

Deutsches Treibhausgasinventar 1990 - 2001

Nationaler Inventarbericht 2003

**Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention
der Vereinten Nationen**

Umweltbundesamt

Berlin, Juni 2003

Kontakt

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

Eine elektronische Fassung dieses Berichts und der entsprechenden Emissionsdaten im Common Reporting Format (CRF) wird in Kürze auch auf der Internetseite des Umweltbundesamtes bereitgestellt: <http://www.umweltbundesamt.de/luft/index.htm>

Autoren

Federführung Gesamtbericht: Michael Strogies, Marion Dreher, Detlef Rimkus (UBA II 6.3)

Für die einzelnen Kapitel des NIR 2003 bestehen folgende Verantwortlichkeiten:

Zusammenfassung	Michael Strogies, Marion Dreher (UBA II 6.3)
Kapitel 1.1	Rosemarie Benndorf (UBA II 6.3)
Kapitel 1.2, 1.3, 1.4, 1.6, 1.7, 1.8	Marion Dreher (UBA II 6.3)
Kapitel 1.5, 2	Michael Strogies (UBA II 6.3)
IPCC Kategorie 1.A.1, 1.A.2	Peter Rosolski, Volker Kathöfer (UBA I 2.5)
IPCC Kategorie 1.A.3	Gunnar Gohlisch (UBA I 3.1)
IPCC Kategorie 1.A.4	Volker Weiss (UBA III 2.2)
IPCC Kategorie 1.B.1	Bernhard Kaster (UBA III 2.2)
IPCC Kategorie 1.B.2	Bernd Krause (UBA III 2.3)
IPCC Kategorie 2.A	Norbert Haug (UBA III 2.2)
IPCC Kategorie 2.B	Steffi Richter (UBA III 2.3)
IPCC Kategorie 2.C	Robert Batz, Rainer Remus (UBA III 2.2)
IPCC Kategorie 2.E, 2.F	Katja Schwaab (UBA III 1.4)
IPCC Kategorie 3	Michael Strogies (UBA II 6.3)
IPCC Kategorie 4	Ulrich Dämmgen (FAL)
IPCC Kategorie 5.A	Sigrid Strich (BMVEL)
IPCC Kategorie 5.B-D	Otto Heinemeyer (FAL)
IPCC Kategorie 6.A	Michael Strogies (UBA II 6.3), Wolfgang Butz (UBA III 3.3)
IPCC Kategorie 6.B	Michael Strogies (UBA II 6.3), Bettina Uhlmann (UBA III 3.5)
Kapitel 10	Marion Dreher (UBA II 6.3)
Anhang 1, 4	Michael Strogies (UBA II 6.3)
Anhang 2, 3, 5	entfallen
Anhang 6	Ulrike Döring (UBA II 6.3)
Anhang 7	Marion Dreher, Ulrike Döring (UBA II 6.3)

Impressum

Herausgeber: Umweltbundesamt, Bismarckplatz 1, 14193 Berlin, Deutschland

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

Inhalt

0	ZUSAMMENFASSUNG	11
0.1	HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU TREIBHAUSGAS-INVENTAREN UND KLIMAWANDEL	12
0.2	NATIONALE EMISSIONEN UND SENKEN (BEZOGEN AUF GWP) IM ZEITVERLAUF: 1990-2001	13
0.3	ÜBERBLICK ZU DEN EMISSIONSSCHÄTZUNGEN UND TRENDS DER QUELL- UND SENKENGRUPPEN....	14
1	EINLEITUNG	16
1.1	HINTERGRUNDINFORMATIONEN ZU TREIBHAUSGAS-INVENTAREN UND KLIMAWANDEL	16
1.1.1	<i>Der Treibhauseffekt</i>	16
1.1.2	<i>Klimawandel</i>	17
1.1.3	<i>Reduktionsverpflichtungen und Berichterstattung zu Treibhausgasen</i>	17
1.2	INSTITUTIONELLE FESTLEGUNGEN UND RAHMENBEDINGUNGEN FÜR DIE INVENTARERSTELLUNG	18
1.2.1	<i>Institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung</i>	18
1.2.2	<i>Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung</i>	20
1.3	KURZBESCHREIBUNG DER INVENTARERSTELLUNG	21
1.3.1	<i>Datenfluss</i>	23
1.3.1.1	Datenvalidierung	23
1.3.1.2	Dateneingabe.....	23
1.3.1.3	Emissionsberechnung.....	23
1.3.1.4	Emissionsberichterstattung.....	23
1.3.1.5	Archivierung	24
1.3.1.6	Evaluierung	24
1.3.1.7	Rekalkulation	24
1.3.2	<i>Technische Randbedingungen für die Inventarerstellung</i>	25
1.3.3	<i>Weitere Planung</i>	25
1.4	ÜBERBLICK ÜBER DIE VERWENDETEN METHODEN UND DATENQUELLEN	26
1.5	KURZBESCHREIBUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN	27
1.6	INFORMATIONEN ZUM QUALITÄTSSICHERUNGS- UND -KONTROLLPLAN.....	28
1.7	GENERELLE UNSICHERHEITENSCHÄTZUNG	29
1.8	GENERELLE PRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT	29
2	TRENDS DER TREIBHAUSGASE.....	30
2.1	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR AGGREGIERTE TREIBHAUSGASEMISSIONEN	32
2.2	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH SCHADSTOFFEN.....	33
2.3	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS NACH QUELLKATEGORIEN UND SENKEN	34
2.4	BESCHREIBUNG UND INTERPRETATION DES EMISSIONSVERLAUFS FÜR INDIREKTE TREIBHAUSGASE UND SO ₂	35
3	ENERGIE (CRF SEKTOR 1).....	38
3.1	SEKTORÜBERBLICK.....	38
3.1.1	<i>Methodische Aspekte: Die Bundesenergiebilanz</i>	38
3.1.1.1	Aufbau der Energiebilanzen	40
3.1.1.2	Energieträger der Bundesenergiebilanz	43
3.1.2	<i>Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz der Energiebilanz</i>	44
3.1.2.1	Das Bilanzjahr 1990 und die Energiebilanzen für 1991 bis 1994.....	44
3.1.2.2	Die Energiebilanz ab 1995	46
3.1.2.3	Erstellung vorläufiger Energiebilanzen ab 1999 durch UBA	47
3.1.3	<i>Methodische Aspekte: Energiebedingte Aktivitätsraten</i>	48
3.1.3.1	Ergänzungen der Energiebilanzdaten	49
3.1.3.2	Umgruppierung der Energiebilanzdaten.....	51
3.2	VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE (1.A)	52
3.2.1	<i>Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (1.A.1a)</i>	55
3.2.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1a).....	55
3.2.1.2	Methodische Aspekte (1.A.1a)	55
3.2.2	<i>Mineralölraffinerien (1.A.1b)</i>	55
3.2.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1b).....	55
3.2.2.2	Methodische Aspekte (1.A.1b).....	56
3.2.3	<i>Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger (1.A.1c)</i>	56
3.2.3.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.1c).....	56
3.2.3.2	Methodische Aspekte (1.A.1c).....	56

3.2.4	<i>Eisenschaffende Industrie (1.A.2a)</i>	57
3.2.4.1	Methodische Aspekte (1.A.2a).....	57
3.2.5	<i>Weitere Stromeigenerzeuger</i>	57
3.2.6	<i>Tabellen der „Bilanz der Emissionsursachen“ zu stationärer Verbrennung</i>	58
3.2.7	<i>Strassenverkehr (1.A.3b)</i>	63
3.2.7.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3b).....	63
3.2.7.2	Methodische Aspekte (1.A.3b).....	63
3.2.7.2.1	Realdaten für die Jahre 1990-2000.....	63
3.2.7.2.2	Daten für das Jahr 2001.....	64
3.2.7.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.3b).....	64
3.2.7.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.3b).....	65
3.2.7.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3b).....	65
3.2.7.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3b).....	65
3.2.8	<i>Übriger Verkehr (1.A.3e)</i>	65
3.2.8.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.A.3e).....	65
3.2.8.2	Methodische Aspekte (1.A.3e).....	65
3.2.8.3	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.3e).....	65
3.2.9	<i>Andere Sektoren (1.A.4)</i>	66
3.2.9.1	Beschreibung der Quellgruppe: Haushalte, Kleinverbraucher, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4a- 1.A.4c).....	66
3.2.9.2	Methodische Aspekte (1.A.4).....	66
3.2.9.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (1.A.4).....	67
3.2.9.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A.4).....	68
3.2.9.5	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.A.4).....	69
3.2.10	<i>Vergleich mit dem CO₂ Reference-Approach</i>	69
3.2.10.1	Methodische Aspekte.....	69
3.2.10.1.1	Steinkohle.....	70
3.2.10.1.2	Braunkohle.....	71
3.2.10.1.3	Erdgas.....	71
3.2.10.1.4	Erdölimporte.....	71
3.2.10.2	Datengrundlagen.....	72
3.2.10.3	Ergebnisse.....	72
3.2.10.4	Geplante Verbesserungen.....	73
3.2.11	<i>Hochseebunkerungen</i>	74
3.2.12	<i>Lagerhaltung</i>	74
3.2.13	<i>Militär</i>	74
3.2.14	<i>Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (1.A)</i>	74
3.2.14.1	Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen.....	78
3.2.14.1.1	Ursachen für Abweichungen bei den verwendeten Energiedaten.....	79
3.2.14.1.2	Analyse der verwendeten Emissionsfaktoren.....	82
3.2.14.1.3	Geplante Verbesserungen.....	85
3.2.14.2	Vergleich mit den IEA-Ergebnissen.....	86
3.2.14.2.1	Geplante Verbesserungen.....	86
3.2.14.3	Vergleich mit den für die einzelnen Bundesländer ermittelten Daten.....	87
3.2.14.3.1	Geplante Verbesserungen.....	89
3.3	LEICHT FLÜCHTIGE EMISSIONEN AUS BRENNSTOFFEN (1.B)	89
3.3.1	<i>Kohlebergbau (1.B.1a)</i>	89
3.3.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (1.B.1a).....	90
3.3.1.2	Methodische Aspekte (1.B.1a).....	90
3.3.1.3	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.1a).....	90
3.3.2	<i>Öl und Erdgas (1.B.2)</i>	90
3.3.2.1	Beschreibung der Quellgruppe: Öl (1.B.2a).....	90
3.3.2.2	Methodische Aspekte (1.B.2).....	91
3.3.2.3	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2).....	91
4	INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2)	91
4.1	MINERALISCHE PRODUKTE: ZEMENT (2.A.1)	91
4.1.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1)</i>	91
4.1.2	<i>Methodische Aspekte (2.A.1)</i>	92
4.2	MINERALISCHE PRODUKTE: KALK (2.A.2)	92
4.2.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2)</i>	93
4.2.2	<i>Methodische Aspekte (2.A.2)</i>	93
4.3	CHEMISCHE INDUSTRIE(2.B)	94
4.3.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe: Ammoniak Produktion (2.B.1)</i>	94
4.3.2	<i>Methodische Aspekte (2.B.1)</i>	95
4.3.3	<i>Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1)</i>	95

4.3.4	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.1).....	95
4.3.5	Beschreibung der Quellgruppe: Salpetersäureproduktion (2.B.2).....	96
4.3.6	Methodische Aspekte (2.B.2).....	96
4.3.7	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2).....	96
4.3.8	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2).....	96
4.4	METALLPRODUKTION (2.C).....	97
4.4.1	Beschreibung der Quellgruppe: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1).....	97
4.4.1.1	Methodische Aspekte (2.C.1).....	97
4.4.2	Beschreibung der Quellgruppe: Primäraluminiumproduktion (2.C.3).....	99
4.4.2.1	Methodische Aspekte (2.C.3).....	100
4.4.2.2	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3).....	101
4.4.2.3	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.3).....	101
4.4.2.4	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.3).....	101
4.4.3	Beschreibung der Quellgruppe: SF ₆ in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4).....	101
4.4.3.1	Methodische Aspekte (2.C.4).....	101
4.4.3.2	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4).....	102
4.4.3.3	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4).....	102
4.5	PRODUKTION VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF ₆ (2.E).....	102
4.5.1	Beschreibung der Quellgruppe: By-Produkt Emissionen (2.E.1).....	103
4.5.2	Methodische Aspekte (2.E.1).....	103
4.5.3	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1).....	104
4.5.4	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1).....	104
4.5.5	Beschreibung der Quellgruppe: Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2).....	104
4.5.6	Methodische Aspekte (2.E.2).....	104
4.5.7	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1).....	104
4.5.8	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1).....	104
4.6	VERBRAUCH VON HALOGENIERTEN KOHLENWASSERSTOFFEN UND SF ₆ (2.F).....	104
4.6.1	Beschreibung der Quellgruppe: Kälte und Klimaanlageanlagen (2.F.1).....	105
4.6.1.1	Beschreibung der Quellgruppe Kälte- und stationäre Klimaanlageanlagen (2.F.1).....	106
4.6.1.2	Beschreibung der Quellgruppe mobile Klimaanlageanlagen (2.F.1).....	106
4.6.2	Methodische Aspekte (2.F.1).....	106
4.6.2.1	Kälte- und stationäre Klimaanlageanlagen (2.F.1).....	106
4.6.2.2	mobile Klimaanlageanlagen (2.F.1).....	107
4.6.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1).....	108
4.6.3.1	Kälte- und stationäre Klimaanlageanlagen (2.F.1).....	108
4.6.3.2	mobile Klimaanlageanlagen (2.F.1).....	108
4.6.4	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.1).....	108
4.6.4.1	Kälte- und stationäre Klimaanlageanlagen (2.F.2).....	108
4.6.4.2	mobile Klimaanlageanlagen (2.F.2).....	108
4.6.5	Beschreibung der Quellgruppe: Schaumherstellung (2.F.2).....	108
4.6.5.1	PU-Schaumprodukte (2.F.2).....	108
4.6.5.2	PU-Montageschaum (2.F.2).....	108
4.6.5.3	XPS-Hartschaum (2.F.2).....	109
4.6.6	Methodische Aspekte (2.F.2).....	109
4.6.6.1	PU-Schaumprodukte (2.F.2).....	109
4.6.6.2	PU-Montageschaum (2.F.2).....	109
4.6.6.3	XPS-Hartschaum (2.F.2).....	110
4.6.6.4	PU-Schaumprodukte (2.F.2).....	110
4.6.6.5	PU-Montageschaum (2.F.2).....	111
4.6.6.6	XPS-Hartschaum (2.F.2).....	111
4.6.7	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2).....	111
4.6.7.1	PU-Schaumprodukte (2.F.2).....	111
4.6.7.2	PU-Montageschaum (2.F.2).....	111
4.6.7.3	XPS-Hartschaum (2.F.2).....	111
4.6.8	Beschreibung der Quellgruppe: Feuerlöschmittel (2.F.3).....	111
4.6.9	Methodische Aspekte (2.F.2).....	111
4.6.10	Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2).....	112
4.6.11	Beschreibung der Quellgruppe: Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4).....	112
4.6.11.1	Beschreibung der Quellgruppe Asthma-Dosieraerosole (2.F.4).....	112
4.6.11.2	Methodenbeschreibung (2.F.4).....	112
4.6.11.3	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4).....	112
4.6.11.4	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.4).....	112
4.6.11.5	Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4).....	112
4.6.11.6	Methodenbeschreibung (2.F.4).....	112
4.6.11.7	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4).....	112

4.6.11.8	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.4)	112
4.6.11.9	Beschreibung der Quellgruppe: Lösemittel (2.F.5).....	113
4.6.11.10	Methodenbeschreibung (2.F.5)	113
4.6.11.11	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.5)	113
4.6.11.12	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.5)	113
4.6.11.13	Beschreibung der Quellgruppe: Halbleiterproduktion (2.F.6).....	113
4.6.11.14	Methodenbeschreibung (2.F.6)	113
4.6.11.15	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)	113
4.6.11.16	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.6)	114
4.6.11.17	Beschreibung der Quellgruppe: Elektrische Betriebsmittel (2.F.7).....	114
4.6.11.18	Methodenbeschreibung (2.F.7)	114
4.6.11.19	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.7)	114
4.6.11.20	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.7)	114
4.6.12	<i>Sonstige (2.F.8)</i>	114
4.6.12.1	Beschreibung der Quellgruppe: Sportschuhe (2.F.8)	114
4.6.12.2	Methodenbeschreibung (2.F.8)	114
4.6.12.3	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)	115
4.6.12.4	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)	115
4.6.12.5	Beschreibung der Quellgruppe: AWACS Wartung (2.F.8).....	115
4.6.12.6	Methodenbeschreibung (2.F.8)	115
4.6.12.7	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)	115
4.6.12.8	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)	115
4.6.12.9	Beschreibung der Quellgruppe: Autoreifen (2.F.8).....	115
4.6.12.10	Methodenbeschreibung (2.F.8)	115
4.6.12.11	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)	115
4.6.12.12	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)	115
4.6.12.13	Beschreibung der Quellgruppe: Isolierglasfenster (2.F.8).....	116
4.6.12.14	Methodenbeschreibung (2.F.8)	116
4.6.12.15	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)	116
4.6.12.16	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)	116
4.6.12.17	Beschreibung der Quellgruppe: Spurengas (2.F.8)	116
4.6.12.18	Methodenbeschreibung (2.F.8)	116
4.6.12.19	Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)	117
4.6.12.20	Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)	117
4.7	ANDERE QUELLEN (CRF SEKTOR 2).....	117
5	LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3).....	117
5.1	BESCHREIBUNG DER QUELLGRUPPE (3)	117
5.2	METHODISCHE ASPEKTE (3).....	117
5.3	UNSICHERHEITEN UND ZEITREIHENKONSISTENZ (3).....	117
5.4	QUELLENSPEZIFISCHE RÜCKRECHNUNGEN (3)	117
5.5	GEPLANTE VERBESSERUNGEN (QUELLENSPEZIFISCH) (3).....	117
6	LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4).....	118
6.1	FERMENTATION BEI VERDAUUNG (4.A)	118
6.1.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (4.A)</i>	118
6.1.2	<i>Methodische Aspekte (4.A)</i>	118
6.1.3	<i>Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A)</i>	118
6.1.4	<i>Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.A)</i>	118
6.1.5	<i>Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A)</i>	118
6.1.6	<i>Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A)</i>	119
6.2	LAGERUNG VON WIRTSCHAFTSDÜNGERN (4.B)	119
6.2.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (4.B)</i>	119
6.2.2	<i>Methodische Aspekte (4.B)</i>	119
6.2.3	<i>Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B)</i>	119
6.2.4	<i>Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B)</i>	119
6.2.5	<i>Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B)</i>	119
6.3	LANDWIRTSCHAFTLICHE BÖDEN (4.D)	120
6.3.1	<i>Beschreibung der Quellgruppe (4.D)</i>	120
6.3.2	<i>Methodische Aspekte (4.D)</i>	120
6.3.3	<i>Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D)</i>	120
6.3.4	<i>Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D)</i>	120
6.3.5	<i>Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D)</i>	120
6.3.6	<i>Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.D)</i>	120

7	LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5)	120
7.1	ÄNDERUNGEN DES WALDBESTANDES UND SONSTIGER BIOMASSEBESTÄNDE (5.A)	121
7.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (5.A)	121
7.1.1.1	Aktivitätsdaten - Waldfläche	122
7.1.1.2	Aktivitätsdaten - Biomassezuwachs	124
7.1.1.3	Aktivitätsdaten - Holzernte	124
7.1.1.4	Emissionsfaktoren - Zusammenstellung	124
7.1.2	Methodische Aspekte (5.A)	124
7.1.2.1	Herleitung des Zuwachses	125
7.1.2.2	Holzernte	127
7.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A)	128
7.1.4	Quellenspezifische QA/QC und Überprüfung (5.A)	128
7.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A)	129
7.1.6	Quellenspezifische Probleme (5.A)	129
7.1.7	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A)	130
7.2	WALD- UND GRÜNLANDUMWANDLUNG (5.B)	130
7.2.1	Quellgruppenbeschreibung (5.B)	130
7.2.2	Methodische Aspekte (5.B)	130
7.2.2.1	Aktivitätsdaten über Flächennutzung und Flächennutzungsänderung (5.B)	130
7.2.2.2	Aktivitätsdaten für Acker- und Grünland	131
7.2.2.3	Waldaktivitätsdaten	131
7.3	AUFGEBEN VON BEWIRTSCHAFTETEN FLÄCHEN (5.C)	132
7.3.1	Quellgruppenbeschreibung (5.C)	132
7.3.2	Methodische Aspekte (5.C)	132
7.4	CO ₂ EMISSIONEN UND FESTLEGUNGEN IM BODEN (5.D)	132
7.4.1	Quellgruppenbeschreibung (5.D)	132
7.4.2	Methodische Fragen (5.D)	133
7.4.3	genutzte Daten für die vorläufige C-Vorratsschätzung	133
7.4.4	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.D)	134
7.4.4.1	Landwirtschaft	134
7.4.4.2	Wald	136
7.4.4.3	Kalkung	136
7.4.5	Quellenspezifische QA/QC und Überprüfung	137
7.4.6	Geplante quellenspezifische Verbesserungen	137
7.4.6.1	Landwirtschaft	137
7.4.6.2	Wälder	138
7.4.6.3	Kalkung	138
8	ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6)	138
8.1	ABFALLDEPONIE (6.A)	138
8.1.1	Beschreibung der Quellgruppe (6.A)	138
8.1.2	Methodische Aspekte (6.A)	138
8.1.2.1	Deponierung von Siedlungsabfällen	138
8.1.2.2	Deponierung von Klärschlämmen	140
8.1.2.3	Deponierung von MBA-Rückständen	142
8.1.2.4	Deponierung von Siedlungsabfällen, Klärschlämmen und MBA-Rückständen	144
8.1.2.5	Wilde Deponierung	145
8.1.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A)	145
8.1.4	Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (6.A)	145
8.1.5	Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A)	145
8.1.6	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (6.A)	146
8.2	ABWASSERBEHANDLUNG (6.B)	146
8.2.1	Beschreibung der Quellgruppe (6.B)	146
8.2.1.1	Methanemissionen Abwasserbehandlung	146
8.2.1.2	Methanemissionen in Verbindung mit der Klärschlammbehandlung	148
8.2.1.3	N ₂ O-Emissionen	150
8.2.2	Methodische Aspekte (6.B)	151
8.2.3	Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B)	151
8.2.4	Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (6.B)	151
8.3	ANDERE QUELLEN (CRF SEKTOR 6)	152
9	ANDERE (CRF SEKTOR 7)	152
10	RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN	153

11	REFERENZEN	153
12	ANHANG 1: HAUPTQUELLGRUPPEN DES DEUTSCHEN TREIBHAUSGASINVENTARS.....	158
12.1	BESCHREIBUNG DER METHODE ZUR FESTLEGUNG DER HAUPTQUELLGRUPPEN	159
12.1.1	<i>Tier 1 Level Approach</i>	159
12.1.2	<i>Tier 1 Trend Approach</i>	160
12.1.3	<i>Bewertung</i>	161
13	ANHANG 2: DETAILIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO ₂ EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE	162
14	ANHANG 3: WEITERE DETAILIERTE METHODISCHE BESCHREIBUNGEN FÜR EINZELNE QUELL- UND SENKENKATEGORIEN.....	162
15	ANHANG 4: CO ₂ REFERENCE APPROACH UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ	162
16	ANHANG 5: ÜBERPRÜFUNG DER VOLLSTÄNDIGKEIT UND DER POTENTIELL NICHT ERFASSTEN QUELLEN UND SENKEN VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN	162
17	ANNEX 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN.....	162
18	ANHANG 7: TABELLEN 6.1 UND 6.2 DER IPCC GOOD PRACTICE GUIDANCE	162
19	ANHANG 8: WEITERE ANHÄNGE	163
19.1	DEUTSCHES NATIONALES SYSTEM EMISSIONEN	163
19.1.1	<i>Aufgaben für das Nationale System</i>	163
19.1.2	<i>Aufbau des Nationalen Systems</i>	163
19.2	QUALITÄTSSICHERUNG UND –KONTROLLE	166
19.2.1	<i>Aufgaben für das Qualitäts-System Emissionen</i>	166
19.2.2	<i>Ausgangslage bei der Erstellung der Emissionsinventare</i>	167
19.2.3	<i>Aufbau des Qualitäts-Systems Emissionen</i>	167
19.3	DAS DATENBANKSYSTEM ZENTRALES SYSTEM EMISSIONEN.....	169
19.3.1	<i>Datenbankstruktur und management</i>	169
19.3.2	<i>Weitere Software Tools: Der CalQlator</i>	169
19.3.3	<i>Weitere Software Tools: Der Analyst</i>	170
19.3.4	<i>Datenfluß</i>	170

Abbildungen

Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland	13
Abbildung 2: Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen und Entwicklung der Senken in CO ₂ -Äquivalenten	15
Abbildung 3: Entwicklung der einzelnen Treibhausgase seit 1990 nach Quellgruppen	16
Abbildung 4: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems	18
Abbildung 5: Prinzipieller Datenfluss und Qualitätssicherungsprozeduren im Nationalen System	22
Abbildung 6: Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990	33
Abbildung 7: Relative Entwicklung der Treibhausgase nach Emittentengruppen und Senken gegenüber 1990	34
Abbildung 8: Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO ₂	36
Abbildung 9: Zeilenstruktur der Energiebilanzen ab 1995 (Quelle: Ziesing et al., 2003)	42
Abbildung 10: Energieträgerstrukturen in den Energiebilanzen bis 1994 und von 1995 an (Quelle: Ziesing et al., 2003)	43
Abbildung 11: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis einschließlich 1994 (Quelle: Ziesing et al., 2003)	46
Abbildung 12: UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregation der Energiebilanz	54
Abbildung 13: Schema zur Ermittlung der gerätespezifischen und sektoralen Emissionsfaktoren	67
Abbildung 14: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens	70
Abbildung 15: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und sektoralen Verfahren (1990)	73
Abbildung 16: CO ₂ -Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2001 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse	77
Abbildung 17: CO ₂ -Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2001 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse	77
Abbildung 18: Abweichungen durch die Differenzen bei den Emissionsfaktoren zwischen UBA und EUROSTAT nach Brennstoffgruppen, 1990-1999	84
Abbildung 19: Artenanteil an der produktiven Waldfläche	123
Abbildung 20: Das Nationale System in Deutschland	164
Abbildung 21: Betrachtungsebenen für den Plan zur internen und externen Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle des Nationalen Systems	168

Tabellen

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland – Minderungen gegenüber dem Basisjahr	13
Tabelle 2: Treibhausgasemissionen in Deutschland – jährlicher Anteil der einzelnen Treibhausgase	14
Tabelle 3: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2000) gemäß Tier 1 Approach	28
Tabelle 4: Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO ₂ in Deutschland seit 1990	30
Tabelle 5: Veränderungen der Emissionen gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls	31
Tabelle 6: Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr	31
Tabelle 7: Entwicklung der SO ₂ -Emissionen in Deutschland seit 1990	36
Tabelle 8: Entwicklung der NO _x -Emissionen in Deutschland seit 1990	37
Tabelle 9: Entwicklung der CO-Emissionen in Deutschland seit 1990	37
Tabelle 10: Entwicklung der NMVOC-Emissionen in Deutschland seit 1990	38
Tabelle 11: Datenquellen für die Energiebilanzen (Quelle: Ziesing et al., 2003)	40
Tabelle 12: 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	49
Tabelle 13: Ergänzung und Differenzierung der Aktivitätsraten für den Einsatz von Industriemüll und Sulfitaablauge in den industriellen Wärmekraftwerken und anderen Wärmeerzeugern der Industrie, alte Bundesländer 1990-1994 und Deutschland 1995-1998	50
Tabelle 14: 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	50
Tabelle 15: Öffentliche Versorgung	59
Tabelle 16: Kohlenbergbau	60

Tabelle 17:	sonstige Industriekraftwerke	61
Tabelle 18:	Raffinerien	62
Tabelle 19:	Sonstige Energieerzeuger.....	62
Tabelle 20:	Eisenschaffende Industrie.....	62
Tabelle 21:	Bewertung der sektoralen Emissionsfaktoren mit Angabe von Qualitätsstufen	69
Tabelle 22:	Vergleich der CO ₂ -Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO ₂ Emissionen.....	76
Tabelle 23:	Differenzen zwischen den Energiebilanzdaten von EUROSTAT und der AG Energiebilanzen für das Bilanzjahr 1998	80
Tabelle 24:	Ergebnisse der Rückrechnungen für die Emissionsfaktoren, 1991-1998.....	83
Tabelle 25:	Vergleich der Ergebnisse der CO ₂ -Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1998	88
Tabelle 26:	Vergleich der Ergebnisse der CO ₂ -Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1999	89
Tabelle 27:	Die spezifischen CO ₂ -Emissionen in der Zementindustrie in Deutschland.....	92
Tabelle 28:	Rohstoffbedingte CO ₂ -Emissionen der deutschen Zementindustrie	92
Tabelle 29:	CO ₂ -Emissionen aus der Kalkindustrie	93
Tabelle 30:	CO ₂ -Emissionen der deutschen Kalkproduktion.....	93
Tabelle 31:	Absolute Kalkproduktion in Deutschland	94
Tabelle 32:	Emissionsfaktoren für Industriefeuerungen der Eisen- und Stahlindustrie einschließlich prozessbedingter Emissionen für das Jahr 2001	98
Tabelle 33:	Emissionsfaktoren für Gichtgas und Koksofengas	98
Tabelle 34:	Emissionsfaktoren für Industrieprozesse der Eisen- und Stahlindustrie ohne brennstoffbezogene Emissionen im Jahr 2001	99
Tabelle 35:	Industrieprozesse der Primäraluminiumproduktion ohne brennstoffbezogene Emissionen im Jahr 2001	100
Tabelle 36:	Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion.....	102
Tabelle 37:	Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF ₆	103
Tabelle 38:	Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch of Halogenkohlenwasserstoffen und SF ₆	104
Tabelle 39:	Überblick über die Waldfläche 1990	123
Tabelle 40:	Holzernte in Trockenmasse	124
Tabelle 41:	Laufender Zuwachs (Vfm _D /ha*Jahr).....	126
Tabelle 42:	Expansionsfaktoren für die Umrechnung Derbholz in Baumholzvolumen.....	126
Tabelle 43:	Raumdichte (t Trockenmasse/m ³ Frischvolumen)	127
Tabelle 44:	Holzernte nach Holzerntengruppen	128
Tabelle 45:	Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung (Flächen in 1000 ha).....	131
Tabelle 46:	C-Vorräte in den Böden Deutschlands bis 2 m Tiefe (in Pg C)	135
Tabelle 47:	Mittlere C-Gehalte in den Böden Deutschlands (0-2 m; in t ha ⁻¹)	135
Tabelle 48:	C-Vorräte in den Böden Deutschlands bis 30 cm Tiefe (in Pg C).....	135
Tabelle 49:	Mittlere C-Gehalte in den Böden Deutschlands (0-30cm; in t C ha ⁻¹).....	135
Tabelle 50:	Basisdaten für die Berechnung der CH ₄ Emissionen aus Siedlungsabfällen	140
Tabelle 51:	Basisdaten für die Berechnung der CH ₄ Emissionen aus der Klärschlammdeponierung	142
Tabelle 52:	Basisdaten für die Berechnung der CH ₄ Emissionen aus der Klärschlammdeponierung	144
Tabelle 53:	Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2000) gemäß Tier 1 Level Approach	159
Tabelle 54:	Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2000) gemäß Tier 1 Trend Approach	161

0 ZUSAMMENFASSUNG

Die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UN FCCC) wurde von Deutschland im Dezember 1993 ratifiziert und trat im März 1994 in Kraft. Als Vertragsstaat der Klimarahmenkonvention ist Deutschland dazu verpflichtet, Emissionsinventare zu Treibhausgasen zu erstellen, veröffentlichen und regelmäßig fortzuschreiben.

Das Kyoto-Protokoll unter der Konvention wurde von Deutschland gleichzeitig mit der Europäischen Union im Mai 2002 ratifiziert. Hieraus ergeben sich weitreichende Verpflichtungen hinsichtlich der Erstellung, der Berichterstattung und der Überprüfung von Emissionsinventaren. Unter anderem hat die Vertragsstaatenkonferenz mit der Annahme der Entscheidung 3/CP.5 beschlossen, dass alle Vertragsstaaten einen Nationalen Inventarbericht (National Inventory Report, NIR) erstellen und übermitteln sollen, der detaillierte und vollständige Angaben über ihre Inventare liefert. Dadurch soll die Transparenz der Inventare sichergestellt und der unabhängige Überprüfungsprozess unterstützt werden. Das Klimasekretariat hat die Vorlage des Inventarberichts zur Voraussetzung für die Durchführung der vorgeschriebenen Inventarüberprüfungen gemacht. Deutschland legt mit dem Inventar für 2003 erstmals einen Nationalen Inventarbericht vor.

Nationale Treibhausgas-Inventare wurden dem Klimasekretariat für die Jahre 1990 bis 2001 übermittelt. Dieser Bericht bezieht sich auf diese jährlichen Emissionsinventare und beschreibt die Methoden, auf denen die Berechnungen basieren. Der Bericht und die Berichtstabellen im Common Reporting Format (CRF) wurden gemäß der UN FCCC Richtlinie (FCCC/CP/1999/7) und so weit wie möglich in Übereinstimmung mit den IPCC *Good Practice Guidance* (IPCC, 2000) erstellt. Die Kapitelstruktur des Berichts entspricht der auf der 8. Vertragsstaatenkonferenz vereinbarten Gliederung (Draft decision-/CP.8 in document **FCCC/SBSTA/2002/L.5/Add.1**).

Kapitel 1 beschreibt das Nationale System Emissionen in Deutschland, das die Erfüllung der Berichtspflichten zu atmosphärischen Emissionen und Senken insgesamt unterstützen soll. Neben den Kyoto-Anforderungen werden hierüber auch andere rechtliche Verpflichtungen (UN ECE Genfer Luftreinhaltekonvention, EU-Richtlinie zu Nationalen Emissionsobergrenzen) mit abgedeckt. Darüber hinaus wird das Qualitäts-System Emissionen beschrieben und die Grundzüge, an denen entlang die Emissionen und Senken der IPCC-Kategorien berechnet wurden. Obwohl die beteiligten Institutionen in den letzten zwei Jahren mit erheblichem Aufwand zur erfolgreichen Reduzierung der Unsicherheiten und zur Schließung von Datenlücken beigetragen haben, besteht weiterhin der Bedarf einer systematischen Inventarverbesserung.

Kapitel 2 gibt einen generellen Überblick über Trends der Treibhausgasemissionen und -senken.

In den **Kapiteln 3 bis 9** werden detaillierte Angaben zu den Hauptquell- und -senkengruppen gemacht. Mit der diesjährigen Berichterstattung wird beabsichtigt, die Berechnung der deutschen Treibhausgasemissionen und -senken nachvollziehbarer zu machen. Da der Nationale Inventarbericht für Deutschland zum ersten mal erarbeitet wurde, entsprechen die Dokumentationen in Umfang und Nachvollziehbarkeit nicht den Anforderungen und den eigenen Vorstellungen. Es ist der Arbeitsschwerpunkt für das Jahr 2003, den vorliegenden Bericht im beschreibenden Teil zur Datengewinnung zu den verwendeten Quellen und den

angewandten Methoden zu ergänzen und zu konsolidieren. Im vergangenen Jahr lag der Arbeitsschwerpunkt insbesondere auf einer gegenüber den Vorjahren wesentlich verbesserten Befüllung der Berichtstabellen. Die CRF-Tabellen können zum ersten mal detailliert vorgelegt werden. Damit sind die Emissionsinventare zumindest rechnerisch überprüfbar. Da die Erarbeitung der deutschen Emissionsinventare derzeit einem intensiven nationalen Überprüfungsprozess unterzogen werden, mit dem auch Methodenänderungen zur Umsetzung der Good Practice Guidance erfolgen, besteht zwischen Methodenbeschreibung und geplanten Verbesserungen ein fließender Übergang. Vor diesem Hintergrund werden veraltete, in Kürze abzulösende Methode nicht mehr beschrieben, stattdessen wird im NIR 2004 die Beschreibung der neuen Verfahren erfolgen. Für detailliertere Angaben zu einzelnen Fragestellungen soll die angegebene weiterführende Literatur in **Kapitel 11** dienen.

Allgemeine Angaben zu Unsicherheiten und Rückrechnungen sind in **Kapitel 10** zu finden. Detailliertere Aussagen werden erst mit dem Nationalen Inventarbericht 2004 möglich sein.

Das Treibhausgasinventar wird vom Umweltbundesamt erstellt. 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 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.

Die von der Europäischen Gemeinschaft in diesem Rahmen übernommene Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen wurde innerhalb der EU in einer Lastenteilung (EU burden sharing) zwischen den Mitgliedstaaten aufgeteilt, bei dem einigen EU-Ländern wie Spanien und Portugal noch deutliche Emissionserhöhungen erlaubt sind, die durch deutlich höhere Reduktionen in anderen Ländern wie Dänemark und Deutschland kompensiert werden müssen. In der ersten Verpflichtungsperiode (2008 bis 2012) hat Deutschland mit 21 % Emissionsminderungen gegenüber 1990 innerhalb der EU einen erheblichen Beitrag zu leisten.

Die Wirksamkeit des Kyoto-Protokolls hinsichtlich der Senkung von weltweiten Treibhausgasemissionen wird von zwei wesentlichen 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.

0.2 Nationale Emissionen und Senken (bezogen auf GWP) im Zeitverlauf: 1990-2001

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen der EU-Lastenverteilung verpflichtet, die Emissionen aller sechs Kyoto-Gase bis 2010 um 21 % gegenüber 1990 bzw. 1995¹ zu mindern. Die bisherige Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland ist in Tabelle 1 nach den einzelnen Treibhausgasen sowie in Abbildung 1 insgesamt grafisch dargestellt.

Tabelle 1: Treibhausgasemissionen in Deutschland– Minderungen gegenüber dem Basisjahr

GREENHOUSE GAS EMISSIONS	Base year ⁽¹⁾	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
		CO ₂ equivalent (Gg)											
Net CO ₂ emissions/removals	980.750	980.750	942.080	894.392	884.300	870.103	865.358	887.471	856.197	847.984	821.341	834.274	847.067
CO ₂ emissions (without LUCF)	1.014.439	1.014.439	975.769	928.081	917.989	903.792	898.758	920.871	889.597	881.384	854.741	857.968	870.762
CH ₄	101.070	101.070	91.032	84.003	77.577	73.144	69.765	65.921	63.855	60.931	59.315	54.544	52.165
N ₂ O	87.910	87.910	83.142	84.104	80.536	77.616	78.551	80.186	75.726	62.262	59.010	59.351	60.232
HFCs	6.360	3.510	3.547	3.677	4.950	5.178	6.360	5.768	6.356	6.979	7.280	6.630	8.130
PFCs	1.759	2.696	2.356	2.138	2.012	1.627	1.759	1.723	1.377	1.481	1.247	790	723
SF ₆	6.633	3.896	4.350	4.876	5.401	5.808	6.633	6.359	6.274	6.038	4.414	4.018	3.325
Total (without CO ₂ from LUCF)	1.218.170	1.213.520	1.160.196	1.106.879	1.088.465	1.067.164	1.061.826	1.080.828	1.043.184	1.019.076	986.008	983.301	995.337

⁽¹⁾ Basisjahr 1990 für CO₂, CH₄, N₂O; 1995 für HFC, PFC, SF₆

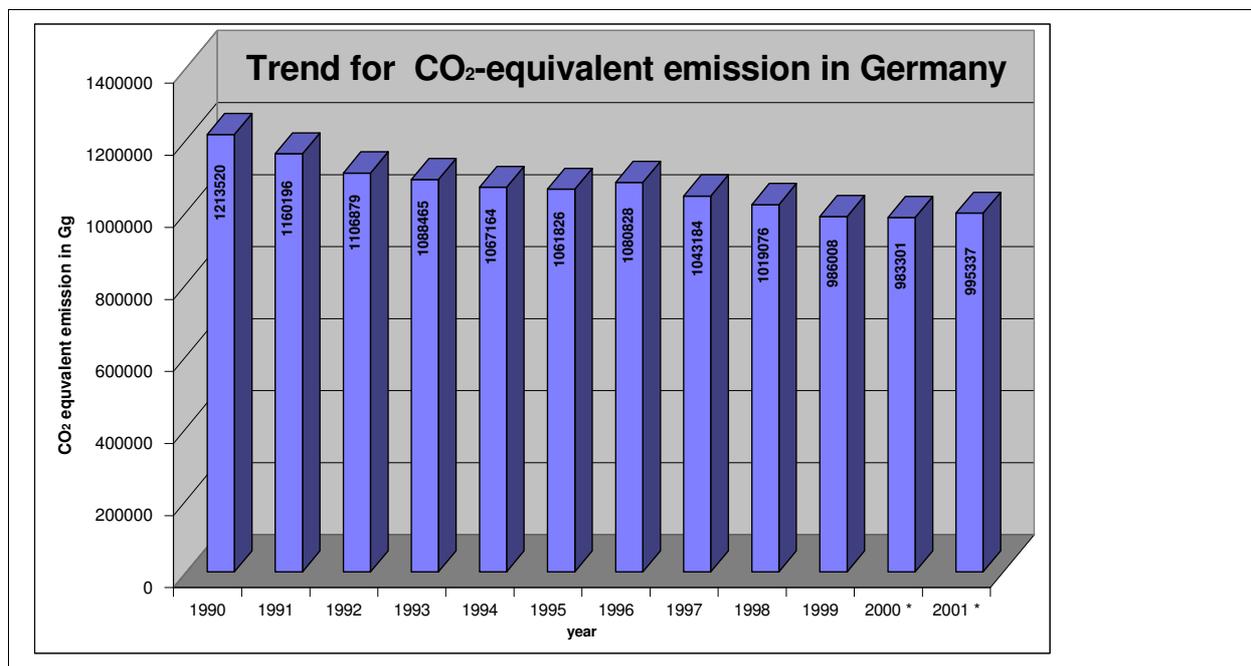


Abbildung 1: Entwicklung der Treibhausgase insgesamt in Deutschland

Bis zum Jahr 2001 konnte die o.g. Verpflichtung mit einer Minderung von über 18 % 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

¹ Für HFC, PFC und SF₆

Berücksichtigung der unterschiedlichen Anteile der einzelnen Treibhausgase an der Gesamtemission eines Jahres auch nicht verwunderlich (siehe Tabelle 2).

