Methode berücksichtigt weitere indirekte N-Depositionen neben der Düngung. Hierzu zählt z.B. die N-Emission aus aufgebrachtem Klärschlamm.

In der IPCC-GPG (2000) wird für jede der drei Quellen (N-Deposition, Auswaschung, N aus Abwässern) ein eigener Default-Emissionsfaktor (EF_4, EF_5, EF_6) angegeben, der die Lachgasbildung beschreibt (IPCC-GPG, 2000: Tab, 4.18). Es wird ausdrücklich darauf verwiesen, dass diese Default-Emissionsfaktoren verwendet werden sollten, wenn nicht gründlich dokumentierte und überprüfte nationale Emissionsfaktoren zur Verfügung stehen. Insgesamt sind die Emissionsfaktoren für die Berechnung der indirekten N_2O-Emissionen mit hohen Unsicherheiten behaftet.

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 Jahr übernommen. Die Berechnung der Emissionen für 2003 beruht auf vorläufigen Angaben der Flächennutzung.

6.4.2.1 Methan-Konsumption von landwirtschaftlichen Böden (4.D)

Die Berechnung der CH_4-Deposition beruht auf einem Vorschlag von BOECKX & 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).

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 (Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al, 2004: Teil 3, Kapitel 4.1.5).

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, die Einträge aus Wirtschaftsdüngern folgen aus den Berechnungen der N-Flüsse im Wirtschaftsdünger-Management. Als Aktivitätsdaten dienen die (je Bundesland) verkauften Mineraldünger-Mengen. (Zu Einzelheiten siehe DÄMMGEN et al., 2004: Kapitel 4.1.1).

N_2O-Emissionen aus der Klärschlamm-Aufbringung in der Landwirtschaft werden derzeit nicht berichtet, da Aktivitätsdaten fehlen. IPCC gibt keine Emissionsfaktoren für die Klärschlamm-Aufbringung auf landwirtschaftliche Nutzflächen an. Die Emissionen werden in den IPCC-Guidelines (1996: S. 4.110) für vernachlässigbar gehalten.

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., 2004: Teil 3, Kapitel 4.2.1) und nationalen Mittelwerten der flächenspezifischen N-Fixierung berechnet.

Gleichung 7: 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:

N_2O	0,0125	[kg kg^{-1} N]
NO	0,007	[kg kg^{-1} N]

Gleichung 8 leitet sich unmittelbar aus Gleichung 4.21 Good Practice Guidance 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 $\Sigma(A_i\ m_{NF,i})$; die Angabe einer Fläche im NIR 2004 war unzutreffend.

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:

$$E_{N2O_{Crop}} = EF_{N2O} \cdot m_{N_{Crop}} \cdot A_{Crop}$$

mit $E_{N2O,\ Crop}$ N_2O-Emission aus dem Anbau einer Feldfrucht
EF_{N2O} Emissionsfaktor
$m_{N,\ Crop}$ Stickstoffmenge in Ernterückständen
A_{Crop} Anbauflächen einer Feldfrucht

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:

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. (2004: Teil 1, Kapitel 2.3.2.6) zusammengestellt.

In den CRF Tabellen (Version 14.06.04) 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)

Lachgasemissionen 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. 2004: Kapitel 6.2). Als Emissionsfaktor wurde der "neue" Default-Faktor EF_2 (Good Practice Guidance: 8 kg ha^{-1} a^{-1} N_2O-N, Tabelle 4.17) verwendet. Im vergangenen Jahr wurde "alte" EF_2 (IPCC-Guidelines, 1996: 5 kg ha^{-1} a^{-1} N_2O-N) eingesetzt.

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., 2004, Teil 3, Kapitel 4.9).

Als Emissionsfaktoren werden verwendet (EMEP, 2003, B1010-13 und IPCC et al., 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 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. 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).

Laut der GAS-EM-Dokumentation (DÄMMGEN et al., 2002) werden die N_2O-Emissionen gemäß der folgenden Formel berechnet:

$$E_{N2O,I} = (m_{man} + m_{fert}) \cdot x_{leach} \cdot EF_5$$

mit:
- $E_{N2O,I}$ Emissionsrate für N_2O aus Auswaschung und Oberflächenabfluss [kg a^{-1} N]
- m_{man} N-Eintrag mit Wirtschaftsdüngern [kg a^{-1} N]
- m_{fert} N-Eintrag mit Mineraldüngern [kg a^{-1} N]
- x_{leach} Anteil des auswaschbaren N [kg kg^{-1} N]
- EF_5 Emissionsfaktor für ausgewaschenes oder abgeflossenes N [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 Kap. 6.1.4). Deutschland hat zur Zeit keine Zahlenbasis zur 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)

Die Einbeziehung der in den Stadtstaaten verkauften Mineraldünger-Mengen führt zu einer merklichen Erhöhung der direkten Emissionen von N_2O, NO und NH_3 und der indirekten Emissionen von N_2O. Dies schlägt sich in den Gesamtemissionen aus Böden allerdings kaum nieder.

Tabelle 70: Vergleich der im NIR 2004 und NIR 2005 angegebenen N_2O-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. [Tg a^{-1} N_2O].

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NIR 2004	0,14	0,13	0,13	0,12	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	
NIR 2005	0,14	0,13	0,13	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13	0,12	0,12	0,12

Tabelle 71: Vergleich der im NIR 2004 und NIR 2005 angegebenen NO-Emissionen aus landwirtschaftlich genutzten Böden. [Tg a^{-1} NO].

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
NIR 2004	0,065	0,059	0,057	0,055	0,051	0,054	0,054	0,054	0,055	0,056	0,057	0,055	0,054	
NIR 2005	0,066	0,060	0,057	0,056	0,052	0,055	0,055	0,054	0,055	0,056	0,057	0,055	0,054	0,053

Bei den NMVOC-Emissionen aus landwirtschaftlichen Nutzpflanzen waren die Werte um den Faktor 10^3 zu hoch.

6.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.D)

Im November 2004 fand ein nationaler Workshop statt. Unter anderem wurden die Ergebnisse aus der Internationalen Inventarüberprüfung für die Lachgas-Bestimmung aus Böden diskutiert und für Verbesserungen der Quellgruppe herangezogen. Die Eignung und zukünftige Verwendung von vorhandenen prozessorientierten Modellen zur Berechnung der direkten und indirekten Emissionen soll geprüft werden. In diesem Zusammenhang ist geplant die verwendeten Methoden, insbesondere für die Ermittlung von Emissionen aus Ernterückständen, näher zu Erläutern.

Deutschland wird im NIR 2006 über Emissionen durch die Ziegen-Haltung berichten.

Die der Emissionsberechnung zugrundegelegten statistischen Angaben müssen zukünftig mit Angaben über Fehler und Streuung erweitert werden, um die von IPCC geforderten Unsicherheiten berechnen zu können. Das UBA hat zur Durchführung von Expertenschätzungen einen Leitfaden erstellt.

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.)

Es sind keine weiteren Emissionsquellen für Treibhausgase bekannt.

7 LANDNUTZUNG-, LANDNUTZUNGSSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (5)

7.1 Wälder(5.A)

Grundlage der Berichterstattung ist die Walddefinition der Bundeswaldinventur (BWI)[137]. In der Aufnahmeanweisung der BWI werden folgende Wald-Unterkategorien unterschieden:

- produktiver Wald, Holzboden[138]
- unproduktiver Wald[139], Holzboden[138]
- Wald, Blöße[140]
- Wald, Nichtholzboden[141]

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.

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.

[137] 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).

[138] Holzbodenfläche ist der Teil der Waldfläche, der mit Forstpflanzen bestockt ist und der Holzproduktion dient.

[139] Unproduktive Waldflächen sind Latschen- und Grünerlenfelder, Strauchflächen (jedoch keine Blößen) und sonstige gering bestockte oder wenig produktive Waldflächen (≤ 1 m³ dGZ/ha).

[140] Blößen sind vorübergehend unbestockte Holzbodenflächen.

[141] 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.

7.1.1 Verbleibende Waldfläche (Forest Land remaining Forest Land) (5.A.1)

7.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A.1)

CRF 5.A					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[142] (EF)	CS									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[143]										
Methode EF-Ermittlung[144]	CS/T2[145]									

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.

142 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
143 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
144 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
145 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.

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 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[146].

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, 2003: Tab. 8.27.2, Inlandsabsatz von

[146] weitere Information: http://www.bundeswaldinventur.de bzw. http://www.bundeswaldinventur.de/Verdichtung.gif

Düngemitteln) und der Statistik der DDR hergeleitet. Ab 1993/94 werden die Ergebnisse für das vereinte Deutschland erhoben und veröffentlicht.

Angaben zu den Waldbrandflächen 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; 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 1 und 2) der C-Vorratsbestimmung nach der Stock-Change-Method wurde daher in die Form nach Gleichung 3 gebracht. Der erste Teil der Gleichung 3 (Derbholz, Astholz) wurde auf jeden Baum angewandt, der zweite Teil auf die Bestandeswerte. Anschließend wurde aus den Bestandeswerten der Gesamtwert hochgerechnet.

Gleichung 9

$$\Delta C = \left(C_{t_2} - C_{t_1}\right) / \left(t_2 - t_1\right)$$

Gleichung 10

$$C = \left[V \bullet D \bullet BEF\right] \bullet \left(1 + R\right) \bullet CF$$

Gleichung 11

$$C = [V \bullet D_D + V \bullet D_A \bullet (VEF - 1)] \bullet (1 + R) \bullet CF$$

Derbholz Astholz Wurzelholz

mit:
C = Kohlenstoffvorrat
V = Derbholzvolumen
D_D = Raumdichte Derbholz
D_A = Raumdichte Äste
BEF = Biomasseexpansionsfaktor
VEF = Volumenexpansionsfaktor[147]
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.

[147] 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 72: Gesamtvorräte C, verbleibender Wald, mit Schätzung der relativen Standardabweichung

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 %)**

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 12 hergeleitet:

Gleichung 12

$$R = r_0 * \left(1 - \frac{\beta_V}{100}\right)$$

mit:
R=Raumdichte (g/cm^3)
r_0=Rohdichte (g/cm^3)
ß$_V$=Volumenschwundmaß

Nach Gleichung 11 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 beruhen auf den Tabellen von GRUNDNER & SCHWAPPACH (1952) für Derbholz und Baumholz, aus denen eine lineare Regression abgeleitet wurde. 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 119). Diese Trennung wurde beibehalten, da die Tafeln auf getrennten Grundgesamtheiten aufbauen.

Damit ergibt sich folgender Zusammenhang für die jeweilige baumarten- und altersspezifische Volumenexpansionsfunktion :

Gleichung 13

$$VEF = \frac{B}{D} = \frac{a + bD}{D}$$

mit:
B = Baumholzvolumen
D = Derbholzvolumen
a, b = Regressionsparameter
VEF = Volumenexpansionsfunktion

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, 2003). 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[148], ALN[149], 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.

[148] ALH = alle anderen Laubbäume hoher Lebenserwartung
[149] 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 128), während die relativen Standarbweichung als Übersicht in Tabelle 72 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)

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 73: 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 74) aufgeteilt.

Tabelle 74: 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 Neuwaldfläche 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)

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)

7.2 Ackerland (5.B)

Die CO_2 - Gesamtemissionen aus der Ackerlandbewirtschaftung werden für das Jahr 2003 auf 25.078,18 Gg CO_2 abgeschätzt. Dabei entfielen 20.352 Gg CO_2 auf die Freisetzung aus ackerbaulich genutzten Mooren, deren Anteil an der Ackerfläche Deutschlands nur 4 % beträgt. 3.225 Gg CO_2 entstammen mineralischen Böden durch Freisetzung infolge von Nutzungsänderungen in Ackerland oder Umstellung von perennierenden auf einjährige Kulturen bzw. umgekehrt. Infolge dieser Landnutzungsänderungen wurden in der oberirdischen Biomasse 36 Gg CO_2 festgelegt. Durch Kalkung wurden zusätzlich 1.537 Gg

CO_2 freigesetzt. Diese Summe bezieht sich unspezifisch auf die gesamte landwirtschaftliche Nutzfläche, wurde aber insgesamt der Ackerlandbewirtschaftung zugeordnet.

Die Schätzung der CO_2-Emissionen infolge von Landnutzungsänderung für Biomasse und Mineralböden ist sehr konservativ, da bei der praktizierten Vorgehensweise (Nettobetrachtung der Flächennutzungsänderung über lange Zeiträume) der größte Teil der tatsächlichen Flächennutzungsänderung nicht erfasst wird (Untersuchungen ergaben Hinweise darauf, dass die tatsächlichen Flächennutzungsänderung 60 – 100-fach größer sein kann).

7.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.B)

CRF 5.B					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[150] (EF)	CS/D									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[151]										
Methode EF-Ermittlung[152]	CS/T2 [153]									

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).

150 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
151 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
152 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
153 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.

7.2.2 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 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.

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:

$$\Delta C = C_f - C_i = A * EF * C_{gew.} - A * C_{gew}$$

Δ C: 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 kreis- und nutzungsspezifischer Kohlenstoffvorrat in t/ha (hergeleitet aus BUEK 1000, CORINE, BOHE und FE)

Aus dieser Berechnung ergeben sich dann aufgegliedert nach Nutzungskategorie neue gewichtete Bodenkohlenstoffvorräte. Diese werden ermittelt, mittels Division des neu berechneten Bodenkohlenstoffkreisvorrats für jede Nutzungskategorie durch die „neue" Fläche.

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 $ha^{-1}a^{-1}$, HÖPER (2002) von 4,6 – 16,5 t $ha^{-1}a^{-1}$, wobei Moore unter Ackerland mit 10,6 – 16,5 t $ha^{-1}a^{-1}$ angeführt werden. Daraus wurde für den Bericht für Grünland ein Emissionsfaktor von 5 t $ha^{-1}a^{-1}$ und für Ackerland von 11 t $ha^{-1}a^{-1}$ 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 die von der Änderung betroffene 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 und 2003 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 und 2003 lagen die Erhebungsdaten der BOHE 2003 noch nicht vor, so dass davon ausgegangen wurde, dass die Veränderungen denen von 2001 entsprechen(siehe auch Kapitel 14.5.2.5 im Anhang).

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 14.5.2.6). 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 neu berechnete Werte für alle Jahre seit 1990 vorgelegt, da:

- erstmalig die Kohlenstoffvorratsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen für Mineralböden und die Biomasse abgeschätzt wurden die Verwaltungsgrenzen dem aktuellen Kreisreformschlüssel (1998) angepasst wurden
- die Berichterstattung auf die neuen CRF - Tabellen umgestellt wurde
- Durch die vollständige Rückrechnung der Daten ist das Tabellenwerk konsistent.

7.2.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.B)

Folgende konkrete Schritte sollen zur Verbesserung der Kohlenstoffinventare im kommenden Jahr durchgeführt werden:

4. Verbesserungen, die eine vollständige Erfassung der Landnutzungsänderungen und die Rekonstruktion des Zustandes 1990 ermöglichen:
   - Nutzung aller potentiell verfügbaren BOHE- und FE – Daten auf Gemeindeebene (1989 – 2003)
   - Nutzung der CORINE 2000 – Daten
   - Kontinuierlicher Übergang zur Nutzung von Daten mit Raumbezug, InVeKoS - und ergänzenden ATKIS - Daten
5. Verbesserungen zur Abschätzung der Kohlenstoffvorräte:
   - Nutzung einer verbesserten Bodenkarte (Karte der Humusgehalte der Böden Deutschlands)
   - Verbesserung bei den verwendeten E – Faktoren für Böden
   - Überprüfung der Nutzung von Modellen zur Berechnung der Kohlenstoffvorratsänderungen in Böden
   - Verwendung genauerer Werte für Kohlenstoffvorräte in perennierenden Pflanzen (Obstgehölze, Weinstöcke).
   - Verwendung genauerer Werte für Kohlenstoffvorräte in der unterirdischen Biomasse

Weitere Anmerkungen siehe Kapitel 14.5.2.6 im Anhang.

7.3 Grünland (5.C)

Die anthropogen bedingten CO_2-Emissionen aus Grünland wurden für das Jahr 2003 mit 16.737 Gg abgeschätzt. Dabei wurden 16.876 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 14.5.2.5 im Anhang.

7.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. C)

CRF 5.C					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[154] (EF)	CS/D									
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[155]										
Methode EF-Ermittlung[156]	CS/T2 [157]									

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

154 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
155 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
156 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
157 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.

7.4 Wetland (5.D)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

7.4.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. D)

7.4.2 Methodische Aspekte (5. D)

7.4.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. D)

7.4.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. D)

7.4.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. D)

7.4.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. D)

7.5 Siedlungen (5.E)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

7.5.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. E)

7.5.2 Methodische Aspekte (5. E)

7.5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. E)

7.5.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. E)

7.5.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. E)

7.5.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. E)

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).

n 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. Eine Schätzung aufgrund der Ergebnisse der Bundeswaldinventur war nur für die alten Bundesländer möglich; die tatsächlichen Flächen- und Vorratsabgänge werden hierdurch unterschätzt.

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. 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 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 CRF5 nachrichtlich genannten Nettoemission aus Waldumwandlung nicht berücksichtigt.

Für die C-Vorratsverluste aus Totholz, Streu und Boden kann nur eine aller erste Grobschätzung nach Durchschnittsvorräten aus der BWI und der BZE vorgelegt werden. Die Ergebnisse (s. Anhang, Tabelle 131) 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.

7.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. F)

7.6.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. F)

7.6.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. F)

7.6.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. F)

7.7 Andere Bereiche (5.G)

Emissionen dieser Quellgruppe werden zur Zeit nicht berichtet.

7.7.1 Beschreibung der Quellgruppe (5. G)

7.7.2 Methodische Aspekte (5. G)

7.7.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5. G)

7.7.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (5. G)

7.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5. G)

7.7.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5. G)

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Solid waste diposal on land	l / t	CH_4	2,53 %	1,14 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[158] (EF)		CS								
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[159]										
Methode EF-Ermittlung[160]		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. Im Rahmen der Berichterstattung werden Andere Quellen (6.A.3) unter CRF 6.A.1 mit berichtet (siehe Kapitel 8.1.2).

Der Quellgruppe 6.A Festmülldeponierung an Land sind im ZSE der deponierte Hausmüll und Klärschlamm zugeordnet.

Abbildung 51: Strukturzuordnung 6A Abfall

8.1.1 Geordnete Deponierung – Deponierung von Siedlungsabfällen (6.A.1)

8.1.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.A.1)

In der Bundesrepublik Deutschland werden derzeit etwa 330 Siedlungsabfalldeponien (Hausmülldeponien) betrieben. Strenge rechtliche Anforderungen verlangen bereits heute technische Einrichtungen zur Fassung und Behandlung des Deponiegases und gewährleisten eine weitgehende Minderung der Methanemissionen dieser Anlagen. Aufgrund der rechtlichen und abfallwirtschaftlichen Anforderungen konnten die Mengen abgelagerter Siedlungsabfälle auf Deponien seit 1990 um etwa ⅔ verringert werden. Diese Minderung erklärt sich durch die getrennte Erfassung und Verwertung von Abfallfraktionen (Bioabfall, Verpackungen, Papier usw.) sowie die zunehmende Behandlung der Abfälle in Müllverbrennungsanlagen. Aufgrund dieser Maßnahmen (Deponiegasfassung, getrennte Erfassung zur Verwertung und Abfallbehandlung) verringerten sich die Methanemissionen aus Deponien gegenüber dem Bezugsjahr 1990 um mehr als 60 %.

Durch die neuen, weitergehenden Anforderungen der Abfallablagerungs- und der Deponieverordnung werden bis Juni 2005 etwa ⅔ der Deponien schließen. Auf den weiterbetrieben Deponien dürfen ab diesem Zeitpunkt nur noch Abfälle abgelagert werden,

158 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
159 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
160 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

die strenge Zuordnungskriterien einhalten und deren Deponiegasbildung gegenüber unbehandelten Abfällen weit über 90 % gemindert ist. Zur Einhaltung der Zuordnungskriterien ist eine Vorbehandlung der Siedlungsabfälle durch thermische oder mechanisch-biologischen Verfahren erforderlich.

Durch die Vorbehandlung werden die abgelagerten Abfallmengen gegenüber 2003 um weitere 60 - 70 % reduziert. 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) 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.

Bislang wurde in Deutschland die Default-Methode zur Ermittlung der Methanemissionen von Deponien genutzt. Diese 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 6A eine Hauptquellgruppe darstellt. Derzeit ist in Deutschland diese Quellgruppe hinsichtlich der Emissionshöhe und dem Trend eine Hauptquellgruppe.
- Die Default Methode führt insbesondere dann zu einer Unterschätzung der Emissionen, wenn die deponierten Abfallmengen rückläufig sind, was in Deutschland der Fall ist. Diese Problematik verschärft sich in Deutschland insbesondere nach Ablauf der Übergangsfristen der Abfallablagerungsverordung zum 1. Juni 2005. Ab diesem Zeitpunkt ist keine Deponierung von Abfällen zugelassen, die einen Glühverlust von größer 5 Gew.-% besitzen.[161] Mit anderen Worten eine Deponierung von Abfällen mit signifikanter Methanbildung ist zukünftig nicht mehr möglich. Dies führt letztendlich dazu, dass durch die Bestimmung mittels der Default-Methode ab 2005 kaum mehr Methanemissionen berechnet und berichtet würden. Wenn man jedoch den tatsächlichen zeitlichen Verlauf der Methanbildung näher betrachtet, dann stellt sich heraus, dass die Deponien noch über Jahre hinweg Methan emittieren, wie es durch den kinetischen Ansatz der FOD-Methode abgebildet wird.

Daher wurden die CH_4 -Emissionen im folgenden mit der FOD-Methode (Tier 2) berechnet.

161 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).

Im Folgenden wird die FOD-Methode zur Bestimmung der Methanerzeugung auf Deponien und die verwendeten Parameter näher erläutert. Die FOD-Methode wird nach Gleichung 14 berechnet:[162]

Gleichung 14

$$CH_4 \text{ erzeugt im Jahr } t\ (Gg/Jahr) = \sum_x [(A * k * MSW_T(x) * MSW_F(x) * L_0(x) * e^{-k(t-x)}]$$

$$mit: L_0(GgCH_4/kgAbfall) = MCF * DOC * DOC_F * F * 16/12$$

$$für\ x = erstes\ Jahr\ bis\ t$$

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

Für k liegen keine einzelnen Messergebnisse vor, daher wurde in der Berechnung vom IPCC Default-Wert von 0.05 für k (entspricht einer Halbwertszeit von ca. 14 Jahren) ausgegangen.

Für das Endergebnis der CH_4-Emissionen wird dann das erfasste und energetisch genutzte Methan abgezogen, außerdem wird ein Korrekturfaktor angewandt, der die Oxidierung des Methans in den Deckschichten der Deponien berücksichtigt, wie Gleichung 15 wiederspiegelt:

Gleichung 15

$$CH_4 \text{ emittiert in Jahr t (Gg/Jahr)} = (CH_4 \text{ erzeugt in Jahr t} - R(t)) \bullet (1 - OX)$$

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´s aufweisen.

Das Aufkommen an Siedlungsabfall (Haus- und Gewerbemüll), sowie die deponierten Anteile werden den Statistiken des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS, 1991-2004) entnommen, die auf jährlichen Erhebungen der Art, Herkunft und Verbleib der Abfälle und auf zweijährigen Erhebungen bestimmter Ausstattungsmerkmale der befragten Abfallanlagen beruhen (siehe auch Kapitel 14.6.1). Die Erhebungen der Abfallmengen begannen auf

162 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).

Grundlage des Umweltstatistikgesetz von 1974 im Jahr 1975. Die Abfallmengen für den Zeitraum von 1970 bis 1975 wurden auf Grundlage der Bevölkerungsdaten extrapoliert. Die jüngsten Daten in entsprechender Differenzierung liegen für das Jahr 2000 vor. Für 2001 und 2002 wurde von konstanten Mengen im Vergleich zu 2000 ausgegangen. Diese Daten werden neu berechnet, sobald die entsprechenden Fachserien des Statistischen Bundesamtes vorliegen.

Für das Abfallaufkommen und die deponierten Abfallmengen für den Zeitraum 1970 bis 1990 besteht die Schwierigkeit, dass es keine einheitliche statistische Grundlage für Gesamtdeutschland für das Abfallaufkommen sowie dessen Entsorgung gibt. Die Daten aus der ehemaligen DDR können nicht einfach aus den durchschnittlichen Daten der alten Bundesländer abgeleitet werden, da es deutliche Unterschiede gab: Das durchschnittliche Abfallaufkommen (Siedlungsabfall) pro Kopf der Bevölkerung lag mit ca. 175 kg/a deutlich niedriger als in der Bundesrepublik Deutschland, wo ca. 365 kg/Jahr Hausmüll anfielen (BMU, 1990: S. 27). Aus der Wendezeit liegen vom Ministerium für Naturschutz, Umweltschutz und Wasserwirtschaft für vier verschiedene Jahre (1983, 1985, 1988, 1989) statistische Angaben für das Aufkommen an Siedlungsabfall für das Gebiet der ehemaligen DDR vor (MNUW, 1990), aus welchen über die Bevölkerungsdaten die Siedlungsabfallmengen für die ehemalige DDR für den Zeitraum 1970-1990 abgeleitet wurden. Schwierig wird der Datenvergleich auch weil die Abfallmengen in der ehemaligen DDR in den meisten Quellen in m^3 erfasst wurden, und für eine Umrechnung in Tonnen genauere Angaben über die Zusammensetzung fehlen.

Für die Jahre 1990 und 1993, sowie seit 1996 liegen differenzierte Angaben für die deponierten Mengen einzelner Fraktionen der Siedlungsabfälle vor (z.B. Hausmüll, Sperrmüll, kompostierbare Abfälle, Garten- und Parkabfälle). Für die Jahre vor 1990 wurden die deponierten Anteile aus dem Jahr 1990 als konstant angenommen. Für fehlende Jahre nach 1990 wurde zwischen bekannten Jahren interpoliert. Die Deponie war die grundsätzliche Form der Abfallbeseitigung in der ehemaligen DDR, daher wurde eine 100%ige Deponierung der Siedlungsabfälle für den Zeitraum 1970-1990 angenommen.

8.1.1.2.1 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.

8.1.1.2.2 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 Tabelle 75 enthalten. Die Fraktionen in Tabelle 75 basieren auf den Abfallfraktionen, für die über die Zeitreihe 1990 –2002 auch Daten über die deponierten Abfallmengen vorliegen. Es sind nationale Untersuchungen zu einzelnen DOC-Fraktionen des Hausmülls (Papier, Glas, Textilien etc.) verfügbar, allerdings keine verlässlichen Daten zu den deponierten Abfallmengen dieser Fraktionen, so dass auch die DOC-Werte auf stärker aggregierter Ebene verwendet werden mussten.

Tabelle 75: Verwendete DOC-Werte

Fraktion	DOC	Quelle
Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle	18%	WALLMANN, 1999, S.118/119
Siedlungsabfälle ehemalige DDR	15%	Annahme geringerer DOC als Hausmüll ABL, höherer mineralischer Anteil
Kompostierbare Abfälle aus der Biotonne	15%	IPCC Default für Nahrungsmittel
Sperrmüll	31%	ÖKO-INSTITUT 2002, S. 12ff
Straßenkehricht	18%	WALLMANN, 1999, S.118/119
Marktabfälle	15%	IPCC Default für Nahrungsmittel
Garten- und Parkabfälle	17%	IPCC Default
Klärschlamm	30%	MUNLV 2001, S. 205ff

Für die in Tabelle 75 enthaltenen Fraktionen liegen Zeitreihen vor bzw. können aus bestehenden Daten abgeleitet werden. Für die aufgeführten Fraktionen wurden konstante DOC-Werte für alle Jahre angenommen, da keine Daten für eine zeitliche Anpassung der DOC-Werte für Hausmüll oder Sperrmüll vorliegen. Insgesamt hatten die abfallwirtschaftlichen Maßnahmen im Verlauf der 1990er Jahre (z.B. zunehmende Getrenntsammlung von Bioabfällen, Papier und Verpackungsabfällen) verschiedene gegenläufige Effekte und Experten halten eine Konstanz der genannten Terme im Endergebnis für realistisch.

8.1.1.2.3 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.

Der Anteil Kohlenstoff, der tatsächlich in Gas umgewandelt wird, dürfte bei Klärschlamm deutlich niedriger liegen als bei Siedlungsabfall, da es sich bei Klärschlamm in der Regel um ein weitgehend ausgefaultes Produkt aus der Schlammbehandlung auf Kläranlagen handelt. Die biologische Aktivität dürfte daher vergleichsweise gering sein. Zudem wird Klärschlamm vor Deponierung häufig gekalkt. Der resultierende pH-Wert liegt dann deutlich oberhalb dem von Methanbildnern bevorzugten neutralen Bereich. Mangels Klärschlamm-spezifischer Daten wird als Näherung auf die in der Literatur zitierte Abbaurate von Kohlenstoff basierend auf dem Output der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung von 10% zurückgegriffen (WALLMANN, 1999).

In Ostdeutschland wurden im Jahr 1988 29% der Klärschlämme deponiert. Die deponierten Klärschlämme wurden zuvor entwässert und einer Schlammfaulung in offenen Becken unterzogen. Es ist nicht anzunehmen, dass eine Kalkung der Klärschlämme erfolgte. In diesem Fall wäre auch während der Deponierung noch mit einem relevanten Emissionspotenzial von Methan auszugehen. Bei (UBA, 1993) wird von einem Faktor DOC_F = 40%, also einem größeren Anteil des in Deponiegas umgewandelten Anteils an organischem Kohlenstoff ausgegangen. Dieser Faktor deckt sich auch mit Angaben in (ATV, 1996) und wird in der Zeitreihe auf den Anteil der bis 1994 in Ostdeutschland generierten Klärschlämme angesetzt.

8.1.1.2.4 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).

8.1.1.2.5 Halbwertszeit

Es wurde eine Halbwertszeit von 5 Jahren angenommen, woraus sich für k (Konstante für die Methanerzeugungsrate) ein Wert von 0.14 ergibt. Die Halbwertszeit liegt deutlich unterhalb des IPCC Default-Wertes von 14 Jahren. Die geringe nationale Halbwertszeit wurde aus verschiedenen Angaben und Literaturwerten nationaler Experten abgeleitet. So gibt EHRIG (1997) eine Halbwertszeit von 3.5 bis 6 Jahren an, RETTENBERGER (1998) gibt eine Halbwertszeit von 4 bis 6 Jahren für nationale Deponien an. Der niedrigere Halbwertszeit kann mit der Zusammensetzung der deponierten Abfälle, sowie der spezifischen Einlagerungstechnologien in den Deponiekörper zusammenhängen, die in Deutschland schon sehr früh speziell entwickelt wurden und die optimale Abbaubedingungen schaffen sollten.

8.1.1.2.6 Deponiegasnutzung

In Deutschland sind derzeit 75% des verfüllten Deponievolumens an eine Deponiegaserfassung angeschlossen (FHG ISI, 2003: S. 3). Durch die Gaserfassungssysteme werden ca. 50% des entstehenden Deponiegases erfasst. Im Jahr 1993 waren lediglich 35% der Deponien an eine Gaserfassung angeschlossen (UBA, 1994) und die Erfassung begann prinzipiell erst in den 80er Jahren. Anhand dieser Eckdaten wurden die CH_4-Mengen berechnet, die aufgrund der Gasnutzung von der Methanerzeugung abgezogen werden müssen. In 2002 ergab diese Berechnung, dass ca. 63% des erzeugten Methans tatsächlich emittiert werden.