Tabelle 2 Treibhausgasemissionen in Deutschland – jährlicher Anteil der einzelnen Treibhausgase

GREENHOUSE GAS EMISSIONS	Base year ⁽¹⁾		1990		1995		2000		2001	
	Gg	%	Gg	%	Gg	%	Gg	%	Gg	%
CO ₂ emissions (without LUCF) ⁽⁹⁾	1.014.439	83,3	1.014.439	83,6	898.758	84,6	857.968	87,3	870.762	87,5
CH ₄	101.070	8,3	101.070	8,3	69.765	6,6	54.544	5,5	52.165	5,2
N ₂ O	87.910	7,2	87.910	7,2	78.551	7,4	59.351	6,0	60.232	6,1
HFCs	6.360	0,5	3.510	0,3	6.360	0,6	6.630	0,7	8.130	0,8
PFCs	1.759	0,1	2.696	0,2	1.759	0,2	790	0,1	723	0,1
SF ₆	6.633	0,5	3.896	0,3	6.633	0,6	4.018	0,4	3.325	0,3
Total (without CO₂ from LUCF)^{(6) (8)}	1.218.170	100,0	1.213.520	100,0	1.061.826	100,0	983.301	100,0	995.337	100,0

Mit einem Anteil von über 87 % der Treibhausgasemissionen ist die Freisetzung von Kohlendioxid weit überwiegend durch die Prozesse der stationären und mobilen Verbrennung Hauptverursacher der Emissionen. Insbesondere durch den überdurchschnittlichen Rückgang der anderen Komponenten ist dabei der Anteil der CO₂-Emissionen an den Gesamtreibhausgasen seit 1990 von nahezu 84 % auf über 87 % gestiegen. Die durch die Tierhaltung, die Brennstoffverteilung und die Deponieemissionen verursachten Methanemissionen haben einen Anteil von etwas über 5 %. Die Distickstoffoxidemissionen, die hauptsächlich durch die Landwirtschaft, die Industrieprozesse und den Verkehr verursacht werden, tragen zu über 6 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen sogenannten Kyoto- oder F-Gase tragen insgesamt zu etwas mehr als 1 % zu diesen Emissionen bei. Diese hier ermittelte Verteilung der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes industrialisiertes Land.

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

In Abbildung 2 ist der Beitrag der einzelnen Quellgruppen an den Gesamtreibhausgasemissionen dargestellt. Hier werden noch einmal die im Vorkapitel bereits erwähnten relativ konstanten Anteile der einzelnen Verursacher sowie die absolute Dominanz der energiebedingten Emissionen deutlich. Diese nahmen im zeitlichen Verlauf eigentlich kontinuierlich ab. Die beiden leichten Wiederanstiege im Jahr 1996 und 2001 sind in beiden Fällen klimatisch bedingt. In diesen beiden Jahren waren die Durchschnittstemperaturen durch niedrigere Temperaturen im Winter geprägt. Dies hatte einen verstärkten Energieverbrauch zur Erzeugung von Raumwärme zur Folge, der die Emissionen ansteigen ließ.

Die Emissionen aus dem Bereich LULUCF werden als 5-Jahresdurchschnittswerte angegeben (1990 bis 1994, 1995 bis 1999 vom Niveau her jeweils sehr ähnlich). Der seit 2000 veröffentlichte Wert stellt gegenwärtig erst einen 2-Jahresdurchschnitt dar. Die starke Abnahme der Senken im Jahr 2000 ist auf den durch den Orkan „Lothar“ verursachten Windwurf zurückzuführen.

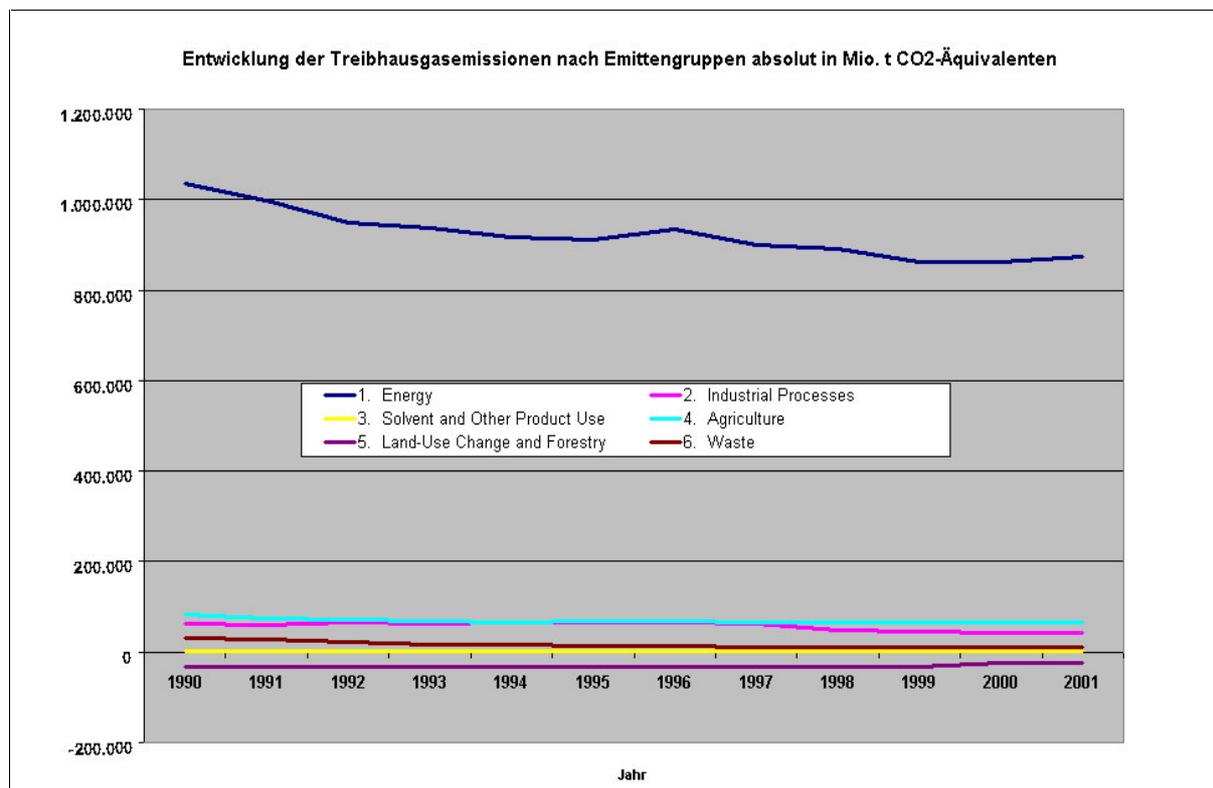


Abbildung 2 Emissionsentwicklung der Treibhausgase nach Quellgruppen und Entwicklung der Senken in CO₂-Äquivalenten

In Abbildung 3 werden die relativen Entwicklungen der Emissionen aus den Verursachergruppen seit 1990 dargestellt. Die deutlichste Minderung trat hier im Bereich der Abfallemissionen auf. Trotz aller methodischen Schwierigkeiten (siehe hierzu die Kapitel 8.1 und 8.2) 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 Deponiemissionen 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 Narkoseanwendung von N₂O zu erklären. Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im Wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsangaben.

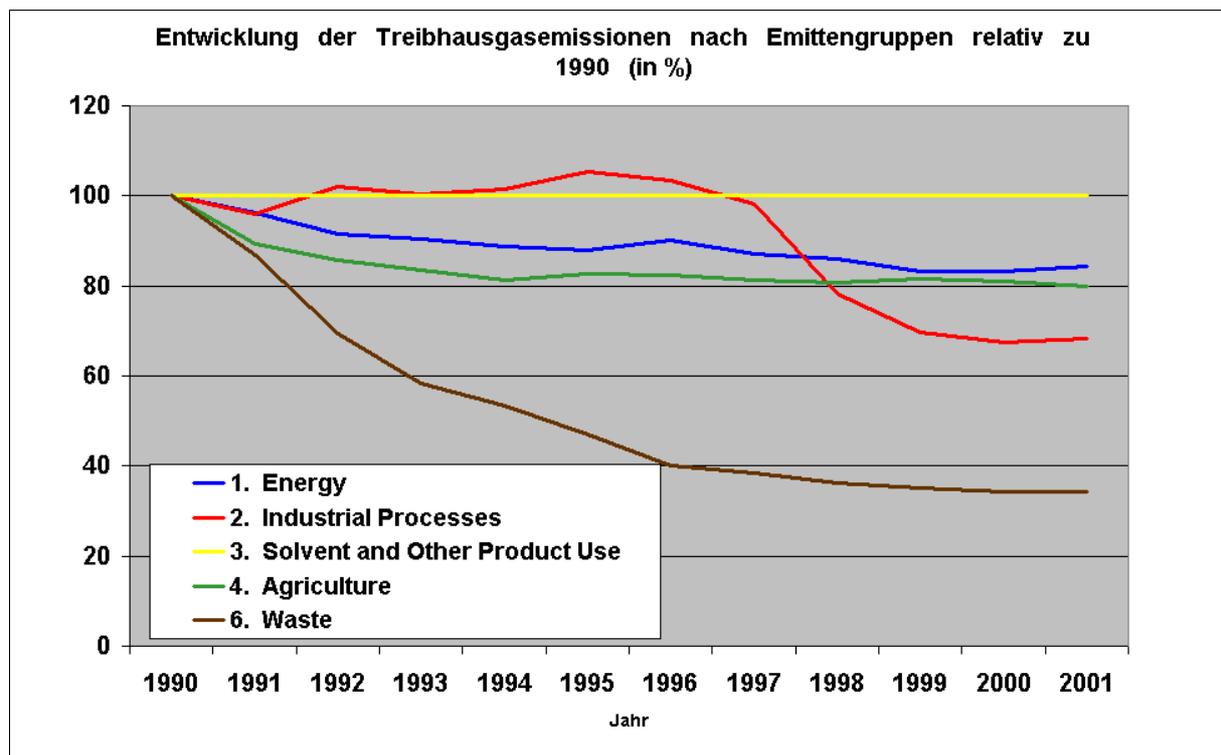


Abbildung 3 Entwicklung der einzelnen Treibhausgase seit 1990 nach Quellgruppen

1 EINLEITUNG

1.1 Hintergrundinformationen zu Treibhausgas-Inventaren und Klimawandel

1.1.1 Der Treibhauseffekt

Klimawandel ist die Veränderung der durchschnittlichen Wetterverhältnisse über einen längeren Zeitraum in einem bestimmten Gebiet oder sogar global. Aus der Forschung sind Schwankungen der globalen mittleren Temperatur in den letzten Millionen Jahren zwischen 9 °C und 16 °C bekannt. Klimaänderungen können folgende Ursachen haben:

- Veränderungen sogenannter geostrophischer Parameter wie Solarkonstante, Erdbahnelemente u.a.
- Veränderungen der Erdoberfläche
- Änderungen des Energiehaushaltes im System "*Erdoberfläche und Atmosphäre*"
- Änderungen des Stoffhaushaltes der Atmosphäre (wie Änderung der Treibhausgaskonzentration).

Treibhausgase, zu denen auch Wasserdampf 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 sogenannten 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 (dies muss erfolgen aus Gründen des dynamischen, energetischen Gleichgewichts, in dem sich Erde und Atmosphäre im Mittel befinden), 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 gar nicht möglich. Statt einer globalen Erdmitteltemperatur von ca. 15 °C, wie wir sie heute messen, würde eine mittlere Temperatur von etwa -18 °C auf der Erde zu verzeichnen sein. Der natürliche Treibhauseffekt sichert also unser irdisches Leben.

1.1.2 Klimawandel

Seit Beginn der Industrialisierung werden deutliche überregionale bzw. globale Änderungen im Stoffhaushalt der Atmosphäre als Folge menschlichen Tuns beobachtet. So stiegen weltweit die Konzentrationen von Kohlendioxid (CO₂) um ca. 30 %, die des Methan (CH₄) um 145 % und die des Distickstoffoxid (N₂O) 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 (SF₆) in die Atmosphäre, die in der Natur praktisch nicht vorkommen, sondern fast ausschließlich durch den Menschen erzeugt werden.

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

In seinem letzten Sachstandsbericht von 2001 stellte das IPCC 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.

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. Auf der dritten Vertragsstaatenkonferenz in Kyoto wurden erstmals rechtsverbindliche Begrenzungs- und Reduktionsverpflichtungen für die Industrieländer festgelegt. Die von der Europäischen Gemeinschaft in diesem Rahmen übernommene Verpflichtung zur Minderung der

Treibhausgasemissionen wurde innerhalb der EU in einer Lastenteilung (EU burden sharing) zwischen den Mitgliedstaaten aufgeteilt, bei dem einigen EU-Ländern wie Spanien und Portugal noch deutliche Emissionserhöhungen erlaubt sind, die durch deutlich höhere Reduktionen in anderen Ländern wie Dänemark und Deutschland kompensiert werden müssen. In der ersten Verpflichtungsperiode (2008 bis 2012) hat Deutschland mit 21 % Emissionsminderungen gegenüber 1990 innerhalb der EU einen erheblichen Beitrag zu leisten.

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.

Seit 1996 müssen die in Annex I der Klimarahmenkonvention benannten Staaten jährlich zum 15. April ein Inventar der Treibhausgase an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention übermitteln. Hiermit sind Angaben zu den Emissionen und Senken des Basisjahres (1990 für CO₂, N₂O, CH₄; 1995 für HFC, PFC, SF₆) und für alle Jahre bis zum Vorjahr der Berichterstattung vorzulegen.

1.2 Institutionelle Festlegungen und Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung

1.2.1 Institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung

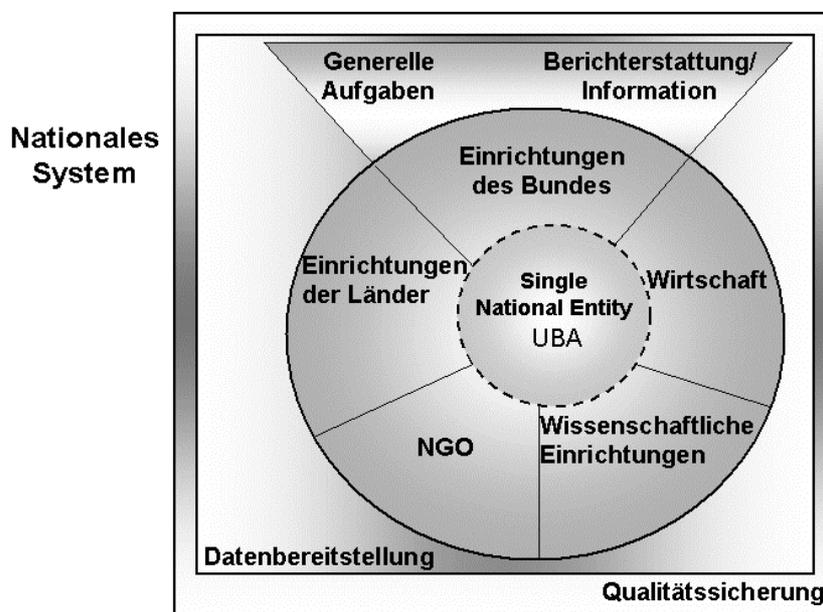


Abbildung 4: Funktionen und zu beteiligende Einrichtungen des Nationalen Systems

Entsprechend den Vorgaben durch Artikel 5 (1) des Kyoto-Protokolls ist Deutschland zu einer transparenten, vergleichbaren, vollständigen, konsistenten und exakten Emissionsberichterstattung verpflichtet. Hierzu ist ein *Nationales System* zu implementieren, das alle Einrichtungen einbinden soll, die einen fachlich hochwertigen Beitrag für die

Emissionsinventare leisten können. In Abbildung 4 wird ein prinzipieller Überblick der sicherzustellenden Funktionen und die bei der Implementierung des Nationalen Systems zu beteiligenden Einrichtungen gegeben. Weitere Einzelheiten der Funktionen des Nationalen Systems sind in den IPCC Guidelines dargestellt. Das Nationale System Emissionen für Deutschland befindet sich seit 2002 im Aufbau und wird in Anhang 7 (Kapitel 19.1) näher beschrieben.

Gegenwärtig bestehen folgende institutionelle Festlegungen für die Inventarerstellung in Deutschland:

1. Die Koordinierung des Nationalen Systems erfolgt durch das Umweltbundesamt (single national entity²). Eine rechtsverbindliche Festlegung hierzu steht noch aus.
2. Für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes wurde ein *Arbeitskreis Emissionsinventare* eingerichtet. Dieser Arbeitskreis tagt drei mal jährlich.
3. Im Rahmen des 2002 gegründeten Arbeitskreises VI *Emissionsberichterstattung der Interministeriellen Arbeitsgruppe IMA CO₂ Reduktion* erfolgt eine ressortübergreifende Diskussion von bislang identifizierten Aufgabenschwerpunkten im Bereich der Emissionsinventare.

Durch Beschluss der Bundesregierung vom 13. Juni 1990 wurde die IMA CO₂-Reduktion unter Federführung des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gegründet. Zielstellung ist es, auf nationaler Ebene ein Gesamtkonzept zur CO₂-Minderung und zur Klimavorsorge weiterzuentwickeln und umzusetzen. Von zentralem Interesse sind dabei die Konkretisierung der Zielsetzung und der Anforderungen der Klimarahmenkonvention zur Minderung der Treibhausgasemissionen. Die IMA CO₂-Reduktion berichtet dem Bundeskabinett zum Stand der Umsetzung und Weiterentwicklung zum beauftragten Termin (letztmalig: fünfter Bericht im Jahre 2000). Die Gründung des Arbeitskreises Emissionsberichterstattung erfolgte im Oktober 2000, mit dem Beschluss der nationalen Minderungsstrategie der Bundesregierung für die Reduktion von Treibhausgasen. Die Koordinierung des Arbeitskreises erfolgt durch das BMU.

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 Vereinbarungen zur Zusammenarbeit bei der Berechnung der Emissionen geschlossen.
5. Die Daten zur Forstwirtschaft werden dem UBA vom BMVEL aus den einschlägigen Erhebungen zugearbeitet.

Der Bedarf für weitere Vereinbarungen wird derzeit im Rahmen eines Vorhabens ermittelt (nähere Angaben hierzu in Anhang 7, Kapitel 19.1).

² Die Koordinierungsstelle (Single National Entity) 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.

1.2.2 Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung

Für die Inventarerstellung sind zahlreiche Zuarbeiten aus den Fachabteilungen des UBA und anderen Einrichtungen erforderlich. Das aufzubauende Nationale System soll in Deutschland aber nicht nur zur Klimaberichterstattung genutzt werden, sondern auch für die Erfüllung der Berichtspflichten gegenüber der UN ECE Genfer Luftreinhaltkonvention) und der EU (NEC-Richtlinie). Vor diesem Hintergrund soll die Inventar- und die Inventarberichtserstellung folgende nationalen Ziele erfüllen:

1. dem **Klimasekretariat** dazu dienen, das Zustandekommen der Inventardaten durch Dritte in einer unabhängigen Überprüfung nachvollziehen lassen zu können,
2. dem **CO₂ Monitoring Mechanism Committee der EU** als eine geeignete Grundlage dienen, den Verpflichtungen der EU zur Inventar- und NIR-Erstellung nachzukommen (die EU ist ebenfalls Vertragsunterzeichner von Klimarahmenkonvention und Kyoto-Protokoll und ist daher unabhängig von den EU-Mitgliedstaaten berichtspflichtig),
3. der **Nationale Koordinierungsstelle des Nationalen Systems** (Single National Entity) einen Überblick verschaffen, in welchen Bereichen die Initiierung von Aktivitäten für das Erreichen einer anforderungskonformen Berichterstattung noch erforderlich ist (Der Handlungsbedarf ist ab 2003 im jährlich aufzustellenden Nationalen Inventararbeitsplan und 2005 im nationalen Fortschrittsbericht zur Umsetzung des Kyoto-Protokolls darzulegen.),
4. den Akteuren des im Aufbau befindlichen **Nationalen Systems Emissionen** eine Beschreibung der Inventare zu liefern, auf deren Grundlage erforderliche Maßnahmen ergriffen werden können, um zukünftig zu einer verbesserten und anforderungsgerechten Berichterstattung in den einzelnen Quellgruppen zu gelangen,
5. das im Aufbau befindliche **Qualitäts-Systems Emissionen** (QSE) dabei unterstützen durch die Zusammenarbeit mit dem Arbeitskreis Emissionsinventare des UBA und den Mitgliedern des Nationalen Systems Prozeduren der Zusammenarbeit zu entwickeln, die die erforderliche Qualität von Berichten und Inventaren sicherstellt.

Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2002 damit begonnen, ein Qualitäts-System Emissionen (QSE) aufzubauen, das die zur Erreichung dieser Ziele erforderlichen Rahmenbedingungen schaffen soll. Es soll den Anforderungen des IPCC im Rahmen der Berichterstattung gemäß Art. 5, 7, 8 des Kyoto-Protokolls genügen und an die nationalen Gegebenheiten in Deutschland sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA angepasst sein. Das im Aufbau befindliche Qualitäts-System Emissionen wird in Anhang 7 (Kapitel 19.2) näher beschrieben.

Gegenwärtig bestehen folgende Rahmenbedingungen für die Inventarerstellung in Deutschland:

1. 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 Qualitätssicherung auf der Datenebene.

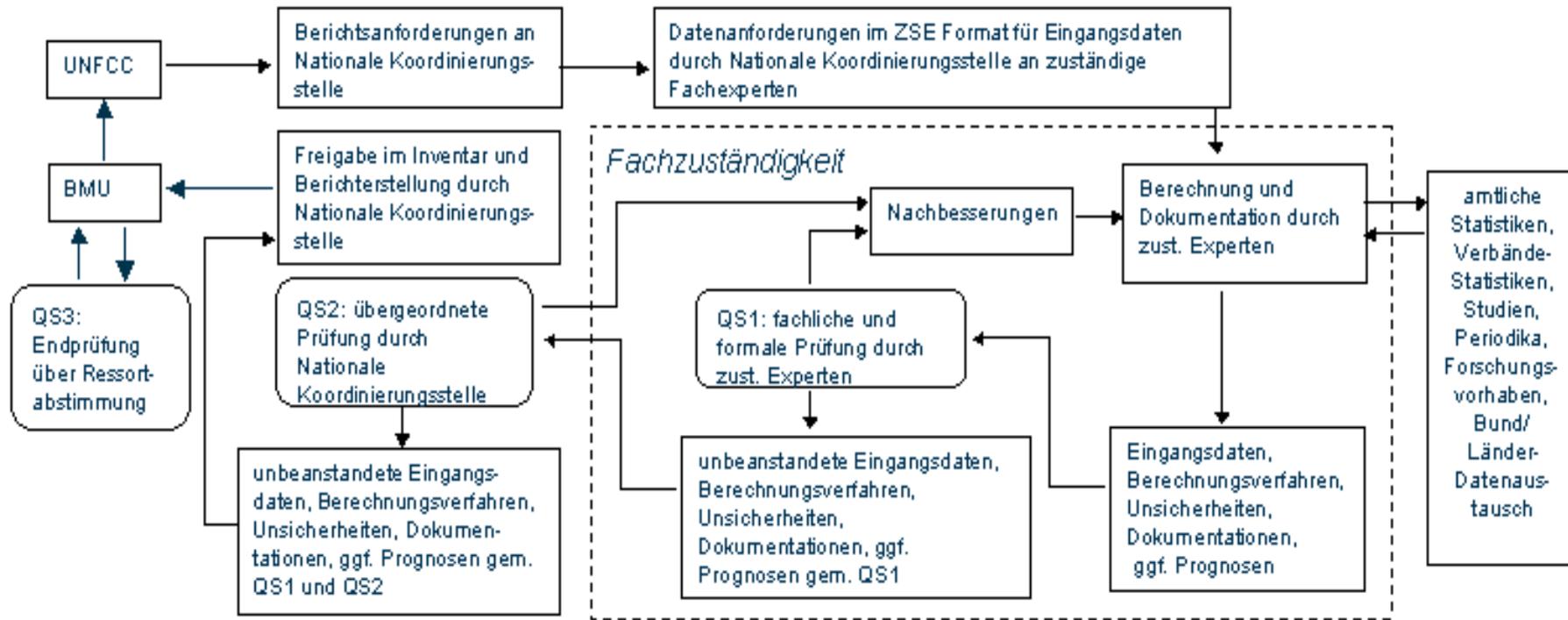
2. Ein verbindlicher Zeitplan für die Inventarerstellung ist allen Beteiligten bekannt gemacht worden. Ab 2003 und für alle Folgejahre gilt für die Inventardaten (alle Schadstoffe) und die entsprechenden Beschreibungen im Nationalen Inventarbericht (vorerst nur THG):

Mitte Juni	Anforderung zur Daten und Berichtstextlieferung durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA
Anfang September	Zulieferungen aus dem UBA
Anfang Oktober	Zulieferungen von externen Einrichtungen des NaSE
Mitte Oktober	Validierung / Rücksprachen
Mitte November	Endredaktion durch die Nationale Koordinierungsstelle im UBA
30.11.xx	Bericht an das Ministerium zur Einleitung der Ressortabstimmung
31.12.xx	Bericht an das CO ₂ Monitoring Committee
15.04.xx	Bericht an das Klimasekretariat

1.3 Kurzbeschreibung der Inventarerstellung

Die Inventarerstellung wird federführend im Fachgebiet II 6.3 des UBA durchgeführt, das auch die Funktion der Nationalen Koordinierungsstelle wahrnimmt. Der Prozess der Inventarerstellung erfolgt seit 2002 in enger Verzahnung mit der Erstellung des Nationalen Inventarberichts und der Durchführung von Qualitätssicherungsprozeduren. Das prinzipielle Vorgehen hierbei ist in Abbildung 5 dargestellt.

Da sich das Qualitäts-System Emissionen derzeit noch im Aufbau befindet und ein Gesamtkonzept für die Qualitätskontrolle und Qualitätssicherung noch in Arbeit ist (siehe Kapitel 19.2.3), können sich gegenüber dem dargelegten Verfahren noch Änderungen im Laufe des Jahres ergeben. Die Etablierung und Umsetzung des Verfahrens ist dementsprechend ebenfalls noch nicht in allen Einzelheiten erfolgt. Während davon ausgegangen werden kann, dass eine Qualitätsprüfung auf allen angegebenen Ebenen vorgenommen wird, steht insbesondere die Dokumentation der durchgeführten Qualitätsprüfungen noch am Anfang. Eine systematische Prüfung nach für alle Quellkategorien gleichen Kriterien erfolgt bisher nur in der Nationalen Koordinierungsstelle.



Quelle: Marion Dreher - Umweltbundesamt / Fachgebiet II 6.3 - Emissionssituation

Abbildung 5: Prinzipieller Datenfluss und Qualitätssicherungsprozeduren im Nationalen System

1.3.1 Datenfluss

Über die Nationale Koordinierungsstelle wird die Datenanforderung an die quellgruppenspezifischen Fachexperten geschickt. Dabei wird gleichzeitig sichergestellt, dass den Fachexperten die Berichtsanforderungen und der bisherige Datenbestand zu dieser Quellgruppe bekannt gemacht werden. Die Datengewinnung und -dokumentation erfolgt in der jeweiligen Fachverantwortung. Dies kann durch die Auswertung von amtlichen oder Verbände-Statistiken, Studien, Periodika sowie fremden Forschungsvorhaben erfolgen, oder über die Durchführung eigener Forschungsvorhaben, Verwendung persönlicher Information, sowie über einen Bund/Länder-Datenaustausch gewonnene Daten. Häufig werden dabei anderweitig gewonnene Arbeitsergebnisse für die Emissionsberichterstattung weitergenutzt.

1.3.1.1 Datenvalidierung

Auf der Fachebene erfolgt die inhaltliche Datenvalidierung durch fachliche Plausibilisierung (Expertenwissen), das Heranziehen von Vergleichswerten oder Begutachtung durch Dritte (z.B. Diskussion mit Verbänden). Die validierten Daten werden an die Nationale Koordinierungsstelle übermittelt.

1.3.1.2 Dateneingabe

Die validierten Einzeldaten werden durch Import über eine Standardschnittstelle oder durch Direkteingabe in das ZSE überführt. Bisher erfolgt die Dateneingabe bzw. der Import in das ZSE ausschließlich durch Mitarbeiter des Fachgebietes II 6.3, da das System erst in 2002 im UBA eingeführt wurde und eine Nutzung noch relativ hohe Spezialkenntnisse erfordert. Dies hat dazu geführt, dass zur Zeit etwa nur 2/3 der Berichtsdaten im ZSE erfasst sind und auch nur diese mit DV-technischer Unterstützung automatisiert geprüft werden können.

1.3.1.3 Emissionsberechnung

Nach Durchlaufen der Prüfungen und evtl. Rücksprachen werden die Emissionen im ZSE durch ein automatisiertes Verfahren nach dem Prinzip

$$\text{Aktivitätsrate} * \text{Emissionsfaktor} = \text{Emission}$$

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

1.3.1.4 Emissionsberichterstattung

Aktivitätsdaten, Emissionsfaktoren und Emissionen werden automatisiert in die CRF-Berichtstabellen des IPCC hineingeschrieben; erforderliche Aggregationen erfolgenebenfalls automatisiert. Durch dieses Verfahren werden Übertragungsfehler in Bezug auf die konkreten Zahlen ausgeschlossen, bei der erstmaligen Verknüpfung zwischen ZSE und CRF-Tabellen sind allerdings Zuordnungsfehler möglich, so dass diese besonders genau geprüft wird. Die Berichtstabellen werden mit dem NIR an das Ministerium zur Ressortabstimmung übermittelt.

1.3.1.5 Archivierung

Die ressortabgestimmten Datentabellen und der dazugehörige NIR werden in der Fassung, in der sie dem Klimasekretariat übermittelt werden, auf eine CD gebrannt und mit eindeutigen Identifizierungsangaben archiviert. Der zur Berechnung verwendete Inhalt der ZSE-Datenbank wird ebenfalls ausgespielt und archiviert.

1.3.1.6 Evaluierung

Obwohl Einzeldatenbestände des Inventars bisher kontinuierlich überprüft und aktualisiert wurden, hat eine systematische Evaluierung aller Inventardaten bis zum Jahr 2002 noch nicht stattgefunden. Im Rahmen eines Forschungsvorhabens (FKZ: 202 42 266), das der Umsetzung der Anforderungen aus den *Good Practice Guidance* bei der Inventarerstellung dient, erfolgt die systematische Evaluierung gemeinsam mit der Bestimmung von Unsicherheiten (siehe Kapitel 19.2.3).

Zukünftig wird eine Datenevaluierung jeweils im nachfolgenden Berichtsjahr bei den quellspezifischen Fachexperten erfolgen. Für die Prüfung sollen folgende Materialien herangezogen werden:

- Reviewbericht des Klimasekretariat (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)
- quellspezifische Informationen, die der Nationalen Koordinierungsstelle zwischenzeitlich bekannt geworden sind.

1.3.1.7 Rekalkulation

Rekalkulationen gemäß IPCC *Good Practice Guidance* wurden bisher noch nicht dokumentiert. Da im Jahr 2003 aufgrund von Methodenumstellungen mit wesentlichen Änderungen in den Inventaren zu rechnen ist, wird von der Information über Rekalkulationen vor dem Jahr 2004 abgesehen. Der Dokumentationsaufwand von alten, nicht ausreichend genau beschreibbaren und belastbaren Methoden wäre unverhältnismäßig hoch; stattdessen wurden diese Ressourcen in eine schnelle Inventarverbesserung investiert. Erst das Inventar 2004 wird die Ausgangsbasis für danach anstehende und zu dokumentierende Rekalkulationen bilden. Diese sollen dann auch ZSE-gestützt erfolgen. Da die Berechnungsverfahren im ZSE gespeichert werden und berichtete Datenstände für die Archivierung „eingefroren“ werden, lassen sich alte und neue Berechnungen problemlos miteinander vergleichen. Im hier vorgelegten Inventar haben sich gegenüber den früher übermittelten Daten nahezu alle Angaben geändert. Dies ist durch die in diesem Jahr erstmalig erfolgte zeitnahe detaillierte Emissionsberechnung in der Datenbank begründet. Für frühere erfolgte Datenmeldungen wurde weitestgehend auf aggregiertem Datenniveau berechnet und geschätzt. Deswegen können erst in diesem Berichtsjahr erstmalig detaillierte und – mit Ausnahme des Bereichs LULUCF - weitestgehend vollständig ausgefüllte CRF-Tabellen vorgelegt werden.

1.3.2 Technische Randbedingungen für die Inventarerstellung

Als technisches Werkzeug für die Inventarerstellung hat das UBA seit 1998 eine zentrale, nationale Datenbank – das *Zentrale System Emissionen* (ZSE) - entwickelt. Das ZSE setzt die vielfältigen Anforderungen an die Emissionsberechnung und Berichterstattung weitgehend um und automatisiert wesentliche Arbeitsschritte. Durch das ZSE wird die Inventarplanung (z.B. Datensammlung), und -berichterstattung (z.B. Emissionsberechnung, -rekalkulation und Fehleranalyse) erleichtert sowie das Inventarmanagement (z.B. Archivierung, jährliche Evaluierung der Daten) und das Qualitätsmanagement ermöglicht. Mit dem ZSE sollen die Schlüsselanforderungen Transparenz, Konsistenz, Vollständigkeit, Vergleichbarkeit und Genauigkeit von UNFCCC an das Nationale System und darüber hinaus von UN ECE auf der Datenebene erfüllt werden.

Zur Erfüllung dieser Schlüsselanforderungen werden den Anforderungen an die Dokumentation (z.B. von zuständigen Bearbeitern, Datenquellen, Berechnungsverfahren) im ZSE weiter Raum gegeben. 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, sektorspezifischen Werten für die Berichtsformate weiterverarbeitet werden.

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. TREMOD³, GAS-EM⁴).

1.3.3 Weitere Planung

Nachdem mit der Inbetriebnahme 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.

Ziel ist es, dass Inventardaten möglichst direkt von den inhaltlich zuständigen Fachexperten in das ZSE eingepflegt oder zumindest über die Importschnittstelle eingelesen werden können. Dies gilt für UBA-interne und für externe Mitwirkende am Nationalen System. Um dies zu erreichen, wurden in den letzten zwei Jahren grundlegende Vorbereitungen getroffen:

³ Traffic Emission Estimation Model – Emissionsberechnungsmodell für den Verkehr

⁴ GASeous Emissions – ein Kalkulationsprogramm für Emissionen aus der Landwirtschaft

- Mit der Bereitstellung eines *Standardisiertes Importformats des ZSE* im Jahr 2001 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 Intranet ermöglicht. Die Betroffenen wurden allerdings über eine Interessensumfrage ermittelt, so dass ein flächendeckender Zugriff der betroffenen Fachexperten im Hause noch nicht besteht. Die schreibenden Zugriffsrechte für diese Experten sind jedoch auf die Datenbankinhalte beschränkt, für die die fachliche Zuständigkeit besteht.
- Im November 2002 wurde eine Schulung 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.
- Im Jahr 2003 ist die Anbindung des ZSE an das Internet vorgesehen. Dies ermöglicht auch den Externen die direkte Dateneingabe bzw. -recherche im ZSE.

Eine im Datenfluss möglichst zeitig angesiedelte Einbeziehung des ZSE wird vor allem aus Gründen der Qualitätssicherung und der Arbeitseffizienz angestrebt. Die derzeitige Praxis (Eingabe ins ZSE am Ende des Datenflusses) zeigt, dass ein hoher nachträglicher Anpassungsaufwand der Datenlieferungen mit Qualitätsverlusten durch vor allem fehlende Dokumentationen von Rechenwegen und Datenquellen und durch Nichtnutzung von automatisierten Prüfverfahren einhergeht.

Weitere Zukunftsaufgaben des Zentralen Systems Emissionen sind die umfassende Anwendung der Datenbank für die:

- Erfassung qualitativer und quantitativer Angaben über die Datensicherheit bzw. -unsicherheit,
- Erfüllung der Berichtsverpflichtungen unter der Genfer Luftreinhaltekonvention und von EU- Regelungen (z.B. NEC),
- 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.

1.4 Überblick über die verwendeten Methoden und Datenquellen

Die verwendeten Methoden für die einzelnen Quellkategorien werden 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“; *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.

Für die Berechnung der Nicht-CO₂-Emissionen aus dem Straßenverkehr wurde mit Hilfe des Modells TREMOD ein bottom up Tier 2/3 Ansatz zugrundegelegt. Die Berechnung der CO₂-

Emissionen erfolgt in Übereinstimmung mit den Angaben aus der Bundesenergiebilanz mit einem top down Ansatz im Tier 1 Verfahren.

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

Auch im Abfallbereich wurde ein FE-Vorhaben (FKZ: 299 42 245) mit der Zielstellung durchgeführt, gezielt für die Anwendung der IPCC-Methoden neue nationale Datenquellen zu erschließen und die Berechnungsmethoden umzustellen. Hier konnten aufgrund der verfügbaren Datenlage die CH₄-Emissionen nach dem Tier 1-Ansatz berechnet werden. Für die anderen Schadstoffe konnten vorerst jedoch nur ungenauere Berechnungen durch qualitativ höherwertige nationale Methoden ersetzt werden, da die Datenbasis für die Anwendung der IPCC-Methoden noch nicht gegeben ist.

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.

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. Es ist davon auszugehen, dass entsprechende Angaben im NIR 2004 wesentlich präziser gemacht werden können.

1.5 Kurzbeschreibung der Hauptquellgruppen

In der Key Sources Analyse wurden erstmalig die beiden Tier 1-Verfahren zur Festlegung der Hauptquellgruppen für die deutschen Treibhausgasemissionen angewendet.