Die energetische Deponiegasnutzung wird im Energiesektor erfasst und berichtet. Eine grobe Umrechnung der hier getroffenen Annahmen in Energiedaten und ein Vergleich mit anderen Datenquellen zur energetischen Deponiegasnutzung zeigt, dass die gewählte Methode zu konservativen Ergebnissen führt und die Deponiegasnutzung im Vergleich zu anderen Quellen eher unterschätzt und damit ein konservatives Verfahren darstellt.

8.1.1.2.7 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

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 14.6.1.2 dargestellt

Über den langen Zeitraum von dreißig Jahren der Aktivitätsdaten entstehen zwangsläufig Inkonsistenzen der Zeitreihen. In Deutschland vor allem durch die deutsche Wiedervereinigung und die Zusammenführung zweier verschiedener Wirtschafts- und statistischer Systeme, sowie generell in der Abfallwirtschaft durch eine Weiterentwicklung der Gesetzgebung und der Abfallstatistik.

Seit dem Jahr 1996 ist die Erfassung des Abfallaufkommens und der Abfallbeseitigung im Produzierenden Gewerbe erheblich modifiziert und die Abfallverwertung wesentlich stärker in der Statistik berücksichtigt worden. Nach dem neuen Umweltstatistikgesetz wird das Abfallaufkommen sowie seine Herkunft nur noch über die an die Entsorgungsanlagen angelieferten Abfälle ermittelt. Daraus resultiert eine eingeschränkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse der abfallstatistischen Erhebungen ab 1996 mit den bisher veröffentlichten Zahlen der Jahre 1993 und früher (vor allem hinsichtlich der ausgewiesenen Abfallfraktionen). Diese Veränderungen wurden beim Aufbau des Berechnungsmodell berücksichtigt.

In Abschnitt 8.1.1.2 wurde erläutert, mit welchen Methoden trotz dieser Schwierigkeiten konsistente Zeitreihen erreicht wurden.

8.1.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/ -kontrolle und Verifizierung (6.A.1)

Die gewählten Parameter wurden mit den Daten anderer Staaten verglichen. Insbesondere die länderspezifischen Daten für DOC für den Siedlungsabfall liegen eher hoch gegenüber anderen europäischen Staaten, was auf eine eher konservative Abschätzung schließen lässt.

Für die Deponiegasnutzung wurden verschiedene 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.

8.1.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A.1)

Die gesamte Zeitreihe der CH_4 -Emissionen aus der Deponierung von Siedlungsabfällen von 1990 bis 2002 wurde unter Verwendung einer Tier 2-Methode neu berechnet.

8.1.1.6 Geplante Verbesserungen (6.A.1)

Im Rahmen der Förderung der erneuerbaren Energien wird auch die Statistik und die Berichterstattung über erneuerbare Energien verbessert. In diesem Zusammenhang wird angestrebt, die Datensituation zur Deponiegasnutzung zu verbessern. Derzeit liegen verschiedene Datenquellen mit abweichenden Werten vor. Für die CH_4-Emissionen aus der Abfalldeponierung wurde eine konservative Abschätzung getroffen. Hier sollten weitere

Aktivitäten erfolgen, die auch zu einer verbesserten Genauigkeit der Inventarberechnung führen können und zu einem verbesserten Abgleich der Daten aus der Statistik zu erneuerbaren Energien (Biomassenutzung) führen.

Gewerbeabfälle sind in der Abschätzung für Siedlungsabfälle enthalten. Emissionen aus industriellen Abfällen werden derzeit nicht berechnet. Es liegen zwar Daten über die Abfallmengen aus verschiedenen Branchen vor, nicht jedoch über deren Zusammensetzung (Papier, Holz oder Biomüllanteile), so dass hier keine Default-DOC-Werte verwendet werden können bzw. keine Daten über DOC-Werte für Abfälle verschiedener Branchen vorliegen und auf dieser Basis bisher keine weiteren Berechnungen durchgeführt werden können.

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. 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 wird derzeit zwar statistisch erfasst, welche Abfallmengen in Anlagen zur mechanisch-biologischen Behandlung verarbeitet werden, es werden jedoch noch keine deponierten Mengen an BMA-Rückständen in den Abfallstatistiken berichtet. Daher werden die in MBA-Anlagen behandelten Abfälle derzeit 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. Es ist geplant, die CH_4-Emissionen aus der Deponierung von MBA-Rückständen gesondert zu berechnet, sobald 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 52: Strukturzuordnung 6B 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		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[163] (EF)	NE	D/CS	NO	NO	NO	D	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[164]										
Methode EF-Ermittlung[165]										

Die Quellgruppe Methanemissionen der industriellen Abwasser- und Schlammbehandlung (6.B.1) ist keine 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.

163 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
164 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
165 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

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**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
Wastewater Handling, Domestic and Commercial	- / t	CH_4	0,18 %	0,01 %	fallend

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[166] (EF)	NE	D/CS	NO	NO	NO	D	NO	NO	NO	NO
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[167]										
Methode EF-Ermittlung[168]										

Die Quellgruppe Kommunale Abwasserbehandlung ist dem Trend nach eine Hauptquellgruppe.

Die kommunale *Abwasserbehandlung* erfolgt in Deutschland – ähnlich wie in Schweden und Dänemark –unter aeroben Bedingungen (kommunale Kläranlagen, Kleinkläranlagen) d. h. es treten keine Methanemissionen auf (Default Wert MCF = 0), da diese nur unter anaeroben Bedingungen entstehen können.

Eine Ausnahme bildet die Behandlung der Abwassermengen von Einwohnern (human sewage), die nicht an die Kanalisation bzw. Kleinkläranlagen angeschlossen sind: in abflusslosen Gruben können teilweise unkontrollierte Prozesse (teils aerob, teils anaerob) ablaufen, die zur Methanbildung führen. Die organische Fracht, die in abflusslose Gruben geleitet wird, wurde seit 1990 drastisch reduziert; der Anschlussgrad an Kleinkläranlagen hat sich, insbesondere in Ostdeutschland, stetig erhöht.

8.2.2.1.2 Methodische Aspekte (6.B.2)

Die organische Fracht der abflusslosen Gruben wird entsprechend der IPCC-Methode ermittelt, indem die Einwohnerzahl (EW) mit der durchschnittlichen organischen Fracht pro Einwohner multipliziert wird, vergleiche Tabelle 76. 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 für Deutschland angenommen.

Tabelle 76: Organische Fracht des Abwassers in abflusslosen Gruben (1990-2003)

Organische Fracht in:	**BSB_5 [kt/a]**													
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
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*
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; Berechnungen ÖKO-INSTITUT, 2004b)

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

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

168 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

Die Methanemissionen aus abflusslosen Gruben werden entsprechend der IPCC Methode ermittelt. Es wird der IPCC Default-Wert für das Methanbildungspotenzial sowie einen 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.

$$CH_4(abflusslose\ Gruben) = 24\,419\,000\ kg\ BSB_5\ x\ 0{,}6\ kg\ CH_4\ /\ kg\ BSB_5\ x\ 0{,}5$$

Tabelle 77: Methanemissionen aus abflusslosen Gruben (1990-2003)

Methan emissionen aus:	[kt CH_4]													
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
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

(DESTATIS, Fachserie 19 Reihe 2.1, 2003; IPCC Default Wert; Berechnungen ÖKO-INSTITUT 2004b)

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 2001linear interpoliert. Die Aktivitätsraten für 1990 hingegen wurden aus der Zeitreihe 1991 bis 1995 extrapoliert. Die Aktivitätsdaten für 2002 und 2003 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

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´s, kann es jedoch zu einer Abfackelung des Faulgases kommen. Bei beiden Behandlungsarten gelangen jedoch 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 78 aufgeführt.

Tabelle 78: 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)[169]. 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 1992 bis 1994 vom Umweltbundesamt fortgeschrieben.

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)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit erarbeitet.

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 entsteht (AUST, o.J.).

169 Der Emissionsfaktor wurde ermittelt indem die Differenz aus den Methanemissionen der psychrophilen Schlammstabilisierung in den neuen Bundesländern und der anfallenden Klärschlammenge gebildet worden ist.

8.2.2.3.2 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)[170] 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[171] abgeleitet werden.
- Von der FAO wird für Deutschland eine durchschnittliche Eiweißzufuhr pro Person und Tag zwischen 91g und 98 g ermittelt (vergleiche Tabelle 79).[172]

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 79: Tägliche Eiweißzufuhr pro Person in Deutschland

	[g/Einwohner und Tag]													
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Eiweißzufuhr	98	97	96	92	95	94	96	91	96	96	96	98	98	*97*

Kursive Zahl: Extrapolierter Wert

(FAO, o.J.)

Tabelle 80: Bevölkerung in Deutschland (1990-2002)

	[in 1000]													
	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Einwohner	79.36	79.98	80.59	81.17	81.42	81.66	81.89	82.05	82.02	82.08	82.18	82.44	82.53	82.53

(DESTATIS, 1991-2004)

Mit Hilfe von Tabelle 79 und Tabelle 80 sowie der IPCC-Methode können die Lachgasemissionen ermittelt werden, vergleiche Tabelle 81.

170 Der Ernährungsbericht wird im vierjährigen Rhythmus herausgegeben.
171 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.
172 http://apps.fao.org/page/collections; Emailverkehr mit FAO (27.10.2003).

$$N_2O_{(s)} = \text{Protein} \; x \; Frac_{NPR} \; x \; NR_{PEOPLE} \; x \; EF_6$$ dabei:

$N_2O_{(s)} = N_2O$ Emissionen des menschlichen Abwassers $(kg\ N_2O-N/a)$

$\text{Protein} =$ jährlicher 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 81: Lachgasemissionen in Deutschland nach IPCC-Methode 1990-2003

	[t N_20]													
N_20	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Emissionen	7.138	7.120	7.100	6.854	7.099	7.044	7.215	6.852	7.227	7.232	7.241	7.414	7.423	7.347

(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.

Es wurde der durchschnittliche tägliche Proteinbedarf der FAO-Datenbasis für die Berechnungen zugrundegelegt, 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)

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 134).

Im Rahmen der Qualitätssicherung ist vorgesehen, den bislang 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.

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit erarbeitet.

8.2.2.3.5 Quellgruppenspezifische Rückrechnungen (6.B.2)

Umfangreiche Rückrechnungen wurden im NIR 2004 (UBA, 2004a) berichtet. Aktuell wurden keine Rückrechnungen durchgeführt.

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.)

Es sind keine weiteren Emissionsquellen für Treibhausgase bekannt.

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 erstmals Rückrechnungen und Verbesserungen der Inventare dokumentiert, die zwischen der CRF Ausspielung des Berichtsjahrs 2004 und der des Berichtsjahrs 2005 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 zugrundezulegen 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).

Die Rückrechnung der F-Gase werden in diesem Kapitel nicht gesondert betrachtet, weil dieser Bereich derzeit vollständig überarbeitet wird.

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 Reviewergebnissen 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 2005 nach Quellgruppen

Die Inventare enthalten Verbesserungen in den Bereichen (Abbildung 53):

Energie:

- geänderte N_2O-Emissionsfaktoren auf Grund von Änderungen in der Interpolation für Großfeuerungsanlagen (1.A.1)
- geänderte Emissionen in der *Verarbeitenden Industrie* (1.A.2)
- neue Emissionsfaktoren auf Grund deutlicher Verbesserung der Treibstoffeffizienz von Flugzeugantrieben in den Jahren 2000 bis 2002 (1.A.3a und internationaler Flugverkehr)
- neue Aktivitätsraten durch neue Verbrauchsdaten im Straßenverkehr (1.A.3b)
- geänderte Emissionsfaktoren für stationäre Quellen aufgrund von Methodenvereinheitlichung insbesondere für die Jahre von 1990 bis 1994 (1.A.4 und 1.A.5)
- neue CH_4 Aktivitätsraten nach Technikänderung im Bereich diffuse Emissionen aus Brennstoffen (1.B)

Industrieprozesse:

- neue Aktivitätsraten in der Zementproduktion (2.A.1)
- neue Aktivitätsraten in der Kalkproduktion (2.A.2)
- Veränderung der Aggregation (2.A.5 und 2.A.6)
- neue Aktivitätsraten in der Glasproduktion (2.A.7) aufgrund aktueller Statistik
- Verwendung ungerundeter Aktivitätsraten (2.B.1 und 2.B.2)
- neue Emissionsangaben Adipinsäureproduktion (2.B.3)
- Ersterfassung Calciumcarbidproduktion (2.B.4)
- Ersterfassung Methanol und Ethylendichlorid unter Methanemissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5)

Landwirtschaft:

- geänderte CH_4 Emissionsfaktoren (4.A.1a)
- neue Aktivitätsraten für Milchkühe und andere Rinder (Neuerfassung 4.A.1, 4.B.1)
- geänderte CH_4 Emissionsfaktoren für andere Rinder aufgrund von Fehlerkorrektur (4.B.1b)
- neue Aktivitätsraten für N_2O in Böden infolge von Änderungen im Tierbestand der Milchkühe und anderen Rinder (4.D)

Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft:

- Die Daten wurden für die gesamte Zeitreihe nach der neuen CRF Struktur berechnet und hier als Gesamtwert übertragen.
- neue Daten, die Vorratszunahme (Holzzunahme) ist höher als in früheren Schätzungen (5)
- Einbeziehung unterirdischer Biomasse, verbesserte Berechnungsmethoden und veränderte Schätzung des Ausgangsvorrats (5)
- Ersterfassung der Kohlenstoffspeicherung von Mineralböden (5)

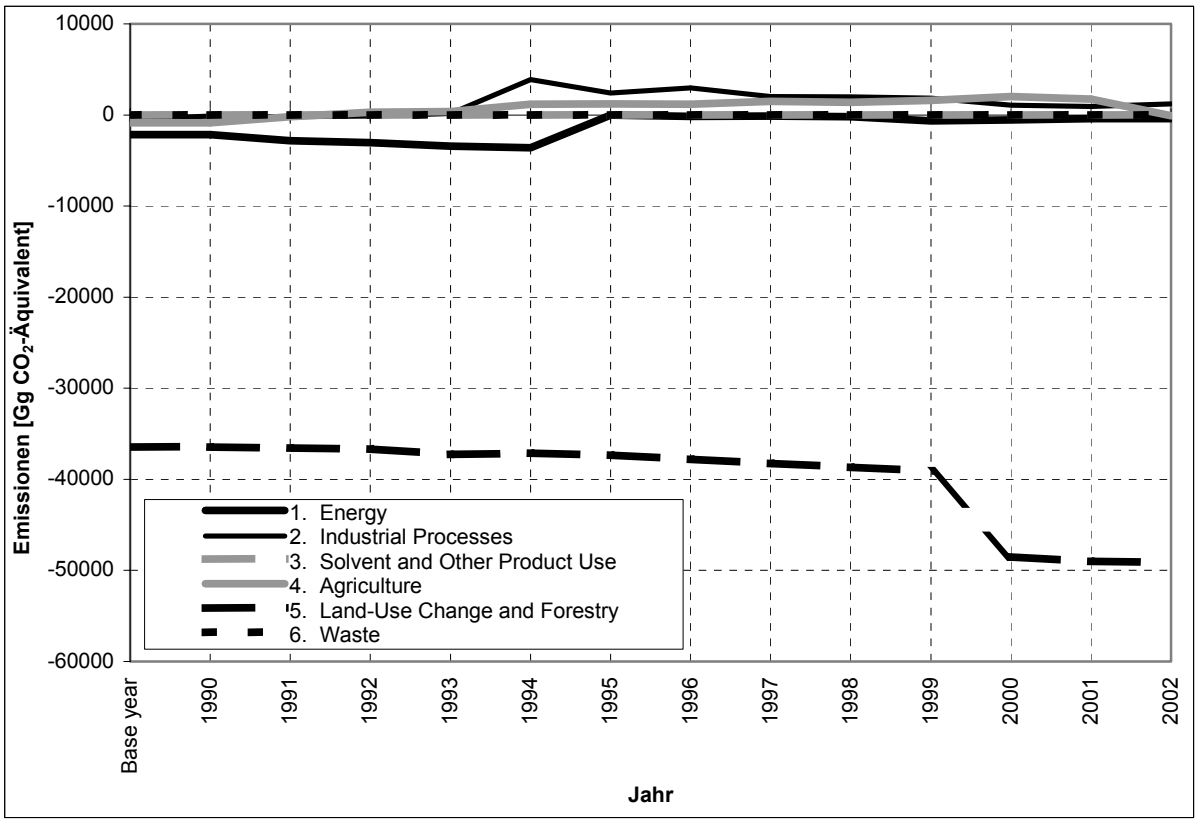


Abbildung 53: Änderung der quellgruppenspezifischen Gesamtemissionen über alle Schadstoffe im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für die gesamte Zeitreihe

10.1.3 Rückrechnungen im Berichtsjahr 2005 nach Schadstoffen

CO_2 Rückrechnung erfolgte in folgenden Quellgruppen (Abbildung 54):

- Ziviler Flugverkehr (1.A.3a)
- Straßenverkehr (1.A.3b)
- Zementproduktion (2.A.1)
- Kalkproduktion (2.A.2)
- Glasproduktion (2.A.7)
- Verwendung ungerundeter Aktivitätsraten (2.B.1 und 2.B.2)
- Ersterfassung Calciumcarbidproduktion (2.B.4)
- Ersterfassung Methanol und Ethylendichlorid unter Methanemissionen aus sonstigen Produktionsprozessen (2.B.5)
- Emissionen und Festlegungen in Böden (5)

N_2O /CH_4 Rückrechnung erfolgte in folgenden Quellgruppen (Abbildung 54):

- geänderte N_2O-Emissionsfaktoren auf Grund von Änderungen in der Interpolation für Großfeuerungsanlagen (1.A.1)
- Ziviler Flugverkehr (1.A.3)
- stationäre Quellen (1.A.4)
- stationäre Quellen (1.A.5)
- neue CH_4 Aktivitätsraten nach Technikänderung im Bereich diffuse Emissionen aus Brennstoffen (1.B)
- Internationale Seeschiffahrt (1.BU.2)

- Verwendung ungerundeter Aktivitätsraten (2.B.1 und 2.B.2)
- Adipinsäureproduktion (2.B.3) N_2O
- Ersterfassung Calciumcarbidproduktion (2.B.4)
- andere chemische Produktion (2.B.5)
- Wirtschaftsdüngermanagement (4.B.1)
- Landwirtschaftliche Böden (4.D)

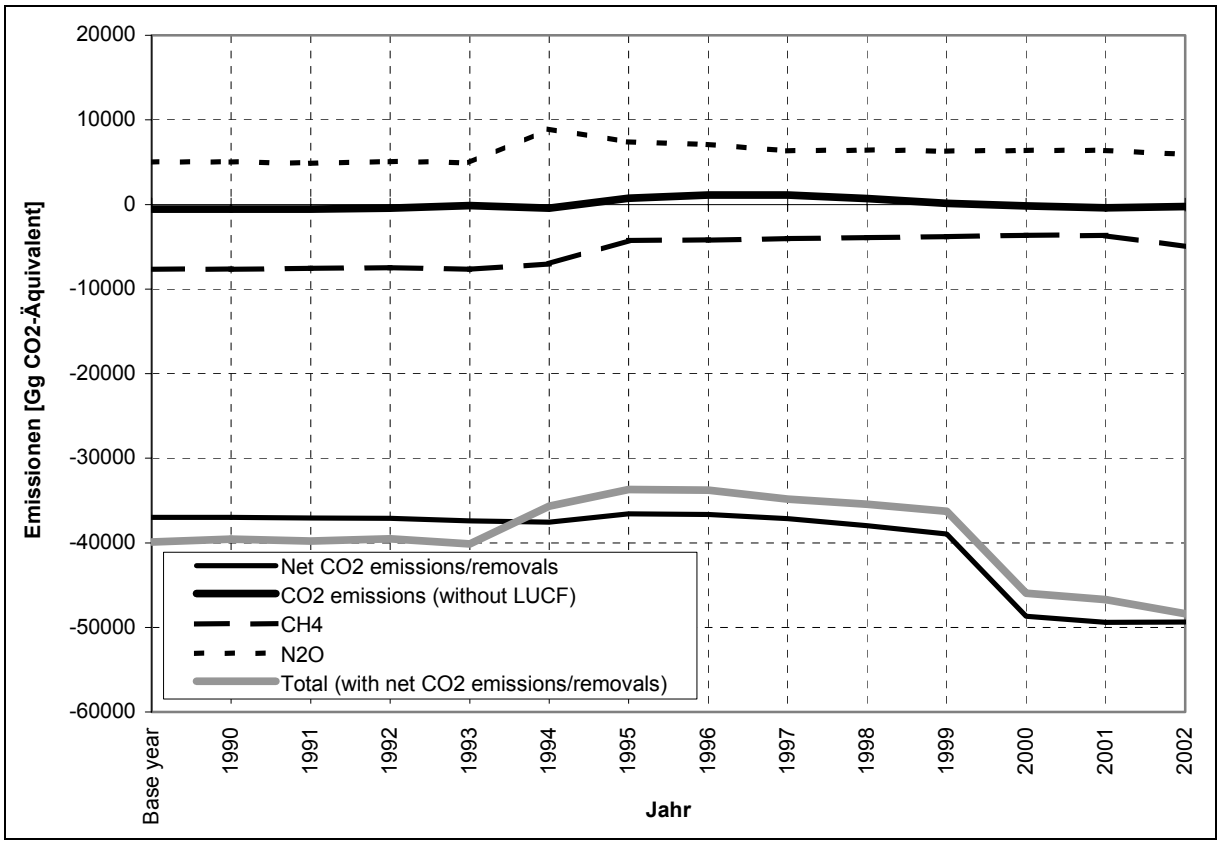


Abbildung 54: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für die gesamte Zeitreihe

10.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe

10.2.1 Auswirkung auf die Emissionshöhe des Basisjahrs

Für das **Basisjahr** verringerte sich nach Rückrechnung die Gesamtemission über alle Quellgruppen und Schadstoffe im Vergleich zur Berechnung aus dem Berichtsjahr 2004 um 39912 CO_2 Äquivalente (Gg) (Tabelle 82). Dies entspricht einer Änderung von - 3,3%. Die größte Änderung über alle Schadstoffe ergab sich dabei mit 36459 Gg (CO_2-Äquivalente) in der Quellgruppe Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LUCF 5A, 5B, 5C). Dies entspricht einer Änderung von - 485%. Weitere wesentliche Rückrechnungen erfolgten in 1.A.5 Others (CH_4). Die energiebedingten CO_2-Emissionen sind von den Änderungen nicht betroffen (Abbildung 55).

Tabelle 82: Rückrechnung der Berichtsjahre 2004 und 2005: Auswirkung auf das Basisjahr

	Rückrechnung des Basisjahres	
	CO_2-Äquivalente [Gg]	**Prozentual**
Gesamtemission über alle Schadstoffe und Quellgruppen (mit LUCF)	39912	-3,3
Gesamtemission über alle Schadstoffe und Quellgruppen (ohne LUCF)	3453	-0,3
Bereich der größten Rückrechnung des Basisjahrs (mit LUCF): LUCF	36459	-485,1
Bereich der größten Rückrechnung des Basisjahrs (ohne LUCF): Energie	2144	-0,2
Schadstoff mit der größten Rückrechnung des Basisjahrs (ohne LUCF): CH_4	7668	-5,8

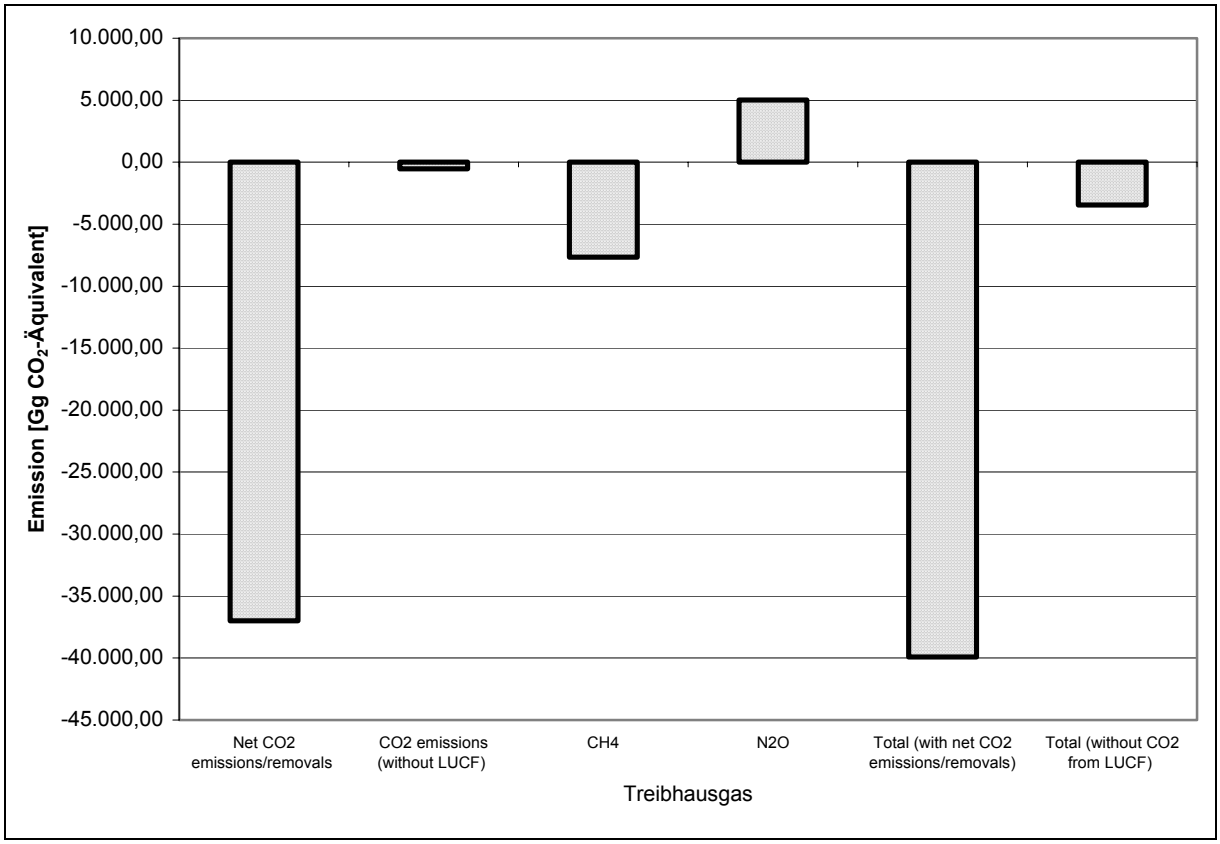


Abbildung 55: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für das Basisjahr

10.2.2 Auswirkung auf die Emissionshöhe 1990

Die beträchtlichste Rückrechnung für 1990 erfolgte in der Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Tabelle 84, Abbildung 56). Weitere wesentliche Änderungen ergaben sich vor allem in Energie (Tabelle 83, Abbildung 56).

Tabelle 83: Größte Emissionsänderung der Bereiche für das Jahr 1990 nach Schadstoffen

Bereich	Schadstoff mit höchster absoluter Veränderung	Betrag [Gg]	Änderung gegenüber der vorherigen Submission [%]
Energie	CH_4	1387	-3,6
Industrieprozesse	CO_2	540	-2,0
Lösemittel- und andere Produktverwendung	Keine Veränderung	0	0
Landwirtschaft	CH_4	6613	-9,8
Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	CO_2	36459	-485,1
Abfall	Keine Veränderung	0	0

Tabelle 84: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe

	Änderung CO_2 Äquivalent [Gg]	Änderung [%]	Übermittlung 2004	Übermittlung 2005
Nationale Gesamtemissionen (ohne LUCF)	**-3123**	**-0,3**	**1246815**	**1243692**
1. Energie	-2144	-0,2	1038761	1036617
2. Industrieprozesse	-132	-0,2	60296	60165
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	0	0,0	1922	1922
4. Landwirtschaft	-847	-0,8	109917	109070
5. Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	-36459	-485,1	7515	-28944
6. Abfall	0	0,0	35918	35918

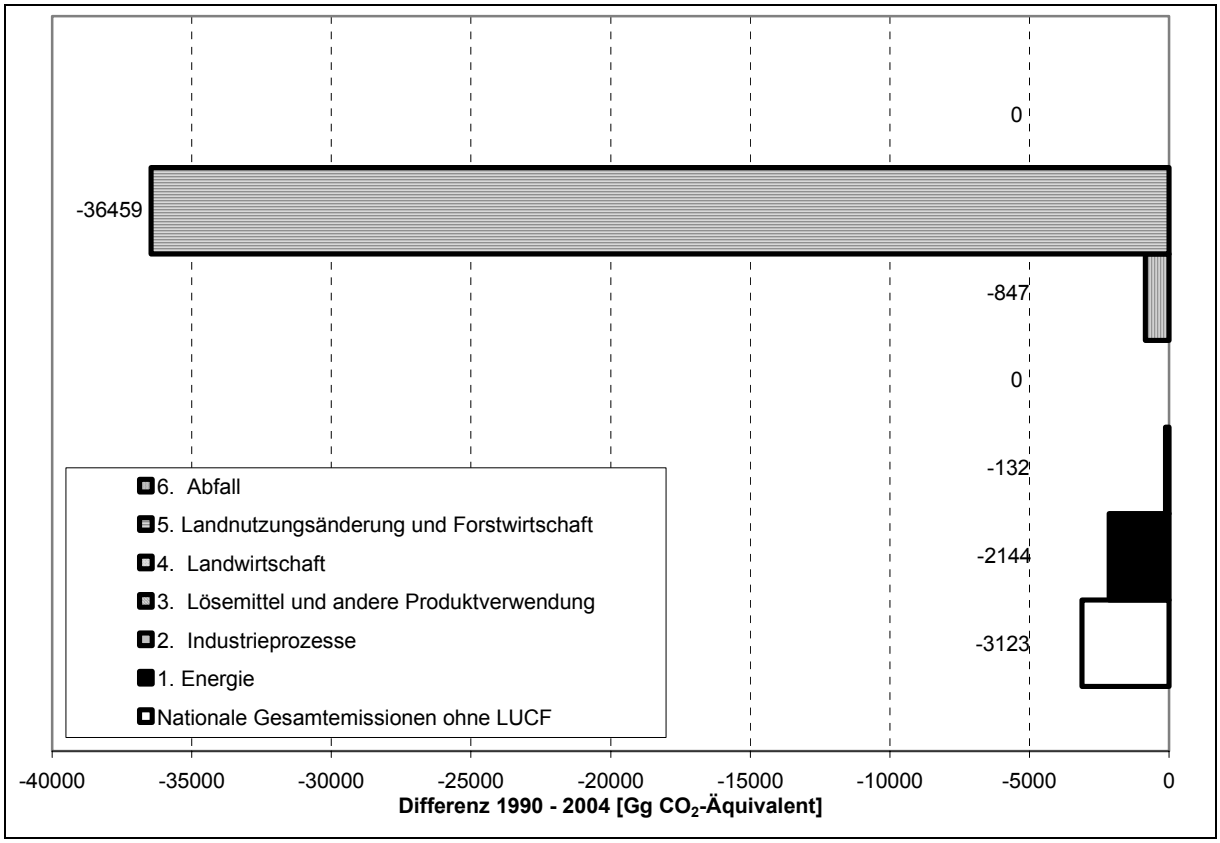


Abbildung 56: Änderungen der THG-CO_2-Äquivalente für 1990 gegenüber der Berichterstattung 2004 [Gg]

10.2.3 Auswirkung auf die Emissionshöhe von 2002

Für das Jahr **2002** verkleinerte sich nach Rückrechnung die **Gesamtemission über alle Quellgruppen und Schadstoffe** (Tabelle 85) im Vergleich zur Berechnung aus dem Berichtsjahr 2004 um 48399 CO_2 Äquivalente (Gg). Dies entspricht einer Änderung von -4,9%. Die größte Änderung über alle Schadstoffe ergab sich dabei mit 49123 Gg CO2-Äquivalente (Tabelle 85, Abbildung 57, Abbildung 58) in der Quellgruppe Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (LUCF 5A, 5B, 5C). Dies entspricht einer Änderung von - 353,2% (Tabelle 85).