Im Ergebnis wurden insgesamt 20 der hier untersuchten 26 Quellgruppen als Hauptquelle identifiziert. Nur 8 hiervon wurden durch beide Verfahren ermittelt. Die durch den Level-Ansatz festgelegten Quellgruppen verursachen 95 % der Gesamtemission, die durch den Trend-Ansatz ermittelten Quellgruppen setzen 57,8 % der nationalen Treibhausgasemissionen frei. Damit stammen insgesamt 98,4 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland aus Hauptquellen gemäß Tier 1- Verfahren (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2000) gemäß Tier 1 Approach

IPCC	Key Source Categories	Schadstoff	Emission 2000 (Gg CO ₂ Eq.)	Key Source	
				Level	Trend
1 A	Emission from Fuel Combustion	CH ₄	1268		<input type="checkbox"/>
1 A.1, 1 A.2, 1 A.4, 1 A.5.a	Emissions from Stationary Combustion - Gas	CO ₂	191145	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1 A.1, 1 A.2, 1 A.4, 1 A.5.a	Emissions from Stationary Combustion - Browncoal	CO ₂	173040	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1 A.1, 1 A.2, 1 A.4, 1 A.5.a	Emissions from Stationary Combustion - Oil	CO ₂	111129	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1 A.1, 1 A.2, 1 A.4, 1 A.5.a	Emissions from Stationary Combustion - Hardcoal	CO ₂	173535	<input type="checkbox"/>	
1 A.1, 1 A.2, 1 A.4, 1 A.5.a	Emission from stationary Fuel Combustion	N ₂ O	5527		<input type="checkbox"/>
1 A.3, 1 A.5b	Mobile Combustion: Road & Other	CO ₂	177651	<input type="checkbox"/>	
1 A.3, 1 A.5b	Mobile Combustion: Road & Other	N ₂ O	5175		<input type="checkbox"/>
1 A.3	Mobile Combustion: Aviation	CO ₂	4382		<input type="checkbox"/>
1 A.3d	Mobile Combustion: Marine	CO ₂	877		<input type="checkbox"/>
1 B.1°	Fugitive Emissions from Coal Mining & Handling	CH ₄	9968	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
1 B.2	Fugitive Emissions from Oil & Gas Operations	CH ₄	7358		
2 A	Emissions from Mineral Production (mainly cement)	CO ₂	23502	<input type="checkbox"/>	
2 B.2, 2 B.3	Emissions from Adipic Acid Production (incl. Nitric Acid)	N ₂ O	5089		<input type="checkbox"/>
2 E, 2 F	Total Emissions	HFCs	7700	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2 E, 2 F	Total Emissions	PFC's	1709		<input type="checkbox"/>
4 A	Emissions from Enteric Fermentation in Domestic Livestock	CH ₄	20890	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4 B	Emissions from Manure Management	N ₂ O	13838	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4 B	Emissions from Manure Management	CH ₄	4425		<input type="checkbox"/>
4 D	Emissions from Agricultural Soils	N ₂ O	27351	<input type="checkbox"/>	
6	Emissions from Waste	CH ₄	16674	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2 B	Emissions from Chemical Production	CO ₂	1860		
2 C	Emissions from Metal Production	CO ₂	787		
3 D	Emissions from Product use	N ₂ O	1860		
2 E, 2 F	Total Emissions	SF ₆	3442		
6 B	Emissions from Wastewater Handling	N ₂ O	1240		

Für diese wird im Rahmen eines FE-Vorhabens (FKZ: 202 42 266) ein Vergleich der im deutschen Inventarsystem angewendeten Berechnungsansätzen mit den durch die *Good Practice Guidance* vorgegeben Tier 2 Berechnungsmethoden durchgeführt werden.

1.6 Informationen zum Qualitätssicherungs- und -kontrollplan

Ein zentraler Qualitätssicherungs- und -kontrollplan für das deutsche Inventar liegt bisher noch nicht vor. Er wird erst im Rahmen eines Vorhabens (FKZ: 202 42 266) erarbeitet und wird im NIR 2004 in erster Fassung vorliegen (siehe Kapitel 19.2.3). Sektorspezifische Pläne für Verbesserungen sind ggf. in den entsprechenden sektorspezifischen Kapiteln angegeben.

1.7 Generelle Unsicherheitschätzung

Derzeit werden die deutschen Inventare auf die Anforderungen der *Good Practice Guidance* des IPCC im Rahmen eines Vorhabens (FKZ: 202 42 266) angepasst. In diesem Rahmen wird auch eine systematische Ermittlung der Unsicherheiten erfolgen (siehe Kapitel 19.2.3). Da die Ergebnisse hierzu noch nicht vorliegen, wurden in diesem Bericht nur dann Kapitel zu „*Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz*“ bei den einzelnen Quellgruppen eingefügt, wenn sektorspezifische Angaben verfügbar sind. Es ist vorgesehen, genauere Angaben zu sektorspezifischen Unsicherheiten im NIR 2004 zu präsentieren. Bis diese Ergebnisse vorliegen, kann nur eine grobe qualitative Bewertung der bei den Emissionsberechnungen gegebenen Genauigkeiten erfolgen, die in CRF-Table 7s1, 7s2 und 7s3 enthalten sind.

Darüber hinaus kann folgende allgemeine Einschätzung gegeben werden:

- Die Emissionsberechnungen für die Jahre nach 1996 wurden bis zur letzten Inventarübermittlung vorläufig auf aggregiertem Niveau durchgeführt. Entsprechend gering war die Genauigkeit der Daten. Mit den hier vorgelegten Emissionsinventaren wurden die Jahre 1995 bis 2001 erstmalig auf der detaillierten Ebene berechnet, so dass die Genauigkeit insbesondere bei den verbrennungsbedingten Emissionen bedeutend zuverlässiger geworden ist. Hier wird die Datenqualität mit Ausnahme der CH₄- und N₂O-Emissionen und mit Ausnahme der Quellgruppe *leicht flüchtige Emissionen aus Brennstoffen* (1.B) als hoch eingestuft.
- Emissionen aus nicht-verbrennungsbedingten Aktivitäten mit teilweise sehr komplexen Entstehungsprozessen sind teilweise noch mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Als möglicher Grund hierfür sind zunächst fehlende Angaben bezüglich bestimmter emissionsverursachender Vorgänge zu nennen. Weitaus stärker wirken sich die Unsicherheiten aus, die auf unzureichende Erkenntnisse über die Beiträge einzelner Aktivitäten zurückzuführen sind. Dies betrifft sowohl die sozioökonomischen Bezugsdaten als auch die Emissionsfaktoren. Höhere Unsicherheiten bestehen vor allem bei den CH₄-Emissionen.
- Mit der Ausnahme von CO₂ beruhen die Emissionsfaktoren im wesentlichen auf unter definierten Bedingungen durchgeführten Messungen, wobei deren Anzahl teilweise als nicht ausreichend gelten muss. Hiervon ist insbesondere der Bereich der nicht energiebedingten Emissionen betroffen.

1.8 Generelle Prüfung der Vollständigkeit

Das Umweltbundesamt hat 1998 damit begonnen, Datenlücken in den Emissionsinventare 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 war neben einem Gesamtkonzept für die Datenhaltung eine übersichtliche Darstellung der aktuellen Berichtsfähigkeit sowie ein Fehlstellenkatalog. Diese Dokumentation ist in das zwischenzeitlich erstellte ZSE übernommen worden und wird bei der derzeit laufenden nationalen Überprüfung berücksichtigt.

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

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

Alle verbrennungsbedingten Aktivitäten (1.A) aus dem Bereich der Energie sind vollständig erfasst. An einigen Stellen wird die Bundesenergiebilanz 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.

2 TRENDS DER TREIBHAUSGASE

Tabelle 4 Emissionen von direkten und indirekten Treibhausgasen und SO₂ in Deutschland seit 1990

Emissionen der Treibhausgase und von SO ₂ in Deutschland 1990 - 2001												
Angaben in Gg (HFC, CF ₄ , C ₂ F ₆ und SF ₆ in Mg)												
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 *	2001 *
directly acting Greenhouse gases												
CO ₂	1014439	975769	928081	917989	903792	898758	920871	889597	881384	854741	857968	870762
CH ₄	4813	4335	4000	3694	3483	3322	3139	3041	2901	2825	2597	2484
N ₂ O	284	268	271	260	250	253	259	244	201	190	191	194
HFC	300	303	405	303	302	2591	2866	3276	3643	3862	4128	6179
CF ₄	355	308	278	260	214	224	214	161	172	137	72	69
C ₂ F ₆	42	38	36	35	31	32	34	32	34	31	24	18
C ₃ F ₈	0	0	0	0	0	1	3	5	8	10	14	15
SF ₆	163	182	204	226	243	278	266	262	253	185	168	139
CO ₂ -equivalent emission	1213520	1160196	1106879	1088465	1067164	1061826	1080828	1043184	1019076	986008	983301	995337
indirectly acting Greenhouse gases												
NO _x (as NO ₂)	2729	2514	2323	2208	2055	1984	1897	1784	1675	1619	1584	1592
NM VOC	3221	2796	2539	2326	2158	2020	1892	1823	1735	1663	1605	1606
CO	11213	9515	8351	7704	7065	6532	6109	5955	5424	5143	4768	4797
aerosol precursor												
SO ₂	5321	3996	3307	2945	2473	1939	1340	1039	835	738	638	650
* preliminary data												

In der Tabelle 4 werden die insgesamt für dieses Inventar ermittelten Emissionen der direkten und indirekten Treibhausgase sowie des Säurebildners SO₂ zusammengestellt. Der damit gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls bzw. 1990 erreichte jährliche Fortschritt wird in der Tabelle 5 im zeitlichen Verlauf abgebildet. Mit Ausnahme der HFC's und von C₃F₈ konnten bei allen hier berechneten Emissionen deutliche Emissionsminderungen erreicht werden. Insgesamt sank die Emission der Treibhausgase als CO₂-Äquivalentemission gegenüber dem Basisjahr um 18,3 %. Die damit gegenüber dem Stand des Vorjahres eingetretene rückläufige Entwicklung (2000 betrug die Minderung fast 20 %) ist auf die klimatischen Verhältnisse des Jahres 2001 zurückzuführen. Durch die im Vergleich zur Entwicklung seit 1990 recht kalte Witterung war ein verstärkter Energieeinsatz

– und damit auch der zugehörigen Emissionen – zur Erzeugung von Raumwärme erforderlich.

Tabelle 5 Veränderungen der Emissionen gegenüber dem Basisjahr des Kyoto-Protokolls

Emissionsentwicklung in Deutschland gegenüber dem Basisjahr														
	Base			1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 *	2001 *
	year	absolute	%	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %	+/- %
directly acting Greenhouse gases														
CO2	1990	1014439	100,0	-3,8	-8,5	-9,5	-10,9	-11,4	-9,2	-12,3	-13,1	-15,7	-15,4	-14,2
CH4	1990	4813	100,0	-9,9	-16,9	-23,2	-27,6	-31,0	-34,8	-36,8	-39,7	-41,3	-46,0	-48,4
N2O	1990	284	100,0	-5,4	-4,3	-8,4	-11,7	-10,6	-8,8	-13,9	-29,2	-32,9	-32,5	-31,5
HFC	1995	2591	100,0					0,0	10,6	26,5	40,6	49,1	59,3	138,5
CF4	1995	224	100,0					0,0	-4,2	-27,9	-23,0	-38,9	-67,8	-69,0
C2F6	1995	32	100,0					0,0	5,0	-1,0	4,1	-3,7	-25,7	-43,4
C3F8	1995	1	100,0					0,0	131,7	310,7	547,6	774,7	1136,1	1165,1
SF6	1995	278	100,0					0,0	-4,1	-5,4	-9,0	-33,4	-39,4	-49,9
CO2-equivalent emission		1218170	100,0	-4,8	-9,1	-10,6	-12,4	-12,8	-11,3	-14,4	-16,3	-19,1	-19,3	-18,3
indirectly acting Greenhouse gases														
NOx (as NO2)		2729	100,0	-7,9	-14,9	-19,1	-24,7	-27,3	-30,5	-34,6	-38,6	-40,7	-41,9	-41,7
NMVOG		3221	100,0	-13,2	-21,2	-27,8	-33,0	-37,3	-41,3	-43,4	-46,1	-48,4	-50,2	-50,1
CO		11213	100,0	-15,1	-25,5	-31,3	-37,0	-41,7	-45,5	-46,9	-51,6	-54,1	-57,5	-57,2
aerosol precursor SO2		5321	100,0	-24,9	-37,9	-44,7	-53,5	-63,6	-74,8	-80,5	-84,3	-86,1	-88,0	-87,8

* preliminary data

Tabelle 6 Veränderung der Emissionen gegenüber dem Vorjahr

Emissionsentwicklung in Deutschland seit 1990													
	(% uale Änderungen gegenüber dem Vorjahr sowie 2001/Basisjahr)												
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000 *	2001 *	2001 / Basis- jahr
directly acting Greenhouse gases													
CO2	1014439	-3,8	-4,9	-1,1	-1,5	-0,6	2,5	-3,4	-0,9	-3,0	0,4	1,5	-14,2
CH4	5308	-9,9	-7,7	-7,7	-5,7	-4,6	-5,5	-3,1	-4,6	-2,7	-8,0	-4,4	-48,4
N2O	283	-5,4	1,2	-4,2	-3,6	1,2	2,1	-5,6	-17,8	-5,2	0,6	1,5	-31,5
HFC	200	1,1	33,5	-25,3	-0,1	756,7	10,6	14,3	11,2	6,0	6,9	49,7	138,5
CF4	355	-13,3	-9,7	-6,5	-17,7	4,5	-4,2	-24,7	6,7	-20,7	-47,3	-3,6	-69,0
C2F6	42	-8,4	-6,5	-2,8	-11,4	4,2	5,0	-5,7	5,1	-7,4	-22,9	-23,8	-43,4
C3F8	-	-	-	-	-	-	131,7	77,3	57,7	35,1	41,3	2,3	1165,1
SF6	163	11,7	12,1	10,8	7,5	14,2	-4,1	-1,3	-3,8	-26,9	-9,0	-17,2	-49,9
CO2-equivalentemission	1213500	-4,4	-4,6	-1,7	-2,0	-0,5	1,8	-3,5	-2,3	-3,2	-0,3	1,2	-18,3
indirectly acting Greenhouse gases													
NOx (as NO2)	2706	-7,9	-7,6	-5,0	-6,9	-3,4	-4,4	-6,0	-6,1	-3,4	-2,1	0,5	-41,7
NMVOG	3221	-13,2	-9,2	-8,4	-7,2	-6,4	-6,3	-3,7	-4,8	-4,2	-3,5	0,1	-50,1
CO	11213	-15,1	-12,2	-7,7	-8,3	-7,5	-6,5	-2,5	-8,9	-5,2	-7,3	0,6	-57,2
aerosol precursor SO2	5321	-24,9	-17,2	-10,9	-16,0	-21,6	-30,9	-22,5	-19,7	-11,6	-13,6	1,9	-87,8

* preliminary data

Die Ursachen für diesen beschriebene Trend im Jahr 2001 galten auch für die abweichende Entwicklung des Jahres 1996. Auch damals war ein witterungsbedingter Mehrverbrauch von

fossilen Brennstoffen zu registrieren. Dies veranschaulicht auch noch einmal die nachfolgende Tabelle 6.

2.1 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für aggregierte Treibhausgasemissionen

Bis zum Jahr 2001 konnte die eingangs beschriebene Verpflichtung zur Minderung der Treibhausgasemissionen im Rahmen des EU-burdon-sharings (Anteil für Deutschland: - 21 %) mit einem Rückgang von über 18 % 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.

Mit einem Anteil von über 87 % der Treibhausgasemissionen ist die Freisetzung von Kohlendioxid weit überwiegend durch die Prozesse der stationären und mobilen Verbrennung Hauptverursacher der Emissionen. Insbesondere durch den überdurchschnittlichen Rückgang der anderen Komponenten ist dabei der Anteil der CO₂-Emissionen an den Gesamtreibhausgasen seit 1990 von nahezu 84 % auf über 87 % gestiegen. Die durch die Tierhaltung, die Brennstoffverteilung und die Deponieemissionen verursachten Methanemissionen haben einen Anteil von etwas über 5 %. Die Distickstoffoxidemissionen, die hauptsächlich durch die Landwirtschaft, die Industrieprozesse und den Verkehr verursacht werden, tragen zu über 6 % zu den Treibhausgasfreisetzungen bei. Die übrigen sogenannten Kyoto- oder F-Gase tragen insgesamt zu etwas mehr als 1 % zu diesen Emissionen bei. Diese hier ermittelte Verteilung der Treibhausgasemissionen ist typisch für ein entwickeltes industrialisiertes Land.

2.2 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Schadstoffen

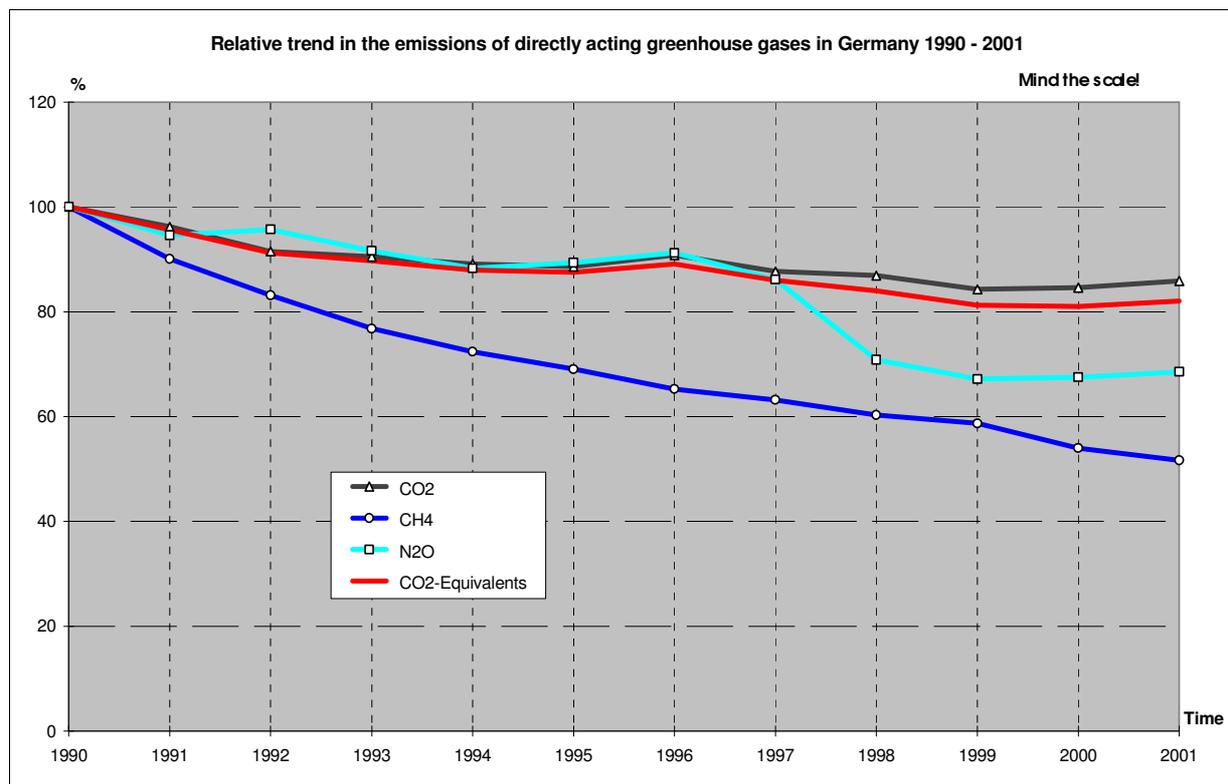


Abbildung 6 Relative Entwicklung der Treibhausgase gegenüber 1990

In Abbildung 6 wird die relative Entwicklung der Emissionen der einzelnen Treibhausgase seit 1990 dargestellt. Bei der Diskussion ist zu beachten, dass hier die Entwicklung jedes dieser Treibhausgase weitestgehend durch spezifische Entwicklung in einer Quellgruppe dominiert wird. Die Minderung der CO₂-Emissionen sind stark mit der Entwicklung im Energiesektor verbunden. Im Bereich der N₂O-Emissionen beeinflusst die Entwicklung der Emissionsminderung im Industriebereich, insbesondere der Adipinsäureproduktion; den Trend. Hier haben die in Deutschland tätigen Produzenten im Jahr 1997 die Nachrüstung der Produktion mit sekundären Minderungsverfahren abgeschlossen. Die Minderungen der Methanemissionen sind mit der Entwicklung der landwirtschaftlichen Tierbestände sowie dem Rückgang der Deponieemissionen eng verbunden.

2.3 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs nach Quellkategorien und Senken

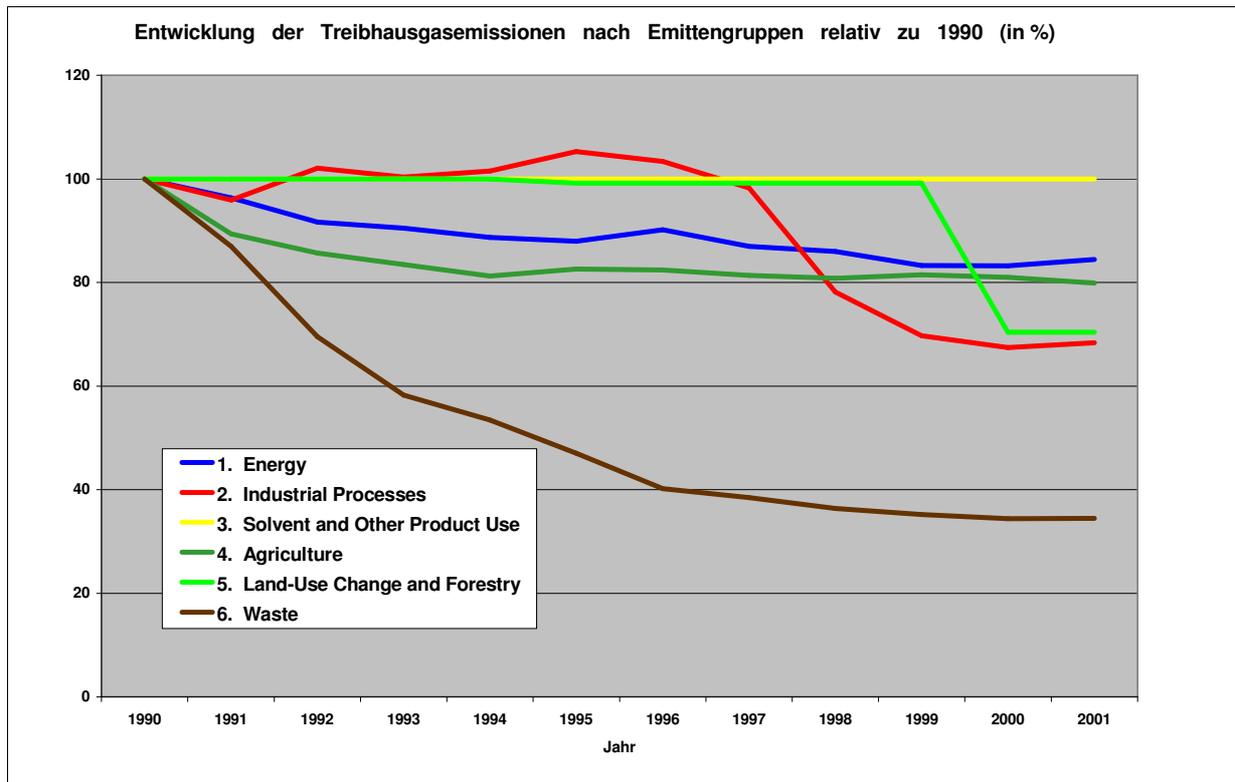


Abbildung 7: Relative Entwicklung der Treibhausgase nach Emittentengruppen und Senken gegenüber 1990

Die deutlichste Minderung trat hier im Bereich der Abfallemissionen auf. Trotz aller methodischen Schwierigkeiten (siehe hierzu die Kapitel 8.1 und 8.2) haben die Einführung eines verstärkten Recyclings von wiederverwertbaren Stoffen (Gelber Sack, Verpackungsverordnung u.ä.) zu einer Minderung insbesondere im Bereich der Deponiemissionen 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 Narkoseanwendung von N_2O zu erklären. Die Entwicklung der Emissionen aus der Landwirtschaft folgt im wesentlichen dem Verlauf der Tierbestandsangaben.

Die Emissionen aus dem Bereich LULUCF werden als 5-Jahresdurchschnittswerte angegeben (1990 bis 1994, 1995 bis 1999 vom Niveau her jeweils sehr ähnlich). Der seit 2000 veröffentlichte Wert stellt gegenwärtig erst einen 2-Jahresdurchschnitt dar. Die starke Abnahme der Senken im Jahr 2000 ist auf den durch den Orkan „Lothar“ verursachten Windwurf zurückzuführen.

2.4 Beschreibung und Interpretation des Emissionsverlaufs für indirekte Treibhausgase und SO₂

Die relative Emissionsentwicklung der indirekten Treibhausgase und SO₂ sind grafisch in der Abbildung 8 sowie detailliert und als Mengenangaben in der Tabelle 7 (für SO₂), Tabelle 8 (für NO_x), Tabelle 9 (für CO) und Tabelle 10 (für NMVOC) jeweils als Zeitreihen seit 1990 dargestellt. In diesem Zeitraum wurden deutliche Erfolge bei der Minderung dieser Schadstoffe erreicht. So gingen die Emissionen von SO₂ um nahezu 88 %, die von CO um 57 %, die von den NMVOC's um nahezu 50 % und die von NO_x um 42 % zurück.

Die Ursachen für diese Entwicklung sind dabei bei allen hier betrachteten Komponenten mehr oder weniger wirksam.

- Durch die Wiedervereinigung Deutschlands im Jahre 1990 trugen insbesondere die Emissionen des Gebietes der ehemaligen DDR zu einem doch recht hohen Ausgangsniveau bei.
- In den Folgejahren wurden im Osten Deutschlands veraltete und ineffektive Industrieanlagen stillgelegt. Statt ihrer wurden weitestgehend sehr moderne Neuanlagen errichtet.
- Insbesondere im Osten Deutschlands erfolgte zudem eine Umstellung des eingesetzten Brennstoffmixes – der Anteil der einheimischen Braunkohle wurde zugunsten der mit weniger Emissionen verbundenen Energieträger Erdgas und Erdöl reduziert.
- Im Verkehrsbereich erfolgte der Einsatz neuerer und mit schadstoffmindernder Technik ausgestatteter Fahrzeuge
- In den Jahren seit 1990 erlangten zunächst die immissionsschutzrechtlichen Regelungen der früheren Bundesrepublik Anwendung im Osten. Nach dem Auslaufen von zeitlich begrenzten Übergangsregelungen wurde das geltende Recht mehrfach an den Weiterentwickelten Stand der Technik angepasst.
- Internationale Rechtssetzung insbesondere der europäischen Gemeinschaft wirkte sich ebenfalls 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 Umweltbundesamt eingesehen werden. Zukünftig wird auch im Rahmen der Genfer Luftreinhaltekonvention, die u.a. auch diese Schadstoffe regelt, ein Inventarreport erarbeitet werden, der all diese Angaben in einer vergleichbaren Weise veröffentlichen wird, erarbeitet werden (die Erstaussage ist für das Jahr 2005 vorgesehen).

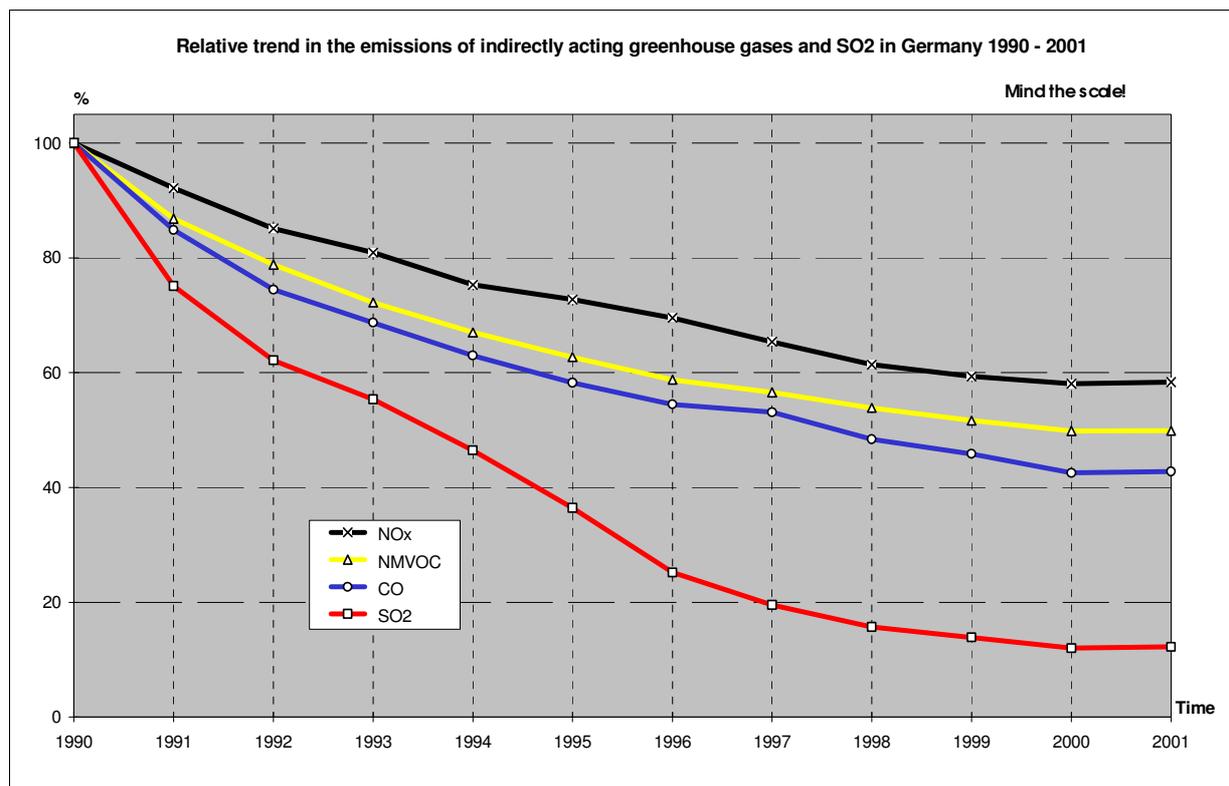


Abbildung 8 Relative Entwicklung der Emissionen der indirekten Treibhausgase und von SO₂

Tabelle 7 Entwicklung der SO₂-Emissionen in Deutschland seit 1990

Germany	SO ₂ (preliminary Data for 1996 - 2001)											
GREENHOUSE GAS	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
SOURCE AND SINK CATEGORIES												
(Gg)												
Total Emissions	5321	3996	3307	2945	2473	1939	1340	1039	835	738	638	650
1 Energy	5264	3938	3251	2894	2423	1882	1286	983	778	681	582	594
A Fuel Combustion (Sectoral Approach)	5095	3906	3223	2865	2396	1855	1261	959	755	660	561	573
1 Energy Industries	3078	2591	2249	2058	1767	1267	808	550	390	350	306	326
2 Manufacturing Industries and Construction	994	644	489	369	272	342	261	242	218	193	158	150
3 Transport	100	70	73	77	77	76	41	32	32	30	21	21
4 Other Sectors	852	556	383	344	272	169	150	134	114	86	75	75
5 Other (Military)	71	45	29	17	8	2	1	1	1	1	1	1
B Fugitive Emissions from Fuels	169	32	28	29	27	27	25	24	23	22	20	20
1 Solid Fuels	142	1	1	1	1	1	1	1	1	0	0	0
2 Oil and Natural Gas	27	30	27	28	26	27	25	24	22	21	20	20
2 Industrial Processes	57	58	56	51	50	57	54	56	57	57	56	56
A Mineral Products	11	13	13	12	13	14	14	14	14	15	15	15
B Chemical Industry	26	25	24	22	21	25	23	23	24	25	25	25
C Metal Production	18	18	17	16	16	17	17	17	18	17	16	16
3 Solvent and Other Product Use	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
4 Agriculture	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
5 Land-Use Change & Forestry	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
6 Waste	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
7 Other (please specify)	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
Memo Items *)												
International Bunkers	130	111	91	115	106	103	97	105	102	106	106	106
Aviation	4	4	4	4	4	1	1	1	1	1	1	1
Marine	126	107	87	111	102	102	96	104	101	105	105	105
Multilateral Operations	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
CO₂ Emissions from Biomass												

Tabelle 8 Entwicklung der NOx-Emissionen in Deutschland seit 1990

Germany		Nox											(preliminary Data for 1996 - 2001)	
GREENHOUSE GAS		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
SOURCE AND SINK CATEGORIES		(Gg)												
Total Emissions		2729	2514	2323	2208	2055	1984	1897	1784	1675	1619	1584	1592	
1 Energy		2675	2469	2284	2174	2024	1951	1866	1753	1644	1586	1551	1559	
A Fuel Combustion (Sectoral Approach)		2675	2469	2284	2174	2024	1951	1866	1753	1644	1586	1551	1559	
1 Energy Industries		603	534	458	405	351	326	315	286	274	253	265	272	
2 Manufacturing Industries and Construction		355	306	270	251	242	244	232	232	215	209	163	159	
3 Transport		1420	1359	1315	1272	1196	1151	1082	1022	982	968	1000	1000	
4 Other Sectors		249	241	215	223	213	209	223	200	160	145	113	118	
5 Other (Military)		49	29	26	23	22	22	13	13	13	11	10	10	
B Fugitive Emissions from Fuels		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1 Solid Fuels		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
2 Oil and Natural Gas		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
2 Industrial Processes		31	24	19	15	14	15	13	13	13	13	13	13	
A Mineral Products		6	7	6	5	5	6	6	6	6	6	6	6	
B Chemical Industry		23	15	11	8	7	7	6	5	5	4	4	4	
C Metal Production		2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	
3 Solvent and Other Product Use		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
4 Agriculture		22	21	20	19	17	18	18	18	19	20	21	21	
5 Land-Use Change & Forestry		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
6 Waste		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	
7 Other (please specify)		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	
Memo Items *)														
International Bunkers		206	182	165	198	191	196	200	213	210	218	222	222	
Aviation		51	51	56	61	65	69	73	78	82	88	92	92	
Marine		155	131	109	137	126	127	127	135	128	130	130	130	
Multilateral Operations		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	
CO₂ Emissions from Biomass														

Tabelle 9 Entwicklung der CO-Emissionen in Deutschland seit 1990

Germany		CO											(preliminary Data for 1996 - 2001)	
GREENHOUSE GAS		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	
SOURCE AND SINK CATEGORIES		(Gg)												
Total Emissions		11213	9515	8351	7704	7065	6532	6109	5955	5424	5143	4768	4797	
1 Energy		10531	8876	7760	7151	6484	5925	5551	5359	4855	4593	4206	4229	
A Fuel Combustion (Sectoral Approach)		10484	8836	7730	7133	6472	5914	5540	5348	4845	4584	4197	4219	
1 Energy Industries		179	161	145	136	133	119	117	110	108	103	102	104	
2 Manufacturing Industries and Construction		828	741	692	647	702	708	686	698	629	623	663	657	
3 Transport		6767	5893	5246	4783	4184	3937	3636	3313	3039	2800	2452	2395	
4 Other Sectors		2589	1964	1576	1505	1392	1094	1058	1185	1027	1025	945	1029	
5 Other (Military)		122	77	72	62	60	57	43	44	42	34	36	34	
B Fugitive Emissions from Fuels		47	40	30	18	12	11	11	11	10	9	9	9	
1 Solid Fuels		20	17	15	12	11	11	11	11	10	9	9	9	
2 Oil and Natural Gas		27	23	15	6	1	0	0	0	0	0	0	0	
2 Industrial Processes		682	639	591	553	581	606	558	596	569	550	561	568	
A Mineral Products		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
B Chemical Industry		2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
C Metal Production		681	637	589	552	580	605	557	595	568	549	560	567	
3 Solvent and Other Product Use		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
4 Agriculture		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
5 Land-Use Change & Forestry		NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	
6 Waste		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	
7 Other (please specify)		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	
Memo Items *)														
International Bunkers		94	87	87	98	98	102	106	111	113	119	124	124	
Aviation		57	56	61	65	68	71	75	79	82	88	92	92	
Marine		37	31	26	33	30	31	30	32	31	31	31	31	
Multilateral Operations		NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	
CO₂ Emissions from Biomass														

Tabelle 10 Entwicklung der NMVOC-Emissionen in Deutschland seit 1990

Germany	NMVOC (preliminary Data for 1996 - 2001)											
GREENHOUSE GAS	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
SOURCE AND SINK CATEGORIES	(Gg)											
Total Emissions	3221	2796	2539	2326	2158	2020	1892	1823	1735	1663	1605	1606
1 Energy	1971	1577	1363	1149	973	874	787	712	632	552	487	488
A Fuel Combustion (Sectoral Approach)	1688	1328	1138	986	837	749	673	611	541	471	416	416
1 Energy Industries	8	8	7	7	7	7	7	6	6	6	6	6
2 Manufacturing Industries and Construction	12	10	9	8	9	8	8	8	8	7	7	7
3 Transport	1486	1172	1006	858	714	647	576	500	441	383	334	334
4 Other Sectors	160	128	107	105	99	79	77	90	80	70	64	64
5 Other (Military)	22	10	9	8	8	8	5	5	5	4	4	4
B Fugitive Emissions from Fuels	283	249	225	163	136	125	114	102	92	81	71	72
1 Solid Fuels	6	5	4	3	2	2	2	2	2	1	1	1
2 Oil and Natural Gas	277	244	221	160	134	124	112	100	90	80	70	71
2 Industrial Processes	90	85	86	87	95	95	95	100	103	112	118	118
A Mineral Products	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B Chemical Industry	60	55	57	58	65	65	64	69	71	80	85	85
C Metal Production	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
3 Solvent and Other Product Use	1160	1134	1090	1090	1090	1050	1010	1010	1000	1000	1000	1000
4 Agriculture	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
5 Land-Use Change & Forestry	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
6 Waste	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
7 Other (please specify)	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
Memo Items *)												
International Bunkers	25	22	21	23	23	24	24	25	25	26	27	27
Aviation	9	9	10	10	11	11	12	12	12	13	14	14
Marine	15	13	11	13	12	12	12	13	13	13	13	13
Multilateral Operations	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
CO₂ Emissions from Biomass												

3 ENERGIE (CRF SEKTOR 1)

3.1 Sektorüberblick

3.1.1 Methodische Aspekte: Die Bundesenergiebilanz

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.

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,
- Verband der Elektrizitätswirtschaft - 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.

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen hat im Jahre 1994 die Erstellung von Energiebilanzen für Deutschland dem DIW übertragen. Bis dahin ist die Energiebilanz vom Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus, Essen, erstellt worden.

Die wichtigsten Quellen sind in der Tabelle 11 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. Eine Verbesserung der Datenlage ist künftig durch das seit 2003 wirksame Energiestatistikgesetz zu erwarten.

Die Gesamtverantwortung für die Erstellung der Energiebilanzen obliegt – beginnend mit 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.

Alle Energieträger	Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) Referat Elektrizitätswirtschaft - Statistische Jahresberichte Referat Gaswirtschaft - Statistische Jahresberichte (bis 1997) 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 Verband der Elektrizitätswirtschaft- 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 und Ausfuhrkontrolle (BAFA) Amtliche Mineralöl-daten 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)

Tabelle 11: Datenquellen für die Energiebilanzen (Quelle: Ziesing et al., 2003)

3.1.1.1 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 Sektoren, sondern geben ebenso Auskunft über ihren Fluss von der Erzeugung bis zur Verwendung in den unterschiedlichen Erzeugungs-, Umwandlungs- und Verbrauchsbereichen (siehe Abbildung 9). 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 (siehe Abbildung 9, links oben). Die Primärenergiebilanz ist Grundlage für die Berechnungen des IPCC-Reference Approach. Maßgebend für die Emissionsinventarerstellung ist die **Verwendungsbilanz** (siehe Abbildung 9, links mitte bis unten sowie rechts). Auch über die Verwendungsbilanz lässt sich der Primärenergieverbrauch ermitteln. Sie umfasst

1. die Umwandlungsbilanz
2. die Fackel- und Leitungsverluste
3. den Nichtenergetischen Verbrauch und
4. 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 (siehe Abbildung 9, links mitte).

Primärenergiebilanz		Gewinnung im Inland Einfuhr Bestandsentnahmen Energieaufkommen im Inland Ausfuhr Hochseebunkerungen Bestandsaufstockungen Primärenergieverbrauch im Inland
	Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz
Umwandlungsausstoß		Kokereien Stein- und Braunkohlenbrikettfabriken Öffentliche Wärmekraftwerke (ohne HKW) Industriewärmekraftwerke Kernkraftwerke Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen Öffentliche Heizkraftwerke Fernheizwerke Hochöfen Raffinerien Sonstige Energieerzeuger Umwandlungsausstoß insgesamt
Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen		Kokereien Steinkohlenzechen, -brikettfabriken Braunkohlengruben, -brikettfabriken Kraftwerke Erdöl- und Erdgasgewinnung Raffinerien Sonstige Energieerzeuger E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt
		Fackel- u. Leitungsverluste
		Energieangebot im Inland n.Umwandlungsbilanz
		Nichtenergetischer Verbrauch
		Statistische Differenzen

Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Endenergieverbrauch
		Gewinnung von Steinen und Erden, sonst. Bergbau
		Ernährung und Tabak
		Papiergewerbe
		Grundstoffchemie
		Sonstige chemische Industrie
		Gummi- u. Kunststoffwaren
		Glas u. Keramik
		Verarbeitung v. Steine u. Erden
		Metallerzeugung
		NE-Metalle, -gießereien
		Metallbearbeitung
		Maschinenbau
		Fahrzeugbau
Sonstige Wirtschaftszweige		
Übriger Bergbau u. Verarbeit. Gewerbe insg.		
Schienerverkehr		
Straßenverkehr		
Luftverkehr		
Küsten- und Binnenschifffahrt		
Verkehr insgesamt		
Haushalte		
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen u.übr. Verbraucher		
Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen		

Abbildung 9: Zeilenstruktur der Energiebilanzen ab 1995 (Quelle: Ziesing et al., 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 die 14 Wirtschaftszweige (siehe Abbildung 9, rechts), den Verkehr, die Haushalte und Gewerbe, Handel, Dienstleistungen und übrige Verbraucher (inklusive Landwirtschaft).

3.1.1.2 Energieträger der Bundesenergiebilanz

Energieträgerstruktur in den Energiebilanzen ...	
bis einschl. 1994	
Steinkohlen	SK-Kohle SK-Koks SK-Briketts SK-Rohteer SK-Pech SK-Andere Rohbenzol
Braunkohlen	BK-Kohle BK-Briketts BK-Koks BK-Staubk. BK-Hartk.
Sonstige feste Brennstoffe	Brennholz Brenntorf Klär.-Müll
Mineralöle	Erdöl Mot.benzin Rohbenzin Flugbenz. Schw. Flkr. Diesel Heizöl, l. Heizöl, s. Petrolkoks MIN-And.
Gase	Flüssiggas Raffgas Kokereigas Gichtgas Erdgas Erdölgas Grubengas Klär gas
Elektr. Strom und andere Energieträger	Strom Wasserkr. Kernenergie Fernwärme Sonstige ET
Energie-träger insgesamt	Primär-ET Sekundär-ET Summe

von 1995 an	
Steinkohlen	SK-Kohle SK-Briketts SK-Koks Andere SK-Produkte
Braunkohlen	BK-Kohle BK-Briketts Andere BK-Produkte Hartbraunkohle
Mineralöle	Erdöl Ottokraftstoff Rohbenzin Flugturbinenkraftstoff Dieselkraftstoff Heizöl leicht Heizöl schwer Petrolkoks Flüssiggas Raffineriegas Andere Mineralölprodukte
Gase	Kokerei- u. Stadtgas Gichtgas u. Konvertergas Erdgas, Erdölgas Grubengas
Erneuerbare Energien	Wasserkraft Wind- u. Photovolatkanlagen Müll und sonstige Biomassen Sonst. Erneuerb. Energien
Elektr. Strom und andere Energie-träger	Strom Kernenergie Fernwärme
Energie-träger insgesamt	Primär-ET- Sekundär-ET Summe

Abbildung 10: Energieträgerstrukturen in den Energiebilanzen bis 1994 und von 1995 an (Quelle: 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 (siehe Abbildung 10). Über eine Satellitenbilanz können die Erneuerbaren Energien weiter aufgeschlüsselt werden.

In der Energiebilanz werden die Energieträger zunächst mit ihrem 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.

3.1.2 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 (Ausgabe 1993, WZ 93) 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.

3.1.2.1 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.⁵ 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.⁶

Für die im Rahmen eines Vorhabens (Objektnummer: 0108/02624272) 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(vgl. 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.

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

Mangels entsprechender Daten nicht angepasst werden konnte die Differenzierung des Endenergieverbrauchs nach den Sektoren 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 (WZ 93) deutlich geändert hat.

⁵ Vgl. IfE Leipzig GmbH, Energiebilanz 1990 für die neuen Bundesländer. Von Jochen Hesselbach und Mitarbeit von Bernd Lemnitz, Elke Lindner, Hans-Albert Müller und Ursula Zehrfeld. Untersuchung im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft. Leipzig, den 13.11.1991.

⁶ Vgl. 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.

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 CO₂-Emissionen in Deutschland angesehen werden.

3.1.2.2 Die Energiebilanz ab 1995

Primärenergiebilanz		Gewinnung im Inland Einfuhr Bestandsentnahmen Energieaufkommen im Inland Ausfuhr Hochseebunkerungen Bestandsaufstockungen		
		Primärenergieverbrauch im Inland		
Umwandlungsbilanz	Umwandlungseinsatz	Kokereien Ortsgaswerke Steinkohlenbrikettfabriken Braunkohlenbrikettfabriken öffentliche Wärmekraftwerke Zechen- und Grubenkraftwerke Sonstige Industrierärmekraftwerke Kernkraftwerke Wasserkraftwerke Heizkraftwerke, Fernheizwerke Hochöfen Raffinerien Sonstige Energieerzeuger Umwandlungseinsatz insgesamt		
		Umwandlungsausstoß	Kokereien Ortsgaswerke Steinkohlenbrikettfabriken Braunkohlenbrikettfabriken öffentliche Wärmekraftwerke Zechen- und Grubenkraftwerke Sonstige Industrierärmekraftwerke Kernkraftwerke Wasserkraftwerke Heizkraftwerke, Fernheizwerke Hochöfen Raffinerien Sonstige Energieerzeuger Umwandlungsausstoß insgesamt	
			Verbrauch in der Energiegewinnung und in den Umwandlungsbereichen	Steinkohlenzechen-, brikettfabriken Kokereien Ortsgaswerke Braunkohlengruben-, -brikettfabriken Kraftwerke Erdöl- und Erdgasgewinnung Raffinerien Sonstige Energieerzeuger E.-Verbrauch im Umwandl.-Bereich insgesamt
				Fackel- u. Leitungsverluste, Bewertungsdiff.
				Energieangebot im Inland n. Umwandlungsbilanz
				Nichtenergetischer Verbrauch
				Statistische Differenzen

Endenergieverbrauch	nach Sektoren	Endenergieverbrauch
		Übriger Bergbau
		Steine und Erden
		Eisenschaffende Industrie
		Eisen-, Stahl- und Tempergießereien
		Ziehereien und Kaltwalzwerke
		NE-Metallerzeug-, -halbzeugwerke-, -gießereien
		Chemische Industrie
		Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung
		Gummiverarbeitung
		Übriges Grundstoff- u. Produktionsgütergew.
		Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe
		Maschinenbau
		Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbau
		Elektrotechnik, Feinmechanik, Optik
		Eisen-, Blech- und Metallwaren
		Übriges Investitionsgüter produz. Gewerbe
		Investitionsgüter produzierendes Gewerbe
		Glas und Feinkeramik
		Herstellung von Kunststoffwaren
Textilgewerbe		
Übriges Verbrauchsgüter produz. Gewerbe		
Verbrauchsgüter produzierendes Gewerbe		
Zuckerindustrie		
Übriges Nahrungsmittelgewerbe		
Genußmittelgewerbe		
Nahrungs- und Genußmittelgewerbe		
Übriger Bergbau u. Verarbeit. Gewerbe insg.		
Schienerverkehr		
Straßenverkehr		
Luftverkehr		
Küsten- und Binnenschifffahrt		
Verkehr insgesamt		
Haushalte und Kleinverbraucher insgesamt		
Militärische Dienststellen		

Abbildung 11: Zeilenstruktur der Energiebilanzen bis einschließlich 1994 (Quelle: Ziesing et al., 2003)

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 Umrechnungsmaßstab wie den Heizwert gibt, sowie Änderungen einiger Spalten (Energieträger) und - auch aufgrund einer neuen Systematik für die Wirtschaftszweige des Produzierenden Gewerbes (WZ 93) - Zeilen (Sektoren) in der Energiebilanzmatrix (siehe auch Kapitel 3.1.2.1). 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. Der Strukturvergleich zwischen der Energiebilanz vor 1994 und nach 1994 ist durch den Vergleich der Abbildung 11 und Abbildung 9 möglich.

In der *Bilanz der Emissionsursachen* des UBA, die die Bundesenergiebilanz weiter disaggregiert, sind bisher die Zeitreihen vom Jahre 1987 bis 2001 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 vollständig disaggregierten Daten zu den Emissionsursachen aus stationären Quellen vorliegen. Die Daten 1999 bis 2001 sind vorläufig. Trotz der Umstellung der Energiebilanz auf die neue Einteilung der Wirtschaftszweige und der geänderten Gruppierung der Energieträger vom Jahr 1995 an, ist es bisher gelungen, die Daten auf die dargestellte Grundstruktur zurückzuführen, sodass konsistente Zeitreihen erarbeitet werden können.

3.1.2.3 Erstellung vorläufiger Energiebilanzen ab 1999 durch UBA

Die endgültigen Energiebilanzen weisen gegenwärtig einen Nachlauf von zwei 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 2000 und 2001 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 Sektoren
- 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, zum Nichtenergetischen Verbrauch und zum Endenergieverbrauch nach Sektoren als Eckdaten wurde vom Umweltbundesamt die Umwandlungsbilanz von 1999 ergänzt und somit zu vorläufigen Energiebilanzen für 2000 und 2001 vervollständigt.

3.1.3 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. Insbesondere gilt dies für den Bereich der energiebedingten CO₂-Emissionen, hier liegen den verwendeten Aktivitätsraten nahezu ausschließlich die Summen der Energiebilanzen zu Grunde - im Unterschied zu den Emissionsermittlungen für andere Luftschadstoffe, bei denen die aus der Energiebilanz ermittelten Aktivitätsraten teilweise noch durch Aktivitätsraten aus anderen Quellen erweitert werden, beispielsweise gilt dies für den Brennholzeinsatz in den Sektoren Haushalte und Kleinverbrauch bzw. Gewerbe, Handel, Dienstleistungen.

Die den Inventaren zu Grunde liegenden Energiebilanzdaten werden jedoch aus unterschiedlichen Gründen unter Verwendung einer Vielzahl anderer Daten weiter differenziert oder umgruppiert. Gründe dafür sind:

- Anforderungen aus den verschiedenen nationalen und internationalen Berichtsformaten,
- Notwendigkeit einer differenzierteren Emissionsermittlung, da die verschiedenen Prozesse bzw. Brennstoffe über unterschiedliche Emissionsfaktoren abgebildet werden müssen,
- sachliche Zuordnungsdifferenzen aus Sicht des UBA.

Bezüglich des letzteren Aspekts resultieren diese Differenzierungen nur in der geringeren Zahl der Fälle aus dem Bereich der energiebedingten CO₂-Emissionen, häufiger sind Prozess- oder Brennstoffdifferenzierungen auf Unterschiede bezüglich der versauernden Substanzen (Schwefeldioxid, Stickoxide, Ammoniak) oder anderer klassischer Luftschadstoffe (Staub, Kohlenmonoxid) bzw. Nicht-CO₂-Treibhausgasen (Methan, Nicht-Methan-Kohlenwasserstoffe, Lachgas).

Die folgenden Ausführungen beschränken sich vor diesem Hintergrund auf diejenigen Differenzierungen, die in Bezug auf die nicht-energiebedingten CO₂-Emissionen relevant sind. Grundlage dafür ist eine detaillierte Analyse (Öko-Institut 2000), die auf der Datengrundlage bis 1995 beruht. Weiterführende Analysen wurden auf der Basis eines Zwischenstandes der aktuellen Datenbestände im Zentralen System Emissionen des UBA (ZSE) angestellt, angesichts des vorläufigen Datenstandes können sich jedoch nach dessen Validierung noch Änderungen ergeben (Ziesing et al., 2003).

Vorzugsweise erfolgen Änderungen oder Umgruppierungen in der *Bilanz der Emissionsursachen des UBA (BEU)*. Im Rahmen der gewachsenen Arbeitsteilung werden einige dieser Änderungen jedoch erst im ZSE vorgenommen. Es wird angestrebt, diese im Rahmen einer Aufgabenbereinigung in die *Bilanz der Emissionsursachen* zu integrieren, damit zukünftig keine abweichenden Datenbestände zwischen beiden Systemen bestehen.

3.1.3.1 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 12).

Tabelle 12 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, Fernheizwerke			
	Energiebilanz Z. 13/11	ZSE			Energiebilanz Z. 18/15+16	ZSE		
		Energiebilanz	zusätzlich	Summe		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 CO₂-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 Sulfitablaue verbunden, die in Bezug auf die energiebedingten CO₂-Emissionen nicht emissionsrelevant ist. Grundlage sind hier die Angaben zur Industriemüllverbrennung insgesamt, soweit sie vom Statistischen Bundesamt (FS 19, Reihe 1.2) erfasst wird. 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 13 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 Z. 15/12	ZSE			Energiebilanz Z. 73/60	ZSE			
		Energiebilanz	davon Industriemüll	davon Sulfitablauge		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

Quelle: AG Energiebilanzen, UBA, Berechnungen des Öko-Instituts

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 14 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 CO₂. Ab 1995 wird der Erdgaseinsatz für die Gaskompressoren von den Energiebilanzdaten abgesetzt, hinsichtlich des genauen Verfahrens besteht jedoch noch Klärungsbedarf (Ziesing et al., 2003).

3.1.3.2 Umgruppierung der Energiebilanzdaten

Für die Erstellung der Inventare im UBA werden eine ganze Reihe Umgruppierungen vorgenommen. Diese betreffen einerseits die Aufteilung des Energieeinsatzes in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), bei denen in der Energiebilanz nach Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung einerseits und die Wärmeerzeugung andererseits differenziert wird und andererseits die Umgruppierung zwischen verschiedenen Brennstoffen sowie die Übertragung einzelner Brennstoffeinsätze in andere Verbrauchsbereiche.

Die Identifikation der der Wärmeerzeugung zuzuordnenden Brennstoffeinsatzmengen von KWK-Anlagen in der Industrie erfolgt UBA-intern nach einem komplizierten Verfahren, das für die Emissionszuordnung zwischen Industrierärmekraftwerken (Energiebilanz-Zeile 15 bis 1994 bzw. Zeile 12 ab 1995) und Brennstoffverbrauch der sonstigen Wärmeerzeuger im Bereich Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe (Zeilen 51-73 bis 1994 bzw. 46-60 ab 1995) Folgen hat.

Darüber hinaus werden folgende Umgruppierungen und – für die energiebedingten CO₂-Emissionen relevanten – Differenzierungen vorgenommen:

- Der Einsatz von Flugturbinenkraftstoff im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (Energiebilanz-Zeile 79) wurde bis 1994 dem Petroleum-Einsatz in Kleinf Feuerungsanlagen 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 CO₂. 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.
- Für die Bereich der öffentlichen Wärmekraftwerke (Energiebilanz-Zeile 13 bis 1994 bzw. Zeile 11 ab 1995) wird der Braunkohleeinsatz nach Provenienzen differenziert (Rheinland, Helmstedt, Kassel, Brandenburg/Sachsen, Sachsen-Anhalt), deren CO₂-Emissionsfaktoren sich deutlich voneinander unterscheiden.

Neben der o.g. Brennstoffzuordnung für den KWK-Sektor sind hier durch Umgruppierungen weitere Abweichungen in der sektoralen Zuordnung nur in geringem Maße zu erwarten, die sich in der Gesamtsumme aufheben. Auch in der Gesamtsumme messbare Abweichungen

zu direkt energiebilanzbasierten Emissionsermittlungen können jedoch in erheblichem Maße mit der differenzierten Betrachtung des Rohbraunkohleeinsatzes entstehen (Ziesing et al., 2003).

3.2 Verbrennung fossiler Brennstoffe (1.A)

Der Bereich *Fuel combustion* 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 15 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, die 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, 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 Sektoren 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.

Bilanz der Emissionsursachen (BEU)

- Sektor,
- Anlagenart,
- Energieträger,
- Immissionsschutzrechtliche Regelung,
- Energiebilanzzeile,
- (bei Bedarf: regionale Zuordnung),
- Zuordnung zum Zentralen System Emissionen (ZSE)

Sektoren sind:

- öffentliche Wärmekraftwerke,
- Steinkohlenbergbau,
- Braunkohlenbergbau,
- Deutsche Bahn AG
- Mineralö Raffinerien,
- 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 12: UBA-Struktur der Bilanz der Emissionsursachen zur Disaggregation der Energiebilanz

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

- in Anlagen mit unterschiedlichen immissionsschutzrechtlichen Anforderungen eingesetzt werden (z.B. Großfeuerungsanlagen, mittelgroße Feuerungsanlagen, Kleinfeuerungsanlagen, Abfallverbrennungsanlagen)
- die nach unterschiedlichen technischen Prinzipien arbeiten (z.B. Dampfturbinenkraftwerke, Gasturbinenkraftwerke, Motorenkraftwerke)
- regionale Besonderheiten aufweisen (z.B. unterschiedliche Qualitäten der Rohbraunkohlen in den einzelnen Fördergebieten)

- bei der nationalen und internationalen Emissionsberichterstattung jeweils unterschiedlichen Quellgruppen zuzuordnen sind
- in verschiedenen Energiebilanzzeilen je nach ihrem Verwendungszweck (zur Strom- bzw. zur Wärmeerzeugung) angegeben, aber in einer Anlagengruppe (z.B. Dampfturbinenkraftwerke) eingesetzt werden.
- Diese Charakteristika haben Auswirkungen auf das Emissionsverhalten. Um diesen verschiedenen Anforderungen Rechnung zu tragen, hat das Umweltbundesamt das Modell *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) entwickelt und die Energiebilanz unter Verwendung weiterer Statistiken sowie mit eignen Rechnungen disaggregiert. So kann das *fuel combustion modul*, das in der Energiebilanz in 8 Zeilen zusammengefasst ist, in 88 Zeilen weiter gegliedert werden.

Die Abbildung 12 zeigt die Merkmale der BEU-Struktur. Bei der weiteren Darstellung der Aktivitäten wird auf diese Grundstrukturen eingegangen.

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

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

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 Motorkraftwerke. 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 wird zu 56 % mit Erdgas, 13 % mit Stein- und Braunkohle, 15 % mit Abfallbrennstoffen und 13% aus Mineralölprodukten erzeugt.

3.2.1.2 Methodische Aspekte (1.A.1a)

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

Wie die Brennstoffeinsätze im Modell „*Bilanz der Emissionsursachen*“ (BEU) strukturiert sind, zeigt die Tabelle 15 in Kapitel 3.2.6. Mit dieser Struktur kann der Sektor vollständig abgebildet werden.

3.2.2 Mineralölraffinerien (1.A.1b)

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

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 52 Mt Kraftstoffe, 33 Mt Heizöle, 10 Mt Naphta und 22 Mt entfallen 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. Diese Anlagen koppeln auch Prozesswärme zu Produktionszwecken aus. Außerdem wird aus Prozessfeuerungen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 7 GW Prozesswärme bereitgestellt.

3.2.2.2 Methodische Aspekte (1.A.1b)

Für die *Bilanz der Emissionsursachen* (BEU) wurde der Brennstoffeinsatz der Raffineriekraftwerke aus den Angaben der Energiebilanz (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 die Tabelle 18 in Kapitel 3.2.6.

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

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

Diesem Bereich werden Stein- und Braunkohlenbergbau sowie die Kokereien und Brikettfabriken zugerechnet, außerdem die Gewinnung von Rohöl und Erdgas. Im deutschen Steinkohlenbergbau wurden 1998 etwa 42 Mt Steinkohle gefördert. Die Kokserzeugung betrug im gleichen Zeitraum 10 Mt. Dabei werden gleichzeitig fast 5000 Mm³ Kokereigas erzeugt. 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 1998 wurden in Deutschland 166 Mt Rohbraunkohle gefördert. Die Herstellung von Braunkohlenbriketts und anderen Braunkohlenprodukten betrug 5 Mt. 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 ($H_u = 31\,736 \text{ kJ/m}^3$). Der für den Betrieb der Anlagen erforderliche Brennstoffeinsatz ist in der Bilanz der Emissionsursachen (BEU) enthalten.

3.2.3.2 Methodische Aspekte (1.A.1c)

Die Datenstruktur für den Stein- und Braunkohlebergbau in der *Bilanz der Emissionsursachen* zeigt die Tabelle 16 in Kapitel 3.2.6.

.Die Struktur der Erdölförderung in der BEU ist Tabelle 19 in Kapitel 3.2.6 wiedergeben.

3.2.4 Eisenschaffende Industrie (1.A.2a)

3.2.4.1 Methodische Aspekte (1.A.2a)

Im Hochofenprozess der Eisenschaffenden Industrie wird gleichzeitig Energie verbraucht (Endenergieverbrauch) und Energie als 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 Kokeinsatz im Hochofen wird dem Endenergieverbrauch zugeordnet. In der Bilanz der Emissionsursachen wird dieser Koksverbrauch in der Tabelle 20 in Kapitel 3.2.6 unter Hochofen ausgewiesen.

Die vom Prozessablauf korrekte Vorgehensweise bei der Emissionsbilanz wäre, das im Gichtgas enthaltene CO₂ 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 CO₂-Emissionen der Gichtgasverbrennung mit dem CO₂-Emissionsfaktor für Steinkohlenkoks bewertet. Auf diese Weise ist sichergestellt, dass die CO₂-Emissionen aus dem Hochofenprozess und der Gichtgasverbrennung nicht größer sind als das mit dem Steinkohlenkoks in den Hochofen eingebrachte CO₂-Emissionspotential.

3.2.5 Weitere Stromeigenerzeuger

In diese Kategorie einzustufen sind die Kraftwerke der

- Industrie (Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau und verarbeitendes Gewerbe)
- Kraftwerke der Deutschen Bahn AG

In den Kraftwerken der Industrie sind Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 6,8 GW und einer Feuerungswärmeleistung von 37 GW installiert. Im Jahr 1998 erzeugten die Industriekraftwerke 31 TWh elektrische Energie. Die überwiegende Zahl der Anlagen erzeugt auch Prozesswärme in Kraft-Wärme-Kopplung.

Der Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung (Teilmenge der Energiebilanz-Zeile 14) und der Brennstoffeinsatz zur Wärmeerzeugung in den Industriekraftwerken (Teilmenge der Energiebilanz-Zeile 60) werden in der Tabelle 19 in Kapitel 3.2.6 dargestellt. Eine weitere Differenzierung nach Wirtschaftszweigen wird gegenwärtig untersucht.

Die Einphasenstromerzeugungsanlagen der Deutschen Bahn AG weisen auf der Basis fossiler Brennstoffe eine elektrische Leistung von 1,1 GW auf. Ihre Feuerungswärmeleistung beträgt 3 GW. Im Jahr 1998 wurden 4.5 TWh elektrische Energie erzeugt. Diese Kraftwerke sind ebenfalls in der Tabelle 17 in Kapitel 3.2.6 enthalten.

3.2.6 Tabellen der „Bilanz der Emissionsursachen“ zu stationärer Verbrennung

Die „Bilanz der Emissionsursachen“ besteht insgesamt aus 88 Tabellen, davon entfallen 66 auf den hier betrachteten emissionsverursachenden Brennstoffeinsatz in stationärer Verbrennung.

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“ verbirgt sich die Angabe des Verwendungszwecks, siehe Abkürzungsverzeichnis unten. Der „Dateiname“ in der achten Spalte ist ein eindeutiger Bezug zur Datenbank des *Zentralen System Emissionen* (ZSE).

verwendete Abkürzungen in den Tabellen

DTKW	Dampfturbinenkraftwerke
GTKW	Gasturbinenkraftwerke
GT	Gasturbinen
IKW	Industriekraftwerke
MVA	Müllverbrennungsanlage
GFA	Großfeuerungsanlagen
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerke
GMKW	Gasmotorkraftwerke
DMKW	Dieselmotorkraftwerke
FHW	Fernheizwerke
FA	Feuerungsanlagen
PF	Prozessfeuerungen
S	Stromerzeugung
W	Wärmeerzeugung
K	Krafterzeugung (Direktantrieb)
BImSchV	Rechtsverordnung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz
TA-Luft	Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz, Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft

Tabelle 15: Öffentliche Versorgung

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutz rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei- name	Kommentare, Erläuterungen
1	Stromerzeugung in GFA der Öffentlichen Wärmeleistungswerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW13	
2	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Rohbraunkohleleistungswerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW13	
2a	Stromerzeugung in GFA öffentlicher Hartbraunkohleleistungswerke	11	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S		
3	Stromerzeugung in MVA der Öffentlichen Wärmeleistungswerke	11	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKW17	
4	Stromerzeugung in Gasturbinen der Öffentlichen Wärmeleistungswerke	11	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGT	
4a	Stromerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Wärmeleistungswerke (HKW)	11		GuD	Öffentliche Versorgung	S		
5	Stromerzeugung in Gasmaschinen der Öffentlichen Wärmeleistungswerke	11	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWGM	
6	Stromerzeugung in Dieselmotoren der Öffentlichen Wärmeleistungswerke	11	TA Luft	DMKW	Öffentliche Versorgung	S	OEKWDM	
22	Wärmeerzeugung in GFA der öffentlichen Wärmeleistungswerke	15	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13	
22a	Wärmeerzeugung in GFA öffentlicher Braunkohleleistungswerke (Kassel)	15	13. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW13	
23	Wärmeerzeugung in MVA der öffentlichen Wärmeleistungswerke	15	17. BImSchV	DTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKW17	
25	Wärmeerzeugung in Gasturbinen der öffentlichen Wärmeleistungswerke	15	TA Luft	GTKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGT	Brennstoffeinsatz in Gasturbinen vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
25a	Wärmeerzeugung in GuD-Anlagen der Öffentlichen Wärmeleistungswerke	15	13. BImSchV / TA Luft	GuD	Öffentliche Versorgung	W		
26	Wärmeerzeugung in Gasmaschinen der öffentlichen Wärmeleistungswerke	15	TA Luft	GMKW	Öffentliche Versorgung	W	HEKWGM	Brennstoffeinsatz in Gasmaschinen vorläufig vollständig der Stromerzeugung zugeordnet
27	Wärmeerzeugung in Dieselmotoren der öffentlichen Wärmeleistungswerke	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 16: Kohlebergbau

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutz rechtliche Zuordnung	Anlagenart ¹⁾	Wirtschaftsbereich	SWK	Datei- name	Kommentare, Erläuterungen
7	Stromerzeugung in GFA der STEAG	12	13. BImSchV	DTKW	Kohlebergbau/STEAG	S	STEAG13	
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 17: sonstige Industriekraftwerke

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutz rechtliche 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 Industriewärme- kraftwerke	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 Industriewärme- kraftwerke	12	17. BImSchV	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKW17	
16	Stromerzeugung in TA Luft-Anlagen der übrigen Industriewärme- kraftwerke	12	TA Luft	DTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWTA	
18	Stromerzeugung in Gasturbinen der übrigen Industriewärme- kraftwerke	12	TA Luft	GTKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGT	
19	Stromerzeugung in Gasmaschinen der übrigen Industriewärme- kraftwerke	12	TA Luft	GMKW	Übriger Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe	S	UIKWGM	
21	Stromerzeugung in Dieselmotoren der übrigen Industriewärme- kraftwerke	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 18: Raffinerien

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutz rechtliche 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, Dieselmotoren 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 19: Sonstige Energieerzeuger

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutz rechtliche 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 20: Eisenschaffende Industrie

Nr.	Prozess, Brennstoff	EB Zeile	Immissionsschutz rechtliche 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	

3.2.7 Strassenverkehr (1.A.3b)

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

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 bei der Berechnung weiter differenziert nach Art des verwendeten Kraftstoffs, der Fahrzeuggröße und der eingesetzten Schadstoffminderungstechnik (sog. „Fahrzeugschichten“).

3.2.7.2 Methodische Aspekte (1.A.3b)

Die Berechnung der CO₂-Emissionen aus dem motorisierten Straßenverkehr in Deutschland erfolgt mit einem *top-down*-Ansatz (*Tier 1-Verfahren*) auf der Grundlage der in Deutschland verkauften Kraftstoffe. Die Daten hierzu liegen in Form der *Energiebilanzen* vor. Zur Bestimmung der CO₂-Emissionen werden die einzelnen Kraftstoffverbräuche (Benzin, Diesel, Petroleum) mit landesspezifischen CO₂-Emissionsfaktoren multipliziert.

Die Berechnung der Nicht-CO₂-Emissionen erfolgt mit Hilfe des Modells TREMOD („Transport Emission Estimation Modell“)⁷. In TREMOD ist ein „*bottom-up*“ (Tier 2/3)-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.

Für die Berechnung mit TREMOD wurden zahlreiche Basisdaten aus allgemein zugänglichen Statistiken und speziellen Untersuchungen verwendet, aufeinander abgestimmt und ergänzt. Im folgenden ist ein Überblick über die Hauptquellen sowie wichtige Annahmen dargestellt. Detaillierte Beschreibungen der Datengrundlagen, einschließlich Angaben der verwendeten Quellen, sowie der in TREMOD verwendeten Berechnungsmethoden sind in [/ifeu/](#) zu finden.

3.2.7.2.1 Realdaten für die Jahre 1990-2000

Kraftfahrzeugbestände: Für Westdeutschland ab 1990 bis 1993 sowie für Deutschland ab 1994 wurden die Bestände aufgrund der Bestands- und Neuzulassungsstatistiken des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) 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.

⁷ Um Minderungsmaßnahmen ableiten und bewerten zu können, werden mit TREMOD auch der Energieverbrauch und die CO₂-Emissionen der einzelnen Fahrzeugkategorien berechnet. Die Werte werden anschließend mit dem Gesamtverbrauch und der Gesamtemission an CO₂ abgeglichen.

Emissionsfaktoren: Die Emissionsfaktoren des Straßenverkehrs entstammen überwiegend den Messprogrammen des TÜV Rheinland und 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 der Feldüberwachung wurden die Pkw-Emissionsfaktoren für Pkw bis zum Baujahr 1994 fortgeschrieben. Die Emissionsfaktoren neuerer Fahrzeugschichten (EURO II-IV) wurden von Experten aus der Automobilindustrie (VDA) und dem Umweltbundesamt gemeinsam abgeleitet.

Fahrleistungen: Wichtigste Quelle ist die kontinuierlich in „*Verkehr in Zahlen*“ (Herausgeber: DIW) publizierte Zeitreihe der Fahrleistungen der einzelnen Fahrzeugkategorien. 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.

3.2.7.2.2 Daten für das Jahr 2001

Bestandsentwicklung Straßenverkehr: Die Bestände im Jahr 2001 werden mit Hilfe eines Umschichtungsmodells abgeleitet, das ausgehend vom realen Bestand aus der letzten verfügbaren Statistik (2000), aus der Entwicklung der vergangenen Jahre geschätzten Neuzulassungen und Neuzulassungsanteilen der einzelnen Fahrzeugschichten sowie Überlebenswahrscheinlichkeiten einen nach Antriebsart, Fahrzeuggröße und Minderungstechnik differenzierten 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.

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

Die vorgelegten Emissionsdaten wurden mit Hilfe der Version 3.0 im Jahr 2002 neu berechnet. Hierbei wurden gegenüber den bisher berichteten Daten folgende Veränderungen vorgenommen:

- Aktualisierung der Fahrleistungsdaten für den Pkw- und den schweren Nutzfahrzeugverkehr für die Jahre 1998 bis 2001
- Aktualisierung der Kraftfahrzeug-Bestandsdaten und Neuzulassungen für 1999 und 2000
- Anpassung der Annahmen für die Fortschreibung der Flottenzusammensetzung bis 2001, insbesondere des Fahrleistungsanteils der Diesel-Pkw
- Berücksichtigung der Einführung und damit des Einflusses von schwefelfreiem Kraftstoff (10 ppm)

Die Zeitreihen wurden vollständig rückgerechnet.

3.2.7.4 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 1994-2001 Abweichungen von 4,0 % bis 7,0 % festgestellt. Die Abweichungen beim Verbrauch von Dieselmotorkraftstoff lagen zwischen 5,9 % und 10,3 %.

3.2.7.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (1.A.3b)

Das Modell TREMOD ist so angelegt, dass bei Veränderung von Basisdaten grundsätzlich die gesamten Zeitreihen neu berechnet werden. Die letzte Aktualisierung erfolgte mit der Version 3.0 (siehe Kapitel 3.2.7.3)

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

Sowohl Aktivitätsdaten als auch Emissionsfaktoren unterliegen einem ständigen Überarbeitungsprozess. Für den nächsten Bericht sind voraussichtlich neue Fahrleistungsdaten und neue NO_x-Emissionsfaktoren für schwere Nutzfahrzeuge zu erwarten.

3.2.8 Übriger Verkehr (1.A.3e)

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

In der genannten Kategorie werden die Emissionen des Schienenverkehrs, der Küsten- und Binnenschifffahrt, der nationalen Luftfahrt sowie "übriger" Transporte berichtet.

3.2.8.2 Methodische Aspekte (1.A.3e)

Für alle o.g. Bereiche werden die Emissionen als Produkt aus den verbrauchten Kraftstoffen und landesspezifischen Emissionsfaktoren berechnet (*Tier 1-Methode*). Die Energieverbrauchsdaten werden der *Energiebilanz* entnommen. Die Emissionsfaktoren beruhen auf Literaturstudien.

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

Für den Bereich *Flugverkehr* ist eine Neuberechnung des Anteils des nationalen Flugverkehrs auf Basis der erbrachten Verkehrsleistungen vorgesehen. Die Emissionsfaktoren werden auf Basis neuer wissenschaftlicher Studien überarbeitet.

Im Schienenverkehr werden zugartenspezifische Emissionsfaktoren abgeleitet. Die Emissionsberechnungen werden auf ein Verfahren umgestellt, dass diese zugartenspezifischen Emissionsfaktoren mit zugehörigen Betriebsleistungen (gefährte Kilometer) verknüpft.

3.2.9 Andere Sektoren (1.A.4)

3.2.9.1 Beschreibung der Quellgruppe: Haushalte, Kleinverbraucher, Land-, Forstwirtschaft und Fischerei (1.A.4a- 1.A.4c)

Die Quellgruppe 1.A.4 (Other Sectors) umfasst Feuerungsanlagen in den Bereichen *Residential, Commercial and Institutionell* und *Agriculture* (in D: Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher). Zu diesen Sektoren zählen alle privaten Haushalte sowie unterschiedlichste Kleinverbrauchergruppen wie Gewerbe (Metall-, Holz-, Baugewerbe), Handel und Dienstleistungen, Landwirtschaft und Gartenbau sowie öffentliche Einrichtungen, sofern sie nicht dem Bereich der Energieumwandlung oder Industrie zugeordnet werden können.

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 1995 mehr als 40 Mio. Feuerungsanlagen in Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher in Deutschland installiert (Quelle: UBA-Texte 14/00).

3.2.9.2 Methodische Aspekte (1.A.4)

Datengrundlage für die verwendeten Emissionsfaktoren ist der Bericht zum Forschungsvorhaben „Ermittlung der mittleren Emissionsfaktoren zur Darstellung der Emissionsentwicklung aus Feuerungsanlagen der Haushalte und Kleinverbraucher“ (UBA-Texte 14/00) aus dem Jahre 2000. Im Rahmen dieses Vorhabens wurden gerätebezogene und sektorale Emissionsfaktoren von Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher für alle wichtigen Abgaskomponenten mit hohem Detaillierungsgrad für das Bezugsjahr 1995 berechnet.

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)

sowie nach der Gerätebauart, der Altersstufe, dem Leistungsbereich und der typischen Betriebsweise der Feuerungsanlagen. Im Bereich der Kleinverbraucher wurde zusätzlich zwischen nicht genehmigungsbedürftigen Anlagen im Geltungsbereich der 1.BImSchV

(Verordnung über Kleinf Feuerungsanlagen) und genehmigungsbedürftigen Anlagen, die den Anforderungen der TA Luft unterliegen, unterschieden.

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. Das Emissionsverhalten der Feuerungsanlagen wurde auf der Basis einer umfangreichen Literaturlauswertung 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. 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. Der in dieser Arbeit beschrittene Weg zur Erstellung der Emissionsfaktoren ist schematisch in Abbildung 13 dargestellt.

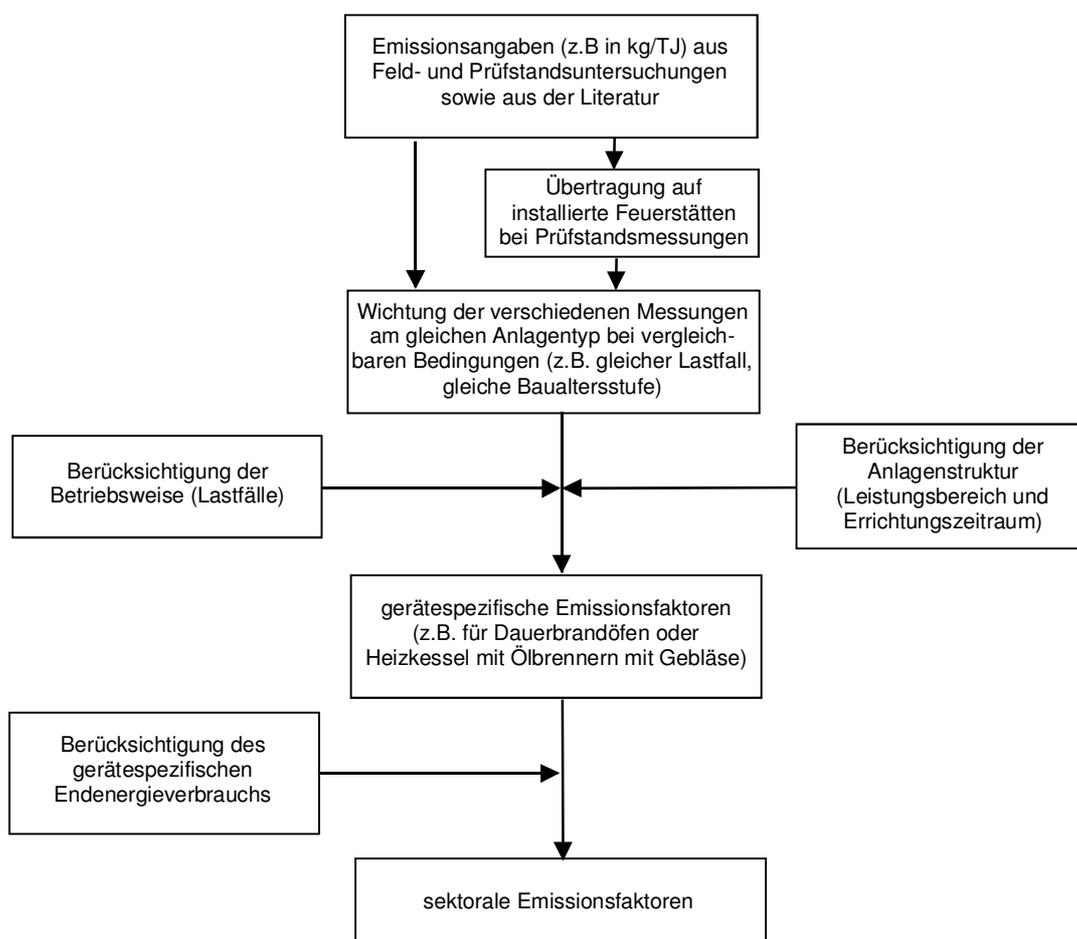


Abbildung 13: Schema zur Ermittlung der gerätespezifischen und sektoralen Emissionsfaktoren

(Quelle: UBA-TEXTE 14/00)

3.2.9.3 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 o.g. 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 CO₂, da weitgehend unabhängig von der Feuerungsbauart) nur auf wenige Ergebnisse von Einzelmessungen an ausgewählten Anlagen zurückgegriffen werden. In einigen dieser Fälle konnten die Datenlücken durch Übertragung von Emissionsfaktoren vergleichbarer Feuerungsbauarten bzw. durch Verwendung von Emissionsdaten anderer Studien teilweise geschlossen werden.