Tabelle 85. Rückrechnung der Berichtsjahre 2004 und 2005: Auswirkung auf das Jahr 2002

	Rückrechnung des Jahres 2002	
	CO_2-Äquivalente [Gg]	**Prozentual**
Gesamtemission über alle Schadstoffe und Quellgruppen (mit LUCF)	48399	-4,9
Gesamtemission über alle Schadstoffe und Quellgruppen (ohne LUCF)	726	+0,1
Bereich der größten Rückrechnung 2002 (mit LUCF): LUCF	49123	-353,2
Bereich der größten Rückrechnung 2002 (ohne LUCF): Industrieprozesse	1207	+2,8
Schadstoff mit größter Rückrechnung 2002 (ohne LUCF): N_2O	5934	+9,6

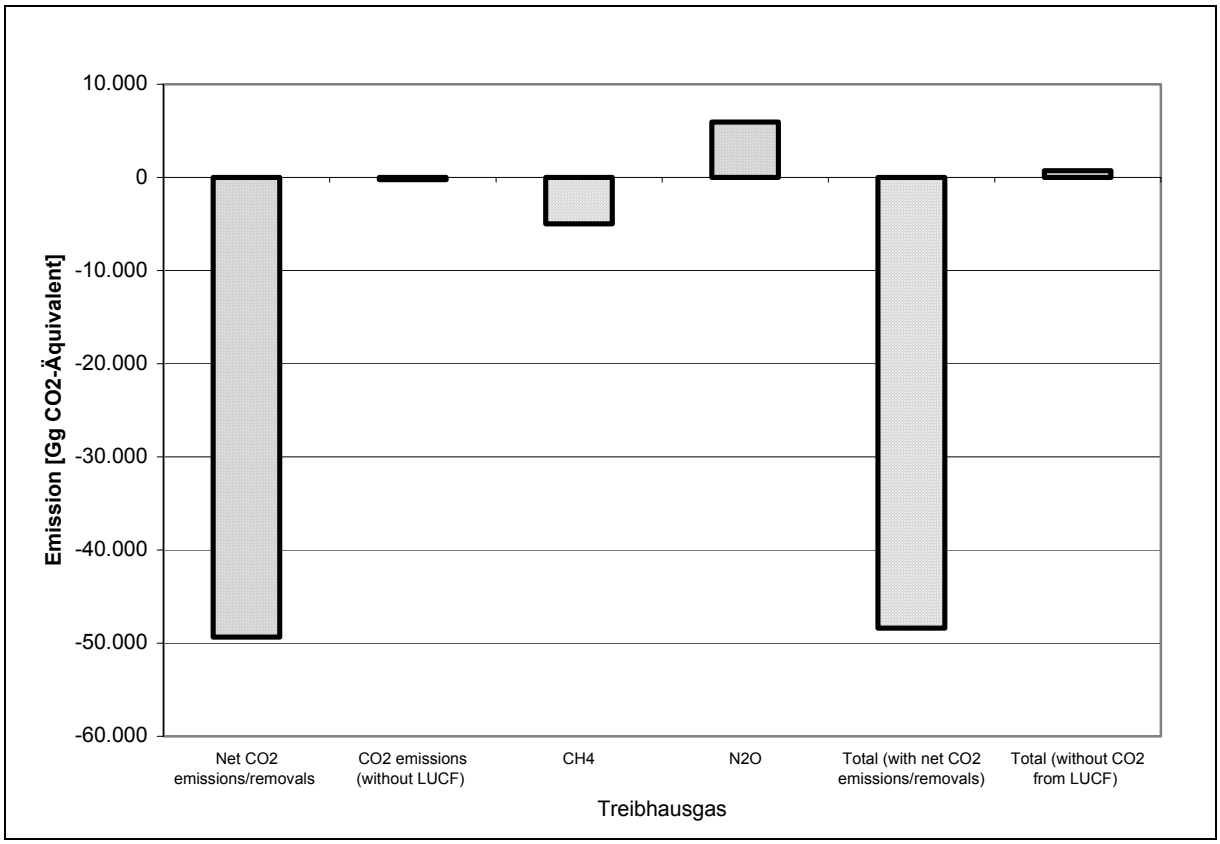


Abbildung 57: Rückrechnung der schadstoffbezogenen Gesamtemission über alle Quellgruppen im Vergleich zur Berichterstattung 2004 für das Jahr 2002

Tabelle 86: Größte Emissionsänderung der Bereiche für das Jahr 2002 nach Schadstoffen

Bereich	Schadstoff mit höchster absoluter Veränderung	Betrag [Gg]	Änderung gegenüber der vorherigen Submission [%]
Energie	CO_2	311	-0,04
Industrieprozesse	N_2O	780	+11,0
Lösemittel- und andere Produktverwendung	Keine Veränderung	0	0
Landwirtschaft	CH_4	5377	-10,0
	N_2O	5293	+15,2
Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	CO_2	49123	-353,2
Abfall	Keine Veränderung	0	0

Tabelle 87: Rückrechnung der quellgrupppenspezifischen Gesamtemission über alle Schadstoffe 2002

	Änderung CO_2 Äquivalent [Gg]	Änderung [%]	Übermittlung 2004	Übermittlung 2005
Nationale Gesamtemissionen ohne LUCF	**726**	**0,1**	**1014625**	**1015351**
1. Energie	-398	0,0	867038	866640
2. Industrieprozesse	1207	2,8	43013	44220
3. Lösemittel und andere Produktverwendung	0	0,0	1922	1922
4. Landwirtschaft	-84	-0,1	88298	88214
5. Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft	-49123	-353,2	13906	-35217
6. Abfall	0	0,0	14355	14355

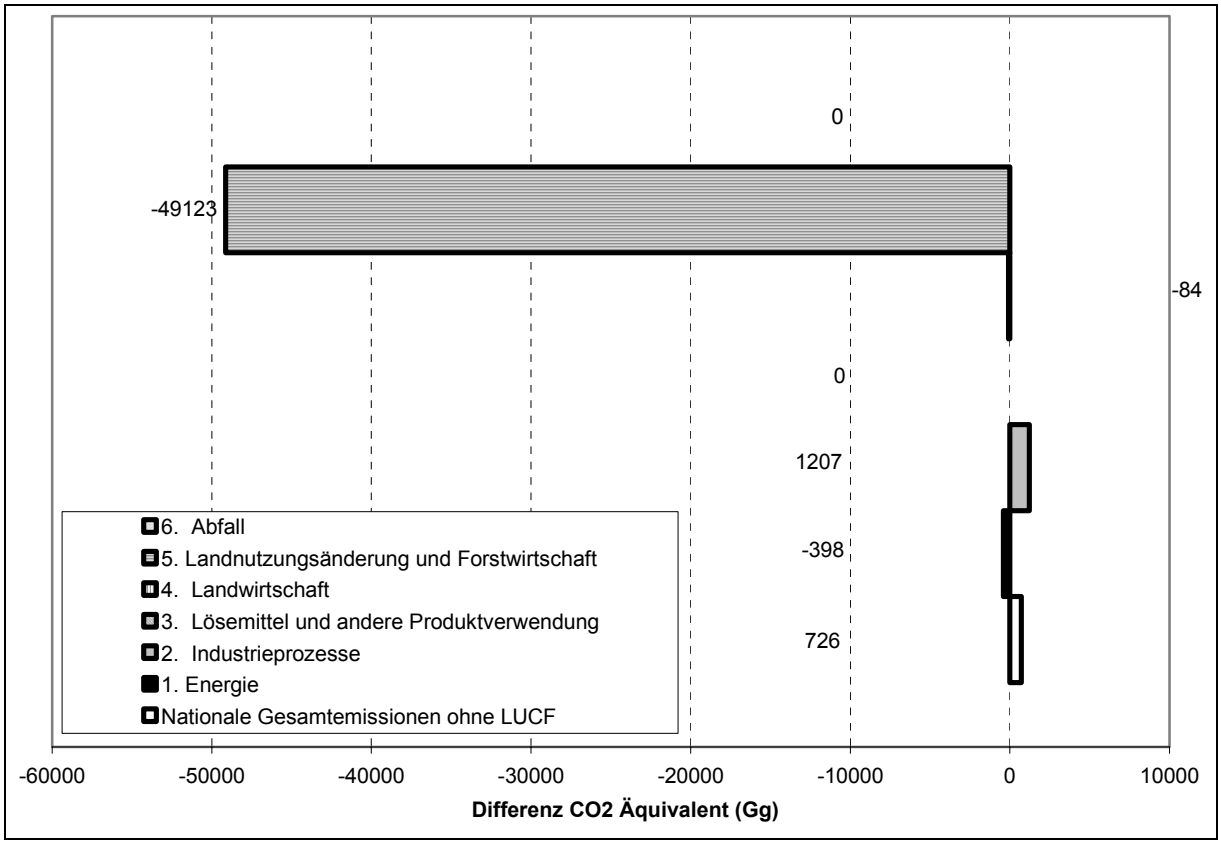


Abbildung 58: Änderungen der THG-CO_2-Äquivalente ohne LUCF für 2002 gegenüber der Berichterstattung 2004 (in Gg)

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: Andere Quellgruppen /stationäre Quellen (1.A.4), Andere: Militär (1.A.5), Diffuse Emissionen aus Festbrennstoffen (1.B.1) und Mineralische Produkte (2.A.5, 2.A.6).

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.

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

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, 2004b: Bundesverband der Deutschen Zementindustrie e.V.: Internetseite des BDZ unter Rubrik "Über uns", http://www.bdzement.de/kontakt/ueberuns.php (Stand: 07/2003).

BERTILSSON, 2002: Methane emission from enteric fermentation – effects of diet composition. In: Petersen SO, Olesen JE (Hrsg.) Greenhouse Gas Inventories for Agriculture in the Nordic Countries. Proc International Workshop Helsingør, 24 – 25 January 2002. DIAS Report Plant Production 81, 37-44

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

BMBF, 1999a: Clemens, J., Cuhls, C., Bendick, D., Goldbach, H., Doedens, H.: Emissionen von Treibhausgasen aus der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung. Studie im BMBF Verbundvorhaben mechanisch-biologische Behandlung von zu deponierenden Abfällen. Beiträge der Ergebnispräsentation 7.-8. Sept. 1999, Potsdam

BMBF, 1999b: Cuhls, C., Doedens, H., Kruppa, J., Kock, H., Levsen, K.: Bilanzierung von Umweltchemikalien bei der mechanisch-biologischen Abfallbehandlung. Studie im BMBF Verbundvorhaben mechanisch-biologische Behandlung von zu deponierenden Abfällen. Beiträge der Ergebnispräsentation 7.-8. Sept. 1999, Potsdam

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.

BML, 1995: : Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten (Hrsg.): Holzmarktbericht 2/95, Holzerntedaten 1990 bis 1994

BML, 1998: Bundesminister für Landwirtschaft, Neufassung des Agrarstatistikgesetzes, Bundesgesetzblatt, Teil 1, Nr. 40, pp 1635 – 1851

BML, 1999: Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten (Hrsg.): Holzmarktbericht 2/1999: Holzerntedaten 1998, 1999

BML, 2000: Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten (Hrsg.): Holzmarktbericht 2000: Holzerntedaten 2000

BMU, 1990: Eckwerte der ökologischen Sanierung und Entwicklung in den neuen Ländern, Bonn

BMVEL, 2001: Bundesministerium fuer Ernaehrung, Landwirtschaft und Forsten (Hrsg.): Holzmarktbericht 2/2001: Holzerntedaten 2001

BMVEL, 2005: (Ergebnisse der BWI II – in Vorbereitung)

BMVg, 2004: Bundesministerium der Verteidigung: Energieeinsatz zur Wärmeversorgung der Bundeswehr (unveröffentlicht);

BMVEL, 2003:Statistisches Jahrbuch über Ernährung Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland 2003. 47. Jahrgang, 557 S., Landwirtschaftsverlag GmbH, Münster-Hiltrup

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.bmwa.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

BOUWMAN, 1995: Bouwman, A. F.: Compilation of a global inventory of emissions of nitrous oxide, Wageningen 1995

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

BUTZ, 2001: Anforderungen an die MBA in Deutschland. In: EntsorgungsPraxis 3/2001

BUWAL, 2000: Handbuch - Emissionsfaktoren für stationäre Quellen, Bundesamt für Umwelt, Wald und Landwirtschaft, Schweiz.

BUYANOVSKY, G.A., KUCERA, C.L. & WAGNER, G.H. 1987: Comparative analyses of carbon dynamics in native and cultivated ecosystems. Ecology, 68, 2023-2031

BVE, 2004: Bundesvereinigung der Deutschen Ernährungsindustrie e.V. Internetseiten, URL: www.bve-online.de, Recherchedatum 25.05.2004.

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

CAMPEL et al., 1989: Soil Tillage Res., 14:39-52

CHAN & MEAD, 1988: Surface physical properties of sandy loam soil under different tillage practices. Australian Journal of Soil Research, 26, 549-559

CHARLES et al, 1998: Charles, D., JONES, B. M. R., SALWAY, A. G., EGGLESTON, H. S., MILNE, R.: Treatment of Uncertainties for National Estimates of Greenhouse Gas Emissions; vol. 2688 - 1; AEA Technology; Culham (UK)

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 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

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, 2005: Deutscher Braunkohlen-Industrie-Verein e. V., Genauigkeit der Fördermengen- und Heizwertermittlung, Methanemissionen aus Braunkohle, Mitteilung vom 08.02.2005 an das Umweltbundesamt.

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)

DECISIONEERING INC., 2001: Crystal Ball 2000.2 - User Manual; Decisioneering Inc.; Denver (USA)DESTATIS, 1980: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1980 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.1.1 Beseitigte Abfallmengen nach Ländern

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, 1982: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1982 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.1.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1984: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1984 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.2.1 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 25.2.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1986: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1986 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.2.1 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 25.2.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1988: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1988 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 25.2.1 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Art der Anlagen, Tab. 25.2.2 An Anlagen der öffentlichen Abfallbeseitigung angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

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, 1992b: Erste flächendeckende Bodennutzungshaupterhebung für das wiedervereinigte Deutschland für das Jahr 1991

DESTATIS, 1993: Statistisches Bundesamt, Umweltschutz, Fachserie 19, Reihe 1.2: Abfallbeseitigung im Produzierenden Gewerbe und in Krankenhäusern. 1993

DESTATIS, 1994: Land- und Forstwirtschaft, Fischerei, Fachserie 3, Reihe 5. 1, Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung, 1993, Wiesbaden 1994

DESTATIS, 1995: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1995 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab. 26.2 An öffentlich betriebene Abfallentsorgungsanlagen angelieferte Abfallmengen nach Abfallarten

DESTATIS, 1997: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 1997 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.2 Abfallwirtschaft, Tab. 26.2.7 Bei Privaten Haushalten sowie Kleingewerbe- und Dienstleistungsbetrieben getrennt eingesammelte Mengen verwertbarer Abfälle

DESTATIS, 1998: Statistisches Bundesamt, Statististisches Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten der Bundesrepublik Deutschland, Holzerntedaten 1995 bis 1997

DESTATIS, 1999: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19 Reihe 1, Umwelt, Abfallentsorgung, 1999, Wiesbaden 2002

DESTATIS, 2000a: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 2000 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.5.3 Siedlungsabfälle

DESTATIS, 2000b: Bodennutzungshaupterhebung, letzte (Stand Mai 2004) ausgewertete Vollerhebung für das Jahr 1999

DESTATIS, 2000c: Statistisches Bundesamt, Fachserie 19 Reihe 1, Umwelt, Abfallentsorgung, 2000, Wiesbaden 2003

DESTATIS, 2001: Statistisches Bundesamt, Statistisches Jahrbuch 2001 für die Bundesrepublik Deutschland, Tab 26.5.3 Siedlungsabfälle

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, 2002d: Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 1993 (WZ 93)

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, 24.08.04

DESTATIS, 2004 b: Mitteilung von DESTATIS vom 10.9.04

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 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 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)

DESTATIS. 2003 b: Statistisches Bundesamt Fachserie 4, Reihe 3.1, 2003

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

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, 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“

DIW, o.J.: Verkehr in Zahlen, Erscheinungsweise jährlich, im Auftrag des BMVBW

DLR, 1999: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (Hrsg.), Entwicklung und Bewertung vereinfachter Verfahren zur Bestimmung von Abgasemissionen aus Flugtriebwerken im Reiseflug, Köln, 1999

DOEDENS et al, 2002: Doedens, H., Stockinger, J., Cuhls, C., 2002: Abluftmanagement und Abgasbehandlung bei der MBA-Technik und deren Kosten. In: Bio- und Restabfallbehandlung VI. Neues aus Forschung und Praxis. Witzenhausen-Institut. S.657-671. Witzenhausen 2002

DÖPELHEUER, 2002: Anwendungsorientierte Verfahren zur Bestimmung von CO, HC und Ruß aus Luftfahrttriebwerken, Dissertationsschrift des DLR, Institut für Antriebstechnik, Köln, 2002

DREHER, 2003: „Das Zentrale System Emissionen als Instrument für Emissionsberechnung und Berichterstattung gemäß Kyoto-Protokoll“, Beitrag von Marion Dreher zum UBA-Jahresbericht 2003

DVGW 2004: Sicherheit und Umweltschutz in der Gasversorgung aus: Jahresbericht 2003

ECETOC, 1994: European Center for Ecotoxicology and Toxicology of Chemicals: Ammonia Emissions to Air in Western Europe. Brüssel 1994

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

EIPPCB, 2003: BREFs als PDF-Dateien. Internetseite des Europäischen IPPC-Büros URL: http://eippcb.jrc.es/pages/FActivities.htm , Version vom 7.8.2003.

EMEP, 2000: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook. 2nd ed., EEA, Copenhagen, 2000

EMEP, 2001: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook, Third Edition, EEA, Copenhagen, 2001

EMEP, 2002: EMEP/CORINAIR Emission Inventory Guidebook - 3rd edition October 2002 UPDATE

EMEP, 2003: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook, Third Edition September 2003 UPDATE, EEA, Copenhagen, 2003

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

EUROPEAN COMMISSION, 1994: CORINAIR Technical annexes, Volume 2, Default emission factors handbook, Luxemburg 1994

FAO, 2000: Forest Ressources of Europe, CIS, North America, Australia, Japan and New Zealand (Industrialized temperate/boreal countries). UN-ECE/FAO Contribution to the Globa Forest Assessment 2000. Main Report. Geneva Timber and Forest Study Papers, No.17

FAO, o.J.: Tabellen auf Homepage unter http://faostat.fao.org/default.jsp und persönlicher Austausch UBA mit FAO

FAULSTICH, 2001: in 6. Fachtagung Thermische Abfallbehandlung vom 18. - 20.6.2001 in Garching/München. Beitrag in Berichte aus Wassergüte- und Abfallwirtschaft. Technische Universität München, Nr. 162. München 2001.

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 et al, 1991: Fichtner, Brodtmann, L und Karras, J.: Möglichkeiten zur Sanierung der Abwasserverhältnisse bei den kommunalen und industriellen Direkteinleitern in die Oberflächengewässer der neuen Bundesländer. Forschungsbericht 102 06 222. Im Auftrag des Umweltbundesamtes.GROMKE 2002: Diplomarbeit zum Thema Herstellung und Einsatz von Ersatzbrennstoffen sowie Umweltrelevanz von Produkten und Reststoffen aus der Mitverbrennung von Abfällen. RWTH Aachen, Lehr- und Forschungsgebiet Abfallwirtschaft, ifeu - Institut für Energie und Umweltforschung Heidelberg. Januar 2002

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, 1990: Empfehlungen für die Düngung von Acker- und Grünland nach Bodenuntersuchung: pflanzenbedarfsgerecht, wirtschaftlich, umweltverträglich. 5., verb. Aufl., 108 S. 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

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

GLÜCKAUF 2003: Jahrbuch der europäischen Energie- und Rohstoffwirtschaft 2004, VGE Verlag Glückauf GmbH, Essen, 2003

GMBl. 2002: Gemeinsamen Ministerialblatt vom 30. Juli 2002 (GMBl.2002, Heft 25 – 29, S. 511 – 605) bzw. im Internet URL: http://www.bmu.de/files/taluft.pdf , Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft – TA Luft

GRUNDNER; SCHWAPPACH 1952: Massentafeln zur Bestimmung des Holzgehaltes stehender Waldbäume und Waldbestände. 10. Aufl. Verlag Paul Parey, Berlin, Hamburg.

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

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, 2003a: Detzel, A., Vogt, R., Fehrenbach, H., Knappe, Fl., Gromke, U., ifeu-Institut Heidelberg: Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationalen Richtlinien sowie Entwicklung und Anpassung von Methoden zur Emissionsprognose und zur Erstellung von Emissionsszenarien, Arbeitspaket V: Abfall/Abwasser. Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 299 42 245, in prep.

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.

IGW, 1998: Ingenieurgemeinschaft Witzenhausen Fricke & Turk GmbH: Gleichwertigkeitsnachweis nach Ziffer 2.4 TASi für die Ablagerung von mechanisch-biologisch vorbehandelten Abfällen auf der Deponie „Lübben-Ratsvorwerk“. I. A. Kommunaler Entsorgungsverband „Niederlausitz“ (KAEV). In Zusammenarbeit mit Prof. Dr. W. Bidlingmaier, Bauhaus Universität Weimar und Prof. Dr. R. Stegmann, Ingenieurbüro für Abfallwirtschaft Hamburg. Witzenhausen 1998

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.

INFRAS, 2003: i.A. des Bundesumweltamtes für Umwelt, Wald und Landschaft der Schweiz und des Umweltbundesamtes: Handbuch Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs Version 1.2, Software und Dokumentation Berlin/Bern in Bearbeitung

INFRAS, i.B.: Handbuch für Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs 2.0, F+E-Vorhaben 298 43 100/02, Abschluss voraussichtlich 12/2003

IPCC, 1995: Intergovermental Panel on Climatic Change: Climate change 1994. University Press, Cambridge 1995.

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

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

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

JOHNKE, 2001: Current Status of the Work on the Waste Incineration BREF in Seville. VGB PowerTech 12/2002.

JOHNKE, 2002: BAT – Die besten verfügbaren Techniken in Deutschland und Europa. 6. Fachtagung Thermische Abfallbehandlung vom 18. - 20.6.2001 in Garching/München. Beitrag in Berichte aus Wassergüte- und Abfallwirtschaft. Technische Universität München, Nr. 162. München 2001.

KBA, o.J.: Kraftfahrtbundesamt, Statistische Mitteilungen, Reihe 1 und 2: Kraftfahrzeuge

KERN et al, 1998: Kern, M., Funda, K., Mayer, M.: Stand der biologischen Abfallbehandlung in Deutschland. Teil I: Kompostierung. In: Müll und Abfall 11-98, 1998, S. 694-699

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.

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

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

LIEBIG et al., 2004: Tillage and cropping effects on soil quality indicators in the northern great plains Soil & Tillage Research 78/2, 131-143

LÜTTICH et al, 2004: LÜTTICH M., DÄMMGEN U., EURICH-MENDEN B., DÖHLER H., OSTERBURG B.: Calculations of Emissions from German Agriculture – National Emission Inventory Report (NIR 2004 for 2002). Part 2. Tables. In: Dämmgen U (Hrsg.) (im Druck) Nationaler Inventarbericht 2004 - Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen: Teilbericht für die Quellgruppe Landwirtschaft. Landbauforsch. Völkenrode SH 260

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, 2000: Ministerium für Umwelt und Naturschutz, Landwirtschaft und Verbraucherschutz NRW: Abfallverwertung in Industrieanlagen, inhaltliche Bearbeitung: Prognos AG, Berichte für die Umwelt - Bereich Abfall - Band 7

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

MUNVEL, o.J.: Grubengas. Ein Energieträger in NRW. Geschäftsstelle der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW / Ministerium für Verkehr, Energie und Landesplanung des Landes Nordrhein-Westfalen (MUNVEL).

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

NABUURS et al, 1998: Nabuurs, G.-J., H. Pajuoja, K. Kuusela, R. Päivinen: Forest Resource Scenario Methodologies for Europe. Discussion Paper 5. European Forest Institute, Joensuu, Finland.

OECD/IEA, 2002: CO_2-Emissions from fuel combustion 1971 – 2000, OECD + IEA, Paris 2002, ISBN 92-64-09794-5

OEHMICHEN, J. & Mitarbeiter, 1986: 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, 1997: Emittentenstruktur/Material- und Energieflussrechnung und Vermeidungskosten der Umweltökonomischen Gesamtrechnung (UGR), im Auftrag des Statistischen Bundesamtes Wiesbaden, Darmstadt 1997

ÖKO-INSTITUT, 2003a: Matthes, F.-Chr., Deuber, O., Öko-Institut e.V., 2003: Harmonisierung der Emissionsberichterstattung II, 1. Zwischenbericht. Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 201 42 259, in prep.

ÖKO-INSTITUT, 2003b: Matthes, F.-Chr., Deuber, O., Harthan, R., Repenning, J., Öko-Institut e.V.: Anpassung der deutschen Methodik zur rechnerischen Emissionsermittlung an internationalen Richtlinien sowie Entwicklung und Anpassung von Methoden zur Emissionsprognose und zur Erstellung von Emissionsszenarien. Umweltbundesamt, Förderkennzeichen (Ufoplan) 299 42 245, in prep.

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.

OSOWSKI, S., NEUMANN J. & FAHLENKAMP, H., 2004: Nutzung biogener Festbrennstoffe in Vergasungsanlagen. Chemie Ingenieur Technik, 76, No. 7

PLANCOTEC, 2000: Persönliche Mitteilung Teiluntersuchungsergebnisse aus dem DBU-Projekt 2002: Qualität und Anwendung von Gärreststoffen

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

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)

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

RITTER et al, 2001: Ritter Manfred, Bichler Brigitte, Brunner Judith, Gangl Marion, Lichtblau Günther, Poupa Stefan, Radunsky Klaus, Szednyj Illona, Waitz Elisabeth, Weiss Peter: Austrian National Inventory Report 2001, Submission under the united nations framework Convention on climate change, BE-190 Berichte, Band 190, ISBN: 3-85457-590-4, Umweltbundesamt GmbH, Wien, 04/2001

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

RUHR-STICKSTOFF Aktiengesellschaft, 1985: Faustzahlen für Landwirtschaft und Gartenbau. 10. überarbeitete Auflage, 584. S. Verlagsunion Agrar, Münster-Hiltrup, München, Frankfurt a.M., Wien, Bern

RWI, 2000: Rheinisch-Westfälischen Institut für Wirtschaftsforschung in Essen: Die Klimaschutzerklärung der deutschen Industrie vom März 1996 – eine abschließende Bilanz, Monitoring-Bericht 2000, Fortschrittsberichte der Verbände, im Internet URL: http://www.rwi-essen.de/pls/portal30/docs/folder/organisation/forschungsgruppen/energiewirtschaft/energie_projekte/co2_monitoring/pdf_fortschritt/mo00_02.pdf

RYPDAL et al, 2000: Rypdal, K., Zhang, L.-C.: Uncertainties in the Norwegian Greenhouse Gas Emission Inventory; vol. 2000/13; Statistics Norway; Oslo

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.

SCHÄFER, 2002.: Neues Konzept zum Düngemitteleinsatz. In: VKS News 65. Ausgabe 08/2002

SCHMID et al, 1999: Schmid, H. und Puxbaum, H.: Emissionen von ozonbildenden und klimarelevanten Spurengasen aus Kläranlagen. Institut für Analytische Chemie, Abteilung Umweltanalytik, Technische Universität Wien. Projekt MA22-4510/99.

SCHNEIDER, 1998: Co-Vergärung von Bioabfällen aus Haushalten im Faulbehälter – Analyse der Wirtschaftlichkeit der gemeinsamen Behandlung von Klärschlamm und kommunalen biogenen Abfällen. Diplomarbeit an der Ruhr-Universität Bochum in Zusammenarbeit mit dem Ruhrverband Essen. Essen, Februar 1998

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

SCHULTHESS et al, 1994: Schulthess von, R., Gujer, W.: Emission von Lachgas in denitrifizierenden Belebtschlammanlagen. Gas Wasser Abwasser Vol. 74, Nr. 9, 1994, S. 731-739.

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

STATISTIKPORTAL, 2004: im Internet unter URL: http://www.statistikportal.de/Statistik-Portal/

STROGIES, 2004: Analyse der Hauptquellgruppen für die Inventare der Treibhausgasemissionen der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1990 bis 2002 , Stand 22.03.04 (unveröffentlicht)

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

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, 1998: Umweltbundesamt: UBA-Text 72/98: Bart, M., Johnke, B., Rathmann, U.: Daten zur Anlagentechnik und zu den Standorten der thermischen Klärschlammentsorgung in der Bundesrepublik Deutschland

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, 2000b: Umweltbundesamt: UBA-Text 20/00: Kay-Uwe Kolshorn, Horst Fehrenbach: Ökologische Bilanzierung von Altöl-Verwertungswegen

UBA, 2000c: Umweltbundesamt: Bericht zur Ökologischen Vertretbarkeit der mechanisch-biologischen Vorbehandlung von Restabfällen einschließlich deren Ablagerung, Juli 1999

UBA, 2001a: Umweltbundesamt: UBA-Text 17/01: Maßnahmen zur verursacherbezogenen Schadstoffreduzierung des zivilen Flugverkehrs

UBA, 2001b: Umweltbundesamt: Thermische, mechanisch-biologische Behandlungsanlagen und Deponien für Rest-Siedlungsabfälle in der Bundesrepublik Deutschland. 5. Auflage (01/2001), Berlin

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, 2003b: Zusammenstellung nach EU Meldungen gem. RL 88/609/EWG. Stand 07.11. 2000, ergänzt am 23.04.2002 und fortgeschrieben am 25.07.2003, Umweltbundesamt Fachgebiet II 5.3, Herr von Leitner, unveröffentlicht

UBA, 2003c: Strogies, Dreher, Rimkus et al: Nationaler Inventarbericht 2003, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen, Umweltbundesamt Berlin, Juni 2003; im Internet URL: http://www.umweltbundesamt.org/fpdf-l/2515.pdf

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, 2003e: Umweltbundesamt: Hausbilanz des UBA 2003, Stand Okt. 2004 (unveröffentlicht), auf Basis der Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1990-1999 (AGEB 2003)

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, 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

UMSICHT, 2003: Oberhausener Grubentage, UMSICHT Schriftenreihe, Bd. 44. Frauenhofer-Institut Umwelt; Sicherheit und Energietechnik (UMSICHT)

UNECE, 2002: EB.AIR/GE.1/2002/7: Draft Guidelines for Estimating and Reporting Emissions Data. UNECE Juli 2002

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

VDI, 2000: Verein Deutscher Ingenieure e.V.: VDI-Richtlinie 2440 - Emissionsminderung – Mineralölraffinerien. Düsseldorf

VDP, 2004: Verband Deutscher Papierfabriken e.V.: Ein Leistungsbericht, Bonn

VDZ, 2002: Umweltdaten der deutschen Zementindustrie 2002, auf der Internetseite des VDZ URL: www.vdz-online.de/pub/umw_br.htm

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).

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.

WICHT et al, 1995: Wicht, H. und Beier, M.: N_2O-Emissionen aus nitrifizierenden und denitirifizierenden Kläranlagen. Korrespondenz Abwasser, 3/95. Jahrgang 42.