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

Zur Qualitätssicherung wurden im Rahmen des o.g. 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 grundsätzlich nur solche Emissionswerte 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 ermittelten gerätebezogenen Emissionsfaktoren wurden im Rahmen des oben genannten Forschungsvorhabens hinsichtlich ihrer Datenbasis zudem einer internen Qualitätsbeurteilung unterzogen. So wurde jeder ermittelte Emissionsfaktor in eine von vier Qualitätsstufen (A bis D) eingeordnet, wobei A die höchste und D die niedrigste Stufe darstellt. Voraussetzung für die höchste Qualitätsstufe war hierbei eine ausreichend breite Datenbasis mit einer hohen Qualität und Verlässlichkeit der Emissionsmessungen, die z.B. durch Einsatz von erprobten, abgesicherten sowie anerkannten Messverfahren und Vorgehensweisen beim Betrieb der Feuerungen erlangt wird. Basierte die Berechnung nur auf wenigen Messwerten oder erfolgten die Messungen nicht mit ausreichend erprobten Messverfahren, so wurde diesen Faktoren die niedrigste Qualitätsstufe zugeordnet. Tabelle 1 gibt in zusammengefasster Form einen Überblick über die Bewertung der ermittelten sektoralen Emissionsfaktoren für CO₂, CH₄ und N₂O.

Tabelle 21: Bewertung der sektoralen Emissionsfaktoren mit Angabe von Qualitätsstufen

Energieträger	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Heizöl EL	A	B-C	B-C
Heizöl S/SA	A	-	⁸
Brenngase	A	B-C	B-C
Steinkohlen	A	D-C	B-C
Braunkohlen	A	D-C	B-C
Holzbrennstoffe	A	D-C	B-C

(Quelle: UBA-TEXTE 14/00)

Qualitätsstufen

- A - breite Datenbasis mit verlässlichem Hintergrund
- B - mittlere Datenbasis, Hintergrund kann noch als verlässlich angesehen werden
- C - geringe Datenbasis, nur stichprobenartige Emissionsmessungen
- D - Einzelmessungen; Abschätzungen der Emissionsfaktoren auf Basis vergleichbarer Feuerungen

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

Zur Schaffung einer breiteren Datenbasis für die Ermittlung bestimmter Emissionsfaktoren (insbesondere für CH₄ bei Einsatz von festen Brennstoffen) sind weitere Untersuchungen notwendig. Diese sollen im Rahmen noch zu vergebender Forschungsvorhaben durchgeführt werden.

3.2.10 Vergleich mit dem CO₂ Reference-Approach

Im Rahmen des internationalen Klimaschutzes ist die Berichterstattung zu den verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen von größter Bedeutung. Von den Industrieländern wird hierzu routinemäßig das sektorale Verfahren angewendet, dass auf der Ebene der einzelnen Energieverbrauchssektoren ansetzt und daher differenzierte Aussagen zur Struktur der Emittenten erlaubt. Als vergleichendes Verfahren wurde vom *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC) der *Reference Approach* (Referenzverfahren) entwickelt, der von der Ebene des Primärenergieverbrauchs (Input von Energieträgern in ein Land) ausgeht. Dieses Verfahren stellt geringere Anforderungen an die Datengrundlagen als das sektorale Verfahren.

Zur Analyse dieses Berechnungsverfahrens wurde ein entsprechendes Forschungsvorhaben bei der PROGNOSE AG in Auftrag gegeben und im Jahr 2000 (PROGNOS 2000) abgeschlossen.

3.2.10.1 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 14).

Die Kohlenstoffeinträge sind verbunden mit Importen an Primärenergieträgern (z.B. Erdöl, Erdgas) und Sekundärenergieträgern (z.B. Heizöl, Motorenbenzin, Koks) und der

⁸ für die Berechnung war Datengrundlage nicht ausreichend

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 folgende Korrekturen der Kohlenstoffbilanz um nicht-emissionsrelevante Kohlenstoffmengen vor: Kohlenstoffaustrag in kohlenstoffhaltigen Verbrennungsrückständen (*"Fraction of carbon oxidised"*) und langfristig gebundener Kohlenstoff in Folgeprodukten des nicht-energetischen Verbrauchs (NEV) von Energieträgern (*"Fraction of carbon stored"*; z.B. Einsatz von Naphtha zur Kunststoffherstellung).

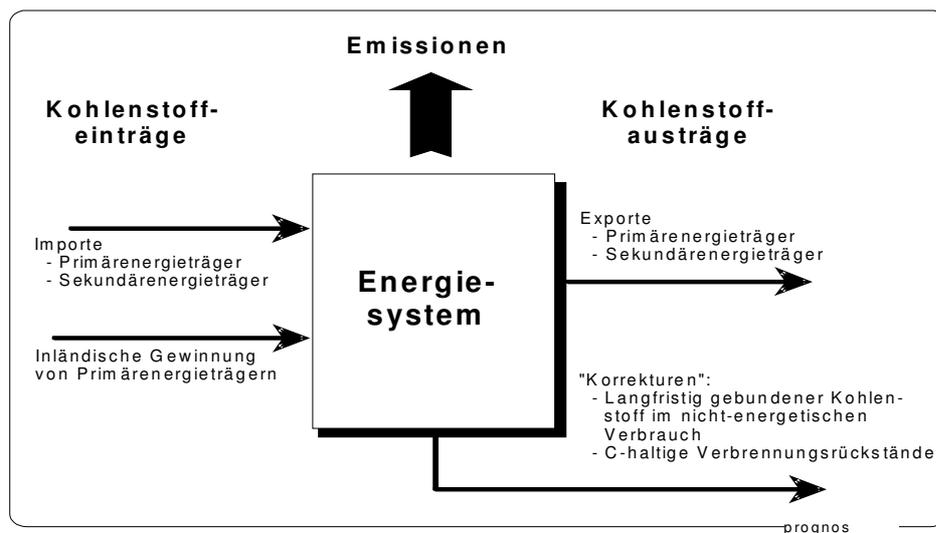


Abbildung 14: Grundprinzip des IPCC-Referenzverfahrens

(Quelle: Prognos, 2000)

Zielsetzung des IPCC-Referenzverfahrens ist die Ermittlung des CO₂-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 wichtige methodische Festlegungen getroffen.

3.2.10.1 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, Kokssteinkohle 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.

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 e.V. 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.

3.2.10.1.2 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 eine Differenzierung vorgenommen:

- Bei der heimischen Förderung wird nach den Haupt-Förderregionen Rheinland, Lausitz, Mitteldeutschland, Helmstedt und sonstige (Borken, Wölfersheim) differenziert. Die Fördermengen werden regelmäßig von der Statistik der Kohlenwirtschaft ausgewiesen.
- Bei den Importen wird entsprechend der Energiebilanz zwischen Braunkohlen und Hartbraunkohlen (Tschechische Republik) unterschieden.
- Exporte und Bestandsänderungen werden nicht weiter differenziert und den Daten der Energiebilanz entnommen.

3.2.10.1.3 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.

3.2.10.1.4 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.⁹ 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 haben wurde bei der Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens für die Berechnung der 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

⁹) Der weltweite Durchschnitt liegt bei ca. 84,5%.

(nach MARLAND 1983). Aufgrund dieses Zusammenhangs und veröffentlichten Angaben zum spezifischen Gewicht ("API Gravity"¹⁰) wurde der Kohlenstoffgehalt der einzelnen Rohölsorten abgeschätzt.

Der Zweck der Korrekturfaktoren liegt in der Verfeinerung der Berechnung der CO₂-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 CO₂-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 CO₂-Bilanz enthalten.

3.2.10.2 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 (AGEB). Da diese Bilanzen für die Jahre 2000 und 2001 noch nicht vorliegen, konnte hier keine Anwendung des Referenzverfahrens erfolgen. Für die Haupt-Primärenergieträger Erdöl, Erdgas, Stein- und Braunkohle wird eine weitergehende Differenzierung nach Sorten bzw. Fördergebieten vorgenommen. Hierzu werden Daten aus den Energiestatistiken der jeweiligen Verbände verwendet.

Brennstoffkenndaten/Emissionsfaktoren: Grundlage bildet die GEMIS-Datenbank (Öko-Institut), ergänzt um Daten des FZ Jülich (aus dem Projekt IKARUS).

Folgeproduktketten des nicht-energetischen Verbrauchs: Wesentliche Datengrundlage bildete eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Systemtechnik und Innovationsforschung (ISI). Da hiermit keine vollständige Datengrundlage für die Bilanzierung der Kohlenstoffbindung vorlag, waren ergänzend eigene Schätzungen erforderlich.

3.2.10.3 Ergebnisse

Die mit dem IPCC-Referenzverfahren berechneten CO₂-Emissionen sind von 1990 bis 1999 um nahezu 17% gesunken. Dies entspricht etwa auch dem Emissionstrend der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnungen für die energiebedingten CO₂-Emissionen.

Die Ergebnisse des Referenzverfahrens liegen im betrachteten Zeitraum im Durchschnitt 3 % über den detailliert ermittelten CO₂-Emissionen.

Diese Abweichungen sind zu etwa 2/3 auf Unterschiede in den Emissionsfaktoren bzw. durchschnittlichen Kohlenstoffgehalten der Energieträger zurückzuführen, die beim

¹⁰⁾ Die spezifischen Gewichte liegen für alle Sorten mit Ausnahme von russischem Erdöl vor (Quelle: Oil&Gas Journal Data Book. 1997). Für russisches Erdöl wurden Durchschnittswerte angesetzt.

Referenzverfahren nicht so exakt ermittelt werden können wie beim sektoralen 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 15).

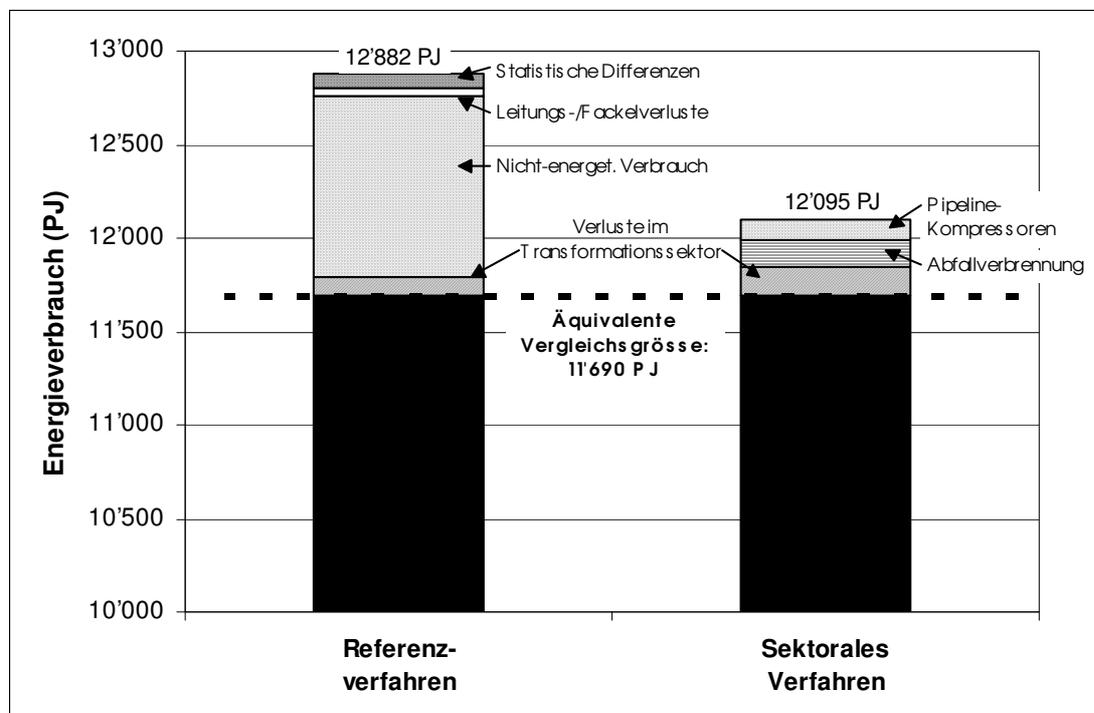


Abbildung 15: Systematische Unterschiede zwischen Referenz- und sektoralen Verfahren (1990)

3.2.10.4 Geplante Verbesserungen

Für die Anwendung in Deutschland, wie auch für die meisten Länder mit großer Bedeutung der Kohle als Energieträger bringt die Ermittlung länderspezifischer „*Carbon emission factors*“ eine gewisse Verbesserung der Genauigkeit (Deutschland: ca. 4 % bezogen auf das Gesamtergebnis), da die IPCC Default-Werte die unterschiedlichen Kohlesorten nicht gut repräsentieren. In Ländern mit geringem Kohleanteil dürfte dagegen bereits die Verwendung der Default-Werte ausreichend gute Ergebnisse bringen.

Für die internationale Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens erscheint die spezielle Ermittlung der „*Fraction of carbon stored*“ zur Korrektur der CO₂-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.

3.2.11 Hochseebunkerungen

Die Emissionen aus dem Verbrauch von Kraftstoffen für den internationalen Verkehr (internationale Luftfahrt und seegehende Schiffe) sind im Inventar berücksichtigt.

Die Aktivitätsraten können für die Hochseebunkerung direkt der Energiebilanz entnommen werden. Ursache hierfür ist die abweichende Besteuerung der in den Häfen verkauften Treibstoffmengen.

Im Bereich der internationalen Flugverkehrsemissionen ist diese Untergliederung leider nicht möglich. Hier werden die gesamten Brennstoffverbräuche im Inlandabsatz verbucht. Eine Unterscheidung wird durch die in der Zeitreihe durchgängig angewendete Aufteilung dieser Kraftstoffverbrauchsangaben in 20 % für den Inlandflugverkehr und 80 % für den internationalen Luftverkehrsvorgenenommen. Diese Relation war zunächst nur ein Schätzwert auf Expertenbasis – er wurde jedoch im Rahmen eines Forschungsvorhabens für das Jahr 1996 als konservative Schätzung bestätigt. Es ergab sich damals – unter Vernachlässigung des Sport- und Privatflugverkehrs ein Anteil von nahezu 17 % am insgesamt in diesem Jahr abgesetzten Kraftstoffvolumen.

Die jeweils verwendeten pauschalen Emissionsfaktoren befinden sich gegenwärtig in der Überprüfung.

3.2.12 Lagerhaltung

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

3.2.13 Militär

Emissionen aus internationalen Einsätzen der Bundeswehr unter UN-Mandat werden gegenwärtig in den deutschen Emissionsinventaren nicht als separat ausgewiesener Anteil berechnet. Diese Aufgabe soll jedoch im Rahmen des Nationalen Systems 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.

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

Nachfolgend werden die Ergebnisse der detaillierten quellgruppenbezogenen Berechnung der CO₂-Emissionen für Deutschland entsprechend den Vorgaben der *IPCC Good Practice Guidance* zur Verifizierung mit anderen für Deutschland verfügbaren nationalen und internationalen Datensätzen über die energiebedingten CO₂-Emissionen verglichen.

Dies erfolgt durch Gegenüberstellung der Berechnungsergebnisse mit den Angaben:

- von EUROSTAT
- der IEA (sektorales Verfahren und Reference Approach)
- der auf der Ebene der Bundesländer durchgeführten CO₂-Berechnungen.

In der Tabelle 22 werden die Ergebnisse der unterschiedlichen CO₂-Berechnungsansätze gegenübergestellt. Zur verbesserten Anschauung werden diese in Abbildung 16 vergleichend im zeitlichen Verlauf grafisch dargestellt. Es wird deutlich, dass die relevanten Entwicklungstrends in allen Berechnungsansätzen, inklusive dem Reference Approach – wenn auch auf unterschiedlichem Niveau – aufgezeigt werden. Um diese Niveauunterschiede zu veranschaulichen werden in Abbildung 17 die relativen Abweichungen der durch die unterschiedlichen Berechnungen entstandenen Datensätze dargestellt.

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

Tabelle 22: Vergleich der CO₂-Inventare mit anderen unabhängigen nationalen und internationalen Ergebnissen der CO₂ Emissionen

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
DIW-Ergebnisse (Mitteilung Ziesing)	984,3	950,1	902,1	891,6	875,9	873,0	897,0	865,2	856,9	829,3	831,2	847,1
Abweichung DIW zu UBA (in %)	-0,3	-0,1	-0,1	-0,2	-0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	-0,1	0,1
EUROSTAT (New Cronos)	943,0	918,5	877,1	870,2	857,6	863,3	870,1	827,8	824,2	802,3	NE	NE
Abweichung EUROSTAT zu UBA (in %)	-4,6	-3,6	-2,9	-2,6	-2,3	-1,1	-3,0	-4,4	-3,8	-3,3	NE	NE
IEA Statistics Sectoral Approach (1)	964,1	941,5	892,6	884,9	871,8	870,0	908,4	879,7	861,9	830,7	833,0	NE
Abweichung IEA zu UBA (in %)	-2,4	-1,0	-1,2	-0,9	-0,6	-0,3	1,3	1,7	0,7	0,2	0,1	NE
IEA Statistics Reference Approach (1)	968,7	937,5	897,5	883,7	870,7	870,4	895,5	870,4	863,0	826,3	820,1	NE
Abweichung IEA RA zu UBA (in %)	-1,9	-1,5	-0,6	-1,1	-0,7	-0,2	-0,1	0,7	0,9	-0,3	-1,4	NE
Abweichung IEA RA zu UBA RA (in %)	-5,2	-4,7	-4,1	-4,6	-4,2	-2,9	-3,1	-2,5	-2,0	-2,5	NE	NE
Ergebnisse der Bundesländer (2)									906,5	901,8	NE	NE
Abweichung Bundesländer zu UBA (in %)									3,2	5,5	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	NE (5)	NE (5)
Abweichung RA zu UBA (in %)	3,1	3,1	3,4	3,4	3,3	2,6	2,9	3,1	2,9	2,1	NE (5)	NE (5)
GREENHOUSE GAS SOURCE AND SINK CATEGORIES	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	(Gg)											
1. Energy	986.832,48	951.136,86	902.918,70	893.006,09	877.157,72	872.445,95	896.368,31	864.459,40	855.735,84	828.720,23	831.831,57	846.352,02
A. Fuel Combustion (Sectoral Approach)	986.832,48	951.136,86	902.918,70	893.006,09	877.157,72	872.445,95	896.368,31	864.459,40	855.735,84	828.720,23	831.831,57	846.352,02
1. Energy Industries	412.895,91	398.899,27	376.304,01	366.001,74	362.678,00	351.862,34	357.461,24	339.487,08	341.258,48	327.852,07	340.042,76	345.293,17
2. Manufacturing Industries and Construction	196.456,63	173.007,78	159.700,84	147.770,51	149.377,84	150.011,77	144.166,04	144.138,28	138.587,36	135.697,51	136.198,56	132.536,43
3. Transport	162.280,89	165.953,18	171.660,70	176.532,46	172.898,72	176.563,35	176.657,52	177.156,54	180.420,02	186.065,10	182.697,20	178.313,05
4. Other Sectors	203.439,18	204.882,15	188.877,21	197.590,38	187.470,08	189.986,94	214.918,37	200.628,99	192.405,23	176.485,45	170.466,93	187.892,85
5. Other	11.759,87	8.394,47	6.375,94	5.111,00	4.733,07	4.021,55	3.165,14	3.048,51	3.064,76	2.620,10	2.426,12	2.316,52
B. Fugitive Emissions from Fuels	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
1. Solid Fuels	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2. Oil and Natural Gas	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
2. Industrial Processes	27.606,09	24.632,08	25.162,19	24.982,94	26.634,24	26.312,08	24.502,20	25.137,73	25.648,24	26.021,05	26.136,91	24.409,80
A. Mineral Products	24.511,57	22.229,01	22.889,54	22.835,25	24.497,71	23.794,45	22.007,23	22.660,34	23.115,20	23.524,89	23.514,96	21.802,09
B. Chemical Industry	2.190,24	1.559,89	1.535,79	1.473,15	1.521,86	1.814,98	1.791,10	1.778,41	1.785,17	1.721,41	1.834,99	1.810,97
C. Metal Production	904,28	843,18	736,87	674,54	614,67	702,65	703,87	698,98	747,86	774,75	786,97	796,74
D. Other Production	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
G. Other	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
4. Agriculture	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
5. Land-Use Change and Forestry ⁽³⁾	-33.688,75	-33.688,75	-33.688,75	-33.688,75	-33.688,75	-33.399,91	-33.399,91	-33.399,91	-33.399,91	-33.399,91	-23.694,82	-23.694,82
6. Waste	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
7. Other (please specify) ⁽⁴⁾	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Total Emissions/Removals with LUCF ⁽⁴⁾	980.749,81	942.080,19	894.392,14	884.300,28	870.103,21	865.358,11	887.470,61	856.197,21	847.984,17	821.341,37	834.273,66	847.067,00
Total Emissions without LUCF ⁽⁴⁾	1.014.438,56	975.768,94	928.080,89	917.989,03	903.791,96	898.758,02	920.870,52	889.597,12	881.384,08	854.741,28	857.968,48	870.761,82
Memo Items:												
International Bunkers	19.569,19	18.101,38	17.818,24	19.917,25	19.874,70	20.420,40	21.008,76	22.018,21	22.088,36	23.341,65	24.265,90	23.851,50
Aviation	11.580,36	11.366,70	12.200,16	12.891,76	13.398,37	13.887,08	14.536,92	15.096,65	15.523,07	16.656,16	17.582,40	17.168,00
Marine	7.979,83	6.734,68	5.618,08	7.025,48	6.476,34	6.533,32	6.471,84	6.921,55	6.565,29	6.685,50	6.683,50	6.683,50
Multilateral Operations	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE
CO₂ Emissions from Biomass	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE

⁽³⁾ IEA OECD Statistics "CO₂ Emissions from fuel combustion 1971 - 2000" Edition 2002, Paris⁽⁴⁾ AG Länderenergiebilanzen, UBA Analyse; beinhaltet auch Emissionen aus dem Energieverbrauch für den internationalen Verkehr⁽⁵⁾ 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 (+).⁽⁶⁾ The information in these rows is requested to facilitate comparison of data, since Parties differ in the way they report CO₂ emissions and removals from Land-Use Change and Forestry.⁽⁷⁾ Das CO₂-Referenzverfahren konnte im UBA wegen fehlender Detailangaben (Energiebilanz) für 2000 und 2001 nicht angewendet werden!

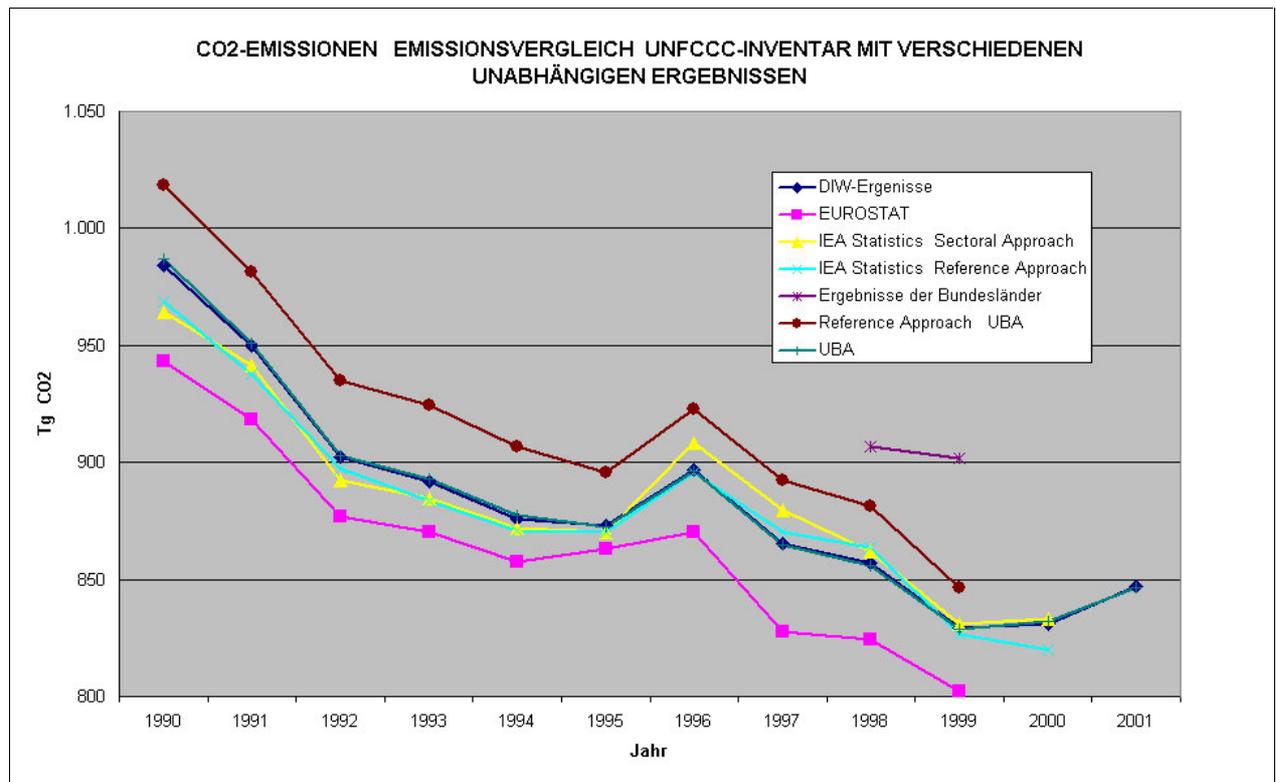


Abbildung 16: CO₂-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2001 – Vergleich nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

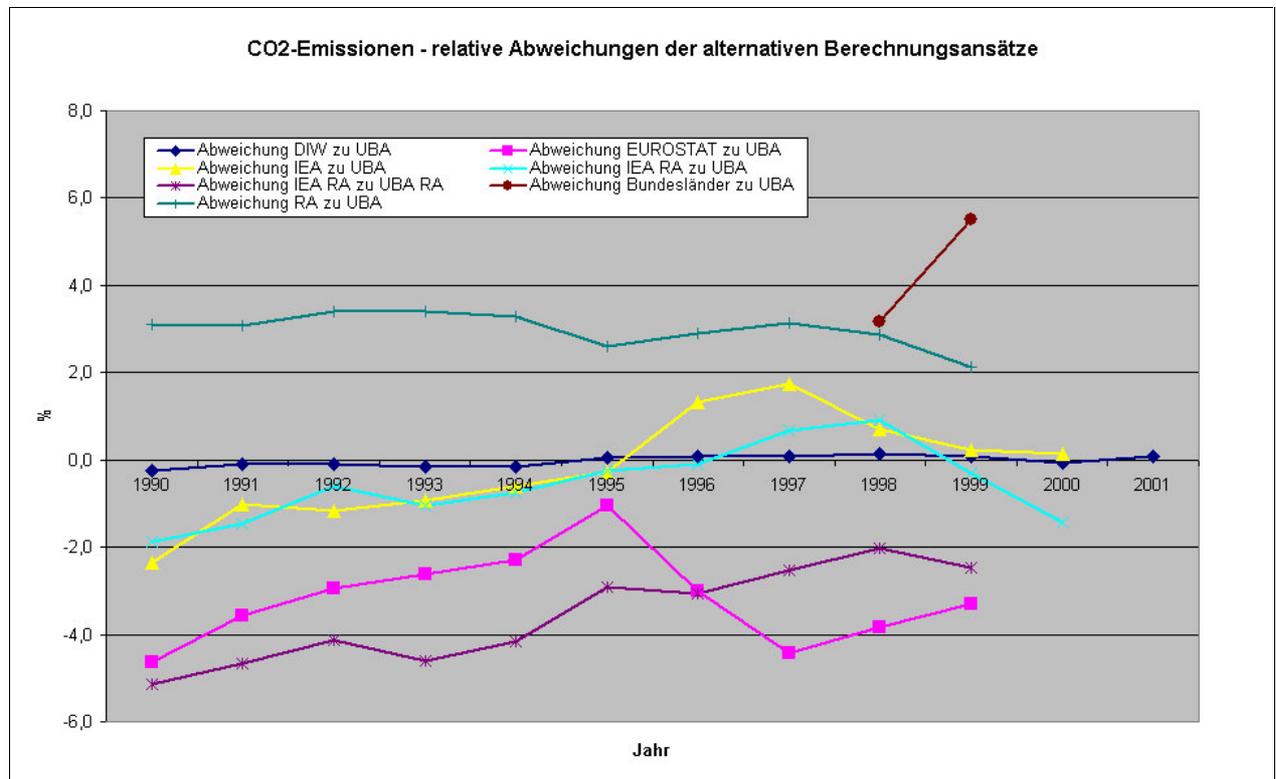


Abbildung 17: CO₂-Emissionen in Deutschland für die Jahre 1990 bis 2001 – Vergleich der relativen Abweichungen nationaler und internationaler Berechnungsergebnisse

3.2.14.1 Vergleich mit den EUROSTAT-Ergebnissen

Die von EUROSTAT durchgeführten Berechnungen weichen von Trend her uneinheitlich von den detaillierten nationalen Daten ab (siehe Tabelle 23). Im Mittel liegen die Ergebnisse um über 3 % unter den UBA-Daten. Die Schwankung dieser Abweichungen liegt dabei in Bereichen von – 4,6 % (= 44 Mio. t 1990) bis - 1,1 % (= 9 Mio. t 1995).

Um die Ursachen für diese Unterschiede zu finden, wurde im Jahr 2001 durch das Umweltbundesamt an das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung Berlin (DIW) und das Ökoinstitut ein durch EUROSTAT selbst mitfinanziertes Forschungsvorhaben vergeben. Nachfolgend werden die ersten Ergebnisse dieses noch nicht abgeschlossenen 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 Koks- 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 Sektoren 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.

3.2.14.1.1 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.

Aus den in der Vergangenheit aufgetretenen Problemen sind erste Konsequenzen gezogen worden (siehe auch Kapitel 3.2.14.1.2): 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 Sektoren 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 CO₂-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 CO₂-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. Aber auch 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.

Tabelle 23: 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	Rohbraunkohle, Hartbraunkohle	Briketts und andere Braunkohlenprodukte	Erdöl (roh)	Ottokraftstoffe	Rohbenzin	Flugturbinenkraftstoff	Dieselmotorkraftstoff einschl. HEL	Heizöl schwer	Flüssiggas	Raffineriegas
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

Die genannten Ursachen können in wechselnden Kombinationen zu höchst unterschiedlichen Ergebnissen bei weiterführenden Berechnungen z.B. von CO₂-Emissionen führen.

Beim Vergleich der verwendeten Mengenangaben in den beiden Energiebilanzen kam es zu teilweise deutlichen Abweichungen beispielhaft sind in der nachfolgenden Tabelle 23 diese Abweichungen für das Jahr 1998 zusammengestellt.

Im Einzelnen 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 zwar 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. So liegen den EUROSTAT-Angaben um 1,869 Mio. t über den t=t-Zahlen der Statistik der Kohlenwirtschaft. 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.

3.2.14.1.2 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 zunächst die von EUROSTAT verwendeten Emissionsfaktoren für den Bereich der energiebedingten CO₂-Emissionen analysiert. Da diese Emissionsfaktoren jedoch nicht explizit zur Verfügung standen, mussten sie über eine Rückrechnung aus den gemeinsam veröffentlichten Energiebilanzen und CO₂-Inventaren identifiziert werden.

Die Emissionsfaktoren wurden für die Sektoren und Subsektoren der Energiebilanz als Quotient aus Emissionswert und Energieeinsatz ermittelt. Da die Energiebilanzdaten in der Maßeinheit Kilotonnen Rohöläquivalent und die Emissionen in der Einheit Kilotonnen CO₂ verfügbar waren, ermitteln sich die Emissionsfaktoren (in der Maßeinheit t CO₂/TJ) mit folgender Beziehung:

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

mit

$EF_{i,j}$ Emissionsfaktor für den Brennstoff i im Energiebilanzsektor j

$E_{i,j}$ CO₂-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 ergibt sich aus den Rückrechnungen, dass bei EUROSTAT für die unterschiedlichen Quellbereiche/Sektoren keine Differenzierungen bei den Emissionsfaktoren vorgenommen wurden.

Tabelle 24: 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
Dieselmotorenkraftstoff	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 UBA verwendet durchgängig den Wert von 10,5, zur Vermeidung von Doppelzählungen bzgl. Hochofenprozeß und Gichtgasverbrennung wird Gichtgas wie Steinkohlenkoks bewertet
Gichtgas		
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 24 zeigt die Ergebnisse in der Übersicht sowie im Vergleich zu den im Inventarsystem des Umweltbundesamtes verwendeten Emissionsfaktoren.

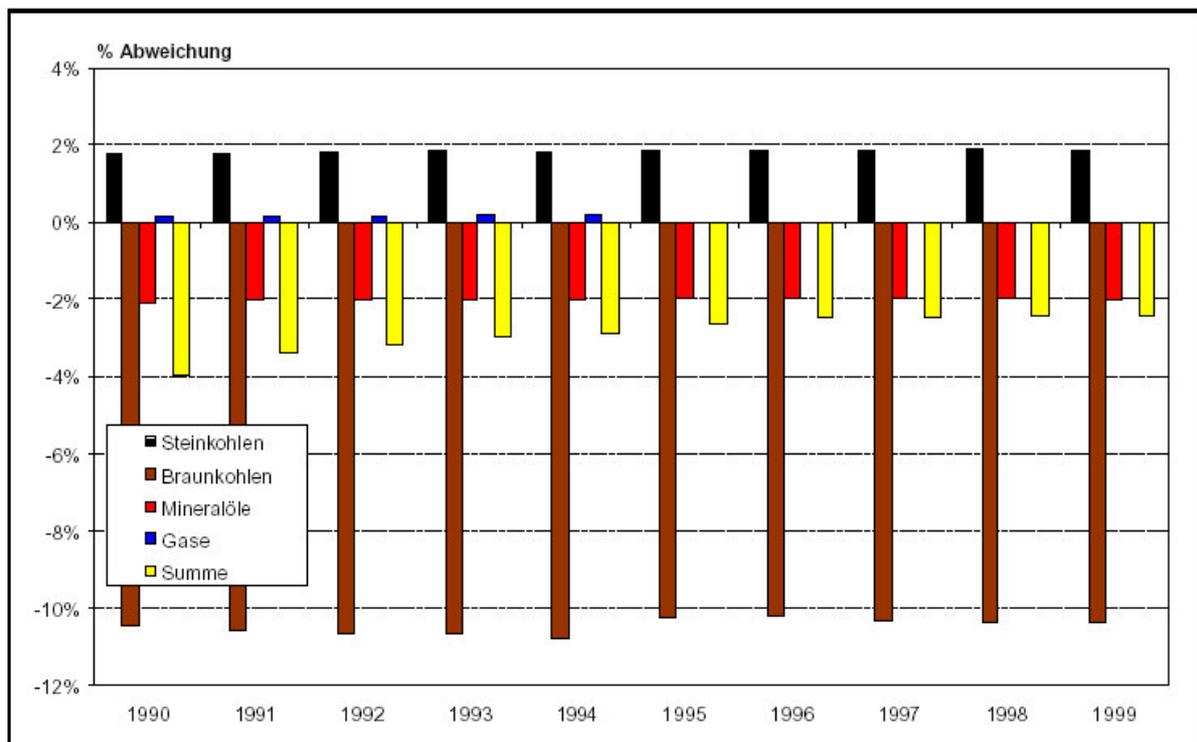
Für den Bereich der *Steinkohlen* zeigt sich deutlich, dass die von EUROSTAT genutzten Emissionsfaktoren stets am oberen Rand der vom UBA genutzten Werte liegt, die Verteilung des Einsatzes (groß bei der Verstromung, Kleinverbrauch eher gering) lässt vermuten, dass die Emissionen hier im Mittel ca. um 2 t CO₂/TJ überschritten werden, also ca. 2 %. Für Steinkohlenkoks wird der Wert sogar klar überschritten.

Für die *Braunkohlen* werden die Emissionen dagegen klar unterschätzt, die Abweichungen der Emissionsfaktoren betragen teilweise über 10 %. Gleiches gilt für fast alle *Mineralölprodukte*, nur für Raffineriegas liegt der von EUROSTAT genutzte Emissionsfaktor klar über die den Inventaren des UBA zugrunde liegenden Werten. Von besonderer Bedeutung dürfte hier die Abweichung bei Motorenbenzin sein, hier ist von einer

Unterschätzung der Emissionen um ca. 7 % auszugehen. Für *Naturgase* liegen 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.

Im Bereich der Müllverbrennung ist eine Unterschätzung der Emissionen anzunehmen, da auch die nicht-organischen Bestandteile des Hausmülls der Biomasse zugeordnet wird, die CO₂-neutral veranschlagt wird. Inwieweit solche Unsicherheiten, d.h. Unter- oder Überschätzungen der CO₂-Emissionen auch in bezug auf die nicht-organischen Bestandteile des Industriemülls zutreffen, lässt sich erst nach endgültiger Klärung der entsprechenden Zuordnungsfrage klären.

Angesichts der erheblichen Rolle, die die Verbrennung von Kohlen und Mineralölprodukten für die CO₂-Emissionen Deutschlands haben, führen vor allem die großen Abweichungen der Emissionsfaktoren für diese Brennstoffe zu einer signifikanten Unterschätzung der Emissionen. Dies gilt auch in Bezug auf die Unsicherheiten, die durch die CO₂-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 18. Abweichungen durch die Differenzen bei den Emissionsfaktoren zwischen UBA und EUROSTAT nach Brennstoffgruppen, 1990-1999

Die Abweichung durch unterschiedliche Emissionsfaktoren belaufen 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 CO₂ (1990) und 21,0 Mio. t CO₂ (1999). In den EUROSTAT-Berechnungen werden damit die CO₂-Emissionen in Deutschland um Werte zwischen 4,0 (1990) bis 2,5 Prozent (1999) unterschätzt. Wie die Abbildung 18 verdeutlicht,

sind die Abweichungen in den einzelnen Brennstoffgruppen jedoch erheblich größer als im Saldo.

Als entscheidende Schlussfolgerung ergibt sich an dieser Stelle, 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. Es ist vorgesehen, dass von deutscher Seite für EUROSTAT ein vollständiger Satz der für Deutschland repräsentativen Emissionsfaktoren bereitgestellt wird, wobei eine quellgruppenspezifische Differenzierung und die Veränderungen im Zeitverlauf berücksichtigt wird. Sinnvollerweise sollten die Emissionsfaktoren auch für die bei EUROSTAT verwendete Brennstoff-Differenzierung aggregiert werden.

3.2.14.1.3 Geplante Verbesserungen

Bei den Empfehlungen hierfür ist zu unterscheiden zwischen der Gruppe, die sich auf die energiestatistische Datenbasis bezieht, und der Gruppe, die die emissionsbezogenen Fragen im Blickpunkt hat.

Hinsichtlich der Vermeidung von Differenzen bei der energiestatistischen Datenbasis stehen die folgenden Empfehlungen im Vordergrund:

1. Energiestatistische Datenbasis zur Ermittlung der CO₂-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. Gegenwärtig liegen die endgültigen Energiebilanzen für Deutschland allerdings erst für die Jahre von 1990 bis 1999 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.
3. 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 dabei auch die von der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen erstellten „Auswertungstabellen“. Daten, die zu diesem Zeitpunkt nicht vorliegen, werden durch entsprechende Schätzwerte ergänzt
4. 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.

Die emissionsbezogenen Empfehlungen umfassen die folgenden Punkte:

5. Für die Berechnung der CO₂-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.
6. Die Analyse der EUROSTAT-Daten legt die Vermutung nahe, dass bei der Erstellung und Aktualisierung der Energiebilanzen einerseits sowie der Ermittlung der CO₂-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.
7. 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.

3.2.14.2 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 2002) 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 11 Jahre: -0,2 %, Schwankungsbreite von -2,4% im Jahr 1990 bis +1,7 % im Jahr 1997).