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

WINIWARTER et al, 2000: Winiwarter, W., Orthofer, R.: Unsicherheit der Emissionsinventur für Treibhausgasein Österreich; vol. OEFZS-S-0072; Österreichisches Forschungszentrum Seibersdorf GmbH; Seibersdorf

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.

Wirtschaftsvereinigung Stahl, VDEh, 2003: Wirtschaftsvereinigung Stahl (Hrsg.), Stahl-Institut VDEh (Hrsg.): Statistisches Jahrbuch der Stahlindustrie 2003/04, Verl. Stahleisen, Düsseldorf.

WOLFF et al, 1997a: BMVEL (Hrsg),: Deutscher Waldbodenbericht 1996: Band 1, Bonn.

WOLFF et al, 1997b: BMVEL (Hrsg),: Deutscher Waldbodenbericht 1996: Band 2, Kap 5.2.2. Bonn.

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*“[173] (*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 zugrundegelegten

173 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. 2003 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 2003 insgesamt 31 Hauptquellgruppen festzustellen (siehe Tabelle 88).

Tabelle 88: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2003) gemäß Tier 1 Level Approach

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	2003 [CO_2 Equ.]	Level Assessment	Key Source
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CH_4	0,018	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CO_2	0,000	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	N_2O	1,078	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CH_4	7,808	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	26.118,278	2,56	•
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	N_2O	97,498	0,01	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CH_4	4,227	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	4.697,170	0,46	•
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	N_2O	21,121	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CH_4	1,275	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CO_2	506,114	0,05	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	N_2O	31,379	0,00	
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CH_4	87,764	0,01	
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	291.320,913	28,60	•
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	N_2O	3.311,142	0,33	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CH_4	0,346	0,00	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CO_2	724,999	0,07	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	N_2O	3,660	0,00	
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	N_2O	57,696	0,01	
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CH_4	7,580	0,00	
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	18.160,413	1,78	•
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CH_4	0,131	0,00	
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2	487,936	0,05	
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	N_2O	4,938	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	CH_4	1,016	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	N_2O	5,397	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CH_4	1,239	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CO_2	1.486,584	0,15	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	N_2O	6,999	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CH_4	0,191	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CO_2	216,387	0,02	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	2003 [CO_2 Equ.]	Level Assessment	Key Source
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	N_2O	1,247	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CH_4	0,009	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CO_2	4,557	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	N_2O	0,212	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CH_4	6,544	0,00	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	18.858,204	1,85	●
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	N_2O	248,226	0,02	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	CH_4	0,000	0,00	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	N_2O	0,000	0,00	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CH_4	37,710	0,00	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	50.214,121	4,93	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	N_2O	239,634	0,02	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CH_4	13,175	0,00	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	19.040,598	1,87	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	N_2O	103,825	0,01	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CH_4	0,686	0,00	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2	384,574	0,04	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	N_2O	17,883	0,00	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CH_4	66,132	0,01	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	59.416,906	5,83	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	N_2O	465,638	0,05	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH_4	1,143	0,00	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	4.287,688	0,42	●
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N_2O	63,316	0,01	
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	CH_4	0,645	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	N_2O	23,313	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CH_4	28,786	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	79.943,319	7,85	●
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	N_2O	1.040,756	0,10	
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	79.848,000	7,84	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CH_4	199,778	0,02	
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O	3.028,470	0,30	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CH_4	0,006	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CO_2	6,500	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	N_2O	0,053	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CH_4	0,022	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CO_2	44,400	0,00	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	N_2O	0,622	0,00	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CH_4	2,210	0,00	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CO_2	1.557,700	0,15	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	N_2O	22,187	0,00	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CH_4	0,170	0,00	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CO_2	53,838	0,01	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	2003 [CO_2 Equ.]	Level Assessment	Key Source
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	N_2O	0,586	0,00	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CH_4	0,655	0,00	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2	769,304	0,08	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	N_2O	10,957	0,00	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CH_4	0,608	0,00	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CO_2	811,183	0,08	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	N_2O	5,478	0,00	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CH_4	6,404	0,00	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	2.887,540	0,28	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	N_2O	41,404	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	CH_4	39,553	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	N_2O	6,487	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CH_4	1,201	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	27.227,025	2,67	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	N_2O	52,095	0,01	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CH_4	0,135	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	20.262,714	1,99	•
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	N_2O	47,138	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CH_4	23,177	0,00	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	1.204,645	0,12	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	N_2O	8,295	0,00	
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	CH_4	472,772	0,05	
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	N_2O	90,929	0,01	
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CH_4	24,971	0,00	
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	60.536,000	5,94	•
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	N_2O	103,884	0,01	
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CH_4	3,748	0,00	
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	58.965,015	5,79	•
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	N_2O	150,846	0,01	
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CH_4	76,861	0,01	
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	2.941,480	0,29	
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	N_2O	48,564	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	CH_4	17,311	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	N_2O	2,926	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CH_4	0,037	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CO_2	847,862	0,08	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	N_2O	1,622	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CH_4	8,856	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	5.730,838	0,56	•
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	N_2O	61,237	0,01	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CH_4	0,264	0,00	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	76,276	0,01	
1A4c. Other Sectors	Solid Fuels	N_2O	1,161	0,00	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	2003 [CO_2 Equ.]	Level Assessment	Key Source
Agriculture/Forestry/Fisheries					
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CH_4	0,005	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CO_2	653,113	0,06	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	N_2O	1,048	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CH_4	5,713	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	1.355,780	0,13	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	N_2O	12,820	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CH_4	0,293	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CO_2	43,676	0,00	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	N_2O	0,587	0,00	
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	6.871,263	0,67	●
1B1b. Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH_4	19,442	0,00	
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH_4		0,00	
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH_4	137,444	0,01	
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	7.213,975	0,71	●
1B2d. Fugitive Emissions from Fuels Other	Oil and Gas	CH_4	0,000	0,00	
2A1. Mineral Products Cement Production		CO_2	13.373,414	1,31	●
2A2. Mineral Products Lime Production		CO_2	5.382,601	0,53	●
2A4. Soda Ash		CO_2	546,768	0,05	
2A7. Glass Production		CO_2	1.455,700	0,14	
2B1. Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	1.997,689	0,20	
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	6.588,683	0,65	●
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	3.778,285	0,37	●
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO_2	15,870	0,00	
2B5 Chemical Industry	other	CH_4	404,971	0,04	
2B5 Chemical Industry	other	N_2O	5,766	0,00	
2C1. Metal Production Iron and Steel Production	other	CH_4	2,025	0,00	
2C3. Aluminium Production		CO_2	903,587	0,09	
2C3. Aluminium Production		PFC´s	431,010	0,04	
2C4. SF_6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6	1.217,466	0,12	
2E. Production of Halocarbons and SF_6	Fugitive emissions	SF_6	239,000	0,02	
2E. Production of Halocarbons and SF_6	production of HCFC-22	HFC´s	1.211,750	0,12	
2E. Production of Halocarbons and SF_6		PFC´s	0,000	0,00	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s	7.035,400	0,69	●
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	PFC´s	355,000	0,03	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	2.740,618	0,27	
3D.Total Solvent and Other Product Use		N_2O	1.922,000	0,19	
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	9.433,944	0,93	●
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	14.268,156	1,40	●
4A.3. Enteric Fermentation	Sheep	CH_4	443,201	0,04	
4A.6. Enteric Fermentation	Horses	CH_4	191,362	0,02	
4A.8. Enteric Fermentation	Swine	CH_4	836,542	0,08	
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	7.840,268	0,77	●
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	3.890,229	0,38	●

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	2003 [CO_2 Equ.]	Level Assessment	Key Source
4B13. Manure Management Other	Dairy Cows	N_2O	767,910	0,08	
4B13. Manure Management Other	Horses	N_2O	257,901	0,03	
4B13. Manure Management Other	Other Cattle	N_2O	984,515	0,10	
4B13. Manure Management Other	Poultry	N_2O	491,527	0,05	
4B13. Manure Management Other	Sheep	N_2O	10,411	0,00	
4B13. Manure Management Other	Swine	N_2O	414,167	0,04	
4B3. Manure Management	Sheep	CH_4	10,268	0,00	
4B6. Manure Management	Horses	CH_4	28,923	0,00	
4B8. Manure Management	Swine	CH_4	11.139,169	1,09	•
4B9. Manure Management	Poultry	CH_4	199,928	0,02	
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	23.686,341	2,32	•
4D2. Agricultural Soils	Animal Production	N_2O	1.910,167	0,19	
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	11.156,346	1,10	•
4D4. Agricultural Soils	Other	CH_4	633,487	0,06	
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	11.655,000	1,14	•
6B2. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	CH_4	111,993	0,01	
6B2. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	N_2O	2.275,400	0,22	

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 2003 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 38 Hauptquellen festzustellen (siehe Tabelle 89).

Tabelle 89: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2003) gemäß Tier 1 Trend Approach

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	1990 [CO_2 Equ.]	2003 [CO_2 Equ.]	Trend Assessment	Key Source
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CH_4	0,002	0,018	0,000000	
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	CO_2	0,000	0,000	0,000000	
1A1a Public electricity and Heat production	Biomass	N_2O	0,134	1,078	0,000001	
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CH_4	3,519	7,808	0,000006	
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	18.463,251	26.118,278	0,000000	•
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	N_2O	153,683	97,498	0,000034	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CH_4	8,085	4,227	0,000003	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	8.474,772	4.697,170	0,002684	•
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	N_2O	98,499	21,121	0,000071	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CH_4	12,779	1,275	0,000011	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	CO_2	1.250,950	506,114	0,000621	
1A1a Public electricity and Heat production	Other Fuels	N_2O	61,273	31,379	0,000023	
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CH_4	109,140	87,764	0,000002	
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	306.429,717	291.320,913	0,048646	•
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	N_2O	3.337,585	3.311,142	0,000696	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CH_4	0,366	0,346	0,000000	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	1990 [CO_2 Equ.]	2003 [CO_2 Equ.]	Trend Assessment	Key Source
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	CO_2	1.028,732	724,999	0,000140	
1A1b. Petroleum Refining	Gaseous Fuels	N_2O	8,590	3,660	0,000004	
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CH_4	9,902	7,580	0,000001	
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	16.008,949	18.160,413	0,006069	●
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	N_2O	167,444	57,696	0,000095	
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CH_4	0,786	0,131	0,000001	
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2	2.381,264	487,936	0,001752	●
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	N_2O	24,121	4,938	0,000018	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	CH_4	0,525	1,016	0,000001	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Biomass	N_2O	4,648	5,397	0,000002	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CH_4	2,154	1,239	0,000001	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	CO_2	2.701,718	1.486,584	0,000869	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Gaseous Fuels	N_2O	22,480	6,999	0,000014	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CH_4	0,444	0,191	0,000000	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	CO_2	488,354	216,387	0,000220	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Liquid Fuels	N_2O	4,886	1,247	0,000003	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CH_4	2,419	0,009	0,000002	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	CO_2	333,136	4,557	0,000322	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Other Fuels	N_2O	3,296	0,212	0,000003	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CH_4	19,006	6,544	0,000011	
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	56.384,031	18.858,204	0,032724	●
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	N_2O	607,393	248,226	0,000298	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	CH_4	7,827	7,827	0,000002	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Biomass	N_2O	20,343	20,343	0,000004	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CH_4	28,561	37,710	0,000017	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	45.750,962	50.214,121	0,015322	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	N_2O	380,837	239,634	0,000086	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CH_4	24,935	13,175	0,000009	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	28.391,517	19.040,598	0,005030	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	N_2O	266,551	103,825	0,000137	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CH_4	25,405	0,686	0,000024	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2	1.922,710	384,574	0,001426	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	N_2O	48,751	17,883	0,000026	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CH_4	173,818	66,132	0,000091	
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	120.249,786	59.416,906	0,046764	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	N_2O	1.017,356	465,638	0,000440	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CH_4	0,822	1,143	0,000001	
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2	2.897,396	4.287,688	0,002299	●
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	N_2O	18,207	63,316	0,000058	
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	CH_4	0,000	0,645	0,000001	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	1990 [CO_2 Equ.]	2003 [CO_2 Equ.]	Trend Assessment	Key Source
1A3b. Transport Road Transportation	Biomass	N_2O	0,000	23,313	0,000028	
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CH_4	40,546	28,786	0,000005	
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	54.458,080	79.943,319	0,042434	●
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	N_2O	705,288	1.040,756	0,000556	
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	95.794,488	79.848,000	0,001746	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CH_4	1.276,714	199,778	0,001014	
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O	2.227,031	3.028,470	0,001447	●
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CH_4	0,009	0,006	0,000000	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	CO_2	8,970	6,500	0,000001	
1A3b. Transport Road Transportation	Liquid Gas	N_2O	0,073	0,053	0,000000	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CH_4	0,000	0,022	0,000000	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	CO_2	0,000	44,400	0,000053	
1A3b. Transport Road Transportation	Petroleum	N_2O	0,000	0,622	0,000001	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CH_4	4,038	2,210	0,000001	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	CO_2	2.825,541	1.557,700	0,000905	
1A3c. Transport Railways	Liquid Fuels	N_2O	40,535	22,187	0,000013	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CH_4	0,181	0,170	0,000000	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	CO_2	53,741	53,838	0,000012	
1A3c. Transport Railways	Solid Fuels	N_2O	0,714	0,586	0,000000	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CH_4	1,746	0,655	0,000001	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	CO_2	2.049,777	769,304	0,001089	
1A3d. Transport Navigation	Diesel Oil	N_2O	29,206	10,957	0,000016	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CH_4	0,072	0,608	0,000001	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	CO_2	637,275	811,183	0,000347	
1A3e. Transport Other Transportation	Gaseous Fuels	N_2O	5,303	5,478	0,000001	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CH_4	9,756	6,404	0,000002	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	3.634,291	2.887,540	0,000104	
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	N_2O	52,290	41,404	0,000002	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	CH_4	26,039	39,553	0,000022	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Biomass	N_2O	3,943	6,487	0,000004	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CH_4	0,667	1,201	0,000001	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	13.633,411	27.227,025	0,019275	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	N_2O	25,679	52,095	0,000037	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CH_4	0,190	0,135	0,000000	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	27.280,448	20.262,714	0,002473	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	N_2O	63,292	47,138	0,000006	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CH_4	1.057,531	23,177	0,001010	
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	20.901,797	1.204,645	0,019071	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	N_2O	48,867	8,295	0,000038	
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	CH_4	234,948	472,772	0,000336	
1A4b. Other Sectors Residential	Biomass	N_2O	43,059	90,929	0,000067	
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CH_4	13,075	24,971	0,000017	
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	31.691,782	60.536,000	0,041502	●
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	N_2O	54,335	103,884	0,000071	
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CH_4	1,438	3,748	0,000003	
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	56.162,511	58.965,015	0,015599	●
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	N_2O	144,176	150,846	0,000039	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	1990 [CO_2 Equ.]	2003 [CO_2 Equ.]	Trend Assessment	Key Source
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CH_4	950,232	76,861	0,000841	
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	41.425,080	2.941,480	0,037132	●
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	N_2O	557,664	48,564	0,000489	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	CH_4	0,000	17,311	0,000021	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Biomass	N_2O	0,000	2,926	0,000004	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CH_4	0,024	0,037	0,000000	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	CO_2	479,218	847,862	0,000547	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Gaseous Fuels	N_2O	0,905	1,622	0,000001	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CH_4	14,087	8,856	0,000003	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	8.088,680	5.730,838	0,001066	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	N_2O	82,063	61,237	0,000007	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CH_4	260,558	0,264	0,000255	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	4.750,908	76,276	0,004572	●
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	N_2O	12,562	1,161	0,000011	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CH_4	0,004	0,005	0,000000	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	CO_2	509,516	653,113	0,000283	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Gaseous Fuels	N_2O	0,821	1,048	0,000000	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CH_4	26,559	5,713	0,000019	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	6.659,145	1.355,780	0,004910	●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	N_2O	59,676	12,820	0,000043	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CH_4	210,251	0,293	0,000206	
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	CO_2	4.657,327	43,676	0,004519	●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid Fuels	N_2O	15,108	0,587	0,000014	
1B1a. Fugitive Emissions from Fuels Coal Mining and Handling	Solid Fuels	CH_4	25.644,421	6.871,263	0,016930	●
1B1b. Fugitive Emissions from Fuels Solid Fuel Transformation	Solid Fuels	CH_4	127,215	19,442	0,000102	
1B1c. Fugitive Emissions from Fuels Other (Abandoned Mines)	Solid Fuels	CH_4	0,000	0,000	0,000000	
1B2a. Fugitive Emissions from Fuels Oil	Oil	CH_4	226,576	137,444	0,000058	
1B2b. Fugitive Emissions from Fuels Natural Gas	Natural Gas	CH_4	6.383,138	7.213,975	0,002387	●
1B2d. Fugitive Emissions from Fuels Other	Oil and Gas	CH_4	398,372	0,000	0,000391	
2A1. Mineral Products Cement Production		CO_2	15.145,810	13.373,414	0,001174	●
2A2. Mineral Products Lime Production		CO_2	5.890,805	5.382,601	0,000674	
2A4. Soda Ash		CO_2	720,323	546,768	0,000051	
2A7. Glass Production		CO_2	1.213,200	1.455,700	0,000555	
2B1. Chemical Industry	Ammonia production	CO_2	1.747,386	1.997,689	0,000681	
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	4.673,383	6.588,683	0,003316	●
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	18.804,600	3.778,285	0,013926	●
2B4 Chemical Industry	Carbide Production	CO_2	443,160	15,870	0,000416	
2B5 Chemical Industry	other	CH_4	331,386	404,971	0,000160	
2B5 Chemical Industry	other	N_2O	5,766	5,766	0,000001	
2C1. Metal Production Iron and Steel	other	CH_4	3,919	2,025	0,000001	

IPCC Source Categories	Activity	Emissions of	1990 [CO_2 Equ.]	2003 [CO_2 Equ.]	Trend Assessment	Key Source
Production						
2C3. Aluminium Production		CO_2	1.011,580	903,587	0,000091	
2C3. Aluminium Production		PFC´s	2.486,000	431,010	0,001923	●
2C4. SF_6 Used in Aluminium and Magnesium Foundries		SF_6	167,300	1.217,466	0,001296	●
2E. Production of Halocarbons and SF_6	Fugitive emissions	SF_6	0,000	239,000	0,000287	
2E. Production of Halocarbons and SF_6	production of HCFC-22	HFC´s	3.510,000	1.211,750	0,001992	●
2E. Production of Halocarbons and SF_6		PFC´s	70,000	0,000	0,000069	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	HFC´s	0,000	7.035,400	0,008439	●
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	PFC´s	140,000	355,000	0,000288	
2F. Industrial Processes	Consumption of Halocarbons and SF_6	SF_6	3.728,400	2.740,618	0,000372	
3D.Total Solvent and Other Product Use		N_2O	1.922,000	1.922,000	0,000419	
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	12.581,482	9.433,944	0,001034	
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	20.011,612	14.268,156	0,002529	●
4A.3. Enteric Fermentation	Sheep	CH_4	544,233	443,201	0,000003	
4A.6. Enteric Fermentation	Horses	CH_4	185,581	191,362	0,000047	
4A.8. Enteric Fermentation	Swine	CH_4	970,793	836,542	0,000051	
4B13. Manure Management Other	Dairy Cows	N_2O	1.626,268	767,910	0,000675	
4B13. Manure Management Other	Horses	N_2O	250,109	257,901	0,000064	
4B13. Manure Management Other	Other Cattle	N_2O	1.335,395	984,515	0,000130	
4B13. Manure Management Other	Poultry	N_2O	462,912	491,527	0,000135	
4B13. Manure Management Other	Sheep	N_2O	15,021	10,411	0,000002	
4B13. Manure Management Other	Swine	N_2O	784,829	414,167	0,000274	
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	8.693,637	7.840,268	0,000871	
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	5.915,240	3.890,229	0,001140	●
4B3. Manure Management	Sheep	CH_4	12,609	10,268	0,000000	
4B6. Manure Management	Horses	CH_4	28,050	28,923	0,000007	
4B8. Manure Management	Swine	CH_4	12.262,169	11.139,169	0,001325	●
4B9. Manure Management	Poultry	CH_4	186,533	199,928	0,000057	
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	27.645,205	23.686,341	0,001275	●
4D2. Agricultural Soils	Animal Production	N_2O	2.518,842	1.910,167	0,000181	
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O	13.711,595	11.156,346	0,000077	
4D4. Agricultural Soils	Other	CH_4	672,035	633,487	0,000100	
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	31.478,863	11.655,000	0,016918	●
6B2. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	CH_4	2.226,210	111,993	0,002051	●
6B2. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	N_2O	2.213,400	2.275,400	0,000557	

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 detaiiliert durchgeführten Analyse. Es wurden für das Jahr 2003 insgesamt (in der Summe beider TIER 1 Verfahren) 45 Hauptquellgruppen (36 Level 1990; 31 Level 2003; 38 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 2003. 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 90 zusammengefasst dargestellt.

In der weiteren Bearbeitung des Forschungsvorhabens zur Qualitätssicherung der Inventare wird dann auch eine Hauptquellenfestlegung nach der Tier 2 Methodik erfolgen.

Tabelle 90: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2003) gemäß Tier 1 Level und Trend Approach

IPCC SOURCE CATEGORIES	ACTIVITY	EMISSIONS OF	LEVEL 1990	LEVEL 2003	TREND 2003
1A1a Public electricity and Heat production	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	
1A1a Public electricity and Heat production	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A1a Public electricity and Heat production	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
1A1b. Petroleum Refining	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A1b. Petroleum Refining	Solid Fuels	CO_2			●
1A1c. Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Other Fuels	CO_2			●
1A2a-f. Manufacturing Industries and Construction total	Solid Fuels	CO_2	●	●	●
1A3a. Transport Civil Aviation	Aviation Gasoline	CO_2		●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Diesel Oil	CO_2	●	●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	CO_2	●	●	●
1A3b. Transport Road Transportation	Gasoline	N_2O			●
1A3e. Transport Other Transportation	Liquid Fuels	CO_2	●		
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A4a. Other Sectors Commercial/Institutional	Solid Fuels	CO_2	●		●
1A4b. Other Sectors Residential	Gaseous Fuels	CO_2	●	●	●
1A4b. Other Sectors Residential	Liquid Fuels	CO_2	●	●	●
1A4b. Other Sectors Residential	Solid Fuels	CO_2	●		●
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Liquid Fuels	CO_2	●	●	
1A4c. Other Sectors Agriculture/Forestry/Fisheries	Solid Fuels	CO_2	●		●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Liquid Fuels	CO_2	●		●
1A5 Other Include Military fuel use under this category	Solid 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	●	●	
2B2 Chemical Industry	Nitric Acid Production	N_2O	●	●	●
2B3 Chemical Industry	Adipic Acid Production	N_2O	●	●	●
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	●		
4A.1. Enteric Fermentation	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
4A.1. Enteric Fermentation	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	●
4B1. Manure Management	Dairy Cattle	CH_4	●	●	
4B1. Manure Management	Non-Dairy Cattle	CH_4	●	●	●
4B8. Manure Management	Swine	CH_4	●	●	●
4D1. Agricultural Soils	Direct Soil Emissions	N_2O	●	●	●
4D3. Agricultural Soils	Indirect Emissions	N_2O		●	
6A1 Managed Waste Disposal on Land	Solid Waste Disposal on Land	CH_4	●	●	●
6B2. Wastewater Handling	Domestic and Commercial Wastewater	CH_4			●

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: Mai 2002):

- sechs Energiewirtschaftsverbände
  Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. (BGW), Bonn,
  Deutscher Braunkohlen-Industrie- Verein e.V. (DEBRIV), Köln,
  Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus (GVSt), Essen,
  Mineralölwirtschaftsverband (MWV), Hamburg,
  Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., Frankfurt am Main,
  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 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, wobei der Mineralölwirtschaftsverband e.V. die Mineralöldaten zuliefert und die anderen in der AGEB vertretenen Verbände insbesondere die auf ihren Energieträger bezogenen Daten prüfen. 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 91 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 91: Datenquellen für die Energiebilanzen (ZIESING et al, 2003)

Alle Energieträger	**Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit** 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)**

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 59). 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
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
		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

Abbildung 59: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis 1994 sowie ab 1995 (AGEB, 2003)

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 59 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		

Abbildung 60: Energieträger der Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland (ZIESING et al, 2003)

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 60 dargestellt. Über die Satellitenbilanz „Erneuerbare Energien“ können die Erneuerbaren Energien ab 1996 weiter aufgeschlüsselt werden (AGEB 2003).

In der Energiebilanz werden die Energieträger zunächst mit ihren spezifischen Einheiten angegeben. Die dabei verwendeten sogenannten *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 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 2003 erarbeitet. Die ***Auswertetabellen zur Energiebilanz*** werden jeweils zum Sommer eines jeden Jahres mit Angaben auch zum Vorjahr auf der Homepage der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen eingestellt und stehen so allgemein zur Verfügung. Hinzuweisen ist jedoch darauf, dass die Angaben in den Auswertetabellen, solange sie für zurückliegende Jahre nicht unmittelbar aus den endgültigen Energiebilanzen abgeleitet worden sind, vorläufigen Charakter tragen.

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 2003 vervollständigt

13.5 Methodische Aspekte: Energiebedingte Aktivitätsraten

Die im UBA erstellten Inventare für Luftschadstoffe 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

Im Bereich der Abfallverbrennung wurde vom UBA bis 1994 eine erste Ergänzung der Energiebilanzdaten vorgenommen.

In den Zeilen 11, 15 und 16 der Energiebilanz (in der Fassung ab 1995, in der bis 1994 gültigen Fassung betrifft dies die Zeilen 13 und 18) enthält die Energiebilanz Angaben zum Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. in den Öffentlichen Wärmekraftwerken (Zeile 11 in der Fassung ab 1995, Zeile 13 in der bis 1994 gültigen Fassung), den Öffentlichen Heizkraftwerken und den Fernheizwerken (Zeilen 15 und 16 in der Fassung ab 1995, Zeile 18 in der bis 1994 gültigen Fassung).

Seitens UBA wurden diese Daten mit eigenen Schätzungen zum gesamten Hausmülleinsatz in Müllverbrennungsanlagen ergänzt, die sich auf die Auswertung von Betreiberangaben stützten. Die Differenz zwischen der so ermittelten Gesamtsumme für den Hausmülleinsatz in der öffentlichen Strom- und Fernwärmeversorgung und den Energiebilanzdaten wird proportional zu den Energiebilanzdaten verteilt. Bis zum Jahr 1994 wurde diese Ergänzung nur für die alten Bundesländer vorgenommen, für den Bereich der neuen Bundesländer wurden die Energiebilanzdaten ohne Ergänzung in Ansatz gebracht (siehe Tabelle 92).

Tabelle 92: Ergänzung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Hausmüll in den Wärmekraftwerken, Heizkraftwerken und Fernheizwerken der öffentlichen Versorgung, alte Bundesländer 1990-1994 sowie Deutschland 1995-1998

	Öffentliche Wärmekraftwerke				Heizkraftwerke, Ferneizwerke			
	Energiebilanz	ZSE			Energiebilanz	ZSE		
	Z. 13/11	Energiebilanz	zusätzlich	Summe	Z. 18/15+16	Energiebilanz	zusätzlich	Summe
	TJ							
1990	22216	22216	9967	32183	20970	20970	9407	30377
1991	23491	23491	11423	34914	20294	20294	9868	30162
1992	25952	25952	12339	38291	19892	19892	9457	29349
1993	25637	25637	11964	37601	22149	22149	10335	32484
1994	29384	29384	12463	41847	21372	21372	9064	30436
1995	27143	27143	-	27143	9203	9203	-	9203
1996	29233	29233	-	29233	7516	7516	-	7516
1997	32575	32575	-	32575	7730	7730	-	7730
1998	29847	29847	-	29847	12189	12189	-	12189
Anmerkung: von 1990 bis 1994 alte Bundesländer, ab 1995 Deutschland								

Quelle: AG Energiebilanzen, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

Durch die zusätzlich berücksichtigten Aktivitätsdaten ergeben sich im Zeitraum bis 1994 zusätzliche CO_2-Emissionen von ca. 300 000 t. Ab 1995 enthält der derzeit verfügbare Datenbestand keine solche Ergänzungen mehr (die entsprechenden Zeitreihen wurden jedoch angelegt).

Ein ähnliches Verfahren wird für die Müllverbrennung in den Wärmekraftwerken der Industrie verfolgt. Diese Ergänzung der Brennstoffmenge wird jedoch mit einer Differenzierung der Brennstoffe für Sulfitablauge verbunden, die in Bezug auf die energiebedingten CO_2-Emissionen nicht emissionsrelevant ist. Grundlage sind hier die Angaben zur Industriemüllverbrennung insgesamt, soweit diese erfasst wird (DESTATIS, 1991-2004). Von dieser Summe wird der in der Energiebilanz erfasste Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. in Industriewärmekraftwerken (Zeile 15 der Energiebilanzen bis 1994 bzw. 12 der Energiebilanzen ab 1995) sowie in den anderen industriellen Verbrennungsanlagen (Zeile 73 der Energiebilanzen bis 1994 bzw. Zeile 60 der Energiebilanzen ab 1995) abgezogen.

Dieser Differenz wird dem der Wärmeerzeugung zuzurechnenden Einsatz von Sulfitablauge in industriellen Wärmekraftwerken zugeordnet, während die dem Einsatz von Sulfitablauge für die Stromerzeugung in industriellen Wärmekraftwerken zugerechnete Brennstoffmenge vom gesamten, in der Energiebilanz ausgewiesenen Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. für die industriellen Wärmekraftwerke (Zeile 15 – bis 1994 –bzw. 12 – ab 1995) abgezogen wird. Für die neuen Bundesländer wird der gesamte in der Energiebilanz ausgewiesene Einsatz von Klärschlamm, Müll u.a. dem Industriemülleinsatz zugeordnet.

In der aktuellen Fassung des ZSE ist diese Methodik für den Zeitraum ab 1995 jedoch nicht aufrecht erhalten worden. Hier weichen die derzeit im System befindlichen Aktivitätsdaten von den Energiebilanzdaten in erheblichem Umfang ab.

Tabelle 93: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Industriemüll und Sulfitablauge in den industriellen Wärmekraftwerken und anderen Wärmeerzeugern der Industrie, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998

	Industriewärmekraftwerke				Industrielle Wärmeerzeuger				
	Energiebilanz	ZSE			Energiebilanz	ZSE			
	Z. 15/12	Energiebilanz	davon Industriemüll	davon Sulfitablauge	Z. 73/60	Energiebilanz	davon Industriemüll	zusätzlich Industriemüll	zusätzlich Sulfitablauge
	TJ								
1990	31921	31921	28690	3231	0	0	0	0	9655
1991	31344	31344	28257	3087	0	0	0	14677	9259
1992	28157	28157	25164	2993	537	537	537	14763	8977
1993	28041	28041	24683	3358	8852	11149	11149	5918	10073
1994	32290	32290	28890	3400	5661	5661	5661	15612	10000
1995	32918	-	-	-	10472	4155	4155	5559	-
1996	35510	-	-	-	10038	3389	3389	5446	-
1997	37457	-	-	-	10038	2450	2450	4212	-
1998	56442	-	-	-	14254	3820	3820	1212	-
Anmerkungen: von 1990 bis 1994 alte Bundesländer, ab 1995 Deutschland. Hinsichtlich der von UBA für 1993 und ab 1995 verwendeten Daten besteht noch Klärungsbedarf									

(AGEB, 2003, UBA, Öko-Institut)

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), ab 1995 werden entsprechende Daten für Deutschland unter Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen für Sonstige Energieerzeuger (Zeile 39 der Energiebilanz) aufgeführt.

Im ZSE wird dieser Einsatz als Einsatz von Kunststoffabfällen interpretiert. Die bisher im ZSE enthaltenen Daten stimmen bis 1994 mit den entsprechenden Energiebilanzdaten überein, weichen aber ab 1995 davon ab. Auch hier besteht noch Klärungsbedarf.

Tabelle 94: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Klärschlamm und Müll im Umwandlungsbereich für die Kokereien und in den Umwandlungsbereichen für Sonstige Energieerzeuger, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998

	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	TJ					
Energiebilanz (Zeile 38 bzw. 39)	5540	6212	11511	12969	13707	14080
Im ZSE implementierte Daten	5540	6212	11485	10818	8387	14879
Anmerkung: Bis 1994 alte Bundesländer, ab 1995 Deutschland						

Quelle: AG Energiebilanzen, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

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, dem energiewirtschaftlichen Wandel und den veränderten Anforderungen der Datennutzer Rechnung zu tragen. Schon in den siebziger Jahren wurden entsprechende Anpassungen vorgenommen. Nicht zuletzt bedingt durch die zunehmende Liberalisierung auf den Energiemärkten, aber auch im Zusammenhang mit der Herausbildung eines europäischen Binnenmarktes – verschlechtert sich die energiestatistische Datenbasis (aber nicht nur diese) tendenziell (ZIESING et al, 2003). Positiv wird sich hingegen das seit 2003 wirksame Energiestatistikgesetz auswirken.

Energiebilanzen liegen vom Jahr 1950 für die Bundesrepublik Deutschland in der Gebietsabgrenzung vor dem 3. Oktober 1990 vor. Darüber hinaus wurden für die Jahre 1991 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 jüngste Energiebilanz liegt für das Jahr 1999 vor.

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 folgenden Änderungen vorgenommen worden (vergleiche ZIESING et al, 2003).

Entsprechend dem Vorgehen der internationalen Organisationen (IEA, EUROSTAT, ECE) wird dem auch bei den Energiebilanzen für Deutschland seit 1995 geltenden sogenannten Wirkungsgradansatz statt dem früher verwendeten Substitutionsansatz gefolgt.

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.

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 nunmehr sachgerecht dem Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher (neue Bezeichnung: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen) zugerechnet (Daten in Kapitel 13.3).

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.

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 59 und Abbildung 60 dargestellt.

13.7 Dokumentation der Daten zum BEU-Modul

Dem BEU-Modul (Struktur siehe Tabelle 10 bis Tabelle 16) 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 zusammengestellt und im Modell mit den Daten der anderen Quellgruppen/ Teilsektoren zusammengeführt. Im Modell werden die Daten mit der Energiebilanz verknüpft und die Brennstoffeinsätze im BEU-Modul abgelegt. Der BEU-Modul und die Daten anderer Erfassungsmerkmale bilden die Grundlage für Prognosen und Szenarien über die Auswirkung von Maßnahmen zur Emissionsminderung.

Bisher ist die Dokumentation für den Sektor Braunkohlenbergbau ausgeführt. Diese Dokumentation umfasst den Zeitraum 1992 – 1999.

13.7.1 Braunkohlenbergbau

13.7.1.1 Beschreibung des Sektors

Im deutschen Braunkohlenbergbau wurden im Jahr 2002 175,4 Mt Rohbraunkohle gefördert. Die Braunkohlenförderung erstreckt sich über 6 Reviere mit folgenden Fördermengen:

Rheinland	94.349	kt
Helmstedt	4.073	kt
Hessen	165	kt
Bayern	59	kt
Lausitz	57.503	kt
Mitteldeutschland	19.215	kt

Von dieser Rohbraunkohleförderung wurden 153,2 Mt (91%) in öffentlichen Wärmekraftwerken in elektrischen Strom umgewandelt.

Neben der Rohbraunkohleförderung gehört die Veredelung der Rohbraunkohle zu den Tätigkeitsfeldern des Braunkohlenbergbaus. Im Jahr 2002 wurden mehr als 5 Mt Braunkohlenprodukte erzeugt:

- Braunkohlenbriketts 1,740 Mt
- Staub-, Trocken- und Wirbelschichtkohlen 3,222 Mt
- Braunkohlenkoks 0,177 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 400 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.

13.7.1.1.1 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 Stillegungsdaten 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 Stillegung der Anlagen enthalten. Die Stillegungstermine 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).

13.7.1.2 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 wiederfinden. 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 wurden 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 95: 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 Zeit-reihe, 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.

13.7.1.3 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.

13.7.1.4 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.

13.7.1.4.1 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.

13.7.1.4.2 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.

13.7.1.4.3 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.

13.7.1.4.4 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_2Emissionen). 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.

Das bisher vom Umweltbundesamt – und in dem hier vorgelegten Inventarbericht immer noch – angewandte Verfahren wird zur Zeit modifiziert. Eine Korrektur aufgrund einer neuen Berechnungsmethode des Basisjahres von bisher 17 auf 15 Mio. Tonnen wird diskutiert. Die Abstimmung der nationalen Expertenrunde wird im Mai 2004 abgeschlossen sein. Eine Korrektur der Aktivitätsraten würde dann die gesamte Zeitreihe von 1990 bis 2002 betreffen– insbesondere auch das Basisjahr 1990.

13.7.1.5 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 Bundes-Immissionsschutzgesetz (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 Wirtschaftszweig 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.

13.7.1.6 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									

13.8 CO_2 Emissionsfaktoren

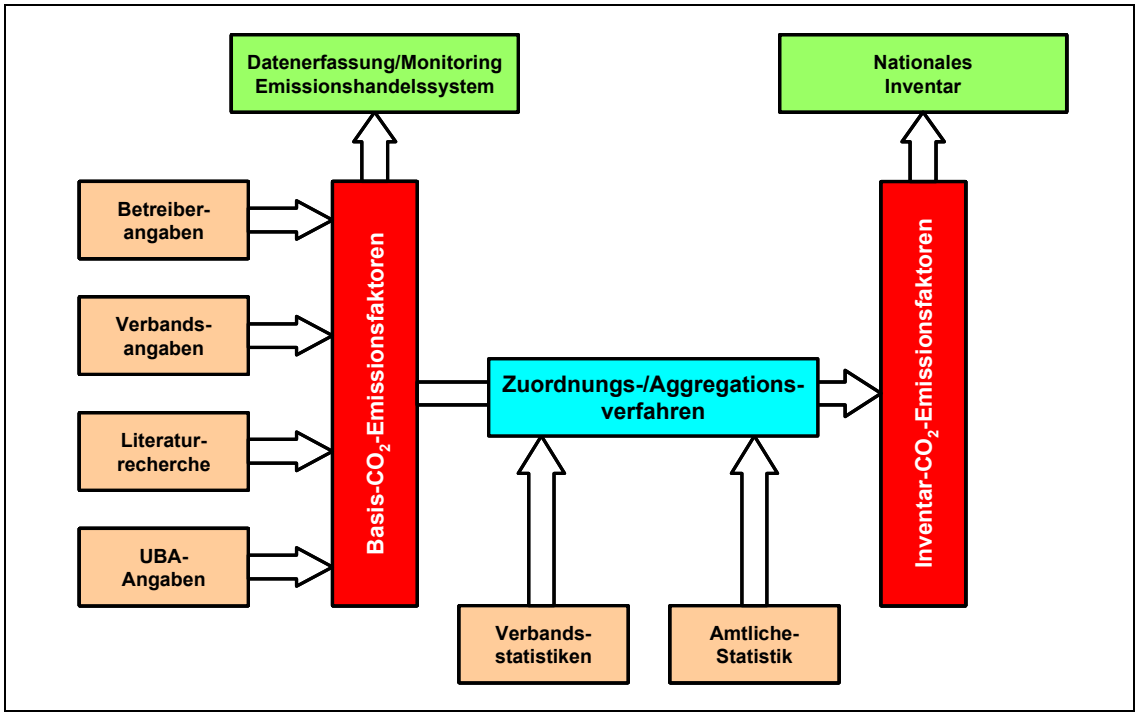
Die dem Inventar zugrunde gelegten Emissionsfaktoren wurden aus der Liste der „*CO_2 Emisssionsfaktoren für die Erstellung der nationalen CO_2-Inventare*“ (Öko-Institut, 2004c) abgeleitet.

13.8.1 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 61 Basis- und Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2



Quelle: Öko-Institut

Vor diesem Hintergrund wurde ein konsistentes Konzept für die CO_2-Emissionsfaktoren entwickelt (Abbildung 61).

Das System basiert auf einem Satz differenzierter CO_2-Emissionsfaktoren, die sich – zum größten Teil – an den Erfordernissen des Emissionshandelssystems ausrichten (sogenannte 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.

13.8.2 Basis-Emissionsfaktoren für CO_2

Ein wesentlicher Teil der Basis-Emissionsfaktoren wurde im Kontext der Datenerhebung für den Nationalen Allokationsplan ermittelt, für die verbleibenden Emissionsfaktoren wurden die traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten Faktoren angesetzt.

Für die aktualisierten CO_2-Emissionsfaktoren wurden folgende Daten ermittelt

- der Kohlenstoffgehalt aus der Elementaranalyse (bezogen auf den Rohzustand) bei festen und flüssigen Brennstoffen sowie die Gaszusammensetzung bei gasförmigen Brennstoffen sowie
- der untere Heizwert.

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass sich sowohl der Kohlenstoffgehalt als auch die Heizwerte auf die jeweils zu Grunde gelegten Proben beziehen und als Einzelkomponenten nicht notwendigerweise repräsentativ sein müssen (dies gilt insbesondere für die festen Brennstoffe mit teilweise stark schwankenden Asche- und Wassergehalten. Die aus beiden Faktoren ermittelten heizwertbezogenen CO_2-Emissionsfaktoren erreichen jedoch eine vergleichsweise hohes Maß an Repräsentativität, da hier die Unsicherheiten hinsichtlich Aschegehalt vollständig und hinsichtlich Wassergehalt weitgehend eliminiert werden können.

Hinsichtlich der *Steinkohlen* (einschließlich Ballaststeinkohle und Anthrazit für den Kraftwerkseinsatz) konnte bei Kesselkohlen auf umfangreiche Datenbestände bzw. –auswertung der Großkraftwerksbetreiber E.ON AG und RWE AG zurückgegriffen, die im Rahmen der VGB diskutiert und abgestimmt wurden. Die Daten für die einzelnen Provenienzen bzw. Gruben wurden für die jeweiligen Länder bzw. die deutschen Zechen durch einfache Mittelwertbildung auf Länderebene aggregiert.

Kohlenstoff und Heizwert von *Anthrazitkohle für den Wärmemarkt* wurden den entsprechenden Kunden-Informationsdaten der DSK Anthrazit Ibbenbüren GmbH entnommen. Die Emissionsfaktoren ergeben sich als Mittelwert über fünf verschiedene Anthrazitqualitäten für den Einsatz auf dem Wärmemarkt.

Für *Steinkohlenbriketts* und *Steinkohlenkoks* wurde auf die traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Die CO_2-Emissionsfaktoren für *Rohbraunkohlen* wurden für das rheinische, das Lausitzer sowie das mitteldeutsche Revier auf Grundlage von Daten der fördernden Unternehmen RWE Power, Vattenfall Europe sowie MIBRAG zu Kohlenstoffgehalt und unterem Heizwert ermittelt. Für die Rohbraunkohlenutzung aus dem Helmstedter Revier sowie der hessischen Förderung wurde auf die traditionell vom UBA verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Für *Braunkohlenprodukte* wurden sämtliche Emissionsfaktoren auf der Grundlage von Unternehmens- bzw. Literaturangaben ermittelt:

- für Wirbelschichtbraunkohle, Braunkohlenstaub, Braunkohlenbriketts und Braunkohlenkoks aus dem rheinischen Revier auf Grundlage von Angaben der RWE Power AG;
- für Wirbelschichtbraukohle, Braunkohlenstaub und Braunkohlenbriketts aus dem Lausitzer Revier auf Grundlage von Angaben der Vattenfall Europe AG;

- für Braunkohlenstaub und Braunkohlenbriketts aus dem mitteldeutschen Revier auf Grundlage der Angaben der MIBRAG GmbH (und ergänzender Literaturangaben bzgl. Braunkohle-Additivbriketts).

Für *Hartbraunkohle* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Für *Brenntorf* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Für die *Mineralölprodukte* Rohbenzin, Motorenbenzin, Dieselkraftstoff, Petroleum und Flugturbinenkraftstoff, leichtes Heizöl, schweres Heizöl, Raffineriegas, Petrolkoks und Andere Mineralölprodukte wurde durchgängig auf die traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Für die Flüssiggase *Propan* und *Butan* sowie für *Methanol* wurden die CO_2-Emissionsfaktoren aus einer stöchiometrischen Analyse abgeleitet.

Die CO_2-Emissionsfaktoren für *Erdgas* in den Qualitäten Verbundgas H, Russland H, Niederlande sowie Erdgas aus der altmärkischen Förderung wurden auf Grundlage von Daten zur Gaszusammensetzung ermittelt, die von Ruhrgas AG, VNG AG sowie EEG Erdgas-Erdöl GmbH bereit gestellt wurden.

Für *Erdölgas* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Die Angaben zu den Emissionsfaktoren für *Stadtgas* wurden für die alten Bundesländer auf Grundlage von Angaben der Ruhrgas AG ermittelt. Für das in den neuen Bundesländern eingesetzte Stadtgas standen Literaturangaben zur Verfügung. Für die spezielle Qualität des Stadtgases aus Hochdruck-Spaltanlagen wurden Daten von der GASAG bereitgestellt.

Als Grundlage für die Ermittlung des Emissionsfaktors für *Kokereigas* stand die Zusammensetzung des Kokereigases von fünf deutschen Kokereien zur Verfügung, die vom Deutschen Stahlinstitut bereitgestellt wurden.

Die typischen Zusammensetzungen sowie die Heizwerte von *Hochofengasen* und *Konvertergasen* zur Ermittlung der CO_2-Emissionsfaktoren wurden von der Hüttenwerke Krupp Mannesmann GmbH zur Verfügung gestellt.

Für *Grubengas* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor zurückgegriffen.

Die CO_2-Emissionsfaktoren für *Biogas* und *Klärgas* sind definitionsgemäß Null – wenn und soweit sie die Definition von Biomasse erfüllen.

Für *Hausmüll/Siedlungsabfall* wird auf einen Wert zurückgegriffen, für den der nicht-organische Kohlenstoffanteil sowie der Heizwert in einem aktuellen Forschungsvorhaben des UBA abgeschätzt wurde.

Für *Industriemüll* wurde auf die (für die alten und neuen Bundesländer bis 1994 unterschiedlichen) traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktoren zurückgegriffen.

Für *Kunststoffabfälle* wurde auf den traditionell vom Umweltbundesamt verwendeten (und bisher nicht weiter dokumentierten) Emissionsfaktor entsprechend dem Emissionsfaktor für Andere Mineralölprodukte zurückgegriffen.

Auch *Sulfit- und Sulfatablauge* sowie *Brennholz* und *andere Biomasse* werden definitionsgemäß mit dem CO_2-Emissionsfaktor Null bewertet, wenn und soweit sie die Definition von Biomasse erfüllen.

Tabelle 96: CO_2 Emisssionsfaktoren für den deutschen Nationalen Allokationsplan (Stand: 27.10.2003)

		CO_2-Emissions-faktor		Bemerkungen
Steinkohlen				
Ballast-Steinkohle		t CO_2/TJ	90	
Anthrazit				
	Ruhr (Kraftwerkseinsatz)	t CO_2/TJ	95	
	Wärmeerzeugung	t CO_2/TJ	98	
Vollwertkohle Deutschland		t CO_2/TJ	93	
	Ruhr	t CO_2/TJ	93	
	Saar	t CO_2/TJ	92	
Vollwertkohle Import		t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert
	Südafrika	t CO_2/TJ	96	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Goedehoop	t CO_2/TJ	95	
	Kleinkopje	t CO_2/TJ	98	
	Forzando	t CO_2/TJ	95	
	Arthur Taylor	t CO_2/TJ	97	
	Koornfontein	t CO_2/TJ	97	
	Douglas P2	t CO_2/TJ	97	
	Middelburg	t CO_2/TJ	95	
	Twistdraai	t CO_2/TJ	92	
	Kromdraai	t CO_2/TJ	95	
	ATC 1	t CO_2/TJ	97	
	Kangra	t CO_2/TJ	98	
	Kolumbien	t CO_2/TJ	94	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Cerrejon	t CO_2/TJ	93	
	Cerrejon Central	t CO_2/TJ	93	
	Cerrejon Prodeco	t CO_2/TJ	95	
	Cerrejon Carbocol	t CO_2/TJ	95	
	Cerrejon Norte	t CO_2/TJ	94	
	Drummond	t CO_2/TJ	95	
	Primero	t CO_2/TJ	93	
	Venezuela	t CO_2/TJ	93	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Guasare	t CO_2/TJ	95	
	Paso Diablo	t CO_2/TJ	91	
	USA	t CO_2/TJ	94	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Kerr McGee	t CO_2/TJ	94	

AMCI	t CO_2/TJ	94	
Scotts Branch	t CO_2/TJ	94	
ANR	t CO_2/TJ	94	
Drayton	t CO_2/TJ	95	
Permeke	t CO_2/TJ	94	
Baltimore	t CO_2/TJ	95	
Consol	t CO_2/TJ	94	
Kanada			
Mountian	t CO_2/TJ	95	
Polen	t CO_2/TJ	94	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Mischkohle	t CO_2/TJ	96	
Poduff	t CO_2/TJ	95	
Anna	t CO_2/TJ	95	
Makoszowy	t CO_2/TJ	93	
Halemba	t CO_2/TJ	93	
Qualität 6000	t CO_2/TJ	93	
Australien	t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Stewarton	t CO_2/TJ	93	
Ulan	t CO_2/TJ	94	
Newlands	t CO_2/TJ	94	
Hunter Mischkohle	t CO_2/TJ	95	
MIM	t CO_2/TJ	95	
Blair Athol	t CO_2/TJ	96	
Drayton	t CO_2/TJ	95	
Burton	t CO_2/TJ	94	
South Black Water	t CO_2/TJ	96	
South Walker Creek	t CO_2/TJ	96	
Indonesien	t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Satui	t CO_2/TJ	95	
Pinang	t CO_2/TJ	96	
Kaltim Prima	t CO_2/TJ	94	
Spitzbergen			
SVEA	t CO_2/TJ	94	
Russland	t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
Kuzbass	t CO_2/TJ	94	
Kedrowsky	t CO_2/TJ	100	
Murmask-Mischkohle	t CO_2/TJ	96	

	Vorgashore	t CO_2/TJ	95	
	Kusheyakovsky	t CO_2/TJ	93	
	Prokopievskugol	t CO_2/TJ	93	
	China (Chenhua)	t CO_2/TJ	95	Allgemeiner Orientierungswert für Exportgruben
	Nantun	t CO_2/TJ	96	
	Yanzhou	t CO_2/TJ	95	
Steinkohlenbriketts		t CO_2/TJ	93	
Steinkohlenkoks		t CO_2/TJ	105	
Braunkohlen				
Rohbraunkohle				
	Rheinland	t CO_2/TJ	114	
	Lausitz	t CO_2/TJ	113	
	Mitteldeutschland	t CO_2/TJ	104	
	Helmstedt	t CO_2/TJ	111	
	Hessen (Hirschberg)	t CO_2/TJ	111	
Wirbelschicht-Braunkohle				
	Rheinland	t CO_2/TJ	98	
	Lausitz	t CO_2/TJ	101	
Braunkohlenstaub				
	Rheinland	t CO_2/TJ	98	
	Lausitz	t CO_2/TJ	99	
	Mitteldeutschland	t CO_2/TJ	94	
Braunkohlenbrikett				
	Rheinland	t CO_2/TJ	99	
	Lausitz	t CO_2/TJ	101	
	Mitteldeutschland	t CO_2/TJ	98	
Braunkohlenkoks				
	Rheinland	t CO_2/TJ	108	
Hartbraunkohle		t CO_2/TJ	97	
Brenntorf		t CO_2/TJ	98	
Mineralölprodukte				
Rohöl		t CO_2/TJ	80	
Rohbenzin		t CO_2/TJ	80	
Motorenbenzin		t CO_2/TJ	72	
Dieselkraftstoff		t CO_2/TJ	74	
Petroleum und Flugturbinenkraftstoff		t CO_2/TJ	74	
Heizöl, leicht		t CO_2/TJ	74	
Heizöl, schwer		t CO_2/TJ	78	
Flüssiggas (Butan)		t CO_2/TJ	64	
Flüssiggas (Propan)		t CO_2/TJ	65	

Raffineriegas		t CO_2/TJ	60	erhebliche Bandbreite, jeweils spezifische Ermittlung notwendig
Petrolkoks		t CO_2/TJ	101	
Methanol		t CO_2/TJ	71	
Andere Mineralölprodukte		t CO_2/TJ	80	
Gase				
Erdgas L Niederlande		t CO_2/TJ	56	
Erdgas H Verbund		t CO_2/TJ	56	
Erdgas H Russland		t CO_2/TJ	55	
Erdgas Altmark		t CO_2/TJ	56	
Erdölgas		t CO_2/TJ	58	
Kokereigas		t CO_2/TJ	40	erhebliche Bandbreite, jeweils spezifische Ermittlung notwendig
Stadtgas (ABL)		t CO_2/TJ	40	
Stadtgas (NBL)		t CO_2/TJ	50	
Stadtgas (Hochdruck-Spaltgas aus Erdgas)		t CO_2/TJ	53	West-Berlin bis 1995
Hochofengas		t CO_2/TJ	268	erhebliche Bandbreite, für anlagenspezifische Betrachtung spezifische Ermittlung notwendig, für nationale Inventare aus Konsistenzgründen 105 t CO_2/TJ
Konvertergas		t CO_2/TJ	183	erhebliche Bandbreite, für anlagenspezifische Betrachtung spezifische Ermittlung notwendig, für nationale Inventare aus Konsistenzgründen 105 t CO_2/TJ
Grubengas		t CO_2/TJ	55	
Biogas		t CO_2/TJ	0	sofern und soweit als Biomasse anerkannt
Klärgas		t CO_2/TJ	0	sofern und soweit als Biomasse anerkannt
Andere Brennstoffe				
Hausmüll		t CO_2/TJ	15	
Industriemüll		t CO_2/TJ	20	Braunkohleabfälle nur NBL: 94 t/TJ
Klärschlamm				Kein EF vorhanden
Brennholz und andere Biomasse		t CO_2/TJ	0	sofern und soweit als Biomasse anerkannt

Quellen: Umweltbundesamt, Angaben der Unternehmen und Verbände, AG Energiebilanzen, ifeu-Institut für Energie und Umweltforschung, Berechnungen des Öko-Instituts

13.8.3 Ermittlung der Inventar-Emissionsfaktoren für CO_2

Auf Grundlage der Basis-Emissionsfaktoren für CO_2 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 97 und Tabelle 98).

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 ein 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 Tabelle 96 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 die 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 97: 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 97.

	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 98 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 98.

	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

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 Energy Industries (1.A.1)

14.1.1.1 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 (Kapitel 13.8) 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 sogenannten 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 62 dargestellt.

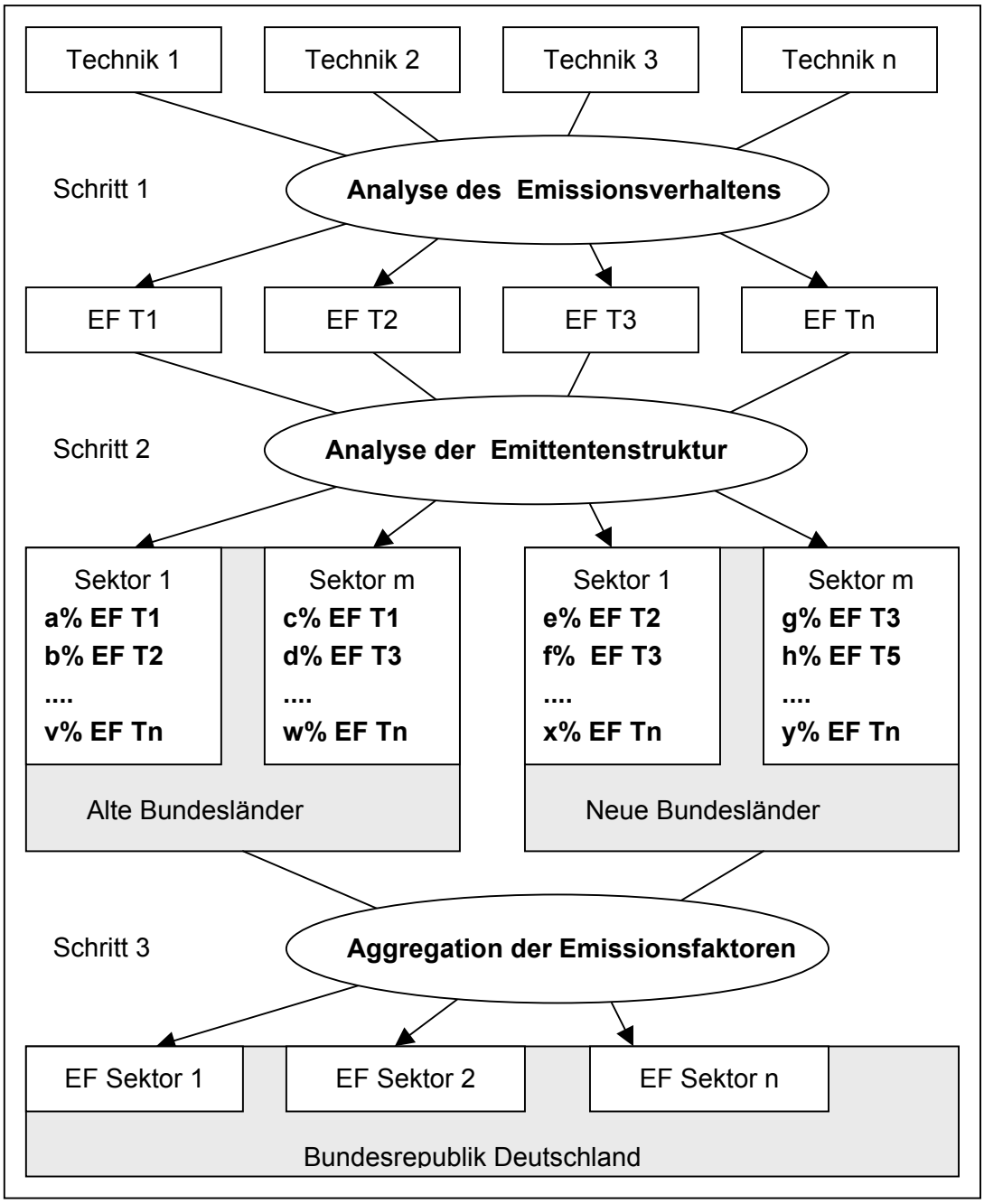


Abbildung 62: Methodik der Emissionsfaktorenberechnung

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[174]. 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 99 fasst die berücksichtigten Anlagenarten nochmals nach 4. BImSchV-Nummer und Erklärungsart zusammen.

Tabelle 99: 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 100 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.

174 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 100: 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

14.1.1.2 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.

14.1.1.3 Methan-Emissionsfaktoren im Forschungsvorhaben RENTZ et al, 2002

Die folgende Tabelle 101 fasst die Emissionsfaktoren der Tabellen 3, 4 und 5 des Anhangs E des Forschungsvorhabens RENTZ et al (2002) zusammen:

Tabelle 101: 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 Bundesrebublik Deutschland gesamt

14.1.2 Verarbeitendes Gewerbe (1.A.2)

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

14.1.2.1.1 Methodische Aspekte (1.A.2a)

Im Hochofenprozess der Eisenschaffenden Industrie wird gleichzeitig Energie verbraucht (Endenergieverbrauch) und Energie in Form von Gichtgas erzeugt (Umwandlungsausstoß). Um in der Energiebilanz eine Doppelzählung zu vermeiden, wird das auf den Heizwert bezogene Koksäquivalent der Gichtgasmenge vom Koksverbrauch der Eisenschaffenden Industrie abgezogen und als Umwandlungseinsatz im Hochofen ausgewiesen (Energiebilanz Zeile 17).

Der um das Koksäquivalent verminderte Kokseinsatz im Hochofen wird dem Endenergieverbrauch zugeordnet. In der Bilanz der Emissionsursachen (BEU) wird dieser Koksverbrauch in der Tabelle 15 ausgewiesen.

Die vom Prozessablauf her korrekte Vorgehensweise bei der Emissionsbilanz wäre, das im Gichtgas enthaltene CO_2 dem Hochofenprozess und die Oxidation des im Gichtgas enthaltenen CO der Verbrennung des Gichtgases zuzuordnen. Das setzt voraus, dass die Gichtgaszusammensetzung genau bekannt ist. Wegen der großen Brandbreite der Gichtgasanalysen hat dieser Ansatz nur theoretische Bedeutung. Deshalb, werden die CO_2-Emissionen der Gichtgasverbrennung mit dem CO_2-Emissionsfaktor für Steinkohlenkoks bewertet. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die CO_2-Emissionen aus dem Hochofenprozess und der Gichtgasverbrennung nicht größer sind als das mit dem Steinkohlenkoks in den Hochofen eingebrachte CO_2-Emissionenspotential.

14.1.2.1.2 Industrieprozessfeuerung Hochofen

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Als Quelle für die Produktionsangaben wurde die vorläufige Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1990 bis 1999 (AGEB, 2003: Zeilen 17 und 54) bzw. deren UBA-interne Fortschreibung (Berechnungen des UBA 2003, Stand Oktober

2004) und die Statistik des produzierenden Gewerbes (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, 1991-2004: Produzierendes Gewerbe. Eisen und Stahl, Tabelle 3.25, 4. Vierteljahr 2003) herangezogen. Direkt vom Statistischen Bundesamt übernommen werden die Einsatzmengen von flüssigen Brennstoffen, Koksofengas, Hochofengas und Erdgas. Diese Angaben werden mittels der maßgeblichen durchschnittlichen Heizwerte gemäß Energiebilanz in TJ umgerechnet und im ZSE unter Heizöl, schwer, Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas als Aktivitätsraten geführt.

Die Ermittlung der Aktivitätsrate „Steinkohlenkoks“ erfolgt nach gleichem Prinzip, nur dass nach der Umrechnung in TJ die Angaben des Statistischen Bundesamts um den jeweiligen Wert des Koksäquivalents der Energiebilanz, Zeile 17, gemindert werden müssen.

Für die Ermittlung des Steinkohleeinsatzes in Hochofenbetriebe erweisen sich die Angaben des Statistischen Bundesamtes als nicht verwendbar, da diese nicht nur Hochofen- und Sinteranlagen betreffen, sondern auch Einsätze zur Verstromung beinhalten.
Die Aktivitätsrate „Steinkohle“ wird daher als Differenz von Steinkohlenverbrauch gemäß Energiebilanz, Zeile 54, und dem auf Steinkohle entfallenden Anteil fester Brennstoffe in Sinteranlagen berechnet (vergleiche Sinteranlagen).
Die Aktivitätsrate „Andere Mineralölprodukte“ ist der Energiebilanz, Zeile 54, entnommen und beinhaltet die im Hochofen eingesetzten Kunststoffabfälle.
Die weitere Untergliederung der Aktivitätsrate „Heizöl schwer“, in Fraktionen mit durchschnittlich 1,9 bzw. mehr als 2,8 % Schwefel ist für die Emissionsermittlung ohne Relevanz; sie ist Teil einer Bilanz, in der die Absatzmengen von hoch schwefelhaltigem schweren Heizöl (Quelle: Mineralölwirtschaftsverband) nach Plausibilitätsgesichtspunkten auf Quellgruppen mit minimaler Emissionsrelevanz verteilt werden.

Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 102.