3.2.14.2.1 Geplante Verbesserungen

Für die Erstellung der Energiebilanzen greift IEA auch auf Informationen von EUROSTAT zurück. Insofern ist die Abweichung der Emissionsdaten zwischen beiden Datensätzen doch bemerkenswert und wird für den nächsten Inventarreport näher untersucht werden. Gleiches trifft für die Übereinstimmung der Ergebnisse der beiden angewendeten Berechnungsverfahren (*sectoral approach* und *reference approach*) zu. Während bei den Ergebnissen von OECD/IEA nur marginale Abweichungen (etwa 4 Mio. t CO₂) doch eine weitestgehende 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 Berechnungsverfahren.

3.2.14.3 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 ihn Vertreter wirtschaftswissenschaftlicher Institute, die in einigen Bundesländern die Energiebilanz erarbeiten, einbezogen.

Die Hauptaufgabe des Länderarbeitskreises besteht in der Koordinierung der Erstellung von Energiebilanzen für die einzelnen Bundesländer. Seit dem Bilanzjahr 1995 erfolgt diese Bilanzierung nach einer einheitlichen abgestimmten und verbindlichen Methodik¹¹.

1998 nahm der Länderarbeitskreis Energiebilanzen auch die Erstellung von CO₂-Bilanzen für die Länder in sein Arbeitsgebiet auf. Seitdem werden für eine zunehmende Zahl von Ländern CO₂-Bilanzen herausgegeben, die ebenfalls nach einheitlichen Regeln auf Grundlage der Energiebilanzen erstellt werden. Hierbei werden zwei unterschiedliche Ansätze verfolgt:

Quellenbilanz – hierbei handelt es sich um eine auf den Primärenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen, unterteilt nach den Emissionsquellen Umwandlungsbereich und Endenergieverbrauch. Die Quellenbilanz ermöglicht Aussagen über die Gesamtmenge des im Land durch den Verbrauch fossiler Energieträger emittierten Kohlendioxids.

Verbrauchsbilanz – hierbei handelt es sich um eine auf den Endenergieverbrauch eines Landes bezogene Darstellung der Emissionen. Bei diesem Verfahren wird auch die Anwendung von Strom und Fernwärme sowie deren „Außenhandelsaldo (aus Sicht der Bundesländer)“ in die CO₂-Bilanzierung einbezogen. Grund für diesen parallelen Berechnungsweg ist der Umstand, dass der Energieverbrauch in einzelnen Bundesländern bis zu 70 % auf der Einfuhr von Elektrizität und Fernwärme aus anderen Bundesländern beruht. Nur unter Berücksichtigung dieses Gesamtansatzes können in den Bundesländern Auswirkungen von vorbereiteten oder durchgeführten Klimaschutzmaßnahmen auch bilanziert und bewertet werden.

Nachfolgend wird eine Gegenüberstellung dieser Länderergebnisse nach der Quellenbilanz mit den hier vorgelegten Inventaren für die energiebedingten CO₂-Emissionen vorgelegt. Diese bezieht sich auf die Angaben für die Jahre 1998 und 1999, da für frühere oder aktuellere Jahre die entsprechenden Ergebnisse noch nicht vorliegen. 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

¹¹ 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.

können. Von den im Arbeitskreis mitwirkenden Bundesländern erstellen noch nicht alle eine CO₂-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 orientierten sich im Regelfall in der Anwendung der gemittelten statistischen Bundestrends (prozentuale Veränderungen) oder der für dieses Jahr ermittelten Durchschnittswerte.
- Die auf Ebene der Bundesländer vorliegenden Energiedaten gestatten nicht die genaue Differenzierung in die Kraftstoffverwendung für den nationalen und den internationalen Verkehr. Aus diesem Grund werden bei den Bundesergebnissen für die hier relevanten Jahre die CO₂-Emissionen aus dem internationalen Verkehr in den Vergleich einbezogen.

Tabelle 25: Vergleich der Ergebnisse der CO₂-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1998

Land	CO ₂ -Emission Gg	Einwohner 1000	PEV PJ	CO ₂ -Emission pro Einwohner (Mg)
Baden-Württemberg	80073	10397	1600	7,70
Bayern	91882	12066	2043	7,61
Berlin	22730	3426	316	6,63
Brandenburg	59255	2573	625	23,03
Bremen	13881	674	164	20,60
Hamburg	18233	1705	416	10,70
Hessen	64515	6032	1073	10,70
Mecklenburg-Vorpommern	19336	1808	164	10,70
Niedersachsen	81764	7845	1531	10,42
Nordrhein-Westfalen	304375	17975	4054	16,93
Rheinland Pfalz	42974	4018	770	10,70
Saarland	11560	1081	276	10,70
Sachsen	37167	4522	549	8,22
Sachsen-Anhalt	24578	2702	448	9,10
Schleswig-Holstein	21433	2757	547	7,78
Thüringen	12729	2478	227	5,14
Bund insgesamt	906486	82058	14804	11,05
zum Vergleich:				
Bundesergebnis	877683	82057,5	14521	10,70
Quelle:	UNFCCC Berichterstattung	Statistisches Bundesamt	Energiebilanz- angaben	
Abweichung von Bund insgesamt (%):	-3,2		-1,9	

In den Vergleich wurden zwei Angaben einbezogen – der Primärenergieverbrauch sowie die rechnerisch ermittelten CO₂-Emissionen. Für die Jahre, in denen keine Emissionsangaben verfügbar sind, wurde über die jeweilige Einwohnerzahl und die bundesweit ermittelte Pro-Kopf-Emission eine Emission für das Bundesland errechnet. Nachfolgend werden die verwendeten Daten und Ergebnisse für die Jahre 1998 (siehe Tabelle 25) und 1999 (siehe Tabelle 26) zusammengestellt.

Tabelle 26: Vergleich der Ergebnisse der CO₂-Berechnungen der einzelnen Bundesländer mit den Bundesinventaren für das Jahr 1999

Land	CO ₂ -Emission Gg	Einwohner 1000	PEV PJ	CO ₂ -Emission pro Einwohner (Mg)
Baden-Württemberg	80073	10476	1583	7,64
Bayern	91882	12155	2027	7,56
Berlin	22730	3387	332	6,71
Brandenburg	59255	2601	564	22,78
Bremen	13881	663	155	20,93
Hamburg	17678	1705	398	10,37
Hessen	62761	6052	1030	10,37
Mecklenburg-Vorpommern	18556	1789	168	10,37
Niedersachsen	81764	7899	1502	10,35
Nordrhein-Westfalen	304375	18000	3902	16,91
Rheinland Pfalz	41801	4031	756	10,37
Saarland	11112	1072	263	10,37
Sachsen	37167	4460	535	8,33
Sachsen-Anhalt	24578	2649	456	9,28
Schleswig-Holstein	21433	2777	536	7,72
Thüringen	12729	2449	228	5,20
Bund insgesamt	901775	82164	14435	10,98
zum Vergleich:				
Bundesergebnis	852066	82163,6	14324	10,37
Quelle:	UNFCCC Berichterstattung	Statistisches Bundesamt	Energiebilanz- angaben	
Abweichung von Bund insgesamt (%):	-5,5		-0,8	

Im Ergebnis des Vergleiches wurde für die Jahre 1998 und 1999 eine akzeptable Übereinstimmung der Länderergebnisse mit dem Bundesinventar ermittelt. Diese fällt beim ermittelten Primärenergieverbrauch günstiger aus (Abweichung weniger als 2 %). Der hier im ersten Versuch einzig wählbare Ansatz für die Ermittlung eines flächendeckenden Überblicks der CO₂-Emissionen der Bundesländer (Berechnung über Einwohnerzahl und bundesdurchschnittliche Pro-Kopf-Emissionen) ergab vergleichbar größere Abweichungen von bis zu über 5 %. Trotzdem bestätigen diese Vergleiche die insgesamt für Deutschland ermittelten CO₂-Emissionen.

3.2.14.3.1 Geplante Verbesserungen

Der hier gewählte Ansatz wird in diesem Jahr intensiv mit den Vertretern des Länderarbeitskreises Energiebilanzen diskutiert werden. Hierdurch wird 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 orientieren. Darüber hinaus soll geprüft werden, inwieweit solche Vergleiche dann auf der Basis des Verbrauchs von einzelnen Energieträgern oder Brennstoffgruppen verfeinern lässt.

3.3 Leicht flüchtige Emissionen aus Brennstoffen (1.B)

3.3.1 Kohlebergbau (1.B.1a)

In Deutschland wird in 10 Bergwerken Steinkohle im Tiefbau und in 6 Revieren Braunkohle überwiegend im Tagebau (14 Tagebaue) gewonnen.

Im Jahr 2002 betrug die Steinkohlenförderung 26,1 Mio. t verwertbare Förderung; die Braunkohlenförderung lag bei 181,8 Mio. t (Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V., die Mengenangabe für Braunkohle ist vorläufig). Damit hat sich die Steinkohlenförderung gegenüber dem Vorjahr um ca. 3,7 % vermindert, während die Braunkohlenförderung um ca. 3,6 % gesteigert wurde.

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

Bei der Gewinnung und Lagerung von Kohle wird Methan (CH₄) freigesetzt.

Der Steinkohlenbergbau ist die größte Quelle für diese diffusen Emissionen von CH₄. Beim Abbau der Steinkohle wird Methangas freigesetzt, das vor Ort abgesaugt oder über die Wetter abgeführt wird.

In den letzten Jahren haben die CH₄-Emissionen aus dem Steinkohlenbergbau wegen der deutlichen Abnahme der Förderung und der Steigerung der Grubengasverwertung, auch aus stillgelegten Schächten/Bergwerken, abgenommen. Neben den aktiven Bergwerken sind die stillgelegten Steinkohlenbergwerke (Ausgasung) eine weitere relevante Quelle für diffuse CH₄-Emissionen.

3.3.1.2 Methodische Aspekte (1.B.1a)

Die Berechnung der Emissionen erfolgt durch Multiplikation der Emissionsfaktoren mit der Aktivitätsrate. Die Emissionsfaktoren sind gegebenenfalls zu aktualisieren.

Zur Ausgasung aus stillgelegten Bergwerken liegen nur Schätzzahlen vor.

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

Die bisher benutzten Emissionsfaktoren sollten überprüft und aktualisiert werden. Dazu müssen aktuelle Daten bei Betreibern, Verbänden und den Genehmigungs- und Überwachungsbehörden der Bundesländer erhoben werden.

3.3.2 Öl und Erdgas (1.B.2)

Die größte Quelle für diffuse Emissionen von CH₄ stellt die Verteilung von Erdgas dar. Daneben spielen die CH₄-Emissionen aus der Erdgasgewinnung und -aufarbeitung sowie aus Übergabestellen eine untergeordnete Rolle. Die CH₄-Emissionen aus der Erdölgewinnung und der Lagerung von Mineralölprodukten nehmen nur ca. 3 % der Emissionen aus Erdgas ein.

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

Die CH₄-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 sind seit 1991 nur geringfügig um 10 % zurückgegangen. Hingegen konnten die spezifischen diffusen CH₄-Emissionen aus dem Raffineriebereich und der raffinerieeigenen Lagerung von Mineralölprodukten (vor allem Ottokraftstoff) in diesem Zeitraum um 60 % von 0,05 auf 0,02 kg/t gesenkt werden. Insgesamt konnten die CH₄-Emissionen von 9,38 Gg in 1991 auf 6,26 Gg in 2001 gesenkt werden.

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

Die Hauptquelle der diffusen CH₄-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 417.497 km in 2001 konnten die CH₄-Emissionen leicht gesenkt werden. Das konnte durch Minderung der diffusen Verteilungsverluste um etwa 40 % erreicht werden. Die übrigen diffusen Emissionen aus der Gewinnung, Aufarbeitung und Hochdruckverteilung von Erdgas wurden im Berichtszeitraum nur leicht gesenkt. Insgesamt konnten die CH₄-Emissionen von 367,20 Gg in 1991 auf 347,18 Gg in 2001 gemindert werden.

3.3.2.2 Methodische Aspekte (1.B.2)

Die Emissionen für Erdöl und Erdgas CH₄-Emissionen wurden aus spezifischen Emissionsfaktoren und den Aktivitätsraten gebildet. Die Aktivitätsraten stammen vorwiegend aus der jährlich erscheinenden Bundesenergiebilanz der Arbeitsgemeinschaft für Energiebilanzen. Der Gesamtrohölinsatz in Raffinerien stammt aus der jährlichen Sonderveröffentlichung des Mineralölwirtschaftsverbandes e.V. (MWV).

Die spezifischen Emissionsfaktoren wurden aufgrund von Recherchen in Literatur und bei Betrieben durch das Umweltbundesamt abgeleitet und entsprechend der Fortentwicklung des Standes der Technik kontinuierlich fortgeschrieben.

3.3.2.3 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (1.B.2)

Die abgeleiteten Emissionsfaktoren bedürfen insbesondere für den Bereich Erdgas einer Evaluierung. Daher wird angestrebt, aktuelle Daten zu erheben bzw. erheben zu lassen (F+E-Projekt).

4 INDUSTRIEPROZESSE (CRF SEKTOR 2)

4.1 Mineralische Produkte: Zement (2.A.1)

Für die Zementindustrie wird derzeit das Berechnungsverfahren umgestellt. Die hier gemachten Ausführungen sind noch nicht in der Inventarlieferung 2003 enthalten und stellen den aktuellen Stand der Methodendiskussion dar. Konsistente Berechnungen im ZSE und Beschreibungen im NIR wird es erst für das Inventar 2004 geben.

4.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.1)

Beim Klinkerbrennprozess werden klimarelevante Gase emittiert. Zum weit überwiegenden Teil ist dies CO₂. Andere klimarelevanten Gase, wie z.B. Distickstoffmonoxid (N₂O) oder Methan (CH₄), werden nur in sehr geringem Maße emittiert.

CO₂-Emissionen sind sowohl rohstoff- als auch energiebedingt. Rohstoffbedingte CO₂-Emissionen entstehen bei der Entsäuerung des Kalksteins (CaCO₃) und haben einen Anteil von etwa 60% an den CO₂-Gesamtemissionen. Energiebedingte Emissionen entstehen sowohl direkt bei der Verbrennung der Brennstoffe als auch indirekt durch den Verbrauch von elektrischer Energie (siehe Tabelle 27).

Tabelle 27: Die spezifischen CO₂-Emissionen in der Zementindustrie in Deutschland

Jahr	thermisch bedingt ¹²	elektrisch bedingt	rohstoffbedingt	Summe	Einheit
1999	0,199	0,068	0,427	0,696	t CO ₂ /t Zement
2000	0,195	0,068	0,431	0,694	
2001	0,179	0,067	0,415	0,661	

4.1.2 Methodische Aspekte (2.A.1)

Die CO₂-Emissionen (rohstoffbedingt), die durch die Calcinierung des Kalksteins in der Zementindustrie freigesetzt werden ($\text{CaCO}_3 \rightarrow \text{CaO} + \text{CO}_2$), entsprechend der IPCC Good Practice Guidance nach der folgenden Gleichung ermittelt:

$$\text{CO}_2\text{-Emissions} = \text{Emission Factor (EF}_{\text{clinker}}) \times \text{Clinker Production}$$

In Deutschland wird der Staub aus der Abgasreinigung dem Clinker zugegeben. Der Emissionsfaktor EF wird über die Analyse des Kalkgehaltes im Clinker und folgende Gleichung bestimmt:

$$\text{EF}_{\text{clinker}} = 0.785 \times \text{CaO Content (Weight Fraction) in Clinker} = 0.53 \text{ t CO}_2 / \text{t Clinker}$$

Die Aktivitätsdaten wurden vom Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ)/ Düsseldorf durch Umfragen bei den deutschen Zementwerken zusammengestellt. Die folgende Tabelle enthält zusätzlich die, nach den beiden o.g. Gleichungen berechneten, rohstoffbedingten CO₂-Emissionen der deutschen Zementindustrie (siehe Tabelle 28).

Tabelle 28: Rohstoffbedingte CO₂-Emissionen der deutschen Zementindustrie

Jahr	Klinkerproduktion (gemeldet) [10 ⁶ t/a]	Zementproduktion (aus dt. Klinker) [10 ⁶ t/a]	CO ₂ -Emissionen aus Rohstoffen [10 ⁶ t/a]
1987	29,399	34,171	15,6
1990	29,054	34,749	15,4
1994	29,222	35,804	15,5
1995	29,072	33,649	15,4
1996	27,668	32,858	14,7
1997	28,535	33,171	15,1
1998	29,038	34,681	15,4
1999	29,462	36,558	15,6
2000	28,494	34,685	15,1
2001	25,227	31,481	13,4

4.2 Mineralische Produkte: Kalk (2.A.2)

Für die Kalkindustrie wird derzeit das Berechnungsverfahren umgestellt. Die hier gemachten Ausführungen sind noch nicht in der Inventarlieferung 2003 enthalten und stellen den aktuellen Stand der Methodendiskussion dar. Konsistente Berechnungen im ZSE und Beschreibungen im NIR wird es erst für das Inventar 2004 geben.

¹² ohne Sekundärbrennstoffe

4.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (2.A.2)

Die Kalkindustrie bezieht sich bei ihrem CO₂-Monitoring nach eigenen Angaben bei CO₂-EF auf das BMU als Quelle (sogenanntes Basis-Abkommen der UN über Klimaänderungen 1994), welche für die relevanten (verwendeten) Brennstoffe lauten:

Angaben in t CO₂/GJ: Steinkohle-0,093; Steinkohlenkoks-0,105; Braunkohlenkoks-0,106; Braunkohlenstaub-0,098; Heizöl S-0,078; Heizöl L-0,074; Erdgas-0,056 [t CO₂/ MWh]; Flüssiggas-0,065; sonstige Regelbrennstoffe-0,093; Fremdstrombezug-0,67 [t CO₂/ MWh]. Problematisch ist der zunehmende Einsatz von Ersatzbrennstoffen, für die jeweils noch keine Erfassung vorliegt. Aus den o.g. EF und den Mengen eingesetzter Brennstoffe ergeben sich die CO₂-Emissionen (siehe Tabelle 29).

Tabelle 29: CO₂-Emissionen aus der Kalkindustrie

Brennstoff	Einsatzmenge in 2001	CO ₂ -E. in 2001 [t]
Steinkohlen [t/a]	53.922	147.889
Steinkohlenkoks [t/a]	228.319	685.670
Braunkohlenkoks [t/a]	3.676	11.664
Braunkohlenstaub [t/a]	388.891	818.091
Heizöl S [t/a]	44.928	142.327
Heizöl L [t/a]	10.979	34.718
Erdgas [MWh/a]	3.511.453	638.809
Flüssiggas [t/a]	3.772	11.275
Sonstige Regelbrennstoffe [t/a]	795	1.582
Fremdstrombezug [MWh/a]	228.457	153.066
Summe	-	2.645.093

Bei der Kalkproduktion wird CO₂ während der Entsäuerung von Kalziumcarbonate (CaCO₃) zu Branntkalk (CaO) frei. Die Produktion von Branntkalk aus Dolomit (CaCO₃*MgCO₃) ist möglich, hat aber untergeordnete Bedeutung. In Tabelle 30 sind nur die Emissionen aus dem Rohstoff, die während der Entsäuerung frei werden, aufgeführt. Die Produktions- und Emissionszahlen sind vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie bereit gestellt und stellen 90 % der Gesamtproduktion dar, weshalb auf eine fiktive Menge von 100 % hochzurechnen ist.

Tabelle 30: CO₂-Emissionen der deutschen Kalkproduktion

Berichtsjahr	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
CO ₂ -Emission in Gg	6.218	6.464	5.959	6.041	5.773	5.782	5.934	5.654

4.2.2 Methodische Aspekte (2.A.2)

Die Abschätzung der CO₂-Emissionen folgt der *IPCC Good Practice Guidance*:

$$\text{CO}_2 \text{ Emission} = \text{Emissionsfaktor (EF)} * \text{Kalkproduktion}$$

Dem Entscheidungsbaum der IPCC Guideline wurde teilweise gefolgt. Die Datensammlung berücksichtigt die produzierten Mengen, nicht aber die Durchschnittszusammensetzung der Rohstoffe. Die aktuelle Produktion ist nicht nach Kalkprodukttypen aufgegliedert, besonders die Eigenschaft als gelöschter Kalk mit entsprechendem Wassergehalt wurde nicht

berücksichtigt. Es wird davon ausgegangen, dass die Präzision so einer Detailberechnung nicht zu einer höheren Gesamtpräzision führt.

Für die CO₂-Emissionen aus dem Rohstoff Kalk im Brennprozess (Entsäuerung) wird die vollständige Entsäuerung angenommen. Aus der Stöchiometrie der chemischen Verbindung Kalziumkarbonat ergibt sich ein Massenanteil von 44% CO₂ und 56% Kalziumoxid. Bei vollständiger Entsäuerung wird demnach CO₂ im Verhältnis 44/56 freigesetzt, was einem spezifischen EF von **0,785 Mg CO₂ je Mg Kalkprodukt** entspricht.

Bei diesem Berechnungsansatz ist klar, dass je es nach Brennvorgang auch zu Teilentsäuerungen kommen kann. Ebenfalls führen Dolomitanteile im Rohstoff wie Einbindungen von CO₂ aus der Atmosphäre bei der Kalknutzung zu abweichenden CO₂-Emissionen.

Aus Qualitätsanforderungen heraus, die bei der Industrie an deren Produkte bestehen, sind diese Verunreinigungen zu vernachlässigen. Weiterhin können die CO₂-Einbindungen nicht von der kalkproduzierenden Industrie bilanziert werden.

Die Aktivitätsraten aller Jahre sind vom Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie zur Verfügung gestellt worden und entsprechen ungefähr 90% der Gesamtproduktion, weshalb hier auf fiktive 100% hochgerechnet wurde.

Tabelle 31: Absolute Kalkproduktion in Deutschland

Berichtsjahr	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Produktion in Mg	7,92	8,23	7,59	7,70	7,35	7,37	7,56	7,20

4.3 Chemische Industrie(2.B)

4.3.1 Beschreibung der Quellgruppe: Ammoniak Produktion (2.B.1)

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 Ergas erzeugt. Stickstoff wird durch Luftzerlegung bereitgestellt.

Die verschiedenen Anlagenarten zur Herstellung von Ammoniak können aufgrund des hochintegrierten Charakters des Verfahrens nicht in einzelne Aggregate unterteilt und als Verfahrensteile getrennt voneinander verglichen werden. Beim Steam Reforming werden folgende Verfahren unterschieden:

- ACP - Advanced Conventional Process (weiterentwickeltes konventionelles Verfahren) mit einem befeuerten Primär-Reformer und sekundärer Reformierung mit Luftüberschuss (stöchiometrisches H/N-Verhältnis)
- RPR - Reduced Primary Reformer Process (Reduzierte primäre Reformierung) unter milden Bedingungen in einem befeuerten Primär-Reformer und sekundärer Spaltung mit Luftüberschuss (unterstöchiometrisches H/N-Verhältnis)
- HPR - Heat Exchange Primary Reformer Process (Primäre Reformierung mit Wärmeaustausch) autothermische Spaltung mit Wärmeaustausch unter Einsatz eines mit Prozessgas beheizten Dampfreformers (Wärmeaustausch-Reformer) und eines separaten Sekundärreformers oder eines kombinierten autothermischen Reformers

und Verwendung von Überschussluft oder angereicherter Luft (unterstöchiometrisches oder stöchiometrisches H/N-Verhältnis).

Weiterhin ist folgendes Verfahren im Einsatz:

- Partielle Oxidation - Vergasung von Fraktionen schweren Mineralöls oder Vakuumreststoffen bei der Herstellung von Synthesegas

Die meisten Anlagen arbeiten nach dem Prinzip des Steam Reformings mit Naphtha oder Erdgas. Nur 3 % der europäischen Anlagen werden nach dem Verfahren der Partiellen Oxidation betrieben.

Kohlendioxidemissionen können bei folgenden Schritten entstehen:

- Umwandlung von Kohlenmonoxid zu Kohlendioxid,
- Absorption von Kohlendioxid,
- Methanisierung von Restmengen von Kohlendioxid.

4.3.2 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. In Deutschland wird an drei Produktionsstandorten 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 Daten zu den Kohlendioxidemissionen aus der Ammoniakherstellung stammen aus einem Papier „Final BAT Reference Document on Ammonia Production“, das 1995/96 als ein vorläufiges BAT-Merkblatt als erstes Beispiel für den gesamten jetzt durchgeführten BREF-Prozess erarbeitet wurde. Bei den Daten handelt es sich um Durchschnittswerte aus europäischen Ländern.

Der Emissionsfaktor wird im allgemeinen wie folgt abgeschätzt:

$$\text{Emission (kt)} = \text{Verbrauchsmenge an Erdgas (kt)} \times \text{Kohlenstoffgehalt} \times 44/12$$

Alternativ kann eine Abschätzung auch wie folgt durchgeführt werden:

$$\text{Emission (kt)} = \text{Ammoniak-Produktionsmenge (kt)} \times \text{Emissionsfaktor (kt/kt)}$$

4.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.1)

Der Emissionsfaktor ist nur ein Durchschnittswert, der in Anbetracht der unterschiedlichen Produktionsbedingungen die genaue Situation nicht wiedergeben kann.

Da es in Deutschland nur sieben Ammoniakhersteller gibt, könnte eine direkte Kontaktaufnahme mit Bitte um Mitteilung ihrer Kohlendioxidemissionen die Datenlage verbessern.

4.3.4 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.1)

Nicht relevant.

4.3.5 Beschreibung der Quellgruppe: Salpetersäureproduktion (2.B.2)

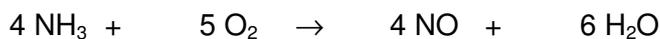
Die Herstellung von HNO₃ erfolgt in zwei Verfahrensschritten:

- a) **Oxidation** von NH₃ zu NO und
- b) **Umwandlung** von NO in NO₂ und **Adsorption** in H₂O

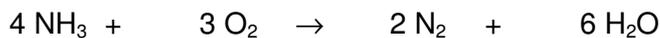
Einzelheiten des Verfahrens werden nachstehend beschrieben:

Katalytische Oxidation von Ammoniak

Ein Ammoniak-Luft-Gemisch im Verhältnis von 1:9 wird in Gegenwart von einem 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:



Gleichzeit werden durch folgende unerwünschte Nebenreaktionen Stickstoff, Stickstoffoxid und Wasser gebildet:



Alle drei Oxidationsreaktionen sind exotherm. Die Wärme kann zurückgewonnen werden und zur Erzeugung von Dampf für den Prozess bzw. zur Abgabe an andere Betriebe und/oder zur Vorwärmung der Restgase genutzt werden. Das Reaktionswasser wird während der Abkühlung der Reaktionsgase in einem Kühlkondensator kondensiert und in die Absorptionssäule überführt.

4.3.6 Methodische Aspekte (2.B.2)

Die bekannten Daten zu N₂O 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.

4.3.7 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.B.2)

Aufgrund der unzureichend genauen Daten scheint es kaum möglich zu sein, einen einheitlichen Emissionsfaktor zu ermitteln. In Deutschland gibt es nur sechs Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure. Zurzeit dürfte die verstärkte Durchführung von Messungen die einzige Möglichkeit sein, die Datenlage zu verbessern.

4.3.8 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.B.2)

Im Jahre 2010 müssen in Deutschland alle Altanlagen die Anforderungen der TA Luft 2002 erfüllen. Der Grenzwert von 800 mg/m³ für N₂O-Emissionen kann durch die Installation einer Anlage zur katalytischen Reduktion eingehalten werden. Vor diesem Hintergrund wird es möglich sein, genauere Emissionsfaktoren zu ermitteln.

4.4 Metallproduktion (2.C)

4.4.1 Beschreibung der Quellgruppe: Eisen- und Stahlproduktion (2.C.1)

In Deutschland wird in sechs gemischten Hüttenwerken Rohstahl auf Erzbasis erzeugt. Produktionseinrichtungen sind Sinteranlagen, Hochöfen und Oxygenstahlwerke mit anschließenden Stranggießeinrichtungen und Warmwalzstraßen.

Die Rohstahlerzeugung auf Schrottbasis erfolgt in Elektrolichtbogenöfen in 16 Elektrostahlwerken mit anschließenden Stranggießeinrichtungen und Warmwalzstraßen.

Wesentliche Emissionsquellen sind bei:

Sinter (Sinteranlagen)

Sinterbandabgas, Raumentstaubung,

Roheisen (Hochofen)

Hochofenbeschickung, -abstich und Winderhitzer

Oxygenstahl (Oxygenstahlwerk)

Primärentstaubung mit und ohne Konvertergasnutzung, Sekundärentstaubung (Umfüllen von Roheisen und Rohstahl, Konverterein- und –ausleeren, Sekundärmetallurgie, Entschwefeln)

Elektrostahl (Elektrostahlwerk)

Primärentstaubung der Deckellochabgase, Sekundärentstaubung der Halle (Chargieren, Schmelzen, Abstich, Umfüllen von Rohstahl, Sekundärmetallurgie sowie Umschlag und Lagerung von Zuschlagstoffen)

Warmwalzstahl (Warmwalzwerke)

Abgase von Wärmebehandlungsöfen (als Produktionszahl ist die Summe der in der u. g. Statistik ausgewiesenen Produktionsmengen bei „3.16 Warmgewalzte Stahlerzeugnisse“ und „3.17 Warmgewalzte Stahlerzeugnisse aus legiertem Stahl“ zu Grunde gelegt).

Emissionen klimarelevanter Schadstoffe, insbesondere CO, CO₂, NO_x, SO₂ und MNVOC sind bei allen Prozessstufen gegeben. Die Tabelle 32 und Tabelle 34 geben ermittelten Emissionsfaktoren für das Jahr 2001 wieder. Bei der Walzstahlerzeugung wurde nicht nach der Stahlerzeugungsart (Erzbasis oder Schrottbasis) differenziert.

Grundsätzlich wurden bei Messungen von organischen Stoffen Einzelstoffe und/oder Gesamtkohlenstoff bestimmt. NMVOC – Messwerte liegen aus diesem Sektor nicht vor.

4.4.1.1 Methodische Aspekte (2.C.1)

Die Produktionszahlen und Brennstoffverbräuche für das Jahr 2001 sind der Schriftenreihe des Statistischen Bundesamtes, FS4, R8.1 entnommen. Die Emissionsfaktoren wurden wie folgt ermittelt.

Die bei die Erzeugung eines Produktes anfallende Gesamtabgasmenge je Tonne Produkt wurde mit einem mittleren Konzentrationswert multipliziert, der aus mehreren Einzelwerten

verschiedenen Anlagen mit entsprechender Gewichtung gebildet wurde. Die Emissionsfaktoren berücksichtigen auch diffuse Emissionsquellen. Grundlage der verwendeten Emissionswerte sind Emissionsmessungen im Rahmen von F&E- und Investitionsvorhaben.

Darüber hinaus wurden die Emissionsfaktoren mit den Emissionsangaben in BVT-Merkblättern und anderen Quellen, z. B. Emissionskataster des Landes NRW, verglichen.

Bei den in den Tabelle 32 und Tabelle 34 aufgeführten Daten handelt es sich um Gesamtemissionsfaktoren.

Tabelle 32: Emissionsfaktoren für Industriefeuerungen der Eisen- und Stahlindustrie einschließlich prozessbedingter Emissionen für das Jahr 2001

Industriefeuerung	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	NO _x	SO ₂	C gesamt	CO
	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t
Sinter	179	kA	0,09	0,570	1,080	0,047	16
Roheisen	1634	kA	kA	0,038	0,063	0,008	kA
Warmwalzstahl	118	kA	kA	0,410	0,059	0,003	kA

kA: keine Angaben

Die Emissionsfaktoren bei Sinter, Roheisen und Warmwalzstahl enthalten die brennstoffbedingten Emissionsanteile. In den Fällen, in denen keine Emissionsmesswerte vorlagen, wurden nur die brennstoffbezogenen Emissionen ermittelt. Grundlage für die brennstoffbezogenen Emissionsfaktoren ist der Bericht UBA Texte 14/00 „Ermittlung der mittleren Emissionsfaktoren zur Darstellung der Emissionsentwicklung aus Feuerungsanlagen im Bereich der Haushalte und Kleinverbraucher“, Tabelle 7.21c Kleinverbraucher (4. BImSchV), S. 261. Für Gichtgas und Koksofengas wurden für SO₂ und NO_x Faktoren aus Untersuchungen im Rahmen von F&E- Vorhaben ermittelt und verwendet (siehe Tabelle 33).

Tabelle 33: Emissionsfaktoren für Gichtgas und Koksofengas

	Einheit	Gichtgas	Koksofengas
SO ₂	kg/TJ	35	91
NO _x	kg/TJ	8	38

Ergänzungen zu einzelnen Prozessen

Sinter

Die o. g. Statistik enthält bei Sinteranlagen nur den Einsatz von festen Brennstoffen. Zusätzlich werden ca. 0,18 GJ/t Fertigsinter gasförmige Brennstoffe zum Zünden verbraucht. Die daraus resultierende gasförmige Brennstoffmenge wird zu gleichen Teilen als Gichtgas, Koksofengas und Erdgas angenommen und ist in die Berechnungen eingegangen. Der rechnerisch ermittelte Emissionsfaktor für CO₂ wurde um den CO₂-Anteil, der sich aus dem CO-Anteil ergibt, vermindert.

Oxygenstahl

Die CO- Emissionen wurden aus Messwerten an Sekundärenstaubungen ermittelt. Addiert wurden weitere CO-Emissionen, die beim Abfackeln von CO -haltigem Primärabgas entstehen. Diese basierend auf eine Abschätzung des Landesumweltamtes NRW aus dem Jahre 1978.

In Deutschland wurden 68 % der Oxygenstahlproduktion in Stahlwerken mit Konvertergasgewinnung und 32 % in Stahlwerken ohne Konvertergasgewinnung erzeugt. Das Konvertergas wird als Brenngas in Feuerungsanlagen, wie Kraftwerken, Wärmebehandlungsöfen genutzt. Die CO₂-Emissionen, die mit der Verbrennung von Konvertergas in anderen Feuerungsanlagen verbunden sind, wurden bei dieser Prozessstufe nicht berücksichtigt. Die ermittelten CO₂-Emissionsfaktoren basieren auf einen C-Gehalt im Roheisen von 37 kg/t Roheisen. Der daraus resultierende CO₂ Emissionsfaktor beträgt 111 kg/t Rohstahl (RSt). Nach Abzug des CO₂-Anteils, der sich aus einem CO-Anteil von 16 kg/t RSt ergibt, beträgt der Emissionsfaktor für CO₂ 86 kg/t RSt für Stahlwerke ohne Konvertergasgewinnung. Bei gleichem C-Gehalt im Roheisen wurde für Stahlwerke mit Konvertergasgewinnung der o. g. Emissionsfaktor für CO₂ von 111 kg/t/RSt um 73,5 kg/t RSt vermindert. Dies entspricht einer Konvertergasnutzung von 0,7 GJ/t RSt. Nach Abzug des CO₂-Anteils, der sich aus einem CO-Anteil von 8 kg/t RSt ergibt, beträgt der Emissionsfaktor für CO₂ 25 kg/t RSt für Stahlwerke mit Konvertergasgewinnung. Bei den in der Tabelle 34 genannten CO- und CO₂-Daten handelt es sich um gewichtete Gesamtemissionsfaktoren.

Tabelle 34: Emissionsfaktoren für Industrieprozesse der Eisen- und Stahlindustrie ohne brennstoffbezogene Emissionen im Jahr 2001

Industrieprozess	CO ₂	NO _x	SO ₂	C gesamt	CO
	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t
Oxygenstahl	44,5	0,005	0,031	0,008	10,6
Elektrostahl	12,5	0,120	0,065	0,048	1,2

Elektrostahlerzeugung

Aufgrund neuerer Daten aus F&E-Vorhaben wurden Emissionsfaktoren für CO, CO₂ SO₂ und Gesamtkohlenstoff ermittelt. Diese Schadstoffe entstehen durch den Abbrand von Elektroden, organischen Anhaftungen am Einsatzmaterial und der Zugabe von Kohle und Erdgas. Änderungen beim Emissionsfaktor für NO_x sind auf die Anwendung von Gleichstromelektrolichtbogenöfen zurückzuführen.

4.4.2 Beschreibung der Quellgruppe: Primäraluminiumproduktion (2.C.3)

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, CO₂, SO₂, CF₄ und C₂F₆ emittiert.

Die größte Quelle für FKW-Emissionen ist in Deutschland trotz erheblicher Reduktionen seit 1990 weiterhin die Produktion von Primäraluminium; FKW entstehen hier im Produktionsprozess als Nebeneffekt der elektrolytischen Reduktion von Aluminiumoxid (Tonerde) zu Aluminium. Durch umfangreiche Modernisierungsmaßnahmen in deutschen Aluminiumhütten und der Stilllegung von Produktionskapazitäten sanken die absoluten Emissionen aus diesem Sektor zwischen 1995 und 2001 um 76 %.

4.4.2.1 Methodische Aspekte (2.C.3)

Die Produktionszahl für das Jahr 2001 ist dem Monitoringbericht der Aluminiumindustrie für das Jahr 2001 entnommen. Der durchschnittliche Anodenverbrauch liegt bei 430 kg

Petrolkoks je Tonne Aluminium. In der Tabelle 3 sind die prozessbedingten Emissionsfaktoren dargestellt. Sie wurden wie folgt ermittelt.

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, SO₂ sind Ergebnisse aus Emissionsmessungen im Rahmen von Investitionsvorhaben.

Der CO₂-Emissionsfaktor wurde aus dem spezifischen Anodenverbrauch errechnet und vermindert um den CO₂-Anteil, der sich aus einem CO-Anteil von 180 kg/t Al ergibt.

Die in der Tabelle 35 genannten Emissionsfaktoren mit den Emissionsangaben in BVT-Merkblättern und anderen Quellen, z. B. Der VDI Richtlinie 2286 Blatt 1 verglichen. Es handelt es sich um prozessbedingte Gesamtemissionsfaktoren.

Tabelle 35: Industrieprozesse der Primäraluminiumproduktion ohne brennstoffbezogene Emissionen im Jahr 2001

	Produktion	Emissionsfaktoren						
		CO ₂	CF ₄	C ₂ F ₆	NO _x	SO ₂	C gesamt	CO
	kt	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t	kg/t
Primäraluminium	652,796	1367	0,08	0,01	kA	6,00	kA	180

Für die FKW-Emissionen aus Primäraluminiumhütten liegen aufgrund einer Selbstverpflichtung der Aluminiumindustrie Emissionsangaben vor. Seit 1998 berichtet die Aluminiumindustrie jährlich über die Entwicklung der FKW-Emissionen aus diesem Sektor. Diese Emissionsangaben basieren auf zwei Messkampagnen in allen Aluminiumhütten, die in den Jahren 1996 und 2000 durchgeführt worden sind. Diese Ausgangswerte werden mit den jährlich ermittelten Betriebsparametern der Hütten zur Emissionsberechnung verwendet.

Basis für Berechnungen der CF₄ Emissionen sind die im Jahr 2001 in allen deutschen Hütten durchgeführten Messungen. Hierbei wurden je nach Technologie spezifische CF₄-Emissionswerte pro Anodeneffekt ermittelt. Die Zahl der Anodeneffekte wurde in den Hütten erfasst und dokumentiert. Die CF₄-Gesamtemission einer Hütte wurde durch Multiplikation der gesamten Anodeneffekte mit der in 2001 ermittelten spezifischen CF₄-Emission pro Anodeneffekt errechnet. Der Gesamtemissionsfaktor für CF₄ ergibt sich durch Addition der CF₄-Emissionen der fünf Hütten dividiert durch die Gesamtaluminiumproduktion der Hütten. C₂F₆ und CF₄ entstehen im festen Verhältnis von etwa 1:10.

Grundlage für die Berichtserstattung seit 1998 ist ein vom Gesamtverband der Aluminiumindustrie e.V. jährlich erstellter Monitoringbericht. Die Messdaten werden nicht veröffentlicht, liegen dem Umweltbundesamt aber vor.

4.4.2.2 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.C.3)

Die Emissionsangaben genügen dem Tier 3a Ansatz und werden entsprechend als sehr genau bewertet.

4.4.2.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.3)

Bis 1998 basierten die Emissionsangaben auf Befragungen der Hütten zu Produktionskapazitäten und eingesetzten Techniken (Anzahl und Dauer von Anodeneffekten), um die Emissionen rechnerisch zu ermitteln. Diese Methode (Tier 1 b) ist gegenüber der Messung als weniger genau zu bewerten. Eine Rekalkulation ist jedoch nicht möglich.