14.1.2.1.3 Industrieprozessfeuerung Sinteranlage

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Als Quelle für die Produktionsangaben wurde die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (AGEB, 2003: Zeile 54), und die Statistik des produzierenden Gewerbes (DESTATIS Fachserie 4 Reihe 8.1 1991-2004: Produzierendes Gewerbe. Eisen und Stahl, Tabelle 3.25, 4. Vierteljahr 2003) herangezogen. Das Statistische Bundesamt weist für Sinteranlagen lediglich den Einsatz von festen Brennstoffen insgesamt in 1000 t SKE aus. Dieser Wert wird zunächst auf die für energiebezogene Aktivitätsraten maßgebliche Einheit TJ umgerechnet.

Die darin zusammengefassten Brennstoffeinsätze werden im nächsten Schritt anhand der Energiebilanz, Zeile 54, identifiziert, wobei davon ausgegangen wird, dass sämtliche den festen Brennstoffen zuzurechnenden Angaben dieser Zeile auf die Prozessfeuerungen Hochofen und Sinteranlage entfallen. Die Angaben für Braunkohlenbriketts gemäß Zeile 54 werden als Aktivitätsrate Braunkohlenbriketts in TJ ausgewiesen, die für andere Braunkohlenprodukte als Aktivitätsrate Braunkohlenkoks in TJ. Die Aktivitätsrate Steinkohlenkoks in TJ errechnet sich aus der Differenz von Energiebilanzwert und Aktivitätsrate Hochofen (vergleiche Hochofenbetriebe).Die Aktivitätsrate Steinkohle in TJ

errechnet sich schließlich aus dem Einsatz an festen Brennstoffen gemäß Statistischem Bundesamt in TJ abzüglich der zuvor ermittelten Aktivitätsraten für Braunkohlenbriketts, Braunkohlenkoks und Steinkohlenkoks. Da das Statistische Bundesamt für Sinteranlagen nur den Einsatz von festen Brennstoffen ausweist, aber ca. 0,18 GJ/t Fertigsinter gasförmige Brennstoffe zum Zünden verbraucht werden, muss über die Sinterproduktion die eingesetzte Gasmenge ermittelt werden. Aus diesem Wert errechnen sich zu gleichen Teilen die Aktivitätsraten Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas – eine Annahme, die von den jeweiligen Angaben der Energiebilanz, Zeile 54, abgedeckt wird. Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 102.

Tabelle 102: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerungen Hochofen und Sinteranlage (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, 1990-2004: Tab.3.25)

Brennstoffverbrauch der Hochofenbetriebe	**Einheit**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Koks (= Steinkohlenkoks)	1000 t	11392	10482	11372	10778	9886	11562	10871	11000
Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer)	1000 t	1475	1318	1374	1354	1116	869	1074	1030
1,9% S	1000 t	1088	864	977	868	818	571	670	879
>2,8% S	1000 t	387	454	397	486	298	298	404	151
Koksofengas (=Kokereigas)	Mio m³ (Vn) Ho	212	165	156	134	103	143	143	130
Hochofengas (=Gichtgas)	Mio. m³ (Vn) Ho	1452	1372	1479	1435	1254	1370	1309	1310
Erdgas	Mio m³ (Vn) Ho	237	232	268	262	268	263	193	240
Heizwerte der Energieträger gemäß Energiebilanz									
Steinkohlenkoks	TJ/1000 t	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650	28,650
Heizöl, schwer	TJ/1000 t	40,557	40,539	40,968	40,968	40,921	40,921	40,404	40,404
Kokereigas	TJ/ Mio. m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Gichtgas	TJ/ Mio m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Erdgas	TJ/ Mio. m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Koks in Hochofenbetrieben, DESTATIS (1)	TJ	326381	300309	325808	308790	283234	331251	311454	315150
Erzeugung von Hochofengas, DESTATIS	Mio m³ (Vn) Ho						4724	4479	4495
Steinkohlenkoks, EB-Z. 17 [2)]	TJ	167889	152590	167574	161758	148837	166138	157522	158085
AR Steinkohlenkoks Hochofen ([3)]	TJ	158492	147719	158234	147032	134397	165113	153932	157065
Steinkohlenkoks, EB-Z. 54 [4)]	TJ	185000	188000	187772	188804	177401	205007	187485	166458
AR Steinkohlenkoks Sinter [5)]	TJ	26508	40281	29538	41772	43004	39894	33553	9393
Feste Brennstoffe in Sinteranlagen, DESTATIS	1000 t SKE	1619	1659	1706	1832	1667	1752	1638	1540
Feste Brennstoffe in Sinteranlagen, DESTATIS [6)]	TJ	47450	48622	49999	53692	48856	51348	48007	45134
Braunkohlenbriketts, EB-Z. 54	TJ	19	6	12		3			
Andere Braunkohlenprodukte, EB-Z. 54, (=Braunkohlenkoks)	TJ	308	150	209	230	178	216	198	205
AR Steinkohle Sinter [7)]	TJ	20614	8185	20240	11690	5671	11238	14256	35537
Steinkohle, EB-Z. 54	TJ	55930	51430	65381	70128	73501	73078	70625	70625
AR Steinkohle Hochofen [8)]	TJ	35316	43245	45141	58438	67830	61840	56369	35088
EMEV Hochofen									
AR Steinkohle [8)]	TJ	35316	43245	45141	58438	67830	61840	56369	35088
AR Steinkohlenkoks [3)]	TJ	158492	147719	158234	147032	134397	165113	153932	157065
AR Heizöl, schwer [9)]	TJ	59822	53430	56290	55471	45668	35560	43394	41616
1,9% S	TJ	44126	35033	40011	35565	33468	23359	27071	35515
>2,8% S	TJ	15696	18397	16279	19906	12199	12201	16323	6101
AR Andere Mineralölprodukte, EB-Z. 54	TJ	398	319	393	398	398	351	98	304
AR Kokerei-/Stadtgas [10)]	TJ	6728	5236	4951	4253	3269	4538	4538	4126

Brennstoffverbrauch der Hochofenbetriebe	Einheit	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
AR Gichtgas [10)]	TJ	46081	43542	46938	45541	39797	43478	41542	41574
AR Erdgas [10)]	TJ	7521	7363	8505	8315	8505	8347	6125	7617
AR Summe	**TJ**	**374179**	**354285**	**376741**	**374918**	**345531**	**354788**	**349393**	**329006**
Roheisenproduktion	1000 t	30012	27722	30940	30162	27934	30845	29184	29427
Spez. Energieverbrauch pro t Roheisen	GJ	12,47	12,78	12,18	12,43	12,37	11,50	11,97	11,18
Sintererzeugung	1000 t	28243	27268	28759	28883	26740	27959	27055	26104
Spezifischer Gasverbrauch pro t Fertigsinter	GJ	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
Gasverbrauch für Sintererzeugung	TJ	5084	4908	5177	5199	4813	5033	4870	4699
EMEV Sinteranlage									
AR Steinkohle [7)]	TJ	20614	8185	20240	11690	5671	11238	14256	35537
AR Steinkohlenkoks [5)]	TJ	26508	40281	29538	41772	43004	39894	33553	9393
AR Braunkohlenbriketts, EB-Z. 54	TJ	19	6	12		3			
AR Braunkohlenkoks, EB-Z. 54	TJ	308	150	209	230	178	216	198	205
AR Kokerei-/Stadtgas [11)]	TJ	1695	1636	1726	1733	1604	1678	1623	1566
AR Gichtgas [11)]	TJ	1695	1636	1726	1733	1604	1678	1623	1566
AR Erdgas [11)]	TJ	1695	1636	1726	1733	1604	1678	1623	1566
AR Summe	**TJ**	**52533**	**53530**	**55176**	**58891**	**53670**	**56380**	**52876**	**49833**
Spez. Energieverbrauch pro t Fertigsinter	GJ	1,86	1,96	1,92	2,04	2,01	2,02	1,95	1,91

[1)] Steinkohlenkoks in 1000 t * Heizwert gemäß Energiebilanz

[2)] Die Angaben für 2000 bis 2002 errechnen sich - analog zu den Werten der Energiebilanz der Vorjahre - aus der Erzeugung von Hochofengas gemäß DESTATIS (1991-2004)
[Mio. m³ (Vn) Ho*35,169 TJ/Mio. m³]

[3)] Koks in Hochofenbetrieben (DESTATIS, 1991-2004), / Steinkohlenkoks, (AGEB, 2003: Zeile 17)

[4)] Die Angaben der Energiebilanz (AGEB, 2003) für 1995 (194992 TJ) und 1996 (196568 TJ) wurden vorläufig gemindert und die Differenz in die Zeile 53 umgebucht, da dort zu wenig Steinkohlenkoks ausgewiesen ist. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen wurde über diesen Sachverhalt informiert.

[5)] Steinkohlenkoks (AGEB, 2003: Zeile 54) / AR Steinkohlenkoks Hochofen

[6)] Feste Brennstoffe in Sinteranlagen (DESTATIS, 1991-2004) [1000 t SKE*29,308 TJ/1000 t SKE]

[7)] Feste Brennstoffe in Sinteranlagen (DESTATIS, 1991-2004) [TJ] / AR Steinkohlenkoks Sinter / Braunkohlenbriketts (AGEB, 2003: Zeile 54) / Andere Braunkohlenprodukte, (ebd.)

[8)] Steinkohle (AGEB, 2003: Zeile 54) / AR Steinkohle Sinter

[9)] Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer) [1000 t * Heizwert] gemäß AGEB (2003)

[10)] [Mio m³ (Vn) Ho*31,736 TJ/ Mio m³ Hu]

[11)] Gasverbrauch für Sintererzeugung zu gleichen Teilen auf Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas verteilt.

14.1.2.1.4 Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk

Die energiebezogenen Aktivitätsraten, Emissionsfaktoren und Emissionen der Warmwalzwerke sind im Zentralen System Emissionen (ZSE) unter dem Modulnamen INPFWA (Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk) abgelegt.

Die Quelle für die Brennstoffeinsätze ist das Statistische Bundesamt (DESTATIS Fachserie 4 Reihe 8.1, 1991-2004: Produzierendes Gewerbe. Eisen und Stahl, Tabelle 3.25, 4. Vierteljahr 2003)

Das im Folgenden beschriebene Verfahren gilt derzeit für die Erstellung der Aktivitätsratenzeitreihen mit Raumbezug Deutschland ab 1995. Es ist zugleich der methodische Ausgangspunkt für die noch durchzuführenden Rekalkulationen der Zeitreihen für die alten und neuen Bundesländer 1990-1994.

Das Statistische Bundesamt weist für Warmwalzwerke den Einsatz von flüssigen Brennstoffen, Koksofengas, Hochofengas und Erdgas aus. Diese Angaben werden mittels der maßgeblichen durchschnittlichen Heizwerte gemäß Energiebilanz in TJ umgerechnet und im ZSE unter Heizöl, schwer, Kokerei-/Stadtgas, Gichtgas und Erdgas als Aktivitätsraten geführt. Energiebilanzseitig sind diese Aktivitätsraten durch Zeile 54 abgedeckt. Über die ermittelten Aktivitätsraten informiert Tabelle 103.

Tabelle 103: Ermittelte Aktivitätsraten (AR) des emissionsrelevanten Energieverbrauchs (EMEV) der Industrieprozessfeuerung Warmwalzwerk (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, 1991-2004: Tab. 3.25)

Brennstoffverbrauch der Warmwalzwerke	**Einheit**	**1995**	**1996**	**1997**	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**
Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer)	1000 t	18	23	24	24	19	16	16	28
Koksofengas (=Kokereigas)	Mio m³ (Vn) Ho	722	686	723	642	522	583	478	462
Hochofengas (=Gichtgas) (3)	Mio. m³ (Vn) Ho	201	188	210	193	185	184	174	170
Erdgas	Mio m³ (Vn) Ho	1384	1358	1512	1505	1528	1595	1599	1587
Heizwerte der Energieträger gemäß Energiebilanz									
Heizöl, schwer	TJ/1000 t	40,557	40,539	40,968	40,968	40,921	40,921	41,404	41,404
Kokereigas	TJ/ Mio. m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Gichtgas	TJ/ Mio m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
Erdgas	TJ/ Mio m³ Hu	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736	31,736
EMEV Warmwalzwerk									
AR Heizöl, schwer (1)	TJ	730	932	983	983	777	655	662	1159
AR Kokerei-/Stadtgas (2)	TJ	22913	21771	22945	20375	16566	18502	15170	14662
AR Gichtgas (2)	TJ	6379	5966	6665	6125	5871	5839	5522	5395
AR Erdgas (2)	TJ	43923	43097	47985	47763	48493	50619	50746	50365
AR Summe	TJ	73945	71767	78578	75245	71707	75615	72100	71581

(1) Flüssige Brennstoffe (= Heizöl, schwer) [1000 t * Heizwert] gemäß AGEB (2003)
(2) [Mio m³ (Vn) Ho*31,736 TJ/ Mio m³ Hu]
(3) Angabe für 2002 geschätzt, da erstmals geheim

14.1.3 Transport (1.A.3)

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

14.1.3.1.1 Schwefelgehalt von Flugzeugkraftstoff

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 2003). 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 vom schwefelarmen Dieselkraftstoff – präzise allgemeingültige Daten wurden aber nicht vorgelegt. Berücksichtigt man die vorliegenden und gesicherten Zahlenwerte, so dürfte der Gehalt immer noch

signifikant über dem durchschnittlichen Gehalt in Dieselkraftstoff von etwa 50 ppm liegen. Deswegen wird der in (Döpelheuer, 2002) angegebene Wert zugrunde gelegt. Unter der Annahme einer vollständigen Umsetzung ergibt sich somit ein Emissionsfaktor von 0,4 g/kg SO_2. 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.

14.1.3.1.2 Detaillierte Erläuterung der verwendeten EF und Verifizierung (1.A.3a)

In Zusammenhang mit den Emissionen der ***Stickoxide*** hat sich insofern ein tiefgreifender Wandel vollzogen, als mit dem Bemühen, die Triebwerke treibstoffeffizienter zu gestalten, der durchschnittliche Emissionsfaktor angestiegen ist. Allerdings wurden zu früheren Zeitpunkten beispielsweise der Reiseflug überschätzt, was sich auch im Wert der Tabelle 20 wiederspiegelt. Die Ermittlung des Emissionsfaktors von Stickstoffdioxid gestaltet sich insgesamt schwierig (DÖPELHEUER, 2002; RAND, 2003; UBA, 2001a). Korrekterweise müsste an dieser Stelle zunächst von Stickoxiden 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 Stickoxide, 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 Stickoxide 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: hohes/ mittleres/ niedriges Emissionsniveau (RAND, 2003).

Verlässliche Werte sind derzeit nur über die ICAO-Datenbank verfügbar (ICAO, 2002). Diese beziehen sich allerdings lediglich auf den LTO-Zyklus. Mit dem Zyklus wird überprüft, ob die international völkerrechtlich verbindlichen Grenzwerte (bislang für Stickoxide, 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 104).

Tabelle 104: Referenzphasendauer für Triebwerke nach ICAO

	Rollen am Boden	**Startlauf**	**Steigflug**	**Anflug und Landung**	**Summe**
Schub [v.max.Schub]	7 %	100 %	85 %	30 %	-
Dauer [min]	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 Stickoxidemissionen 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 Stickoxiden 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 (sieheTabelle 22).

Tabelle 105: NO_X -Emissionsfaktoren für 1992 und 2015 von NASA, ANCAT und DLR (IPCC 1999) ,ohne militärischer Flugverkehr (alle Flugphasen)

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

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 Stickoxidausstoß angenommen wurde, der Zenit beim 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 Stickoxidemissionen 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 heran gezogen 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.

14.1.3.2 Ableitung der Aktivitätsraten zum Straßenverkehr (1.A.3b)

14.1.3.2.1 Abgleich auf die Energiebilanz

Als Basis der ZSE-Datenerfassung des Straßenverkehrs wird der Endenergieverbrauch entsprechend den Angaben der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zugrundegelegt. 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 106 dargestellt.

Tabelle 106: Energiebilanzen 1990-2002

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
Vorläufige Angaben gemäß Auswertetabellen *							
2000	D	62	1238000	600	1107754	100	14000
2001	D	62	1200000	600	1098117	100	19000
2002	D	62	1167000	600	1107123	100	23000
Quellen: Energiebilanzen 90-99 (AGEB, Stand: 12/2002) in TJ Auswertetabellen Energiebilanz: für Ottokraftstoff: Auswertetabellen der Energiebilanz Stand 31.7.2003; Dieselkraftstoff: Auswertetabellen der Energiebilanz Stand 31.7.2003, (Angaben zu DK) – (Angaben zu Schienenverkehr und Binnenschifffahrt); Biodiesel: Auswertetabellen der Energiebilanz Stand 31.7.2003, (Angaben über sonstige Energieträger) – 1 PJ [Näherungsweise]							

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 107).

Tabelle 107: 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 Kategorien „Pkw“ und „übrige Kfz“ abgeleitet. Grund für diese Differenzierung ist, dass TREMOD bisher für die Diesel-Pkw relativ niedrige Basisverbrauchswerte enthält, die einen durchschnittlichen Kraftstoffverbrauch ergeben, der deutlich unter den DIW-Werten (DIW, 2002) liegt. Daher werden die Verbrauchswerte der Diesel-Pkw deutlich stärker nach oben korrigiert als die Werte der dieselbetriebenen Nutzfahrzeuge. Diese Unterscheidung wurde ab dem Bezugsjahr 1994 durchgeführt.

Für das Jahr 2002 liegen mittlerweile vorläufige Werte der Energiebilanz jedoch noch keine Daten für die Verkehrsmengen vor. Die Verkehrsmengen in TREMOD 2002 sind daher noch Szenarienwerte. Die Korrekturfaktoren werden sich somit mit Sicherheit ändern, wenn das Modell in den Fahrleistungen auf 2002 aktualisiert wurde.

Die folgende Tabelle 108 fasst die verwendeten Anpassungsfaktoren zusammen.

Tabelle 108: Korrekturfaktoren zur Anpassung an die Energiebilanz

Jahr	Land	Ottokraftstoff		Dieselkraftstoff	
		Pkw	Übrige	Pkw	Übrige
1990	ABL	1,0182	1,0182	1,0660	1,0660
1990	NBL	1,0091	1,0091	1,5264	1,5264
1991	ABL	1,0189	1,0189	1,0309	1,0309
1991	NBL	1,0638	1,0638	1,0597	1,0597
1992	ABL	1,0253	1,0253	1,0745	1,0745
1992	NBL	1,0246	1,0246	1,1146	1,1146
1993	ABL	1,0582	1,0582	1,1563	1,1563
1993	NBL	0,9808	0,9808	1,0702	1,0702
1994	ABL	1,0500	1	1,2	1,0434
1994	NBL	1,0500	1	1,2	1,0434
1995	D	1,0694	1	1,2	1,0422
1996	D	1,0699	1	1,2	1,0389
1997	D	1,0674	1	1,19	1,0226
1998	D	1,0570	1	1,183	1,0515
1999	D	1,0474	1	1,19	1,0709
2000	D	1,0401	1	1,20	1,0627
2001	D	1,0421	1	1,20	1,0134
2002	D	1,0207	1	1,18	0,9887
Anmerkungen: Für ABL und NBL bis 1993 keine Unterscheidung nach Fahrzeugkategorien; 1994 Korrekturfaktoren ABL und NBL wie in D gesamt					

14.1.3.2.2 Zuordnung von Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas auf die Strukturelemente

Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas sind in der Energiebilanz für den Bereich Verkehr ausgewiesen und wurden bisher nicht in TREMOD berücksichtigt. Für den Import nach ZSE werden Ergebnisse für diese Energieträger daher zusätzlich abgeleitet. Dazu wird der Energieverbrauch nach Energiebilanz den einzelnen Strukturelementen nach den Vorgaben des Umweltbundesamtes (Abkürzungen siehe Tabelle 16) 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.

14.1.3.2.3 Aktivitätsrate für Verdunstung

Als Aktivitätsrate für die Verdunstungsemissionen wird der gesamte Otto-Kraftstoffverbrauch innerorts nach TREMOD angesetzt, bei Mopeds der Gesamtverbrauch. Es werden die Energiebilanz-korrigierten Werte verwendet.

14.1.3.3 Ableitung der Emissionsfaktoren

14.1.3.3.1 Emissionsfaktoren aus TREMOD

Die Emissionsfaktoren werden im ZSE für den Bereich „Antrieb“ in kg/TJ, für den Bereich „Verdunstung“ in kg/t angegeben. Für die Materialien „Ottokraftstoff“ und „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 107) 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.

14.1.3.3.2 Emissionsfaktoren für Biodiesel, Petroleum und Flüssiggas

Die Emissionsfaktoren für Biodiesel und Petroleum werden für alle Strukturelemente entsprechend den Vorgaben des Umweltbundesamtes denjenigen von konventionellem Diesel gleichgesetzt. Ausnahmen:

- Der 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 109: 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

14.1.3.4 Erweiterung um den Energieträger Erdgas

Die Aktualisierung von TREMOD umfasst auch die Option, Erdgas als Energieträger zu berücksichtigen, wenn die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen zukünftig Erdgas als Energieträger des Verkehrs ausweist. Eine solche Berücksichtigung in der jetzigen Schnittstelle kann nur erfolgen, wenn die genauen Zuordnungskriterien analog dem Vorgehen bei Biodiesel, Erdgas und Petroleum festgelegt werden:

- Angabe der betroffenen Strukturelemente und ihre Anteile am Verbrauch
- Angabe von Emissionsfaktoren für die betroffenen Strukturelemente

Dazu könnten zum jetzigen Zeitpunkt allgemeine Datentabellen definiert werden, in die diese Angaben dann explizit eingeben werden können. Die Mindestanforderungen sind in den folgenden Tabellen (Tabelle 110und Tabelle 111)dargestellt:

Tabelle 110: Eingabestruktur Erdgas: Anteil Strukturelement am Energieverbrauch

Material	Strukturelement	Anteil/Jahr
Erdgas	z.B. SV BUS MTIO	60%
Erdgas	...	...
Erdgas	Summe	100%

Tabelle 111: 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.

14.1.3.5 Ableitung der Daten für West- und Ostdeutschland 1994

In TREMOD wird zwischen alten und neuen Bundesländern nur bis zum Jahr 1993 unterschieden. Da ZSE eine Differenzierung auch für 1994 erfordert, muss eine Aufteilung mit vereinfachten Annahmen erfolgen. Randbedingungen sind:

- Die Aktivitätsraten für Antrieb müssen in der Summe den Werten der Energiebilanz (jeweils alte und neue Bundesländer) entsprechen.
- Die Emissionen, die sich durch Verknüpfung der Aktivitätsraten mit den Emissionsfaktoren ergeben, müssen im Gesamtergebnis den TREMOD-Ergebnissen für Deutschland entsprechen.
- Unter diesen Randbedingungen kann im Rahmen dieser Arbeit eine Aufteilung nur unter den folgenden Annahmen vorgenommen werden:
- Die Emissionsfaktoren für alte und neue Bundesländer werden für alle Strukturelemente so angesetzt wie für Deutschland insgesamt im Jahr 1994.
- Die Anteile der Strukturelemente an den Aktivitätsraten je Energieträger werden für alte und neue Bundesländer jeweils gleich angesetzt und entsprechen denen von Deutschland insgesamt im Jahr 1994.

Mit diesen Annahmen werden die genannten Randbedingungen erfüllt. Nicht erfüllt wird eine dritte Randbedingung: die Plausibilität der Emissionsergebnisse in der Zeitreihe jeweils für alte bzw. neue Bundesländer. Zur Erfüllung dieser Randbedingung sollte das Jahr 1994 in TREMOD zukünftig neu modelliert werden, indem zunächst Bestände und Fahrleistungen für alte und neue Bundesländer getrennt abgeleitet werden und die Emissionsberechnung aufgrund dieser Daten neu durchgeführt wird.

14.1.4 Diffuse Emissionen aus Festbrennstoffen (1.B.1)

14.1.4.1 Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren im Kohlenbergbau (1.B.1a)

Im Rahmen einer Verifizierung wurden verschiedene Datenquellen für Aktivitätsraten im Kohlenbergbau und auch die verwendeten EF mit denen anderer Länder verglichen.

Mögliche Datenquellen sind:

- Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. („Silbernes Heft“) (www.kohlenstatistik.de)
  ⇒ Die Daten aus der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. werden als Basisstatistik für

die Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland sowie für die Statistiken des Statischen Bundesamtes verwendet

- BMWA - Der Bergbau in der Bundesrepublik Deutschland 1990-2002 („Blaues Heft“)
- Europäisches Handbuch der Energie- und Rohstoffwirtschaft (Glückauf Verlag)
- Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland (www.ag-energiebilanzen.de)
  ⇒ Sekundärstatistik auf Basis der Statistik der Kohlenwirtschaft.
- Statischen Bundesamtes (DESTATIS)
  ⇒ Sekundärstatistik auf Basis der Statistik der Kohlenwirtschaft.

Gegenüberstellung und Vergleich der Verwendbarkeit der Datenquellen für AR zum Steinkohlenbergbau

Die Förderzahlen sowohl von Steinkohlen als auch von Braunkohlen werden von der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. veröffentlicht, die dann Grundlage für die Energiebilanz, das Jahrbuch der Energiewirtschaft, das „Blaue Heft“ des BMWA und die Veröffentlichungen des Statischen Bundesamtes sind. Diese Daten stehen zeitnah zur Verfügung.

Tabelle 112 Vergleich der Aktivitätsraten für das Jahr 2002

Datenquelle	**Steinkohle [Mio. t]**	**Braunkohle [Mio. t]**
Statistik der Kohlenwirtschaft Gesamt	**26,363**	**181,747**
Ohne Kleinzechen	26,088	
Kleinzechen	0,275	
Jahrbuch Energiewirtschaft Gesamt	**26,363**	**181,8**
Ohne Kleinzechen	26,088	
Kleinzechen	0,275	
DESTATIS	**26,363**	**177.714**
Blaues Heft (BMWA)	**26,363**	**181,778**

Detaillierte statistischen Daten für 2003 werden erst später erfasst

Für die Emissionsberichterstattung werden die Primärdaten der Statistik der Kohlenwirtschaft e.V. verwendet.

Verifizierung der Ergebnisse durch Ländervergleich

Zur Verifizierung der Ergebnisse für Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau wurde ein Vergleich mit den Default-Werten des IPCC Workbook (IPCC, 1997a, Kapitel 1.5, S. 1.26) sowie mit Nachbarländern von Deutschland durchgeführt, bei denen ähnliche Randbedingungen bezüglich geologischer Gegebenheiten und chemischer Zusammensetzung der Kohle anzunehmen sind. Als Länder für den Vergleich wurden Tschechien, Polen und Frankreich gewählt. Bezugsjahr für den Vergleich ist 2002, die Daten stammen aus den veröffentlichten CRF-Tabellen dieser Länder[175].

[175] Siehe im Internet unter
http://unfccc.int/national_reports/annex_i_ghg_inventories/national_inventories_submissions/items/2761.php

Tabelle 113: Daten zum Ländervergleich für Methanemissionen aus dem Kohlenbergbau

	UNFCCC-Default		Czech Republic			Poland			France *)		
	EF (low) CH_4 [kg/t]	EF (high) CH_4 [kg/t]	AD [Mt]	IEF CH_4 [kg/t]	E CH_4 [Gg]	AD [Mt]	IEF CH_4 [kg/t]	E CH_4 [Gg]	AD [Mt]	IEF CH_4 [kg/t]	E CH_4 [Gg]
1. B. 1. a. Coal Mining and Handling			59,95		237,48	161,92		568,48	2,63		62,87
i. Underground Mines (Sum)	10,90	29,00	14,47	13,78	199,39	103,71	5,47	567,74	1,63	38,55	62,83
Mining Activities	10,00	25,00		12,16	175,92		5,47	567,74		38,55	62,83
Post-Mining Activities	0,90	4,00		1,62	23,47		IE	IE			IE
ii. Surface Mines (Sum)	0,30	2,20	45,48	0,84	38,09	58,21	0,01	0,74	1,00	0,04	0,04
Mining Activities	0,30	2,00		0,77	35,04		0,01	0,74		0,04	0,04
Post-Mining Activities	0,00	0,20		0,07	3,05		NE	NE			IE
1. B. 1. b. Solid Fuel Transformation						NE	NE	NE	4,55	0,35	1,59
1. B. 1. c. Other					0,00			0,00			5,01
Post Mining Activities (Sum)									1,63	3,07	5,01
Abandoned Mines											

*) Post-Mining Activities in France are allocated into 1.B.1.c

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 vorgeschlagenen Werte des UNFCCC befinden.

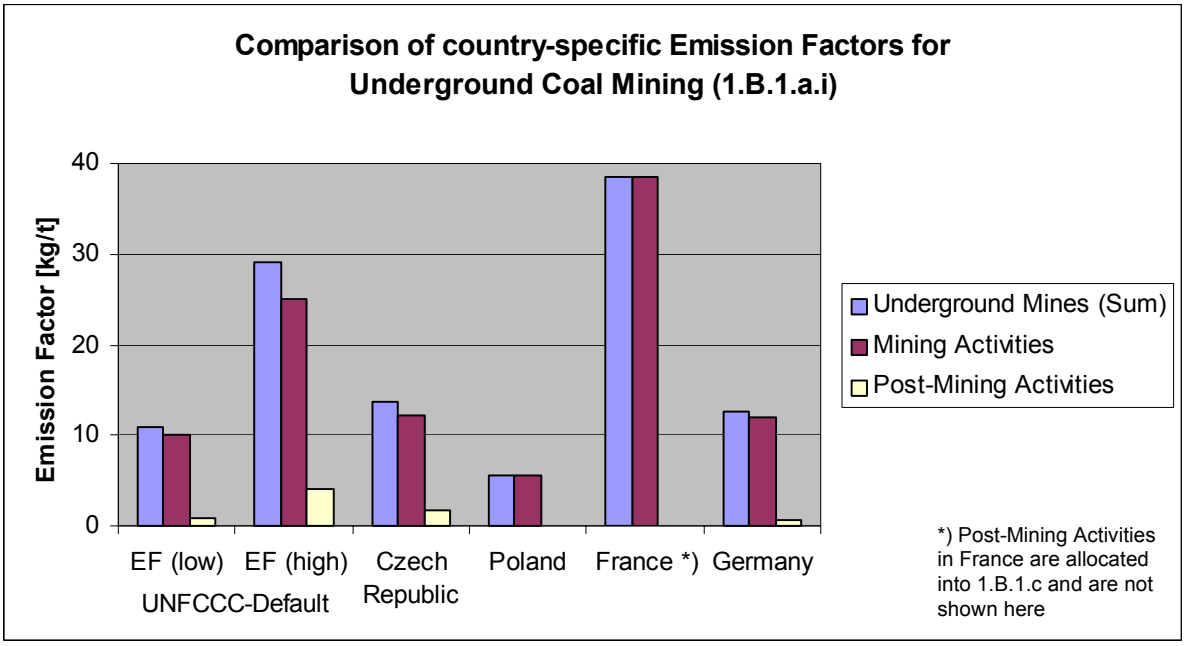


Abbildung 63: Vergleich länderspezifischer Emissionsfaktoren für Kohlentiefbau

Vergleicht man die spezifischen Emissionsfaktoren des Kohlentagebaus untereinander, so zeigt sich, dass Polen, Frankreich und Deutschland vergleichbar niedrige und unter den UNFCCC-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.