4.4.2.4 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.3)

Es sind keine weiteren Verbesserungen erforderlich.

4.4.3 Beschreibung der Quellgruppe: SF₆ in der Aluminium- und Magnesiumproduktion (2.C.4)

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. Es genügen zum Spülen von Sekundäraluminium-Schmelzen in der Regel die Inertgase ohne Additive. In einigen wenigen, meist kleineren, Sekundäraluminium-Gießereien sowie in Labors kommt ein Reinigungssystem aus Inertgasen zum Einsatz, denen SF₆ in Konzentrationen von 1 oder 2,5 % zugesetzt ist.

Beim Gießen von Magnesium wird SF₆ als Schutzgas über der Schmelze eingesetzt, um ihre Oxidation und Entzündung zu verhindern. SF₆ wird in dieser Anwendung seit Mitte der 70er Jahre eingesetzt. Es trat dabei in Konkurrenz zu SO₂. Da SF₆ einfacher als das stark toxische SO₂ zu handhaben ist, setzte es sich in vielen neuen Gießereien durch. Schutzgas wird in Deutschland nur bei der Verarbeitung von Magnesium eingesetzt, das in Barren importiert wurde.

4.4.3.1 Methodische Aspekte (2.C.4)

Die in Deutschland für diesen Zweck eingesetzte SF₆ –Menge von 500 kg emittiert vollständig beim Gebrauch (Verbrauch = Emission). Die Menge wird von den beiden einzigen Anbietern der SF₆-haltigen Gasemischung direkt erfragt. Der Markt wird von diesen für mittelfristig konstant betrachtet.

Die in der Magnesiumgussproduktion eingesetzte Menge an SF₆ (Verbrauch, Aktivität) wird in Einklang mit den überarbeiteten IPCC Guidelines (1996) den Emissionen gleichgesetzt. Der SF₆ Verbrauch lässt sich am besten durch direkte Befragung der Gießereien nach ihrem jährlichen Verbrauch ermitteln, zumal die Anzahl der Gießereien überschaubar ist. Diese Einsatzdaten decken sich recht genau mit den Verkaufsmengen der Gasehändler in diesen Sektor, die ebenfalls erfragt wurden.

Die beschriebene Methode wurde für die Berichtsjahre 1995, 1997, 1998, 2000 und 2001 angewandt. Die fehlenden Jahresdaten wurden durch Interpolation gewonnen.

Tabelle 36 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2001) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2000 gelten zum Teil andere Faktoren. Die vollständige Berichterstattung ist in vielen Bereichen genauer untergliedert in weitere Untersektoren.

Auch sind die Faktoren für jeden Untersektor einzeln angegeben, während hier nur ein Überblick gegeben werden kann.

Tabelle 36: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, C. Metall Produktion

	Datenmeldung 2001	Stoff
Aluminiumproduktion	ja [Tier 3a]	FKW
SF ₆ in der Aluminiumproduktion	ja [Equ. 3.12]	SF ₆
SF ₆ in Magnesiumgießereien	ja [Equ. 3.12]	SF ₆

4.4.3.2 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.C.4)

Rekalkulationen wurden nicht vorgenommen.

4.4.3.3 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.C.4)

Für die nächsten Jahre ist eine Überprüfung der Marktentwicklung für SF₆ in der Aluminiumproduktion geplant. Es ist geplant, die zukünftigen Möglichkeiten und Verbesserungen der Datenerhebung für SF₆ in der Magnesiumverarbeitung gemeinsam mit den Magnesiumverarbeitern durchzuführen.

4.5 Produktion von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆ (2.E)

Neben den klassischen Klimagasen Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Lachgas (N₂O) wurden auch die fluorierten Treibhausgase HFKW, FKW und SF₆ in das Kyoto Protokoll aufgenommen. Im Gegensatz zu CO₂, CH₄ und N₂O werden fluorierte Treibhausgase zum überwiegenden Teil gezielt produziert und in verschiedenen Anwendungsbereichen eingesetzt. Da zumindest die zur Stoffgruppe der HFKW - und im Einzelfall der FKW - zählenden Stoffe als Ersatzstoffe für die die Ozonschicht schädigenden FCKW und H-FCKW entwickelt wurden, sind die Anwendungsbereiche zum Teil identisch.

Die bedeutendsten Anwendungsbereiche für HFKW in Deutschland sind heute Kälte- und Klimaanlage, Schäume und technische sowie andere Aerosole, für SF₆ die Anwendung als Füllgas in diversen Anwendungen, als Schutzgas in der Magnesium-Verarbeitung und als Isolier- und Löschgas in elektrischen Betriebsmitteln. Die wichtigste Anwendung für FKW ist ihr Einsatz als Ätzgas in der Halbleiterindustrie.

Darüber hinaus entstehen FKW-Emissionen bei der Produktion von Aluminium. Emissionen des HFKW-23 resultieren aus der Produktion des HFKWKW-22; weitere HFKW-Emissionen sind bei der Produktion dieser Stoffe unumgänglich.

Die Emissionen dieser Gase haben sich seit 1990/1995 in sehr unterschiedlichem Maße entwickelt: HFKW Emissionen nehmen seit 1990 stark zu; dieser Trend setzt sich weiterhin fort. Emissionen von FKW aber auch von SF₆ nehmen hingegen dank der Anstrengungen der Industrie und einer erfolgreichen Umweltaufklärung nach einem zunächst erfolgten Stopp des Emissionsanstiegs inzwischen sogar ab. Aufgrund des sehr viel höheren GWP von FKW und SF₆ gegenüber HFKW sind die Gesamtemissionen damit bezogen auf CO₂-Äquivalente auf einen Wert leicht unterhalb des Wertes von 1995 gesunken, obwohl sich die absoluten Emissionen (in t) zwischen 1995 und 2001 insgesamt fast verdoppelt haben.

Aktuelle Emissionen von HFKW, FKW und SF₆ wurden in Deutschland zunächst für die Jahre 1995 bis 1998 ermittelt. Für die Jahre 1998 und 1999 wurden die Emissionen zunächst anhand der bestehenden Daten hochgerechnet. Für die Jahre 2000 und 2001 wurden erneut aktuelle Emissionen ermittelt. Soweit möglich wurde hierbei der Tier 2 Ansatz angewendet. Die Daten für die Jahre 1995 bis 1999 wurden im Zuge der neuen Erhebung rekalkuliert. Auch hierbei wurde weitgehend der Tier 2 Ansatz gewählt. Deutschland hat damit aktuelle und zum Teil potentielle Emissionen für die Berichtsjahre 1995 bis 2001 ermittelt und berichtet.

Tabelle 37 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2001) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2000 gelten zum Teil andere Faktoren. Die vollständige Berichterstattung ist in vielen Bereichen genauer untergliedert in weitere Untersektoren. Auch sind die Faktoren für jeden Untersektor einzeln angegeben, während hier nur ein Überblick gegeben werden kann.

Tabelle 37: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, E. (a) Produktion von Halogenkohlenwasserstoffen und SF₆

	Datenmeldung 2001	Stoff
1. By-Produkt Emissionen		
Produktion von HFCKW-22	ja [Tier 1]	HFKW-23
Sonstige	NO	
2. Herstellungsbedingte Emission	ja [Tier 1]	HFKW, SF ₆

4.5.1 Beschreibung der Quellgruppe: By-Produkt Emissionen (2.E.1)

Der HFKW-23 fällt als Nebenprodukt des hergestellten HFCKW-22 an. Nach Angaben des größten Herstellers in Deutschland handelt es sich bis 1995 um ca. 1-2% der HFCKW-22-Produktion, die von der Produktionsanlage in die Atmosphäre entweichen, sofern sie nicht zur Weiterverarbeitung zu Halonen oder Kältemitteln aufgefangen wurden.

Seit Inbetriebnahme der FCKW-Spaltanlage in Frankfurt im Jahr 1995 wird überschüssiger HFKW-23 entweder direkt oder von der zweiten deutschen Produktionsanlage nach Anlieferung der Verbrennung zu Flusssäure zugeführt, soweit er nicht schon auf der Produktionsanlage aufgefangen und entweder als Kältemittel HFKW-23 oder - nach weitergehender destillativer Reinigung - als Ätzgas für die Halbleiterindustrie vermarktet wird. Durch die nachgeordnete Verbrennung konnten die Emissionen seit 1995 maßgeblich gesenkt werden. Dennoch entstehen in der zweiten HFCKW-22-Anlage noch By-Product Emissionen, die der Betreiber vorläufig auf ca. 1 % der HFCKW-22-Produktion schätzt. Für 2003 sind exakte Messungen geplant.

4.5.2 Methodische Aspekte (2.E.1)

Für das Berichtsjahr 1995 bis 2001 sind die Emissionen anhand der HFCKW-22 Produktionsmenge berechnet worden, wobei für das Berichtsjahr 1995 bei der ersten Produktionsanlage seit Jahresmitte Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionen zu Grunde gelegt wurden. Die Produktionsmengen wurden vom Hersteller mitgeteilt.

4.5.3 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1)

Für 2003 sind exakte Messungen des Betreibers der zweiten Produktionsanlage geplant, die zu Rekalkulationen führen können.

4.5.4 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1)

Vom betroffenen Hersteller werden aktuell und zukünftig Messungen durchgeführt, um eine Verbesserung der Datenqualität zu erreichen. Die Ergebnisse werden in den nächsten Bericht einfließen.

4.5.5 Beschreibung der Quellgruppe: Herstellungsbedingte Emissionen (2.E.2)

In Deutschland gibt es ein einziges Unternehmen, das an zwei Standorten diese Gase produziert. Das Unternehmen meldet seit 2001 (rückwirkend bis zum historischen Produktionsbeginn) sowohl die Produktion als auch die dabei auftretenden Verluste. Als einziger Hersteller von HFKW in Deutschland und als – mittlerweile – einziger Hersteller von SF₆ in Europa genießt das Unternehmen Vertrauensschutz. Die Daten werden dem Umweltbundesamt gemeldet, aber dann nur aggregiert weitergegeben.

4.5.6 Methodische Aspekte (2.E.2)

Für das Berichtsjahr 1995 bis 2001 sind die Emissionen anhand der HFCKW-22 Produktionsmenge berechnet worden, wobei für das Berichtsjahr 1995 bei der ersten Produktionsanlage seit Jahresmitte Maßnahmen zur Vermeidung von Emissionen zu Grunde gelegt wurden. Die Produktionsmengen wurden vom Hersteller mitgeteilt.

4.5.7 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.E.1)

Rekalkulationen fanden nicht statt, da die Messungen erst seit 2001 rückwirkend erfolgen.

4.5.8 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.E.1)

Die Datensicherheit gilt als ausreichend.

4.6 Verbrauch von halogenierten Kohlenwasserstoffen und SF₆ (2.F)

Tabelle 38 zeigt den aktuellen Stand der Datenmeldung (Berichtsjahr 2001) im Überblick. Für die Berichtsjahre 1995 bis 2000 gelten zum Teil andere Faktoren. Die vollständige Berichterstattung ist in vielen Bereichen genauer untergliedert in weitere Untersektoren. Auch sind die Faktoren für jeden Untersektor einzeln angegeben, während hier nur ein Überblick gegeben werden kann.

Tabelle 38: Überblick über Datenmeldung und verwendete Emissionsfaktoren in TABLE 2(II)s1, F. (a) Verbrauch of Halogenkohlenwasserstoffen und SF₆

1. Kälte- und Klimaanlageanlagen [Tier 2]				
Haushaltskälte	ja [Tier 2]	HFKW	0,0015	0,003
Gewerbekälte	ja [Tier 2]	HFKW, FKW	0,0015	0,015-0,15
Transportkälte	ja [Tier 2]	HFKW	0,0015	0,05-0,15

Industrielle Kälte	ja [Tier 2]	HFKW	0,0015	0,06	
Stationäre Klimaanlage	ja [Tier 2]	HFKW	0,0001-0,0015	0,02-0,06	
Mobile Klimaanlage					
Mobile Klimaanlage, Lkw	ja [Tier 2]	HFKW	0,0020	0,13	
Mobile Klimaanlage, Pkw	ja [Tier 2]	HFKW	0,0025	0,10	
Mobile Klimaanlage, Busse	ja [Tier 2]	HFKW	0,0020	0,15	
Mobile Klimaanlage, Schiffe	ja [Tier 2]	HFKW	0,01	0,05	
Mobile Klimaanlage, Schienenfahrzeuge	ja [Tier 2]	HFKW	0,0020	0,05	
2. Schaumherstellung[Tier 2]					
Hartschaum	ja [Tier 2]	HFKW			
Sandwichelemente	ja [Tier 2]	HFKW	0,10	0,005	
Integralschaum	ja [Tier 2]	HFKW	1,00	NA	
Montageschaum (134a)	ja [Tier 2]	HFKW	0,03	1,00	
Montageschaum (152a)	ja [Tier 2]	HFKW	NA	1,00	
XPS-Schaum (134a)	ja Tier 2]	HFKW	0,30	0,0066	
XPS-Schaum (152a)	ja Tier 2]	HFKW	1,00	NA	
Weichschaum	NO	HFKW			
3. Feuerlöschmittel	ja [national]	HFKW	0,0015	0,01	
4. Aerosole/ Dosieraerosole					
Dosieraerosole	ja [Equ. 3.35]	HFKW	0,02	1,00	
Sonstige	ja [Equ. 3.35]	HFKW	0,004	1,00	
5. Lösemittel	ja [Equ. 3.36]	HFKW		1,00	
6. Halbleiterproduktion	ja [Tier 2]	HFKW, FKW, SF ₆		0,15-0,52	
7. Elektrische Betriebsmittel					
	Datenmeldung 2001	Stoff	Herstellungsfaktor	Lebenszeitfaktor	Entsorgungsfaktor
Schaltanlagen	ja [Tier 3a]	SF ₆	0,020	0,01	0,015
Sonstige	ja	SF ₆	0,15	0,08	1
8. Sonstige					
Sportschuhe	ja [Equ. 3.23]	SF ₆			1
AWACS Wartung	ja [national]	SF ₆	0,00	0,05	
Autoreifen	ja [Equ. 3.23]	SF ₆	0,002		1
Isolierglasfenster	ja [Equ. 3.24ff]	SF ₆	0,33	0,01	1
Spurengas	ja [Equ. 3.35]	SF ₆	1,00		

4.6.1 Beschreibung der Quellgruppe: Kälte und Klimaanlage (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 H-FCKW ein. Die HFKW-Emissionen sind seit 1995 stark gestiegen. Dieser Trend hält weiterhin an.

Heute liegt die Hauptquelle mit 42 % der absoluten HFKW-Emissionen (in t) in ihrer Verwendung als Kältemittel in der stationären und mobilen Kühlung. Fast die Hälfte dieser

Kältemittlemissionen entfallen dabei auf Klimaanlage von Pkw. Damit sind allein auf diese Quelle 20 % aller HFKW-Emissionen zurückzuführen.

4.6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe Kälte- und stationäre Klimaanlage (2.F.1)

Dieser Bereich lässt sich grob in die in Tabelle 38 genannten Sektoren gliedern:

Haushaltskälte, Gewerbekälte, Transportkälte, Industrielle Kälte, stationäres Klima.

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%.

4.6.1.2 Beschreibung der Quellgruppe mobile Klimaanlage (2.F.1)

Mobile Klimaanlage sind Fahrzeugklimaanlagen in Personenkraftwagen (Pkw), Lastkraftwagen bzw. Nutzfahrzeugen (Nfz), Bussen, Schienenfahrzeugen und auf Schiffen. Bei Kältemittel-Bestand, -Verbrauch und -Emissionen dominieren die Pkw-Anlagen mit jeweils 95% Anteil.

Seit Ende 1991 werden wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe (HFKW) als ozonschichtneutrale Ersatzstoffe für FCKW und HFKWKW eingesetzt. Das HFKW-Kältemittel in mobilen Klimaanlage ist fast 100%-ig R134a. Es gibt zwei kleine Ausnahmen: 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 zweite Ausnahme sind neue Schiffsklimaanlagen, von denen in Deutschland nur die eine Hälfte mit R134a befüllt wird, während die andere Hälfte R404A/507 erhält.

4.6.2 Methodische Aspekte (2.F.1)

4.6.2.1 Kälte- und stationäre Klimaanlage (2.F.1)

Für die Berechnung der HFKW-Emissionen aus den Sektoren der Kälte- und stationären Klimaanlage wurden folgende Eckdaten erhoben/geschätzt:

Umfang der sektoralen HFKW-Bestände.

Zusammensetzung dieser Bestände nach verschiedenen HFKW-Kältemitteln.

Sektorspezifische Emissionsfaktoren aus dem laufenden Betrieb.

Rate der Kältemittel-Rückgewinnung bei der Entsorgung.

Mittlere Anlagenlebensdauer (wegen des Zeitpunkts erster Entsorgungsemissionen).

Bis auf die Rückgewinnungsrate, für die mangels empirischer Basis bis auf weiteres generell ein vom IPCC (IPCC 99) vorgeschlagener Standardwert von 70 % der ursprünglichen Kältemittelfüllung unterstellt wird, sind alle den Emissionsdaten zugrundeliegenden Bestimmungsfaktoren (Eckdaten) in Tabelle 38 wiedergegeben. Da der Einsatz von HFKW erst seit 1991 erfolgt, sind die Rückgewinnungsraten bislang ohne Bedeutung.

Für die Aufgliederung des Gesamtbestandes in Sektoren, der Verbräuche in den einzelnen Berichtsjahren und für die absoluten Umfänge und die internen Kältemittelzusammensetzungen der Bestände wurden nicht nur direkte nationale Informationen (Abfrage Verkaufsdaten, Produktionsdaten, Verwendungsdaten) eingeholt, sondern auch zahlreiche in jüngerer Zeit veröffentlichte nationale und internationale Studien ausgewertet.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Literaturlauswertungen und umfangreichen Expertenbefragungen. Zu beachten ist auch, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technische Entwicklung vorgenommen wurde. Die Methode wurde jedoch nicht geändert.

Gerade bei den Emissionsfaktoren ist Vorsicht angeraten. Die in der Literatur 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

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.

4.6.2.2 mobile Klimaanlage (2.F.1)

Für die Berechnung der HFKW-Emissionen aus mobilen Klimaanlage wurden folgende Eckdaten erhoben/geschätzt:

- Umfang der sektoralen HFKW-Bestände.
- Bei Schiffen: Zusammensetzung dieser Bestände nach verschiedenen HFKW-Kältemitteln.
- Sektorspezifische Emissionsfaktoren aus dem laufenden Betrieb und resultierend aus Unfällen.
- Rate der Kältemittel-Rückgewinnung bei der Entsorgung.
- Mittlere Anlagenlebensdauer (wegen des Zeitpunkts erster Entsorgungsemissionen).

Prinzipiell gilt das für den Sektor der stationären Anlagen Gesagte. Jedoch können die Jahresverbräuche von HFKW über die Produktion, den Im- und Export von Pkw, die den Großteil dieses Sektors ausmachen, recht genau ermittelt werden. Darüber hinaus wurde die Ausstattungsquote mit Klimaanlage und die modellspezifischen Füllmengen ermittelt.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind das Ergebnis von Literaturlauswertungen, 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.

4.6.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (2.F.1)

Die Datenqualität ist recht gut und besser als in der stationären Kälte- und Klimatechnik.

4.6.3.1 Kälte- und stationäre Klimaanlageanlagen (2.F.1)

Bisher hatte Deutschland nur aggregierte Emissionen über alle Teilsektoren gemeldet. Im Rahmen der Emissionserhebung für die Jahre 1999 bis 2001 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. Die vorgenommenen Änderungen sind damit nicht auf eine Änderung des methodischen Ansatzes, sondern lediglich auf verbesserte Aktivitäten und technische Informationen zurück zu führen.

4.6.3.2 mobile Klimaanlageanlagen (2.F.1)

Auf der Grundlage der Ergebnisse des Gutachtens des Umweltbundesamtes und einer laufenden EU-Studie über Leckageraten mobiler Klimaanlageanlagen (EU-Kommission 2003, laufend) wurden die bisher angenommenen Emissionsfaktoren bestätigt.

4.6.4 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.1)

4.6.4.1 Kälte- und stationäre Klimaanlageanlagen (2.F.2)

Es wird zukünftig versucht, die Daten durch zeitnahe Abfragen zu den Verbräuchen (Reparatur, Nachfüllmengen etc.) zu verbessern. Aufgrund der großen Anlagenzahl (mehrere Millionen), werden die Emissionsangaben aber voraussichtlich mit Unsicherheiten behaftet bleiben.

4.6.4.2 mobile Klimaanlageanlagen (2.F.2)

Weitere Verbesserungsmöglichkeiten stehen erst am Anfang der Diskussion.

4.6.5 Beschreibung der Quellgruppe: Schaumherstellung (2.F.2)

4.6.5.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2)

PU-Schaumprodukte sind aus Weichschaum, Integralschaum und Hartschaum. Für Weichschaum werden keine HFKW als Treibmittel benötigt. In Hartschäumen kommen als Treibmittel bis heute HFKWKW vor und HFKW erst seit 1998. Zwischen 1995 und 1997 wurden HFKW nur bei Integralschaum eingesetzt.

4.6.5.2 PU-Montageschaum (2.F.2)

Bei Polyurethan-Montageschaum aus der Dose ist Deutschland der weltgrößte Einzelmarkt. Es werden Dosengrößen zwischen 300 und 750 ml vertrieben. Es werden HFKW und Propan/Butan in Kombination mit Dimethylether (DME) als Treibmittel eingesetzt. In Deutschland und generell in Mitteleuropa hat die Industrie, im gewachsenen Bewusstsein

der Klimaschädlichkeit von HFKW, deren Einsatz reduziert. Zunehmend wird der HFKW-152a – dieser besitzt ein geringeres Treibhauspotenzial - statt des HFKW-134a eingesetzt.

4.6.5.3 XPS-Hartschaum (2.F.2)

Für XPS-Platten gibt es vor 1999 keine Verbräuche und Emissionen von HFKW, da noch HFKWKW oder bereits CO₂ eingesetzt wurde.

Ab 2000 haben sich einige Inlandshersteller an HFKW-Lösungen orientiert. Seit 2001 kommen als Treibmittel 152a und 134a zum Einsatz, und zwar entweder allein oder untereinander vermischt.

4.6.6 Methodische Aspekte (2.F.2)

4.6.6.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2)

Die Emissionsdaten basieren zum einen auf den in Deutschland produzierten Mengen (produktionsbezogene Emissionen), zum zweiten auf den in Deutschland eingesetzten Mengen (Verkauf in Deutschland). Aus dem Verkauf lassen sich über die angegebenen Emissionsfaktoren die Emissionen im ersten Jahr, in den Folgejahren und am Ende der Lebenszeit berechnen (Tier 2).

Bis auf die Rückgewinnungsrate, für die mangels empirischer Basis generell die vom IPCC (IPCC 99) vorgeschlagenen sektorspezifischen Standardwerte unterstellt werden, sind alle den Emissionsdaten zugrundeliegenden Bestimmungsfaktoren (Eckdaten) in Tabelle 1 wiedergegeben. Da der Einsatz von HFKW erst seit 1998 erfolgt, sind die Rückgewinnungsraten bislang ohne Bedeutung.

Für die Aufgliederung des Gesamtbestandes in Sektoren (Platten ["Sandwich"] und Integral), der Verkäufe (HFKW-haltiger Schaum) in den einzelnen Berichtsjahren und für die Zusammensetzung der Treibmittel wurden nationale Informationen (Abfrage Verkaufsdaten, Produktionsdaten, Verwendungsdaten) eingeholt, und auch zahlreiche in jüngerer Zeit veröffentlichte internationale Studien ausgewertet.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind wie im Sektor Kälte/Klima das Ergebnis von Literatursauswertungen und umfangreichen Expertenbefragungen. Zu beachten ist auch, dass für die verschiedenen Berichtsjahre eine Anpassung der Emissionsfaktoren an die technischen Entwicklung sowie Änderung der Treibmittel vorgenommen wurde.

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.

4.6.6.2 PU-Montageschaum (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 maximal 60 g oder weniger als 10 % des Schaumgewichts an HFKW enthalten.

Für die Emissionsberechnung wird angenommen, dass die Dosen spätestens ein halbes Jahr nach Verkauf vom professionellen Handwerker oder vom Heimwerker angewendet werden. Die HFKW-Emission des Jahres n wird daher als Summe der halben Absätze des Jahres n-1 und des Jahres n bestimmt. Dazu kommen Befüllungsverluste aus der inländischen Produktion des laufenden Jahres n. Verbrauchte Dosen sind bei der Entsorgung nicht vollständig leer, sondern enthalten noch etwa 8 % Schaum einschließlich Treibgas. Dieses Treibgas gelangt mit Zeitverzögerung zum größten Teil ebenfalls in die Atmosphäre. Das gilt auch für die 30 % Dosen, die in die zentrale Rückgewinnungsanlage für PU-Schaum-Dosen gebracht werden.

Die Annahmen zu Verlusten bei der Produktion und der Entsorgung, die Angaben zur Füllmenge und zum Verhältnis der Treibmittel beruhen auf wiederholten Expertenbefragungen (Expertenschätzungen), wobei die zeitliche Entwicklung für die einzelnen Berichtsjahre berücksichtigt wurde. Die Gesamtmengen an verbrauchten Dosen sind Verkaufszahlen in Deutschland.

4.6.6.3 XPS-Hartschaum (2.F.2)

Der Einsatz halogenierter Treibmittel pro Kubikmeter Schaumstoff liegt bei 3 bis 3.5 kg. Davon emittieren bereits auf der Produktionsanlage im Falle 134a mindestens 25 %, im Falle 152a fast das ganze Treibmittel. Auffangen und Rückgewinnung wurden erprobt - bislang aber aus technischen und ökonomischen Gründen nicht umgesetzt.

Soweit mit 152a geschäumt wird, diffundiert das restliche Treibmittel noch weitgehend vollständig im Fabriklager aus den Platten. 134a dagegen bleibt im Produkt und gast fast so langsam wie 142b aus. Die Halbwertszeit liegt für eine 100 mm dicke Platte für 134a bei 76, für 142b bei 84 Jahren. Die hier verwendete jährliche Emissionsfaktor 0,66% für den gesamten Produktmix orientiert sich an der 100 mm Plattenstärke.

Die verwendeten Emissionsfaktoren sind auch hier das Ergebnis von Literaturlauswertungen und umfangreichen Hersteller- und Expertenbefragungen.

Die Emissionsdaten basieren zum einen auf den in Deutschland produzierten Mengen (produktionsbezogene Emissionen), zum zweiten auf den in Deutschland eingesetzten Mengen (Verkauf in Deutschland). Aus dem Verkauf lassen sich über die angegebenen Emissionsfaktoren die Emissionen im ersten Jahr, in den Folgejahren und am Ende der Lebenszeit berechnen (Tier 2).

4.6.6.4 PU-Schaumprodukte (2.F.2)

Der Einsatz von HFKW erfolgt erst seit 1998, sodass im Rahmen der aktuellen Emissionserhebungen nur die Daten für die Berichtsjahre 1998 bis 2000 überprüft wurden. Neue Informationen zu HFKW-Verbräuchen wurden aufgegriffen, aber keine signifikanten Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.6.5 PU-Montageschaum (2.F.2)

Es wurden aufgrund von Gesprächen mit dem AKPU Rekalkulationen vorgenommen, die den Anteil von HFKW in der einzelnen Dose und die HFKW-Zusammensetzung zwischen 152a und 134a betrafen.

4.6.6.6 XPS-Hartschaum (2.F.2)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.7 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (2.F.2)

4.6.7.1 PU-Schaumprodukte (2.F.2)

Der Einsatz von HFKW erfolgt erst seit 1998, sodass im Rahmen der aktuellen Emissionserhebungen nur die Daten für das Berichtsjahre 1998 bis 2000 überprüft wurden. Neue Informationen zu HFKW-Verbräuchen wurden aufgegriffen, aber keine signifikanten Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.7.2 PU-Montageschaum (2.F.2)

Die Vorgehensweise entspricht dem Tier 2 Ansatz. Die Emissionsangaben sind recht genau, da die Daten über inländische Produktion, Export und Import bekannt sind und es nur wenige Abfüller gibt. In Zusammenarbeit mit den Herstellern wird an der weiteren Verbesserung der Datenlage gearbeitet werden.

4.6.7.3 XPS-Hartschaum (2.F.2)

In Zusammenarbeit mit den Herstellern und Verbänden wird die Möglichkeit eines Monitoring-Systems diskutiert. Der Prozess steht noch am Anfang.

4.6.8 Beschreibung der Quellgruppe: Feuerlöschmittel (2.F.3)

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. Hundlöcher für den gezielten Löschrstrahl enthalten statt Halon 1211 jetzt Pulver, CO₂ oder Schaum.

Von den aus den USA stammenden Vorschlägen zum Halonersatz (HFKW-23 und 236fa, HFKW-227, FKW-218 und FKW-3110) wurde in Deutschland 1997 der HFKW-227 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.

4.6.9 Methodische Aspekte (2.F.2)

Die Emissionsangaben basieren auf statistischen Erhebungen eines Unternehmens zu Einsatzmengen, Nachfüllmengen, Fehlauflösungen, Auflösungen im Brandfall und Probeflutungen in Deutschland. Die Daten werden als qualitativ gut bewertet. Allerdings wird nicht der gesamte Markt erfasst, da es einen weiteren Anbieter gibt. Dieser hat jedoch nur einen sehr geringen Marktanteil.

4.6.10 Quellenspezifische Rückrechnungen (2.F.2)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.11 Beschreibung der Quellgruppe: Aerosole/ Dosieraerosole (2.F.4)**4.6.11.1 Beschreibung der Quellgruppe Asthma-Dosieraerosole (2.F.4)**

In Deutschland kam das erste Dosieraerosol mit dem Treibmittel 134a im April 1996 auf den Markt, 1997 und 1998 folgten je zwei. Mittlerweile gibt es für fast alle Wirkstoffgruppen genug HFKW getriebene Dosieraerosole, so dass auf FCKW verzichtet werden kann. Zum Einsatz kommt außer 134a auch der HFKW-227.

4.6.11.2 Methodenbeschreibung (2.F.4)

Die Emissionsdaten basieren auf Verkaufszahlen von Dosieraerosolen in Deutschland, die über Befragungen (Produzenten) erhoben wurden. Es wird sachgerecht von einer 100%-igen Emission im Verkaufsjahr ausgegangen.

4.6.11.3 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.11.4 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.4)

Bisher sind keine weiteren Verbesserungen in der Planung.

4.6.11.5 Beschreibung der Quellgruppe (2.F.4)

In Deutschlands werden HFKW in einer Reihe von Aerosolprodukten in jeweils geringen Mengen (Stückzahlen) eingesetzt und verkauft. Als Beispiel können Kälte- und Druckluftsprays in der Elektronik, aber auch Insektizidsprays genannt werden.

4.6.11.6 Methodenbeschreibung (2.F.4)

Die Emissionsdaten basieren auf Schätzungen zum Absatz von Aerosolen in Deutschland, die über Befragungen (Produzenten) erhoben wurden. Es wird von einer 100%-igen Emission im Verkaufsjahr ausgegangen.

Gegenüber den Emissionsangaben zu Dosieraerosolen werden diese Angaben als nicht sehr gut bewertet, da aufgrund der Vielzahl von Produkten der Marktüberblick begrenzt ist.

4.6.11.7 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.4)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.11.8 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.4)

Verbesserungen sind gemeinsam mit dem Industrie-Verband in die Wege geleitet.

4.6.11.9 Beschreibung der Quellgruppe: Lösemittel (2.F.5)

Der Einsatz von HFKW war in Deutschland bis zum Jahr 2001 verboten (2.BimSchV) und ist auch heute noch stark eingeschränkt, da jede Anwendungen einzeln beantragt werden muss. Die Anträge werden geprüft und eine Bewilligung nur im Sonderfall erteilt. Bisher ist keine Anwendung bekannt.

4.6.11.10 Methodenbeschreibung (2.F.5)

Die Emissionen resultieren ausschließlich aus dem Einsatz von HFKW-43-10mee ab dem Jahr 2001 und sind das Ergebnis einer Hersteller-Befragung.

4.6.11.11 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.5)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.11.12 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.5)

Es ist beabsichtigt, die bei den zuständigen Länderbehörden eingegangenen und bewilligten Anträge spätestens im Jahr 2005 abzufragen.

4.6.11.13 Beschreibung der Quellgruppe: Halbleiterproduktion (2.F.6)

In der Halbleiterindustrie werden vorwiegend FKW als Ätzgase zum Strukturätzen und zur Kammerreinigung benötigt und in großem Umfang eingesetzt. Daneben werden aber auch HFKW, SF₆ und NF₃ in den Produktionsprozess eingebracht. 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 an 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.

4.6.11.14 Methodenbeschreibung (2.F.6)

Ab dem Jahr 2001 liegen aufgrund einer freiwilligen Zusage der Halbleiterindustrie gute Emissionsangaben für diese Quellgruppe für alle Einzelstoffe vor. Die Emissionsdaten werden nach dem Tier 2 Ansatz für jede Produktionsstätte berechnet, aggregiert und vom Verband (ZVEI, Bauelemente) an das Umweltbundesamt gemeldet. Die Basisdaten für die Berechnung sind nicht öffentlich, können aber zum Zweck einer Überprüfung eingesehen werden.

4.6.11.15 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.6)

Bis zum Berichtsjahr 2000 basierten die Emissionsangaben auf Befragungen der Halbleiterhersteller zu Produktionskapazitäten, eingesetzten Stoffmengen und eingesetzten Techniken. Auch diese Emissionsangaben werden als relativ genau bewertet. Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.11.16 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.6)

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

4.6.11.17 Beschreibung der Quellgruppe: Elektrische Betriebsmittel (2.F.7)

Elektrische Betriebsmittel für die Stromversorgung sind bei weitem der größte Einzelverbraucher von SF₆ in Deutschland. Aufgrund der hohen Exportquote von über 80%

wird allerdings nur ein geringer Teil in neuen Geräten und Anlagen dem inländischen Bestand zugeführt.

SF₆ findet vor allem in Schaltanlagen und Schaltgeräten der Hochspannung (110-380 kV) und 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.

4.6.11.18 Methodenbeschreibung (2.F.7)

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), Entsorgung) ermittelt.

4.6.11.19 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.7)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.11.20 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.7)

Zukünftig soll auch in Deutschland zur Vereinheitlichung der Methoden das in Europa verwendete CAPIEL-Konzept eingesetzt werden. Hierbei werden die Gesamtemissionen (E) nach dem Schema $E = \text{verbrauchte Menge} - \text{installierte/vorhandene Menge}$ ermittelt. Es wird auch der Export und der Import berücksichtigt. Das CAPIEL-Konzept entspricht den Vorgaben der Emissionsberechnung nach den UNFCCC Anleitungen zur Berichterstattung (Tier 3b).

4.6.12 Sonstige (2.F.8)

4.6.12.1 Beschreibung der Quellgruppe: Sportschuhe (2.F.8)

Der Einsatz von SF₆ erfolgt in den Sohlen von Sportschuhen zur Verbesserung der Dämpfung. Die eingesetzten Mengen können den Emissionen gleichgesetzt werden, wobei eine Zeitverzögerung von drei Jahren angenommen wird.

4.6.12.2 Methodenbeschreibung (2.F.8)

Die Emissionsangaben (relevante Verkäufe an solchen Sportschuhen in Deutschland und damit die Gesamtmenge in Deutschland) beruhen auf Herstellerangaben.

4.6.12.3 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.12.4 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)

Es sind keine Verbesserungen erforderlich.

4.6.12.5 Beschreibung der Quellgruppe: AWACS Wartung (2.F.8)

SF₆ wird als Isolationsmedium in den großen militärischen Aufklärungsflugzeugen vom Typ AWACS beim Radar eingesetzt. Es soll elektrische Überschläge in den sog. Hohlleitern zur Antenne hin verhindern, in denen hohe Spannungen über 135 kV herrschen.

4.6.12.6 Methodenbeschreibung (2.F.8)

Die Emissionsangaben basieren auf Angaben zu Verbrauchsmengen zur Wartung der AWACS-Flotte der NATO. Da AWACS-Flugzeuge auch in den nächsten Jahren erhalten bleiben sollen, ist mit keiner Änderung der SF₆-Emissionen zu rechnen.

4.6.12.7 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.12.8 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)

Es sind derzeit keine Verbesserungen beabsichtigt.

4.6.12.9 Beschreibung der Quellgruppe: Autoreifen (2.F.8)

Weitere Emissionsquelle für SF₆ sind in Deutschland weiterhin Autoreifen, die aus Imagegründen - die verbesserte Druckkonstanz ist nicht praxisrelevant - mit SF₆ befüllt sind. Reifenhersteller verzichten aufgrund der Klimarelevanz von SF₆ inzwischen 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 SF₆-Gas zu befüllen.

4.6.12.10 Methodenbeschreibung (2.F.8)

Ermittelt werden die Emissionen anhand der Verbrauchsmengen, die über Gasehändler und Hersteller (SF₆) abgefragt wird. Die Emissionen folgen dem Verbrauch im Abstand von ca. 3 Jahren, wenn der Reifen demontiert wird.

4.6.12.11 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.12.12 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)

Es sind derzeit keine weiteren Verbesserungen beabsichtigt.

4.6.12.13 Beschreibung der Quellgruppe: Isolierglasfenster (2.F.8)

Bei Mehrscheiben-Isolierglas, das sich in den siebziger Jahren gegen Einfachverglasung bei Fenstern und Glasfassaden durchgesetzt hatte, wird SF₆ seit 1975 zur Erhöhung der Schalldämmung in den Scheibenzwischenraum gefüllt. Gegenwärtig stellen Emissionen aus Schallschutzfenstern die größte Emissionsquelle von SF₆ dar. Die durch SF₆ 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 SF₆, haben dazu geführt, dass der Einsatz von SF₆ in dieser Anwendung seit Mitte der 90er Jahre zurück geht.

4.6.12.14 Methodenbeschreibung (2.F.8)

Für die Emissionsermittlung wird zunächst der Gesamtverbrauch an SF₆ beim Gasehandel erhoben. Die Emissionen können zwar nicht diesem Verbrauch gleichgesetzt werden, folgen diesem aber verzögert. Die SF₆-Emissionen aus Schallschutzscheiben setzen sich aus drei unterschiedlichen Kategorien zusammen, deren quantitative Bedeutung sich im Zeitverlauf ändert: Befüllungsverluste von durchschnittlich 33 % des Einsatzes fallen ausschließlich im Fertigungsjahr an und sind direkt dem jährlichen SF₆-Verbrauch proportional. Bestandsemissionen sind die Gasverluste aus der befüllten Scheibe in Höhe von etwa 1 % jährlich während ihrer gesamten Lebensdauer, die im Durchschnitt 25 Jahre beträgt. Entsorgungsverluste fallen am Ende der Nutzungsphase der Scheiben an - 25 Jahre nach den Befüllungsemissionen.

Die Berechnung erfolgt nach dem oben genannten Schema, die sich mit der IPCC-Methode deckt, so dass von qualitativ guten Emissionsdaten ausgegangen werden kann.

4.6.12.15 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.12.16 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)

Es sind derzeit keine weiteren Verbesserungen beabsichtigt.

4.6.12.17 Beschreibung der Quellgruppe: Spurengas (2.F.8)

Als stabiles und auch in extrem geringer Konzentration gut nachweisbares Spurengas wird SF₆ für die Untersuchung bodennaher und atmosphärischer Luftströmungen und Gasausbreitungen eingesetzt.

4.6.12.18 Methodenbeschreibung (2.F.8)

Die Emissionen können den verwendeten Mengen gleichgesetzt werden. Die verwendeten Mengen werden anhand von Expertenschätzungen ermittelt und sind relativ ungenau. Die Abfrage erfolgt nur etwa alle fünf Jahre, da die Einsatzmengen nach Expertenmeinung nur minimal variiert.

4.6.12.19 Quellenspezifische Rekalkulation (2.F.8)

Es wurden keine Rekalkulationen vorgenommen.

4.6.12.20 Quellenspezifische, geplante Verbesserungen (2.F.8)

Es sind derzeit keine Verbesserungen beabsichtigt.