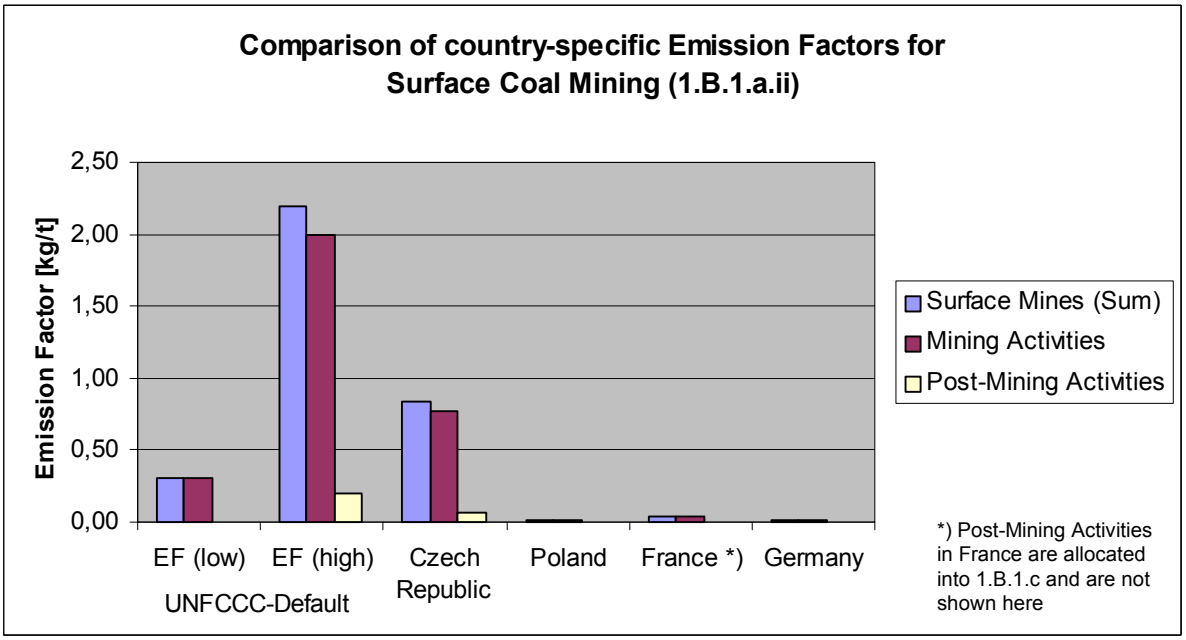


Abbildung 64: Vergleich länderspezifischer Emissionsfaktoren für Kohlentagebau

14.1.5 Öl und Erdgas (1.B.2)

14.1.6 Luftverkehr and Marine (1.BU.1/1.BU.2)

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:

$$E_{N2O} = AR \times EF \times (1 - N_2O\text{-Minderungsfaktor} \times \text{rel. Betriebszeit Minderungssystem})$$

Die relative Betriebszeit der Anlage zur N_2O-Minderung wurde aufgenommen, um Ausfallzeiten berücksichtigen zu können. Alternativ kann auch der gesamte letzte Term in den EF aufgenommen werden.

Da die EF sehr stark vom Typ der Anlage und verwendeter N_2O-Reduktionsmethode abhängen, sollen für Hauptquellgruppen die Emissionen auf Anlagenebene bestimmt werden. Dafür müssen jeweils Aktivitätsrate und Emissionsfaktor bestimmt oder Emissionsmessungen in jeder Anlage durchgeführt werden. Falls die Daten vom Betreiber zur Verfügung gestellt werden, muss sichergestellt sein, dass ausreichende QK/QS-Maßnahmen durchgeführt werden.

Die in der IPCC-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)

14.2.3.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.C.1)

CRF 2.C.1					
Hauptquellgruppe nach Level (l) / Trend (t)		**Schadstoff (HQG)**	**1990- Anteil an der Gesamtemission**	**2003- Anteil an der Gesamtemission**	**Trend**
	- / -				

Schadstoff	**CO_2**	**CH_4**	**HFC´s**	**PFC´s**	**SF_6**	**N_2O**	**NO_X**	**CO**	**NMVOC**	**SO_2**
Emissionsfaktor[176] (EF)	D	NO	NO	NO	NO	NO	NE	NA	NE	NE
EF Unsicherheiten in %										
Unsicherheitenverteilung[177]	N									
Methode EF-Ermittlung[178]	T2									

In Deutschland wurden im Jahr 2003 28,8 Mio t Rohstahl auf Erzbasis in sechs integrierten Hüttenwerken erzeugt. Die Elektrostahlproduktion betrug in 2003 13,4 Mio t.

Alle Hüttenwerke arbeiten mit Sinteranlagen zur Agglomeration des Möllers (Erz und Zuschlagstoffe).

176 D= IPCC Default, C= Corinair, CS= Country specific, PS= Plant specific, M= Model
177 N = Normal, L = Lognormal, T = Triangular, U = Uniform (Gleichverteilung)
178 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

14.2.3.1.2 Methodische Aspekte (2.C.1)

Die CO_2-Emissionen werden nach Tier 2 bestimmt.

Für die Bestimmung der prozessbedingten Emissionen wird die Masse des Reduktionsmittels, das im Hochofen eingesetzt wird, multipliziert mit dem Kohlenstoffgehalt. Davon wird der Anteil des Kohlenstoffs, der im Roheisen gelöst bleibt, abgezogen. Die daraus resultierende Kohlenstoffmasse wird mit 44/12 multipliziert, um auf die entsprechende Menge CO_2 zu berechnen. Die CO_2-Emissionen aus der Elektrostahlherstellung werden zu den prozessbedingten Emissionen gerechnet und ergeben sich aus den Standardemissionsfaktoren für den Elektrodenabbrand multipliziert mit der Standardmenge an Elektrodenabbrand.

Die energiebedingten CO_2-Emissionen (1.A.2a; vergleiche Anhang, Kapitel 14.1.2.1) ergeben sich aus der Differenz der Gesamtmenge aus eingesetztem Reduktionsmittel, flüssigen Brennstoffen, sonstiger Brennstoffe, Erdgas und Koksgrus und den zuvor bestimmten prozessbedingten Emissionen.

Die Einsatzstoffe lassen sich wie folgt den energie- bzw. prozessbedingten Emissionen zuordnen:

Energie: Koksgrus (Sinteranlage), 4% der flüssigen Brennstoffe, Erdgas

Prozess (Hochofen): Kohle, Koks, andere Brennstoffe, flüssige Brennstoffe

Da bei dem Tier 2-Ansatz von einer vollständigen Umsetzung des Kohlenstoff zu CO_2 ausgegangen wird, kann in diesem Sektor keine CO-Emission angegeben werden.

Als Datengrundlage dient die Fachserie 4 Reihe 8.1 des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS, Fachserie 4 Reihe 8.1, 1991-2004: 4. Vierteljahr 2003) in Verbindung mit dem Statistischen Jahrbuch der Stahlindustrie (Wirtschaftsvereinigung Stahl, VDEh, 2003).

In folgender Tabelle sind die prozess-/energiebedingten sowie die Gesamtemissionen für CO_2 in Mio. t pro Jahr aufgeführt.

Tabelle 114: Prozess- und Energiebedingte Emissionen sowie Gesamtemissionen pro Jahr [Mt CO_2 / a]

Jahr	Emissionen [Mt CO_2 / a]		
	Prozess	Energie	Gesamt
1990	46,27	9,11	55,38
1991	45,45	9,88	55,33
1992	44,48	10,03	54,51
1993	41,19	9,49	50,68
1994	44,94	9,92	54,86
1995	44,54	10,32	54,86
1996	40,72	10,35	51,07
1997	44,91	10,89	55,80
1998	43,66	10,87	54,53
1999	40,37	10,20	50,57
2000	45,34	10,61	55,95
2001	43,30	10,13	53,43
2002	43,88	9,82	53,70
2003	45,25	9,67	54,92

14.2.3.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.1)

Die Zeitreihenkonsistenz ist gegeben, da die Daten anlagenspezifisch erhobenen wurden und für alle Jahre nach der selben Methode zusammengestellt wurden. Die Unsicherheiten sind sehr gering, da nicht mit errechneten Daten, sondern mit erhobenen Daten gearbeitet wurde.

14.2.3.1.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (2.C.1)

Maßnahmen zur Standardisierung von QK und QS werden derzeit etabliert.

14.2.3.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.1)

Es erfolgte keine Rückrechnung.

14.2.3.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.1)

Die mit Tier 2-Ansatz ermittelten Daten sollen in das ZSE eingearbeitet werden. Ein Abgleich der Sektoren 1.A.2.a und 2.C.1 muss dabei erfolgen. Die Ermittlung der übrigen Schadstoffe außer CO_2 steht noch aus. Die Quantifizierung von Unsicherheiten soll nach Etablierung des neuen Ansatzes vorgenommen werden.

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

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 2A2) enthalten).

Emissionen in die Atmosphäre entstehen bei diesem Verfahren außerdem am Laugen-Rückgewinnungskessel, bei der Rindenverbrennung, 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 Stickoxide, schwefelhaltige Verbindungen, wie z.B. Schwefeldioxid, sowie übelriechende reduzierte Schwefelverbindungen.

Die deutsche Anlage wird mit einer Nachverbrennung von übelriechenden Schwefelverbindungen und NO_x-mindernder Verbrennungstechnik im Rückgewinnungskessel betrieben (>20% NO_x-Reduktion).[179]

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) [179]

Sulfitzellstoff wird in 4 von 5 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 -

[179] Angaben des Verbandes Deutscher Papierfabriken (VDP) September 2004

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, Stickoxiden 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 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)[179].

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)[179]

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 Schleifsteingedrückt 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) 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 infolgenden 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 folgendenGrößenordnungen verbraucht:

- In nichtintegrierten Fabriken zur Herstellung von ungestrichenem Feinpapier besteht einProzesswärmebedarf 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 derProzesswärmebedarf 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.

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

1. Ermittlung und Aggregation des jährlichen HFKW-Neuzugangs seit Einführung der HFKW (1993)
2. Berechnung der jährlichen HFKW-Emissionen auf Basis des mittleren Bestands und des EF
3. 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 (außer EF $_{Entsorgung}$) sind in Tabelle 51 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 zugrundeliegenden EF (außer EF $_{Entsorgung}$) sind in Tabelle 51 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 zugrundeliegenden EF (außer $EF_{Entsorgung}$) sind in Tabelle 51 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 zugrundeliegenden Faktoren sind in Tabelle 51 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 51 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. $EF_{Entsorgung}$ = 0,25-0,3.

Die den Emissionsdaten zugrunde liegenden Faktoren sind in Tabelle 51 wiedergegeben.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Literaturauswertungen (z.B. Clodic und 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 über Schritte zur Verbesserung der zukünftigen Inventare

- Erhebung regionaler Daten insbesondere zur Häufigkeitsverteilung bei der Haltung von Nutztieren
- Erhebung regionaler Daten zur Anwendung von Mineraldüngern
- Erhöhung der räumlichen Auflösung der Emission der reaktiven Gase (CH_4,NO)
- Entwicklung von an deutsche Datensätze angepassten Verfahren zur Ermittlung der CH_4-Emissionen aus der Verdauung als Funktion von Leistung und Fütterung für die wichtigen Tierkategorien
- Einbeziehung von Immobilisierung und Mobilisierung von N-Spezies Wirtschaftsdünger-Management bei strohbasierten Verfahren
- Einbeziehung von Verfahren zur Biogas-Gewinnung
- Erhöhung der zeitlichen Auflösung der Emissionen reaktiver Gase auf 1 Monat (insbesondere NH_3)

14.4.2 Landwirtschaft (4) - Angaben zu Prognosen landwirtschaftlicher Emissionen

Am 26.6.2003 beschlossen die Agrarminister der Europäischen Union in Luxemburg eine weitreichende Reform der gemeinsamen Agrarpolitik. Diese Reform erlaubt zahlreiche Ausgestaltungsmöglichkeiten. Zum Zeitpunkt der Abfassung dieses Berichtes waren die nationalen Spielräume noch nicht zu schätzen. Administrative Vorgaben werden erst in einigen Monaten erwartet. Zu erwarten sind weitreichende Einkommensumverteilungen, die zu erheblichen Änderungen insbesondere bei der Rinderhaltung führen werden. Angesichts der Bedeutung der Rinderhaltung bei den Emissionen von Methan und Ammoniak erscheint jede Modellierung von Szenarien ebenso wenig sinnvoll wie eine Fortschreibung des *status quo*.

14.4.3 Berechnung der Verluste von gasförmigen N-Spezies mittels Massenflussverfahren (4.B)

Das Massenflussverfahren verfolgt den Fluss des gesamten im Kot und Urin abgesetzten Stickstoffs als Gesamt-N sowie als leicht in Ammoniak umsetzbares N (TAN: total ammoniacal nitrogen) und schwer umsetzbares N_{org} (organisch gebundenes N) (siehe Abbildung 65). Der Stofffluss teilt sich dabei auf in Weide- und Stallhaltung, berücksichtigt bei der Stallhaltung die in Deutschland gängigen Haltungsverfahren für gülle- und strohbasierte Systeme und lagert die bei beiden Typen entstehenden Mengen in den in Deutschland üblichen Vorrichtungen. N im Stroh ist ausschließlich N_{org}. Im Stall findet eine teilweise Immobilisierung von TAN durch das Stroh statt. Im Stall fallen Jauche und Mist an,

die im Flüssigmist-Lager und im Festmist-Lager getrennt gelagert werden. Während der Lagerung wird ein Teil des Norg mineralisiert zu TAN. Emissionen aus dem Stall, der Lagerung und der Ausbringung (breite rote Pfeile) werden nur aus dem TAN-Vorrat gespeist. Bei Tieren in Flüssigmistsystemen gilt die linke Seite der Darstellung sinngemäß ohne Immobilisierung.

Die Einarbeitungszeiten werden berücksichtigt. Als Quelle für NH_3, N_2O, NO und N_2 wird dabei die TAN-Fraktion (total ammoniacal nitrogen) betrachtet.

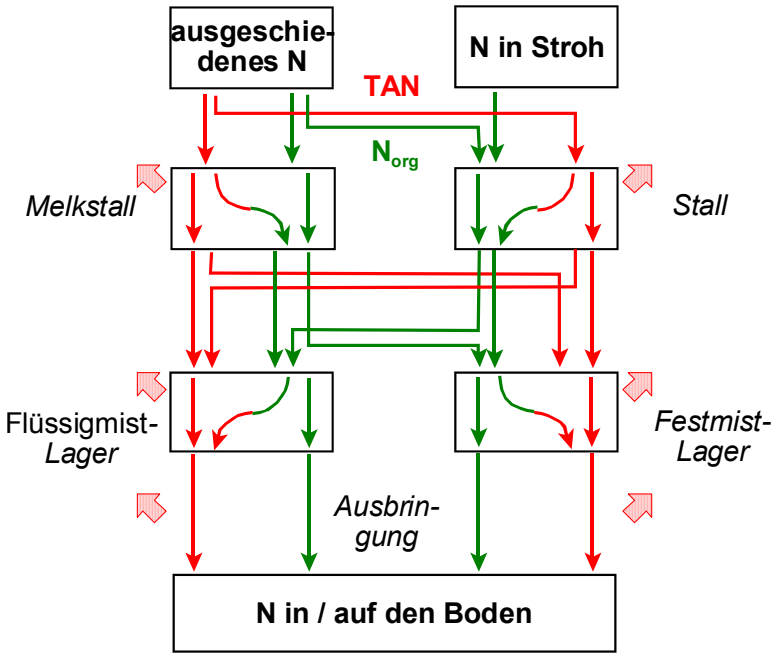


Abbildung 65: Stickstoff-Flüsse in der Tierhaltung

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 im Auftrag des Bundesministeriums für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft (BMVEL) 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.

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 BMVEL.

14.5.1.1 Wald

Grundlage der Berichterstattung ist die Walddefinition der Bundeswaldinventur (BWI)[180].

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 (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[181].

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.

[180] **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.

[181] 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.

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.

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 115: Waldbrandflächen [ha]

1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
3.267	1.493	1.114	592	1.381	599	397	415	581	122	122	1.315

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[182].

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 notwendingen 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, 2003). 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 BMVEL 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 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.

[182] weitere Information: http://www.bundeswaldinventur.de

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 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

$$C = \underbrace{[V \bullet D_D}_{\text{Derbholz}} + \underbrace{V \bullet D_A \bullet (VEF - 1)}_{\text{Astholz}}] \bullet \underbrace{(1 + R)}_{\text{Wurzelholz}} \bullet CF$$

mit:

C = Kohlenstoffvorrat
V = Derbholzvolumen
D_D = Raumdichte Derbholz
D_A = Raumdichte Äste
BEF = Biomasseexpansionsfaktor
VEF = Volumenexpansionsfaktor[183]
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.[184]

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

[183] 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.

[184] 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 119 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 116: 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 116, da hier die Gesamtwaldfläche (ohne Nichtholzboden) betrachtet wurde. Die Abkürzungen sind jeweils so zu verstehen, dass die erste Bezeichnung die oberirdischen Raumdichteannahmen betrifft (Tabelle 117), die zweite die unterirdischen (Tabelle 120, Tabelle 121).

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 66: Gesamtvorräte verschiedener Szenarien [Gg C]

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 19

$$R = r_0 * \left(1 - \frac{\beta_V}{100} \right)$$

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 117: 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 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, welcher die Hölzer nach physiologischen Gruppen in Koniferen, ringporige Laubhölzer und zerstreuporige Laubhölzer einteilt.

In der Tabelle 118 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 118: 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 119 entnommen werden:

Tabelle 119: 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[185]	0	1,228069
Tanne Alter ab 121[185]	0	1,219492
Lärche	0,063265	1,057712

Baumholzvolumen = a + b * Derbholzvolumen

Damit ergibt sich folgender Zusammenhang für die Volumenexpansionsfaktoren:

Gleichung 20

$$VEF = \frac{B}{D} = \frac{a + bD}{D}$$

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 sogenannten 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.

[185] hier wurde ein negative Konstante berechnet, daher wurde das Modell ohne Konstante verwendet.

Gleichung 21

$$\sqrt{rb} = \beta * \sqrt{ab} + \delta_{treespecies} + \varepsilon$$

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 120: Wurzelmasse Dieter & Elsasser 2002

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%.

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 121: Wurzelmasse (IPCC 2003)

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

Folgende Abbildung 67 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.

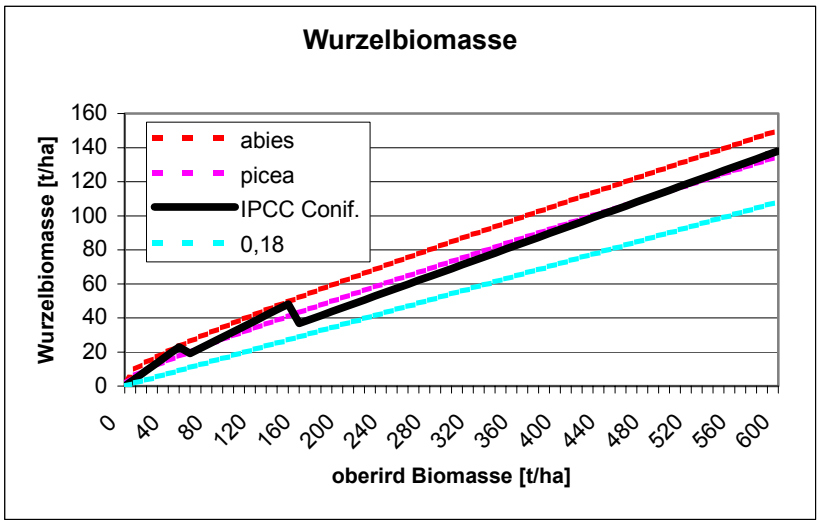


Abbildung 67: Wurzelbiomasse

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

Eine Unsicherheiten auf Einzelbaumebene war innerhalb der vorgegebenen Zeit mittels einer Monte-Carlo-Simulation nicht zu leisten. Eine Monte-Carlo-Simulation hätte wahrscheinlich den Vorteil, dass der Gesamtfehler aufgrund der enorm hohen Anzahl von Einzelbeobachtung geringer werden würde, kann aufgrund der Datenlage für die neuen Bundesländer für 1990 aber nicht geleistet werden.

Für die alten Bundesländer wird nach Baumartengruppen der BWI (ALH[186], ALN[187], 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

[186] ALH = alle anderen Laubbäume hoher Lebenserwartung
[187] ALN = alle anderen Laubbäume niedriger Lebenserwartung

(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.

Im Ergebnis erhält man den relative Standardabweichung des Gesamtvorrates, der 95%-Vertrauensbereich dieser Schätzung entspricht der doppelten relativen Standardabweichung.

Gleichung 22

$$U_{tot} = \frac{\sqrt{\sum_i (U_i \bullet x_i)^2}}{\sum_i x_i}$$

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[188] entnommen werden. Die Hochrechnung der Fehler von der Bundeslandebene auf das Stratum neue/alte Bundesländer wurde mittels Fehlerfortpflanzung nach Summen gebildet (Gleichung 22). Eine Berechnung der Modellfehler durch die Schätzung des Derbholzes ist nicht möglich, da entsprechende Untersuchungen dazu fehlen.

Tabelle 122: 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[189]	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.

[188] http://www.bundeswaldinventur.de/testergebnisse/
[189] EI Eiche, BU Buche, FI Fichte, TA Tanne, DGL Douglasie, KI Kiefer, LÄ Lärche

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 vorhanden sind. In diesem Fall ist man davon ausgegangen, daß sich dieser Fehler nicht auf die Spanne der Raumdichten auswirken würde.

Tabelle 123: Relativer Standardfehler Raumdichte

Baumart	mittlere Rohdichte	min. Rohdichte	max. Rohdichte	Standardfehler geschätzt	rel. Standard-abweichung
BU[190]	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 124 wiedergegeben:

[190] ES Esche, PA Pappel

Tabelle 124: 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:

Tabelle 125: 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 126: 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 117 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 125 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 23

$$U_{tot} = \sqrt{\sum_i U_i^2}$$

für die oberirdischen Teile und der Summierung (Gleichung 22) der Baumartengruppen, wurde folgender Gesamtwert hergeleitet:

Tabelle 127: 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 23) werden. Da die berechneten unterirdischen C-Vorräte zu den oberirdischen hinzuaddiert werden, muss hier wieder Fehlerfortpflanzung nach Summen angenommen werden (Gleichung 22). Gleiches gilt für die Summierung über die Baumartengruppen. In der folgenden Tabelle 128 sind die einzelnen rel. Standardabweichungen zusammengefasst:

Tabelle 128: 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 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.

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 129: 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 130) ist jedoch flächengewichtet.

Tabelle 130: 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 131: 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. 14.5.2.5.1), 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 Flächenutzungsänderung nutzungsänderungsbedingten 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. 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 Heinemeyer/Gensior 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 einem 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 132) liegen die nach Meinung der Autoren wahrscheinlichsten Richtungen der Nutzungswandlung zugrunde. Hierbei wurden Annahmen und auch Bestimmungen zugrunde gelegt; 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 folgert, 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 132: 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…".

14.5.2.1.3 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, BOUMA & HOLE 1971, BOWMAN et al. 1990, BURKE et al 1995, BUYANOVSKY 1987, CAMBARDELLA et al 1992 & 1993, CAMPEL 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 68 und Abbildung 69 dargestellt.

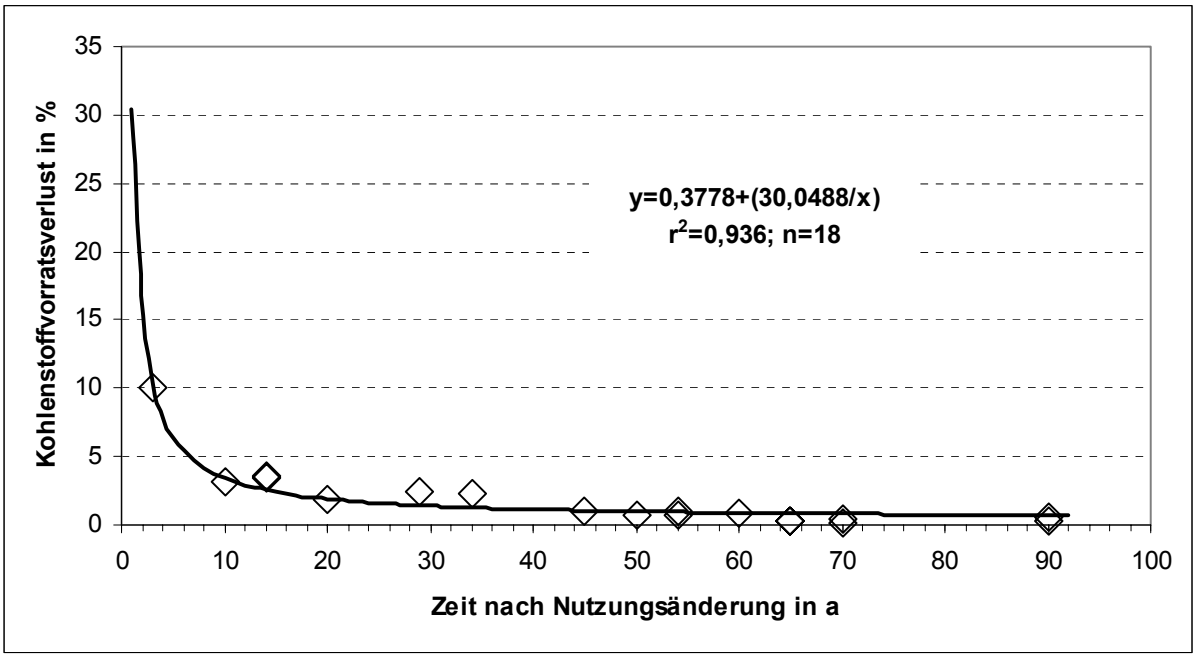


Abbildung 68 Beziehung zwischen prozentualem jährlichen Kohlenstoffverlust des Ausgangsvorrates und der Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald zu Ackerland (anual crops)).

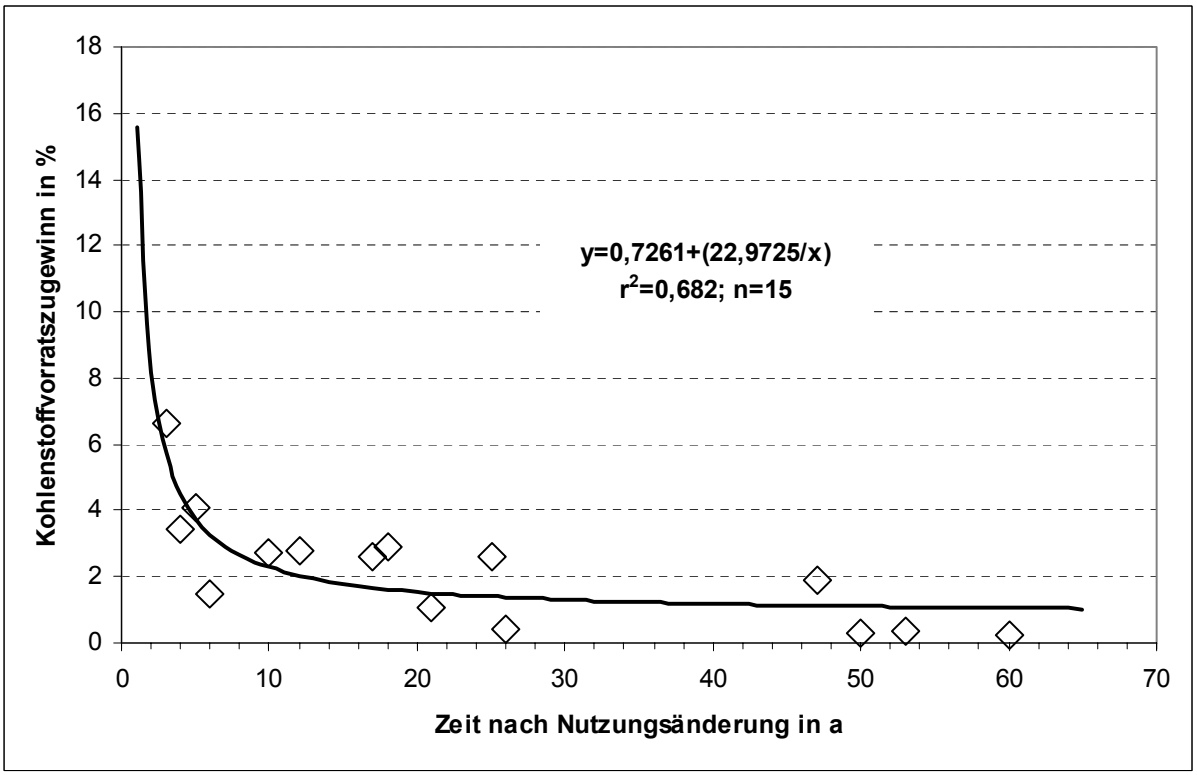


Abbildung 69 Beziehung zwischen prozentualer jährlicher Kohlenstoffanreicherung des Ausgangsgehaltes und Versuchsdauer nach Landnutzungsänderung (Ackerland (anual crops) zu Grünland, Dauerkultur, Brache, Wald)).

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). Lediglich das Niveau ist ein unterschiedliches. 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. 14.5.2.5.1), somit das Verfahren der Realität bei einer Pauschalbetrachtung näher kommt.

Aus den in Abbildung 68 und Abbildung 69 dargestellten Formeln 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 Faktoren wurden aus Literaturangaben gemittelt:

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	
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 kreisspezifischer durchschnittlicher Kohlenstoffvorrat der Biomasse (in t/ha) ermittelt, der als EF 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 Unsicherheiten

14.5.2.5.1 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 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 über-, der des Grünlandes unterschätzt.

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 vor allem
- 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 mit der Bodennutzungshaupterhebung ca. 10 % der Fläche nicht erfasst werden. 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 bezgl. 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 bezgl. 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. 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 eindeutig unterschätzt wird. 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 bzw. durch grundsätzliche Klärung der Prozesse und „Gleichgewichtsstadien“ und hoch komplexen Modellen erfolgen kann, die einer entsprechenden Kalibrierung und Validierung bedürfen.

14.5.2.5.2 Boden

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 68 und Abbildung 69) 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.

14.5.2.6 Geplante Verbesserungen

Nach wie vor sind die zu der Berichterstattung für das Klimarahmenabkommen notwendigen Daten weder vollständig vorhanden, noch ist der Zugriff auf bereits vorhandene Daten in der

gebotenen Art und Weise (regelmäßig, rechtlich abgesichert) möglich. Außerdem sind die Daten von unterschiedlicher Qualität und mitunter nur mit erheblichem Aufwand in eine untereinander kompatible Form zu bringen. Auch die personellen u. IT-technischen Voraussetzungen zur regel- und ordnungsgemäßen Berichtserstellung nach unten dargelegter Vorgehensweise sind nicht gegeben. Daher bestehen folgende dringende Entscheidungs- und Handlungsschwerpunkte, die abgearbeitet werden müssen, um eine vollständige, zeitkonsistente, transparente und den Qualitätsansprüchen genügende Berichterstattung zu ermöglichen:

- Umsetzung der Verpflichtungen in nationales, die konkrete Ausführung regelndes Recht, z.B. als Rahmengesetz „Umsetzungsgesetz Klimaberichterstattung“ oder als Einzelfallregelung, die folgende Punkte klären:
- Konzeption, Implementierung und Durchführung eines periodischen, flächendeckenden Bodenkohlenstoffmonitorings (Bodenzustandserhebung Landwirtschaft, BZEL)
- Implementierung eines Systems zur Erfassung von Bewirtschaftungsaktivitäten oder Erweiterung vorhandener Erfassungssysteme (z.B. InVeKoS)
- Schaffung der monetären und sachlichen Voraussetzungen für die Daueraufgabe „Bericht

14.6 Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für die Quellkategorie Abfall und Abwasser (6)

Die Quellgruppe 6 Abfall ist gegliedert in die Unterpunkte 6.A, 6.B, 6.C und 6.D. Dem Unterpunkt 6.D Anderer Abfall ist im ZSE der ausgebrachte Klärschlamm zugeordnet.

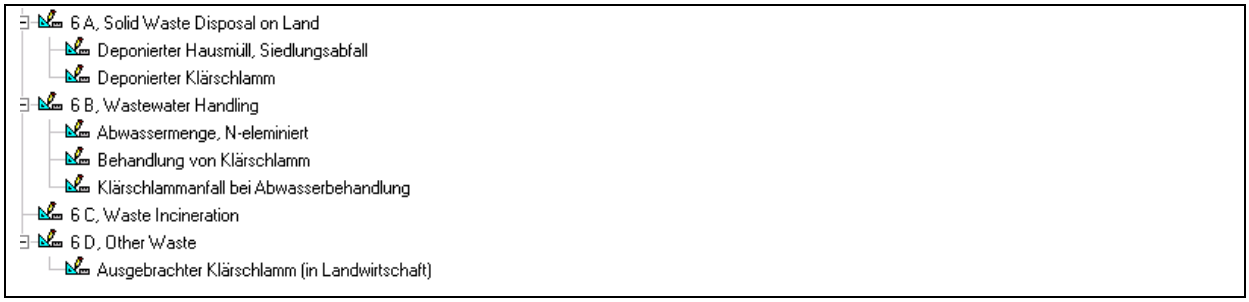


Abbildung 70: Strukturzuordnung 6 Abfall und Abwasser

14.6.1 Abfall (6.A)

14.6.1.1 Angaben für den verwendeten Tier 2 Ansatz

Die Aktivitätsdaten für die Siedlungsabfallmengen sowie die deponierten Anteile wurden für die folgenden Fraktionen erhoben:

- Hausmüll, hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, über die öffentliche Müllabfuhr eingesammelt
- Hausmüllähnliche Gewerbeabfälle, nicht über die öffentliche Müllabfuhr eingesammelt (ohne Haus- und Sperrmüll)
- Gemischte und andere Siedlungsabfälle
- Sperrmüll

- Kompostierbare Abfälle aus der Biotonne/ Kompostierbare Abfälle gesondert angeliefert
- Getrenntsammlung (Glas, Papier, Kunststoffe, Elektronikteile)
- Straßenkehricht (einschl. Papierkorbabfälle)
- Marktabfälle
- Garten- und Parkabfälle

Nach dem neuen UStatG können nun zwar alle wesentlichen Komponenten der Abfallentsorgung nachgewiesen werden; das Abfallaufkommen sowie seine Herkunft kann allerdings im Vergleich zu früher nur noch über die an die Entsorgungsanlagen angelieferten Abfälle geschätzt werden. Daraus resultiert eine eingeschränkte Vergleichbarkeit der Ergebnisse der abfallstatistischen Erhebungen ab 1996 mit den bisher veröffentlichten Zahlen der Jahre 1993 und früher.

14.6.1.2 Unsicherheiten für die Quellgruppe Abfalldeponierung

Die Emissionen aus der Quellgruppe Deponierung von Abfall (CRF 6.A.1 Managed Waste Disposal on Land) wurden bisher nach der Default Methode (Tier 1) modelliert. Diese vereinfachte Methode unterstellt, dass die gesamte emittierbare Methanmenge des deponierten Abfalls im Jahr der Deponierung emittiert wird. Da die Abfalldeponierung nach Emissionshöhe und Trend eine Hauptquellgruppe für Methan darstellt, entspricht diese Methode nicht den Anforderungen gemäß IPCC-GPG.

Daher werden die Methanemissionen in Zukunft gemäß Anforderungen der IPCC GPG nach der First Order Decay Methode (FOD) berechnet. Die FOD Methode berücksichtigt den zeitlich dynamischen Verlauf der Methanemissionen aus dem Deponiekörper.

Im Folgenden wird die FOD-Methode und die verwendeten Parameter dargestellt. Die FOD-Methode wird nach Gleichung 24 berechnet:[191]

Gleichung 24: FOD-Methode zur Bestimmung der Methanerzeugung auf Deponien

$$CH_4 \text{ erzeugt im Jahr } t\ (Gg/Jahr) = \sum_x [(A * k * MSW_T(x) * MSW_F(x) * L_0(x) * e^{-k(t-x)}]$$

$$mit: L_0(GgCH_4/kgAbfall) = MCF * DOC * DOC_F * F * 16/12$$

$$für\ x = erstes\ Jahr\ bis\ t$$

wobei:

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

[191] 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) sowie in den IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (kurz: GPGAUM).

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

Für das Endergebnis der CH_4-Emissionen wird das erfasste und energetisch genutzte Methan abgezogen, außerdem wird ein Korrekturfaktor angewandt, der die Oxidierung des Methans in den Deckschichten der Deponien berücksichtigt, wie Gleichung 25 wiederspiegelt:

Gleichung 25*: Bestimmung der CH_4 -Emissionen*

$$CH_4 \text{ emittiert in Jahr } t \text{ (Gg/Jahr)} = (CH_4 \text{ erzeugt in Jahr } t - R(t)) * (1 - OX)$$

Wobei:

R(t) = CH_4-Erfassung im Jahr t

OX = Oxidationsfaktor (Anteil)

Die folgenden Unsicherheiten sind vom zuständigen UBA-Fachexperten am 23.2.04 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)		+/-20%	N	+/-10%	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 133). 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 133: 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, die die Emissionen auf Basis des EMEP/CORINAIR Handbuches ermitteln.
- 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 134 ist der durchschnittliche tägliche Eiweißbedarf sowie die entsprechende Datenquelle derjenigen Länder aufgeführt, die diese explizit in ihrem Nationalen Inventarbericht aufführen.

Tabelle 134: 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 3.1.6.

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[192]
- 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 71 wird ein Überblick über die sicherzustellenden Funktionen und die bei der Implementierung des Nationalen Systems zu beteiligenden Einrichtungen gegeben. Das nationale System ist in Deutschland nicht völlig neu zu schaffen, sondern wird auf den bestehenden Strukturen und Verfahren zur Inventarerstellung aufbauend an die internationalen Anforderungen angepasst und weiterentwickelt.

192 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.

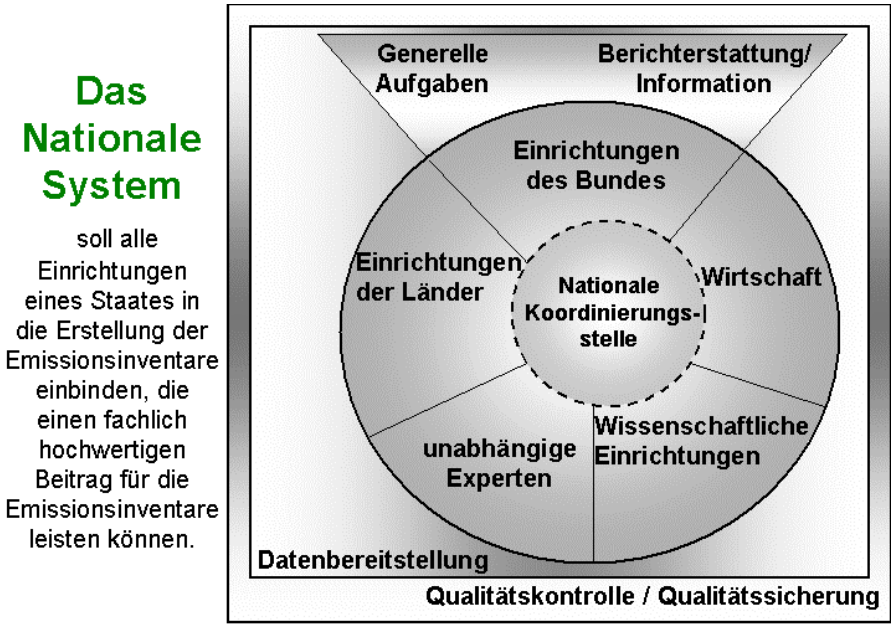


Abbildung 71: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems

17.1.2 Aufbau des Nationalen Systems

Zur fachlichen Unterstützung des Umweltbundesamtes bei der Umsetzung der Vorschriften zur Einrichtung eines Nationalen Systems trägt ein Forschungsvorhaben (FKZ: 201 42 258) dazu bei, ein Gesamtkonzept zur Implementierung des Nationalen Systems zu erarbeiten, das sowohl die internationalen Anforderungen als auch die nationalen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Es sind die Anforderungsbereiche an das Nationale System identifiziert worden, in denen zukünftig prioritärer Handlungsbedarf besteht, um bis zum Jahr 2005 den überwiegenden Teil der Arbeiten zur Implementierung des Nationalen Systems abgeschlossen zu haben. Das Vorhaben ist Ende 2002 angelaufen und wird bis Oktober 2005 in enger Zusammenarbeit mit dem UBA durchgeführt (ÖKO-INSTITUT, 2004a).

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 wird die Koordinierungsstelle neu in das Nationale System einzubindende institutionellen Einrichtungen identifizieren und den Abschluss rechtlicher Vereinbarungen zur Sicherung der Datenkontinuität für die Inventare prüfen und initiieren. In der Koordinierungsstelle wird zukünftig auch die zentrale Archivierung erfolgen.

Zu den Einrichtungen des Nationalen Systems gehören neben der Nationalen Koordinierungsstelle das im Aufbau befindliche ***Qualitäts-Systems Emissionsinventare*** (QSE) zur Abwicklung von Qualitätskontrolle und –sicherung und das ***Zentrale System Emissionen*** (ZSE) als zentrale, nationale Datenbank zur Emissionsberechnung und –berichterstattung (siehe Abbildung 72).

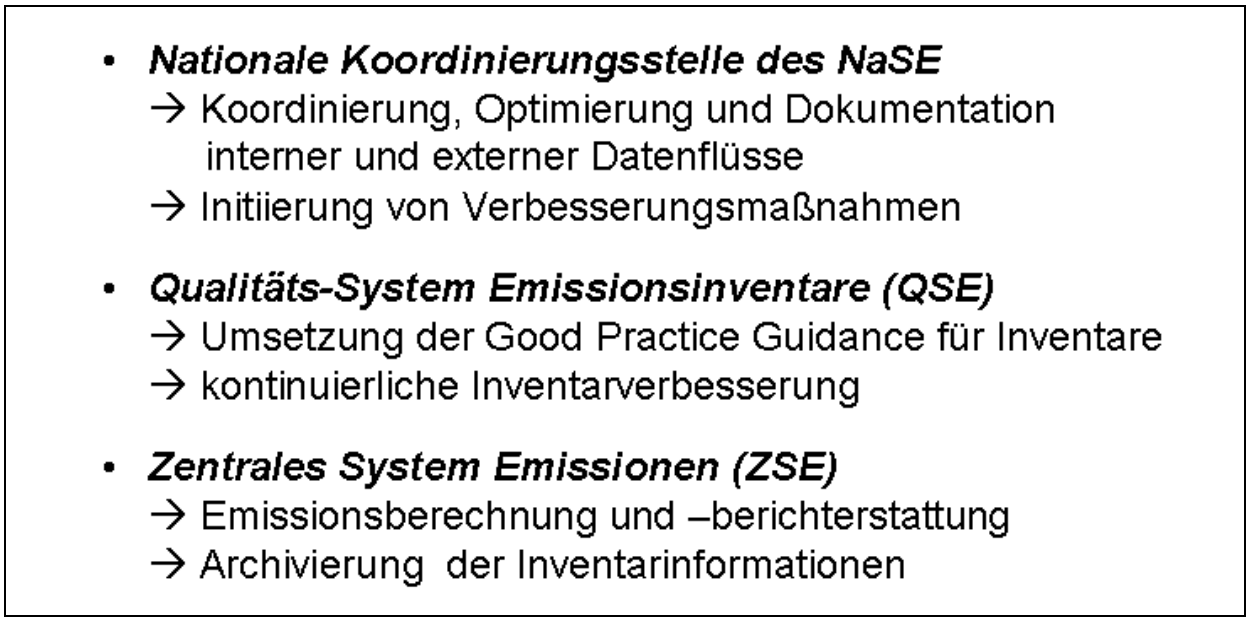


Abbildung 72: Einrichtungen des Nationalen Systems Emissionsinventare

Die nationale Koordinierungsstelle hat ihre Arbeit in einem ersten Schritt darauf konzentriert, Aktivitäten im Umweltbundesamt einzuleiten, die den Aufbau des Nationalen Systems unterstützen. Für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes wurde ein *Arbeitskreis Emissionsinventare* eingerichtet, über den alle an der Inventarerstellung beteiligten Mitarbeiter des Hauses eingebunden werden. Seit der zweiten Jahreshälfte 2002 wurden von der Nationalen Koordinierungsstelle in verstärktem Maße Informationsveranstaltungen über die Anforderungen aus der Klimarahmenkonvention und dem Kyoto-Protokoll und vor allem über die sich hieraus ergebenden Konsequenzen für die Facharbeit des UBA abgehalten. Seither ist das Bewusstsein für die Relevanz und den Umfang der Aufgabe im Hause stark gestiegen. Neben der besseren Einbindung in die Inventar- und -berichterstellung sowie die Qualitätssicherung, stellt der Arbeitskreis auch die Einbindung der Fachexperten in den Review-Prozess sicher und soll über den fachlichen Kontakt zu externen Datenlieferanten die Anforderungen nach außen tragen helfen. Neben bilateralen Kontakten in der kontinuierlichen Inventararbeit werden die Mitglieder des Arbeitskreises drei mal im Jahr in einer Veranstaltung über den Fortschritt der Arbeiten und die erforderlichen Handlungsschritte zur Inventarverbesserung informiert.

In einem zweiten Schritt arbeitet die nationale Koordinierungsstelle derzeit daran, weitere Einrichtungen in das Nationale System einzubinden. Auch diese Arbeiten bauen auf bestehenden Strukturen auf.

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 werden derzeit in einem Workshopbericht zusammengefasst, der voraussichtlich bis Ende März 2005 veröffentlicht werden soll.

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 73). Dieses Konzept ist bisher als Grobkonzept ausgearbeitet und wird derzeit in Teillösungen auf Praktikabilität im Inventaralltag geprüft.

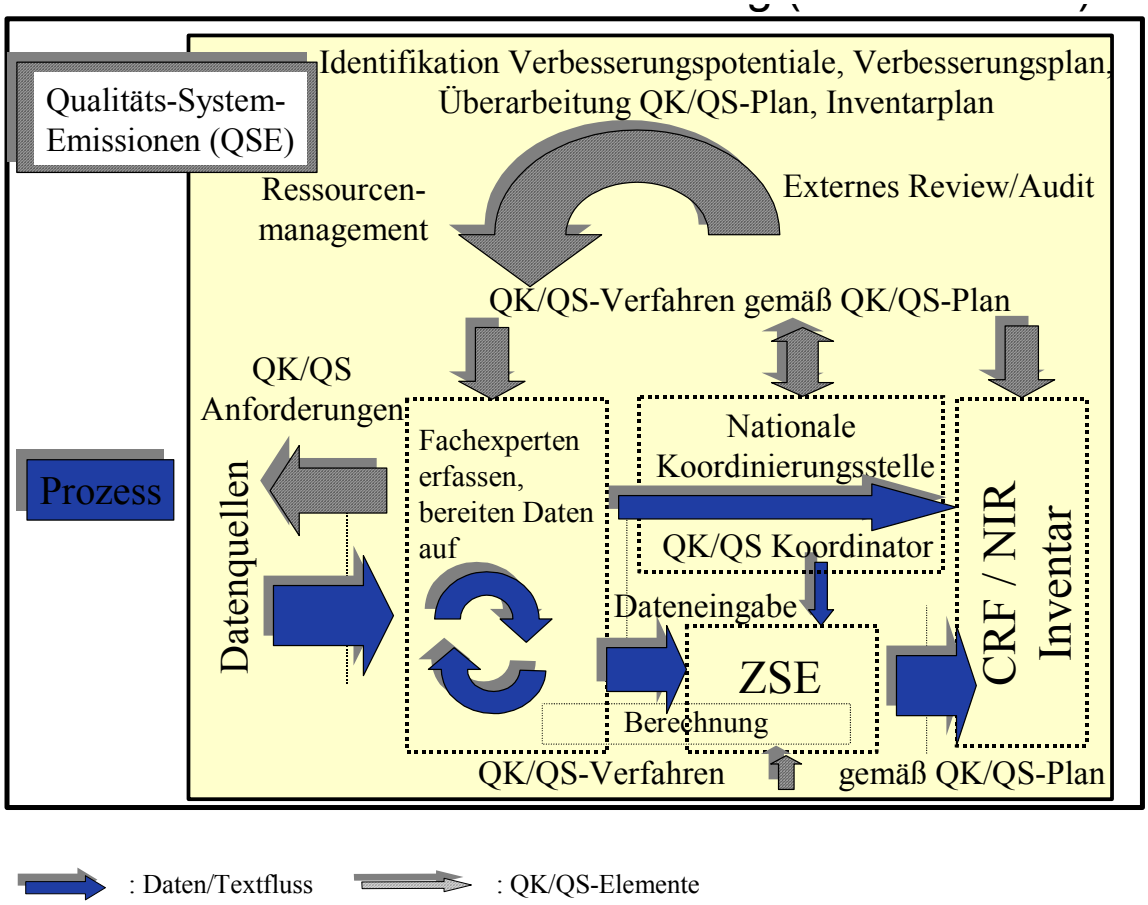


Abbildung 73: Soll-Konzept Prozess Emissionsberichterstattung

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 in der ersten Jahreshälfte 2004 über eine Hausanordnung/Arbeitsanweisung hergestellt. Einzelheiten bezüglich der Regelung der Verbindlichkeit für andere NaSE-Teilnehmer sind noch festzulegen.

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 135).

Tabelle 135: Rollen und Verantwortlichkeiten im QSE

Rolle	Aufgabe	Verantwortlich
QK/QS-Koordinator (QKK)	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 (quell-gruppenspezifisch) 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-Verantwort-licher 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 (ZSE Admin)	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 werden zukünftig geeignete QK-Maßnahmen zugeordnet, die über die festgelegte Aufbauorganisation den einzelnen Akteuren zugewiesen werden.

Die durchzuführenden QK-Prüfungen befinden sich zur Zeit noch im Abstimmungsprozess. Sie werden ab der Berichterstattung 2006 in Form von QK-Checklisten mit der Datenanforderung als eine Art Begleitschein an die Fachexperten gehen und über den Verlauf der Zuarbeiten entsprechend auszufüllen sein. Dabei sind die QK-Checks nicht als Prüfungen sondern als Qualitätsziel definiert, dessen Einhaltung jeweils zu bestätigen oder dessen Nichteinhaltung zu begründen ist. Exemplarisch sind die Prüfungen in Tabelle 136 für die Festlegung der Anforderungen dargestellt. Sie wurden gemeinsam mit dem Konzeptentwurf des QK/QS-Plan in einer ersten Schulungsmaßnahme im Januar 2004 den Fachexperten des UBA und der FAL vorgestellt.

Nr.	Prozessschritt/ *Aspekt*	Qualitätsziel	Dokumentation	Verantwortlich	Tier 1/ Tier 2	Qualitätsziel erreicht		Handlungsoption	Handlungsoption durchgeführt		Nicht anwendbar
						ja	nein 193		ja	nein	
1.0	**Datengewinnung**										
1.1	**Festlegung der Anforderungen**										
1.1.1		Die allgemeinen Anforderungen an die grundlegende Qualitätskontrolle (Tier 1) sind festgelegt und dokumentiert.	QKP	QKK	1						
1.1.2		Die allgemeinen Anforderungen an die Daten- und Berichtsformate (ZSE und NIR) sind festgelegt und dokumentiert.	IB	QKK, ZSE-Admin	1						
1.1.3		Die aktuellen Hauptquellgruppen sind festgelegt und dokumentiert.	IB	QKK	1						
1.1.4		Der bisherige Datenbestand zur Quellgruppe ist dokumentiert und dem Fachverantwortlichen zugänglich.	IB	QKK, ZSE-Admin	1			Bei unvollständiger Dokumentation der Datenquelle sind Handlungsbedarfe im Verbesserungsplan beschrieben.			
1.1.5		Unter Berücksichtigung der unter 1.1.1-1.1.5 beschriebenen Informationen sind die allgemeinen Anforderungen festgelegt und dokumentiert.	IB	QKK	1						

Tabelle 136: Beispiel zur QK-Checkliste für den Prozessschritt Festlegung der Anforderungen

193 Bei fehlender Zielerreichung sind Art und Umfang der erforderlichen Korrekturmaßnahme(n) unter Nennung von Verantwortlichen, Zeitrahmen und ggf. Restriktionen auf einem gesonderten Blatt zu dokumentieren.

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 wird in 2004 im UBA eingeführt. Die Zusammenhänge zwischen den unterschiedlichen Elementen sind in Abbildung 74 dargestellt.

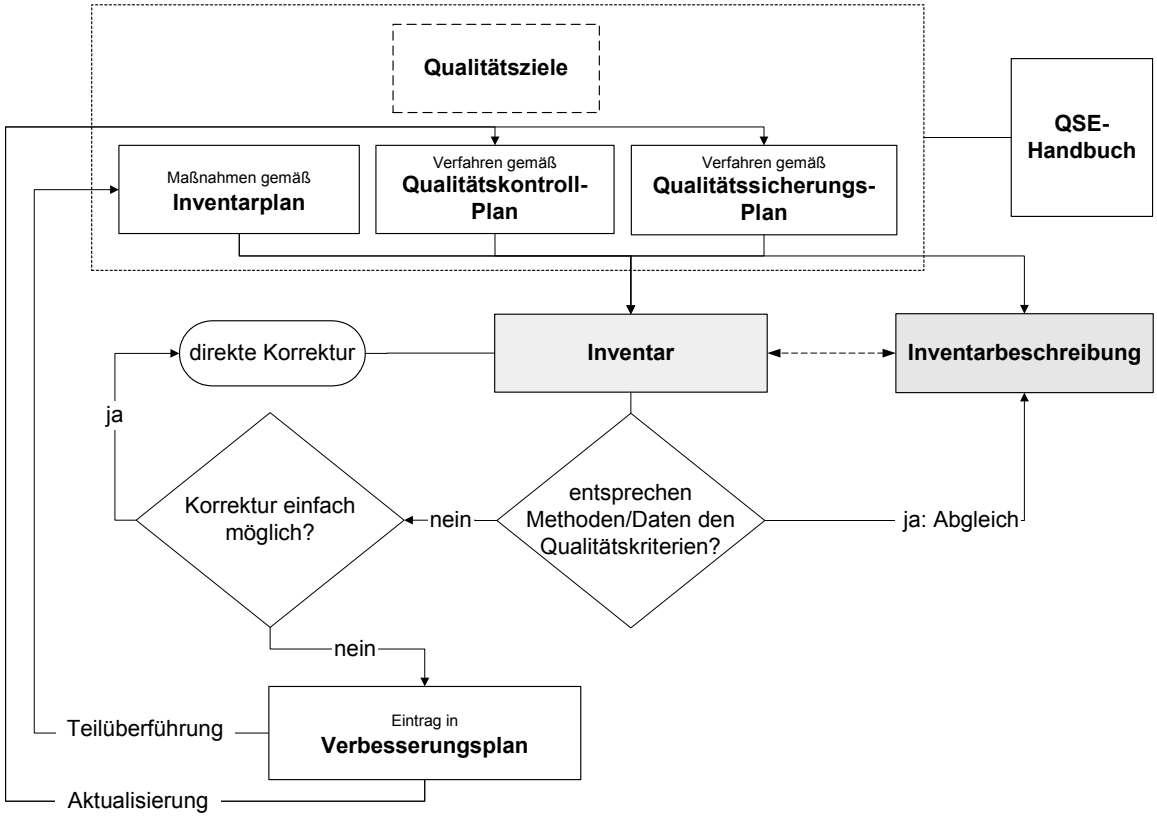


Abbildung 74: Beziehung verschiedener Elemente des QSE

Der ***QK-Plan*** beschreibt alle Verfahren der Qualitätskontrolle und der ***QS-Plan*** entsprechend alle der Qualitätssicherung (inkl. Review und Audit). Die QK/QS-Maßnahmen werden regelmäßig durchgeführt. Die Pläne werden jährlich fortgeschrieben.

Die Durchführung der QK/QS-Maßnahmen innerhalb des Umweltbundesamts sowie bei weiteren Teilnehmern des NaSE führt zur Identifikation von Verbesserungsmaßnahmen in Bezug auf die Emissionsberichterstattung selbst sowie in Bezug auf das QSE. Sofern Verbesserungsmaßnahmen für die Inventare kurzfristig und einfach umzusetzen sind, erfolgt eine direkte Korrektur. Längerfristig umzusetzende bzw. komplexere Verbesserungsmaßnahmen für die Inventare sowie sämtliche Verbesserungsmaßnahmen zum QSE werden zunächst von den Fachexperten an die nationale Koordinierungsstelle gemeldet und von dieser im **Verbesserungsplan** zusammengefasst.

Verbesserungsmaßnahmen für die Inventare werden von der nationalen Koordinierungsstelle nach Prioritätensetzung in den **Inventarplan** für das nächste Jahr überführt. Neben den Verbesserungsmaßnahmen enthält dieser kurzgefasst die Sollvorgaben für die Inventarerstellung jeder Quellgruppe. Die Verbesserungsmaßnahmen

aus dem Inventarplan werden im Rahmen des NIR veröffentlicht, so dass Korrekturmaßnahmen in diesem Rahmen dann verbindlich in einem festgelegten Zeitraum durchzuführen sind. Die andere Ressorts betreffende Verbesserungsmaßnahmen werden im Rahmen des *Arbeitskreis VI* der *IMA CO_2-Reduktion* koordiniert. Für Verbesserungsmaßnahmen, die von Teilnehmern des Nationalen Systems durchzuführen sind und keiner Bundeseinrichtung angehören, müssen jeweils spezifische Verfahren vereinbart werden. Der Inventarplan durchläuft als Anhang des NIR über die UBA-Hausabstimmung und die Ressortabstimmung definierte Freigabeprozesse.

Die **Inventarbeschreibung** stellt eine zentrale Dokumentation dar. In dieser wird quellgruppenspezifisch das Vorgehen bei der Inventarerstellung beschrieben. Die Dokumentation stimmt dabei mit dem jeweilig aktuellen NIR überein, der auf Grundlage der Zulieferungen der Fachexperten erstellt wird. Die Inventarbeschreibung wird um weitere Dokumentationen, z.B. von komplexen Berechnungsmodellen ergänzt. Sie wird von der nationalen Koordinierungsstelle auf der Grundlage der Zulieferungen der Fachexperten gepflegt und soll den Review-Prozess unterstützen.

Die gesamte Dokumentation des QSE hinsichtlich der Aufbau- und Ablauforganisation erfolgt im Rahmen des QSE-Handbuchs. Dieses soll von der UBA-Amtsleitung freigegeben werden.

17.2.3 Qualitätsziele

Übergeordnetes Ziel des QSE ist es, zu gewährleisten, dass die Anforderungen der internationalen Berichtspflichten hinsichtlich der Transparenz, Konsistenz, Vergleichbarkeit, Vollständigkeit und Genauigkeit in der Inventarerstellung eingehalten werden (siehe Abbildung 75).

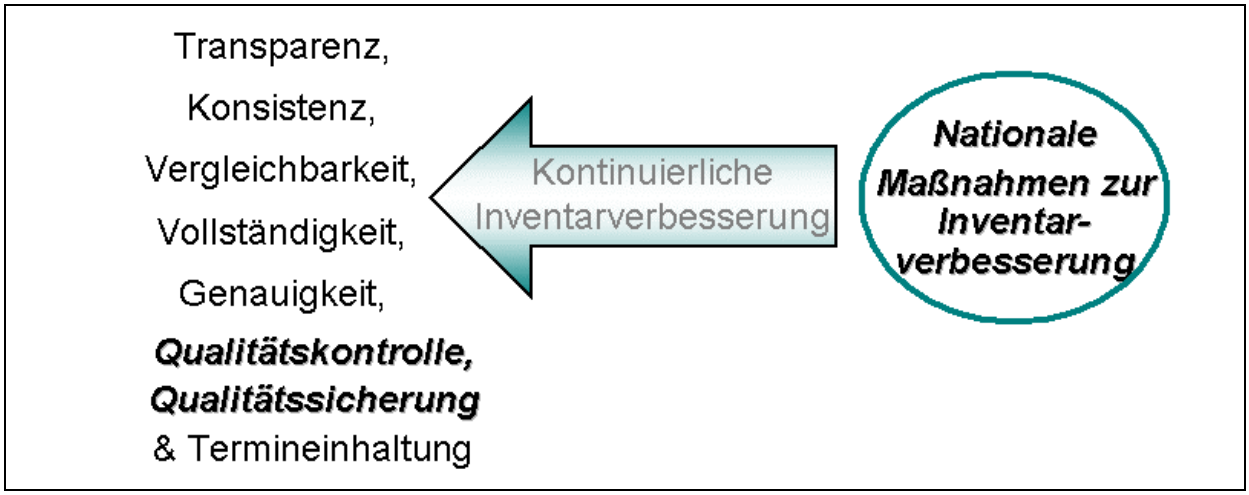


Abbildung 75: Anforderungen der internationalen Berichtspflichten an die Inventarerstellung

Transparenz bedeutet, dass die Annahmen und Methoden, die bei der Erstellung von Emissionsinventaren genutzt wurden, klar und eindeutig erläutert werden, damit Nutzer der berichteten Informationen diese nachvollziehen und bewerten können. Die Transparenz ist von fundamentaler Bedeutung für den Erfolg eines IPCC-konformen Emissionsberichterstattungsprozesses.

Konsistenz bedeutet, dass alle Elemente eines Emissionsinventars konsistent mit den Elementen aus anderen Jahren sind. Ein Emissionsinventar ist konsistent, wenn die gleichen Methoden für das Basisjahr und alle folgenden Jahre genutzt werden und wenn konsistente

Datensätze zur Berechnung von Emissionen und Senken genutzt werden. Unter bestimmten Voraussetzungen kann ein Emissionsinventar auch als konsistent angesehen werden, wenn verschiedene Methoden bei der Emissionsberechnung angewandt wurden, sofern transparente Rekalkulationen (Nachberechnungen) in Übereinstimmung mit den Anforderungen der IPCC *Good Practice Guidance* durchgeführt wurden. Ein konsistentes Gesamtinventar ergibt sich, wenn Doppelzählungen im Inventar vermieden werden und für alle Quellgruppen eine Kongruenz zwischen Aktivitätsdaten und Emissionsfaktoren in der Abgrenzung besteht.

Vergleichbarkeit bedeutet, dass die ermittelten Emissionen und Senken zwischen verschiedenen Quellgruppen, aber auch die gesamten Inventare verschiedener Staaten untereinander vergleichbar sind. Voraussetzung dafür ist eine einheitliche Anwendung von 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 ausreichende 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 werden derzeit von der nationalen Koordinierungsstelle im Rahmen der Entwicklung der QK-Checklisten erarbeitet (siehe Kapitel 0.). Quellgruppenspezifische Qualitätsziele sollen danach unter Berücksichtigung der oben dargestellten Prinzipien von den jeweiligen Fachverantwortlichen in Abstimmung mit dem QK/QS-Koordinator festgelegt werden. Die Ziele sollen u.a. aus Ergebnissen von durchgeführten QK/QS-Maßnahmen (interne/externe Reviews, 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 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 137 dargestellt.

Tabelle 137: 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 138: 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 GEREFwurde 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.
- Desweiteren 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 139 dargestellt. Der derzeitige Arbeitsstand lässt eine Erstellung der Tabelle 6.2 der IPCC Good Practice Guidance bisher noch nicht zu.

Tabelle 139: 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´s	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´s	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´s	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´s		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´s	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 BMVEL 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.