4.7 Andere Quellen (CRF Sektor 2)

5 LÖSEMITTEL UND ANDERE PRODUKTVERWENDUNG (CRF SEKTOR 3)

5.1 Beschreibung der Quellgruppe (3)

In dieser Quellgruppe werden die Emissionen aus der Anwendung chemischer Produkte zusammengefasst. Sie enthält gegenwärtig eine grobe Berechnung der Emissionen aus der Anwendung von N₂O zu Narkosezwecken sowie Angabe zur Freisetzung von Lösemitteln aus deren Anwendung in Industrie, Gewerbe und Haushalten.

5.2 Methodische Aspekte (3)

Die Berechnung der N₂O-Emissionen aus der Anwendung aus Narkosemitteln beruht auf einer Extrapolation der statistischen Anlagenerhebung im Jahr 1990. Damals wurde festgestellt, dass im Gebiet der ehemaligen DDR eine Anlage zur Produktion von N₂O für Narkosezwecke existiert hat. Die Anlage war zum damaligen Zeitpunkt noch nicht lange im Betrieb (Errichtung im Jahr 1988). Die Produktionskapazität betrug etwa 1200 t pro Jahr. Nach Recherche fand kein Export oder 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 eine N₂O-Emission von 6200 t für Deutschland in grober Näherung festgelegt. Dieser Wert wurde seither konstant fortgeschrieben.

5.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (3)

Die Angaben für die N₂O-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.

5.4 Quellenspezifische Rückrechnungen (3)

Eine Überarbeitung und Neuberechnung der Zeitreihe ist für den NIR 2004 vorgesehen.

5.5 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (3)

In diesem Jahr ist ein Forschungsvorhaben ausgeschrieben, welches, unter anderem, die Emissionen aus der stofflichen Freisetzung von N₂O bei den verschiedenen möglichen Anwendungen untersuchen wird. Es werden die jeweiligen Möglichkeiten (u.a. auch Sprengstoffherstellung) geprüft, methodische Festlegungen getroffen, Dokumentationen vorgenommen und die relevanten Neuberechnungen als Rekalkulation bzw. auch als Ergänzung des Inventars durchgeführt.

6 LANDWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 4)

Die deutschen Inventare der Distickstoffoxid- und Methanemissionen aus landwirtschaftlichen Quellen wurden erstellt unter Nutzung der jeweiligen Handbücher der United Nations Economic Commission for Europe (UN/ECE, zitiert als EMEP/CORINAIR 2000) und des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC, zitiert als IPCC 1996). Die Berechnungsmethoden und die Bereitstellung der Aktivitätsdaten sind in Dämmgen et al.

2002 ausführlich beschrieben. Die Tierzahlen sind der Agrarstatistik (Statistisches Bundesamt Fachserie 3, Reihe 4) entnommen, ohne Berücksichtigung der Stadtstaaten. Wegen fehlender statistischer Daten in anderen Bereichen ist eine Modellierung der Emissionsfaktoren für die Stadtstaaten nicht möglich.

6.1 Fermentation bei Verdauung (4.A)

6.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.A)

Deutschland berichtet über die Emissionen von Methan (CH₄) aus der Fermentation in Magen und Darm bei der Haltung von Milchkühen, anderen Rindern (Mutterkühen, Kälbern, Färsen, und weiblichen und männlichen Mastrindern), Schweinen, Schafen und Pferden.

6.1.2 Methodische Aspekte (4.A)

Die Emissionsberechnung basiert auf Methoden, die in EMEP/CORINAIR (2000) als einfachere Methoden beschrieben sind; sie sind von IPCC Tier 1 (1996) übernommen. Die Emissionsfaktoren spiegeln die Situation Deutschlands im Prinzip wider; benutzt werden die default values für Westeuropa aus EMEP (Kapitel B 1040). Die Aktivitätsdaten (Tierzahlen) wurden aus der Agrarstatistik (Statistisches Bundesamt Fachserie 3, Reihe 4, Einzelheiten siehe Dämmgen et al. 2002), entnommen.

6.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.A)

Die Unsicherheiten der Methan-Emissionsfaktoren liegen in der Größenordnung von 30 %, die der Tierzahlen pro Klasse bei 10 % (EMEP/CORINAIR 2000, Kapitel B 1040 6). Für die Neuen Länder wurden die Tierzahlen und ihre regionale Verteilung für die Jahre 1990 und 1991 mit dem Modell RAUMIS berechnet, das regionale Daten für landwirtschaftliche Produktionsprozesse und Produkte liefert. Da die Datenquellen mit den Jahren nicht variieren, wird die Zeitreihe als konsistent betrachtet.

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

Zukünftige QA/QC-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten voraus.

6.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.A)

Die Emissionen aus der Fermentation bei der Verdauung wurden für die gesamte Zeitreihe nach der gleichen Methode berechnet.

6.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.A)

Es ist geplant, die Fermentation bei der Verdauung ab 2003 nach Tier 2 zu berechnen.

6.2 Lagerung von Wirtschaftsdüngern (4.B)

6.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.B)

Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O) entstehen bei der Lagerung von Wirtschaftsdünger. Deutschland berichtet über CH₄- und N₂O-Emissionen von Milchkühen, anderen Rindern (Mutterkühen, Kälbern, Färsen, weiblichen und männlichen Mastrindern), Schweinen, Schafen und Pferden.

6.2.2 Methodische Aspekte (4.B)

Die Berechnung der CH₄-Emissionen basiert auf den Methoden, die in EMEP/CORINAIR (2000) als einfachere Methode beschrieben sind; die Methode entspricht der von IPCC (1996). Die Emissionsfaktoren spiegeln die Situation Deutschlands im Prinzip wider; benutzt werden die default values für Westeuropa aus EMEP/CORINAIR (Kapitel B 1040 4). Die Aktivitätsdaten (Tierzahlen) stammen aus jährlichen landwirtschaftlichen Statistiken (Statistisches Bundesamt Fachserie 3, Reihe 4).

Die Berechnungsverfahren für N₂O-Emissionen (einfachere Methoden) und die entsprechenden Standardwerte für Lagerungstypen wurden IPCC 2-4.33 sowie 4.10 ff entnommen. Es wird angenommen, dass die Emissionen von N-Verbindungen 20 % betragen. Die N-Beträge aus Exkrementen wurden nach dem einfacheren Verfahren geschätzt.

Die Aktivitätsdaten (Tierzahlen) stammen aus jährlichen landwirtschaftlichen Statistiken (Statistisches Bundesamt Fachserie 3, Reihe 4).

6.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.B)

Die Unsicherheiten sind in EMEP/CORINAIR (2000) dargestellt und gelten bis auf weiteres auch für Deutschland. Die Zeitreihe ist konsistent.

6.2.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.B)

Zukünftige QA/QC-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten voraus.

6.2.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.B)

Keine.

6.3 Landwirtschaftliche Böden (4.D)

6.3.1 Beschreibung der Quellgruppe (4.D)

Das Inventar enthält direkte N₂O-Emissionen aus der Stickstoff-Düngung mit mineralischen N-Düngern, Wirtschaftsdüngern sowie aus der biologischen N-Fixierung und Pflanzenrückständen im Boden. N₂O-Emissionen durch die Kultivierung von organischen Böden sind ebenfalls als eine direkte Emissionsquelle eingeschlossen. Indirekte N₂O-

Emissionen werden berechnet aus der atmosphärischen Deposition von Ammonium (NH₄), dem ausgewaschenen N und dem Abfluss von aufgebrachtem oder deponiertem N.

6.3.2 Methodische Aspekte (4.D)

Die Berechnungsmethoden und die Herkunft der Aktivitätsdaten sind im Detail in Dämmgen et al. 2002, Kapitel 4.1, 4.2 beschrieben.

6.3.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (4.D)

Die Unsicherheiten sind in EMEP/CORINAIR (2000) dargestellt und gelten bis auf weiteres auch für Deutschland. Die Zeitreihe ist konsistent.

6.3.4 Quellenspezifische Qualitätssicherung/-kontrolle und Verifizierung (4.D)

Zukünftige QA/QC-Verfahren setzen die weitere Entwicklung der Methoden und die bessere Auflösung der Aktivitätsdaten voraus.

6.3.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (4.D)

Keine.

6.3.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (4.D)

Zukünftige Berechnungen der indirekten Emissionen werden N-Massenfluss-rechenverfahren für die Tierhaltung nutzen und die Verwendung von default values vermeiden.

7 LANDNUTZUNGSÄNDERUNG UND FORSTWIRTSCHAFT (CRF SEKTOR 5)

Allgemein basieren nach dem allgemeinen Berichtsrahmen (CRF; 5A-E) die Berechnungen der Treibhausgasemissionen (THG) für Flächennutzungsänderungen und Forstwirtschaft (LUCF) auf der Verknüpfung von Emissionsfaktoren mit Aktivitätsdaten, die den Beitrag der menschlichen Aktivitäten, die zu Emissionen oder zu Festlegungen führen, charakterisieren. Fehlende oder ungenügende Aktivitätsdaten für Flächennutzung und Flächennutzungsänderungen (LULUC) sind die schwerwiegendsten Hindernisse bei der THG-Berichterstattung für die Landwirtschaft. Gegenwärtig werden Methoden erarbeitet, um sicher zu stellen, dass zukünftige Berichtsanforderungen durch Zusammenstellen schon existierender Datenreihen und Schließen von Datenlücken erfüllt werden können. Die folgenden Kapitel (5.B-5.D) zeigen die gegenwärtige Ausgangslage und schildern in großen Zügen die Datenlage für organischen Bodenkohlenstoff und Landnutzungsänderung.

7.1 Änderungen des Waldbestandes und sonstiger Biomassebestände (5.A)

Die Angaben beziehen sich auf Wald i.S. der folgenden Definition der Bundeswaldinventur:

„Wald i. S. der Bundeswaldinventur (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, Waldwiesen, Wildäusungsplätze, Holzlagerplätze, im Wald gelegene Leitungsschneisen, weitere mit dem Wald verbundene 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 5 Jahren erreicht hat und 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.“ (BML 1992)

Sonstige mit Gehölzen bestockte Flächen („Other wooded land“), die obiger Walddefinition nicht entsprechen, sind nicht berücksichtigt. Über Kohlenstoffvorräte in Holzprodukten wird nicht berichtet.

7.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (5.A)

Wälder sind je nach Vorratsentwicklung eine Nettosenke oder eine Quelle für CO₂. Die grünen Pflanzen nehmen bei der Photosynthese CO₂ aus der Atmosphäre auf und legen den Kohlenstoff in Form von organischen Verbindungen in ihrer Biomasse fest. Die Photosynthese der Pflanzen ist daher eine CO₂-Senke.

Bei der Atmung, beim Abbau abgestorbener Pflanzenteile durch Tiere, Pilze und Mikroorganismen und bei der Verbrennung von Biomasse wird wieder CO₂ frei; diese Vorgänge sind Quellen für CO₂. Der Kohlenstoff, der in dem bei der Holzernte dem Wald entzogenen Holz enthalten ist, wird über längere Zeiträume bei den verschiedenen Be- und Verarbeitungsstufen des Nutzholzes und zum Teil erst nach Jahrzehnten oder gar Jahrhunderten, am Ende der Nutzungsdauer der erzeugten Produkte als CO₂ in die Atmosphäre entlassen.

In der z.Z. gültigen vom IPCC empfohlenen Methode zur Ermittlung der Nettoquelle oder – Senke aus der Waldbewirtschaftung wird vereinfachend angenommen, dass geerntetes Holz im Jahr der Holzernte vollständig in CO₂ übergeht. Nach diesem methodischen Ansatz, der auch in Deutschland angewendet wird, kann daher die Quellen- oder Senkenwirkung des Waldes aus einem Vergleich zwischen Zuwachs und Holzernte ermittelt werden. Dadurch wird methodenbedingt die Senkenfunktion des Waldes unterschätzt, da ein Teil des geernteten Holzes in dauerhafte Produkte (z.B. Möbel) übergeht und somit nicht im gleichen Jahr als CO₂ emittiert wird.

Der Vergleich zwischen Zuwachs und Holzernte ergibt für Deutschland z.Z. eine Zunahme der im Wald gespeicherten Biomassevorräte. D.h. es wird mehr C in der Vegetation eingebunden als durch die Holzernte aus dem Wald entfernt (und freigesetzt) wird. Der deutsche Wald ist gegenwärtig eine Nettosenke für CO₂.

Bei der Waldbewirtschaftung fallen in bescheidenem Umfang auch Emissionen aus fossilen Energieträgern, wie z.B. aus dem Verbrauch von Treibstoffen für den Betrieb von Forstmaschinen an. Diese sind im Energiekapitel berücksichtigt.

Die in diesem Kapitel des Treibhausgasinventars benötigten Aktivitätsdaten sind die **Waldfläche**, der durchschnittliche jährliche **Biomassezuwachs** in t Trockenmasse je Hektar sowie die jährliche **Holzernte** in Kilotonnen ($Gg=10^9g$) Trockenmasse.

7.1.1.1 Aktivitätsdaten - Waldfläche

Die Angaben zur Waldfläche stammen aus der Bundeswaldinventur für die alten Bundesländer (BWI I) und dem Datenspeicher Waldfonds für die neuen Bundesländer und beziehen sich auf den Stand um 1990. Seither eingetretene Flächenänderungen durch Umwandlung von Wald in eine andere Nutzungsart und Erstaufforstung sind nicht berücksichtigt. Die Waldfläche Deutschlands beträgt 10,74 Mio. ha. Hiervon sind 10,4 Mio. ha Holzbodenfläche, das ist der Teil der Waldfläche, der mit Forstpflanzen bestockt ist und der Holzproduktion dient. Der Rest entfällt auf sog. „Nichtholzboden“, hierzu gehören z.B. Waldwege, Waldwiesen, Holzlagerplätze, Leitungsschneisen oder im Wald liegende Erholungseinrichtungen.

Die Holzbodenfläche wird weiter unterteilt in Wirtschaftswald und „unproduktive Waldfläche“. Letzteres sind Flächen, mit einem jährlichen Holzzuwachs von weniger als 1 m³/ha; dazu gehören z.B. Latschen- und Grünerlenfelder im Gebirge, Strauchflächen und sonstige gering bestockte oder wenig produktive Waldflächen. Bei der BWI I wurden in den alten Bundesländern rund 180.000 ha derartige Standorte gefunden; für die neuen Bundesländer liegen diese Angaben nicht vor.

Rund 80.000 ha entfielen auf Blößen, d.h. Flächen, die zum Aufnahmezeitpunkt vorübergehend unbestockt (z.B. abgeerntet oder durch Naturereignisse zerstört und noch nicht wieder aufgeforstet) waren. Die **produktive bestockte Waldfläche** betrug somit **10,144 Mio. ha** (siehe Abbildung 19 und Tabelle 39); hierauf beziehen sich die nachfolgend dargestellten Zuwachs- und Holzerntedaten.

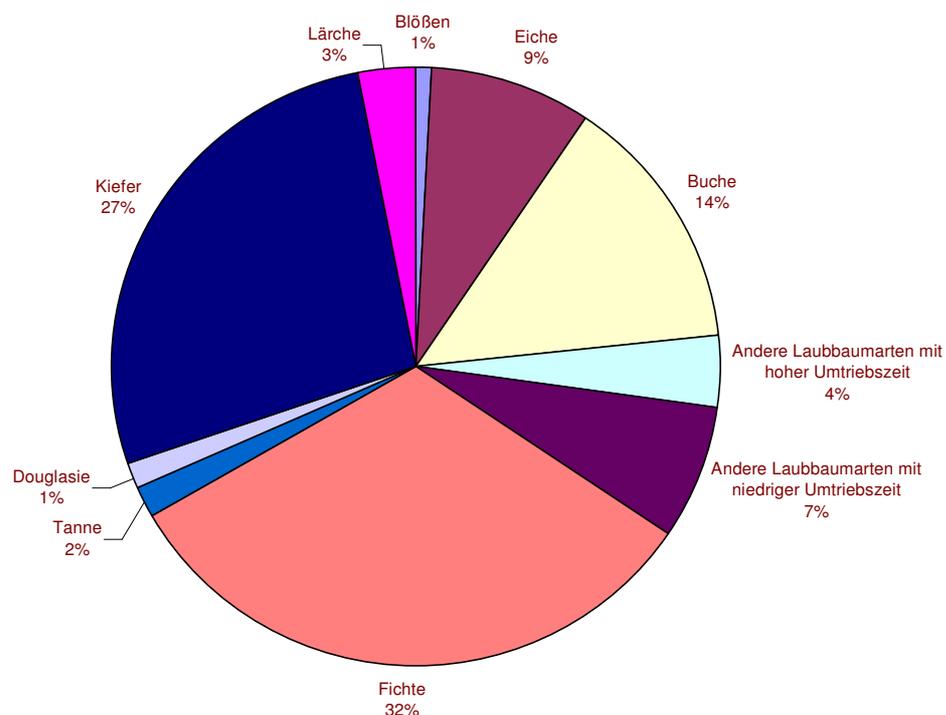


Abbildung 19: Artenanteil an der produktiven Waldfläche

Tabelle 39: Überblick über die Waldfläche 1990

Baumart	Fläche (ha)
Eiche ¹³	876.476
Buche ¹⁴	1.424.206
Andere Laubbaumarten mit hoher Umtriebszeit ¹⁵	397.860
Andere Laubbaumarten mit niedriger Umtriebszeit ¹⁶	744.835
Fichte ¹⁷	3.299.281
Tanne ¹⁸	160.277
Douglasie ¹⁹	133.683
Kiefer ²⁰	2.807.175
Lärche ²¹	300.088
Summe bestockte produktive Waldfläche	10.143.881
Blößen	81.604
Summe produktive Waldfläche	10.225.485
unproduktiver Wald	182.252
Nichtholzboden	332.908
Gesamtwaldfläche	10.740.645

Die genannten Flächen sind nicht mit Reinbeständen der genannten Baumarten gleichzusetzen, sondern entsprechen der Summe der auf die jeweilige Baumart entfallenden Fläche, wobei die Baumarten in verschiedenen Mischungsarten- und Mischungsformen vorkommen. Es war daher nicht möglich, die Fläche entsprechend der Vorgabe des Common Reporting Format in Nadelbaum- und Laubbaumbestände zu trennen. Stattdessen wurde die gesamte produktive bestockte Waldfläche in einer Zeile „Laub- und Nadelbäume“ zusammengefasst.

7.1.1.2 Aktivitätsdaten - Biomassezuwachs

Der Biomassezuwachs wurde auf **4,27 t Trockenmasse je ha und Jahr** geschätzt.

(Herleitung: siehe „Methoden“)

7.1.1.3 Aktivitätsdaten - Holzernte

Unter Holzernte wird hier jegliche Holzentnahme einschließlich Durchforstungen und Zwangsnutzungen verstanden. Die Holzerntedaten wurden aus der Einschlagsstatistik entnommen. Hieraus wurden Durchschnittswerte für jeweils 5 Jahre gebildet (1990-1994, 1995-1999); vom jüngsten zu betrachtenden Zeitabschnitt 2000-2004 liegen bis jetzt erst die Daten 2000 bis 2001 vor. Der gegenüber den Zeiträumen 1990-94 und 1995-99 erhöhte Wert für 2000 bis 2001 ist eine Folge des schweren Orkans „Lothar“, der den Südwesten

¹³ Alle Eichenarten inkl. Roteiche

¹⁴ *Fagus sylvatica*

¹⁵ Hainbuche, Esche, Bergahorn, Spitzahorn, Feldahorn, Linden, Ulmen, Kirsche, Robinie, Esskastanie, Elsbeere (*Carpinus betulus*, *Fraxinus excelsior*, *Acer platanoides*, *A. pseudoplatanus*, *A. campestre*, *Tilia spec.*, *Ulmus spec.*, *Prunus avium*, *Robinia pseudacacia*, *Castanea sativa*, *Sorbus torminalis*)

¹⁶ Birke, Erle, Pappel, Balsampappel, Weide, Vogelbeere (*Betula spec.*, *Alnus*, *Populus*, *Salix*, *Sorbus aucuparia*) u.a. andere nicht im Baumartenkatalog erwähnte Laubbäume

¹⁷ Alle Picea-Arten und alle anderen nicht gesondert aufgeführten Nadelbaumarten

¹⁸ alle Tannenarten (*Abies spec.*)

¹⁹ *Pseudotsuga menziesii*

²⁰ alle Kiefernarten (*Pinus spec.*)

²¹ alle Lärchenarten (*Larix spec.*)

Deutschlands am 26. Dezember 1999 heimsuchte. Die vom Sturm geworfenen und beschädigten Bäume wurden v.a. im Jahr 2000 aufgearbeitet und sind daher in die Einschlagsstatistik dieses Jahres eingegangen.

Tabelle 40: Holzernte in Trockenmasse

	kt TM p. Jahr / kt dm p. year
1990 - 1994	24 919,88
1995 - 1999	25 077,43
2000 - 2001	30 371,11

7.1.1.4 Emissionsfaktoren - Zusammenstellung

Kohlenstoffbindung durch Biomassezuwachs: **2,13 t C/ha*Jahr**

Kohlenstofffreisetzung durch Holzernte: **0,5 t C/t Trockenmasse**

7.1.2 Methodische Aspekte (5.A)

Darstellung der angewendeten Berechnungsmethoden zur Emissionsdatenermittlung - Abweichungen von der IPCC-Methodologie, Erläuterungen und Begründungen zu evtl. Abweichungen von der IPCC-Methodologie (z.B. länderspezifische Methoden – default IPCC)

Die Berechnung erfolgte entsprechend der IPCC-Methode aus dem Vergleich von Holzzuwachs und Holzernte. Entsprechend der IPCC-default-Methode wurde angenommen, dass der im geernteten Holz enthaltene Kohlenstoff im Jahr der Holzernte vollständig als CO₂ freigesetzt wird.

Alle Angaben beziehen sich auf die **oberirdische holzige Biomasse**. Wurzeln und Stöcke wurden weder beim Zuwachs noch bei der Holzernte berücksichtigt. Blätter, Nadeln und Bodenvegetation sind nicht berücksichtigt.

Die Schätzung des Zuwachses erfolgte mit in Deutschland gebräuchlichen Ertragstafeln. Für die erforderlichen Umrechnungen von Holzvolumen- in Masseinheiten und in Gesamtbiomasse wurden baumartenspezifische Expansions- und Umrechnungsfaktoren herangezogen, die von verschiedenen Autoren für die Anwendung in Mitteleuropa veröffentlicht wurden. Für den Kohlenstoffgehalt der Gesamtbiomasse wurde auf den IPCC-Schätzwert 0,5 zurückgegriffen.

7.1.2.1 Herleitung des Zuwachses

Im „Common Reporting Format“ wird die Angabe des Zuwachses in t Trockenmasse je ha verlangt. Diese Zahl ist aus anderen Daten über mehrere Umrechnungsschritte hergeleitet worden, wie im Folgenden beschrieben.

1. Schritt: Ermittlung des Zuwachses in Vfm_D (Vorratsfestmeter Derbholz)

In der Forstwirtschaft wird der Zuwachs üblicherweise in Vorratsfestmeter je Hektar angegeben, in Deutschland als Vorratsfestmeter Derbholz mit Rinde. Derbholz sind Stamm- und Astholz von 7cm Durchmesser und dicker. Dünneres Holz wird als Reisig bezeichnet.

Der **Zuwachs** wurde nach Baumarten getrennt unter Berücksichtigung der bei der Bundeswaldinventur gemessenen Parameter und der Altersklassenverteilung im Stichjahr 1990 mit Hilfe von Ertragstafeln geschätzt (siehe Tabelle 41)

Tabelle 41: Laufender Zuwachs ($V_{fm,D}/ha \cdot \text{Jahr}$)

Baumart	Zuwachs	Ertragstafel	Länder
Eiche	6,1	Erteld 1961 JÜTTNER 1955	BB, MV, SN, ST, TH BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH
Buche	8,9	SCHOBBER 1967, mäßige Durchforstung DITTMAR, KNAPP, LEMBCKE 1983, mittlere Stammzahlhaltung	BW, BY, HE, NI, SW, RP, SL, SH BB, MV, SN, ST, TH
Andere Laubbaumarten mit hoher Umtriebszeit	4,6	WIMMENAUER 1919	alle
Andere Laubbaumarten mit niedriger Umtriebszeit	4,0	SCHWAPPACH 1903/29	BW, BY, BB, HE, NI, NW, RP, SL, ST, SH
Fichte	11,4	MITSCHERLICH 1945 WENK, GEROLD, RÖMISCH 1984 WIEDEMANN 1936/42	MV, SN, TH BB, MV, SN, ST, TH BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH
Tanne	8,3	HAUSSER 1956	alle
Douglasie	8,9	BERGEL 1985	BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH
Kiefer	6,9	SCHOBBER 1956 WIEDEMANN 1943 DITTMAR, KNAPP, LEMBCKE 1975	BB, MV, ST, TH BW, BY, HE, NI, NW, RP, SL, SH BB, MV, SN, ST, TH
Lärche	8,4	SCHOBBER 1946	Alle

2. Schritt: Hochrechnung des Derbholzzuwachses in Zuwachs des oberirdischen Holzvolumens (Baumholzzuwachs)

Der Zuwachs an oberirdischem Holzvolumen (Baumholzzuwachs) wurde aus dem Derbholzzuwachs mit Expansionsfaktoren hergeleitet. Sie wurden aus dem von BURSCHEL et al. 1993 publizierten durchschnittlichen Expansionsfaktor von 1,45 abgeleitet, indem Wurzelanteile von 21,2% für Laubbäume und 31,4% für Nadelbäume abgezogen wurden. Wurzelbiomasse sowie Blätter und Nadeln wurden nicht berücksichtigt.

Tabelle 42: Expansionsfaktoren für die Umrechnung Derbholz in Baumholzvolumen

Baumart	Expansionsfaktor (m ³ /VfmD)
Nadelbäume	1,14
Laubbäume	1,24

3. Schritt: Umrechnung des Holzvolumens (m³) in Trockenmasse (t)

Hierzu wurde die **Raumdichte** der wichtigsten Holzarten herangezogen. Die Raumdichte gibt die Trockenmasse bezogen auf das Frischvolumen an. Da Holzerntedaten nur für die vier Holzartengruppen Eiche, Buche (inkl. anderes Laubholz), Fichte (inkl. Tanne und anderes Nadelholz) sowie Kiefer/Lärche vorliegen, mussten die anderen Baumarten für die Berechnungen diesen Holzartengruppen zugeordnet werden, aus Gründen der Vergleichbarkeit auch beim Zuwachs.

Folgende Raumdichten liegen der Umrechnung zugrunde:

Tabelle 43: Raumdichte (t Trockenmasse/m³ Frischvolumen)

Eiche/ Oak	Buche inkl. andere Laubhölzer / Beech including other hardwood	Fichte inkl. Tanne, Douglasie, andere Nadelhölzer / Spruce including other softwood	Kiefer inkl. Lärche /Pine including Larch
0,56	0,55	0,37	0,43

nach KNIGGE und SCHULZ, 1966

4. Schritt: Umrechnung von Trockenmasse in t Kohlenstoff

Es wird ein Kohlenstoffgehalt von 0,5 t Kohlenstoff/t Trockenmasse unterstellt.

5. Schritt: Kohlenstoffeinbindung in D: Summe und Hektarwert:

Für jede Baumart bzw. Baumartengruppe erfolgte die Berechnung nach folgender Formel

$$\text{Fläche (ha)} \cdot \text{Zuwachs (VfmD/ha)} \cdot \text{Expansionsfaktor (m}^3/\text{VfmD)} \cdot \text{Raumdichte (tTM/ m}^3) \cdot 0,5(\text{tC/tTM})$$

In der Summe über alle Baumarten ergibt sich ein jährlicher Zuwachs von 43.295.560 t Trockenmasse. Geteilt durch die bestockte produktive Waldfläche ergibt dies **4,27 t** Trockenmasse je ha und Jahr.

Damit ergibt sich eine Kohlenstoffaufnahme von **21.647,78 Gg C pro Jahr** für Deutschland oder 2,13 tC/ha*a.

Dem steht die Freisetzung durch die Holzernte gegenüber.

7.1.2.2 Holzernte

Die Holzerntedaten gegliedert nach Holzartengruppen wurden der Einschlagsstatistik entnommen.

Tabelle 44: Holzernte nach Holzerntengruppen

Holzartengruppen	1990 - 1994		1995 – 1999		2000 - 2001	
	m ³ p. Jahr	Biomasse t TM	m ³ p. Jahr	Biomasse t TM	m ³ p. Jahr	Biomasse t TM
Eichen	1.086.200	1.139.682	1.336.200	1.401.991	1.748.000	1.834.067
Buche u.a. Laubhölzer	6.161.000	5.653.515	7.452.600	6.838.725	8.852.000	8.122.856
Fichte u.a. Nadelhölzer	25.930.400	13.937.702	21.048.800	11.313.821	27.037.500	14.532.773
Kiefer/Lärche	6.380.600	4.188.978	8.412.400	5.522.890	8.958.500	5.881.415
Summe	39.558.200	24.919.876	38.250.000	25.077.428	46.596.000	30.371.111

Nicht nur Reisig bleibt als Schlagraum im Wald zurück, sondern auch unverwertbares Derbholz. Um dem Rechnung zu tragen, wurde das der Einschlagstatistik entnommene Erntemaß in stehenden Vorrat umgerechnet. Die übrigen Expansions- und Umrechnungsfaktoren sind die gleichen, wie beim Zuwachs beschrieben. Die unter „Biomasse“ aufgeführten Werte, die in das Feld „Total biomass removed in Commercial Harvest“ des CRF übernommen wurden, schließen daher den im Wald zurückgelassenen Schlagraum mit ein.

7.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.A)

Die Unsicherheiten der Volumen- und Flächenangaben aus der Bundeswaldinventur I (Stichjahr 1987) sind geringfügig. Der Stichprobenfehler für Volumenangaben der Baumartengruppen bewegt sich zwischen 1 und 3 %. Der Flächenfehler liegt bei ca. 1 %. Damit sind die Unsicherheiten zur Vorratsabschätzung als vernachlässigbar einzustufen. Für die Zuwachsschätzungen können keine Genauigkeitsangaben gemacht werden, da diese wie oben beschrieben aus Ertragstafelschätzungen hergeleitet wurden.

Für das Gebiet der neuen Länder können keine Genauigkeitsangaben gemacht werden, da diese Angaben nicht aus Stichprobenverfahren hergeleitet wurden. Für die weiteren Umrechnungsschritte kann kein Fehlerrahmen angegeben werden, weil keine Angaben zum Fehler der benutzten Umrechnungs- und Expansionsfaktoren vorliegen.

7.1.4 Quellenspezifische QA/QC und Überprüfung (5.A)

Für die Bundeswaldinventur I (Stichjahr 1987) wurde QA/QC angewendet. Mindestens 5 % der Waldtrakte wurden von Kontrollpersonal geprüft (BML 1986). Alle Berechnungen der BWI wurden durch Länder und Experten geprüft. Ein Qualitätssicherungsverfahren für die weiteren Berechnungsschritte zur Ableitung der Kohlenstoffspeicherung wurde noch nicht entwickelt.

In letzter Zeit wurden von UN-ECE/FAO (2000) (TBFRA 2000) und von DIETER und ELSASSER (2002) Schätzungen über die Kohlenstoffspeicherung in den deutschen Wäldern

vorgelegt. Beide Schätzungen liegen erheblich über den im Treibhausgasinventar angegebenen Werten. Bei TBFRA 2000 ist dies vor allem auf die Verwendung des IPCC-Schätzwertes 1995 für die Holzdichte von 0,5 t/m³ zurückzuführen. Dieser Wert ist im Lichte des hohen Nadelholzanteils, insbesondere der Fichte, an Zuwachs und Holzernte zu hoch. Außerdem wurde die Wurzelbiomasse mit einbezogen. In der Arbeit von DIETER und ELSASSER werden zusätzliche Kompartimente wie z.B. Blätter und Nadeln, die Baum- und Strauchunterschicht sowie die Wurzelbiomasse in die Schätzung mit einbezogen. Für die Berechnungen wurden etwas höhere Expansionsfaktoren und auch höhere Werte für die Holzdichte unterstellt.

Keine der genannten Arbeiten eignet sich für eine vollständig unabhängige Überprüfung, denn sie beruhen auf denselben von der BWI I abgeleiteten Zuwachsschätzungen wie die im Treibhausgasinventar verwendeten Daten. Eine Überprüfung und Weiterentwicklung der Schätz- und Berechnungsmethoden ist nach Vorliegen der Ergebnisse der 2. Bundeswaldinventur (BWI II) vorgesehen.

7.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (5.A)

Die Umrechnung von C in CO₂ erfolgte bis zum Treibhausgasinventar 2000 mit dem gerundeten Faktor 3,67. Mit dem diesjährigen Inventar wurde erstmals der nicht gerundete Umrechnungsfaktor 44/12 (=3,66666666...) angewandt. Hieraus ergibt sich für die Jahre 1990–1999 eine leichte Abweichung gegenüber den früher vorgelegten Inventaren. Die Angaben für 2000 und 2001 entsprechen dem Durchschnitt 2000 bis 2001.

7.1.6 Quellenspezifische Probleme (5.A)

Schwierigkeiten/Probleme bei der Inventarerstellung

Der Zuwachs wurde aus Ertragstafeln geschätzt, weil bisher nur eine Waldinventur auf Stichprobenbasis erfolgt ist.

Die **Waldfläche** und die **Baumartenanteile** beziehen sich dabei auf das Jahr 1990. Seither erfolgte Abgänge (Umwandlung in eine andere Nutzungsart), Zugänge durch Aufforstung und natürliche Sukzession sowie Verschiebungen in der Baumartenzusammensetzung sind nicht berücksichtigt, da hierüber keine bundesweit aggregierten Daten vorliegen.

Die **Holzerntedaten** stammen aus heterogenen Quellen und sind mit unterschiedlichen Mess- und Schätzmethoden hergeleitet worden: Bei qualitativ hochwertigem Stammholz wird i.d.R. das Volumen am einzelnen Stamm gemessen. Bei Industrieholz kommen auch Stichprobenverfahren (z.B. Mantelvermessung) und Werkseingangsvermessung nach Gewicht (atro und lutro) vor. Schichtholz (Brennholz und Industrieholz in kurzer Form) wird in Raummeter gemessen. Holzerntemengen im Privatwald werden z.T. geschätzt. Für Zwecke der Statistik wurden alle in anderen Maßeinheiten gemessenen oder geschätzten Werte in Kubikmeter umgerechnet. Unsicherheit besteht hinsichtlich der Holzmengen, die von Privatwaldbesitzern für den Eigenbedarf genutzt werden.

7.1.7 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (5.A)

Eine wesentliche Verbesserung der Datengrundlage wird von der zur Zeit laufenden zweiten Bundeswaldinventur (BWI II) (Stichjahr 2002) erwartet. Die Ergebnisse werden voraussichtlich 2004 vorliegen. Für ganz D liegen dann aktuelle und zuverlässige Daten über den Wald vor.

Für die *alten* Bundesländer werden folgende Angaben aufgrund von Messungen auf einem systematischen Stichprobennetz vorliegen: die Waldflächenveränderung und die Vorratsveränderung zwischen 1987 und 2002, Zuwachs- und Holzerntedaten. Für die *neuen* Bundesländer, die der Bundesrepublik Deutschland 1990 beigetreten sind, stellt die BWI II die Erstinventur nach diesem Verfahren dar. Dort können Zuwachs und Vorratsveränderung bis zur nächsten Inventur weiterhin nur aufgrund der bei der BWI II ermittelten Waldstruktur geschätzt werden. Von der BWI II werden jedoch wichtige Erkenntnisse für eine Verbesserung der Schätzung erwartet.

7.2 Wald- und Grünlandumwandlung (5.B)

7.2.1 Quellgruppenbeschreibung (5.B)

Diese Kategorie umfasst eigentlich die Umwandlung vorhandener Wald- und natürlicher Grasflächen in andere Flächennutzung. CO₂, CH₄, CO, N₂O, NO_x und NMVOCs werden bei der Verbrennung und dem Zerfall von Biomasse emittiert. Da es in Deutschland keine natürlichen Grasflächen gibt, müssen hier die Umwandlungen von Waldflächen in landwirtschaftlich genutzte Flächen, das bedeutet in bewirtschaftete Weiden oder Ackerland, und die entgegengesetzten Umwandlungen betrachtet werden. Das Abbrennen als Methode zur Umwandlung ist unüblich und durch Bundesgesetz verboten. Die Umwandlung von Wald- und landwirtschaftlicher Nutzfläche in Siedlungs-, Infrastruktur- und andere Nutzungsformen ist ebenfalls zu betrachten.

7.2.2 Methodische Aspekte (5.B)

Das Hauptproblem ist die Zusammenstellung geeigneter Aktivitätsdaten, die die Qualitätsanforderungen für diese Aufgabe erfüllen. Zur Zeit sind keine gültigen Schätzungen für diese Kategorie verfügbar.

7.2.2.1 Aktivitätsdaten über Flächennutzung und Flächennutzungsänderung (5.B)

Flächennutzung und deren Änderungen werden in Deutschland je nach Verwendungszweck bislang mit unterschiedlichen Methoden und nicht mit dem Blick auf die Erfassung klimarelevanter Parameter erhoben. Die dabei erzielten Daten unterschiedlicher Erhebungen weichen notwendigerweise voneinander ab und sind nur eingeschränkt miteinander vergleichbar.

Die umfassendste Erhebung zur Flächennutzung ist die Katastererhebung (Flächenerhebung), d.h. die Zusammenführung der Flächennutzungs-Eintragungen in den Katastern (siehe Tab. 45). Die Nutzung wird von den Ämtern allerdings nicht vor Ort überprüft, so dass die tatsächliche Nutzung von der eingetragenen Nutzung einer Fläche abweichen kann. Darüber hinaus sind die Kataster nicht immer auf dem neuesten Stand

sondern hinken der tatsächlichen Flächenänderung teilweise hinterher. Die Erhebung erfolgt grundsätzlich alle vier Jahre. Für eine Verwendung im Rahmen der Berichterstattung gemäß IPCC sind die Daten nur bedingt geeignet.

Tabelle 45: Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung (Flächen in 1000 ha)

Jahr	Gebäude und Freifläche	Erholungsfläche	Verkehrsfläche	Landwirtschaftsfläche	Waldfläche	Wasserfläche	andere	Bodenfläche insgesamt
1993	2066	231	1633	19543	10433	780	1012	35697
1997	2194	237	1678	19314	10491	794	994	35703
2001	2308	266	1712	19103	10531	808	975	35703

7.2.2.2 Aktivitätsdaten für Acker- und Grünland

Daten zur landwirtschaftlichen Fläche finden sich in der Bodennutzungshaupterhebung, die die landwirtschaftlich genutzten Flächen (LF) jährlich differenziert nach Nutzungs- und Kulturarten erfasst. Die Erhebung wird alle vier Jahre allgemein und in den Zwischenjahren repräsentativ durchgeführt. Sie erstreckt sich auf alle landwirtschaftlichen Betriebe ab 2 ha Landfläche (LF) sowie Betriebe mit weniger als 2 ha LF, wenn bestimmte Mindestgrenzen an Spezialkulturen oder Tierbeständen erreicht oder überschritten werden. Der Genauigkeitsgrad dieser Statistik ist sehr hoch. Dabei ist der Umfang der unterhalb der Erfassungsgrenze liegenden LF relativ unbedeutend und für die Beobachtung von Flächenveränderungen zu vernachlässigen. Da die Flächen des Betriebes dem Betriebssitz zugeordnet werden, kann es allerdings bei tiefer regionaler Gliederung (Gemeinden, Kreise) hinsichtlich der räumlichen Verteilung zu Unschärfen kommen.

Die Ergebnisse der Bodennutzungshaupterhebung sind Grundlage der laufenden Produktionsstatistiken und dienen bisher in erster Linie der Beurteilung der Versorgungslage und der Einkommensentwicklung in der Landwirtschaft, zur Erfüllung von Berichtspflichten gegenüber der EU und für Beratungs- und Prognosezwecke im Agrarbereich.

7.2.2.3 Waldaktivitätsdaten

Die Informationen zur Waldfläche stammen aus der Bundeswaldinventur und dem Datenspeicher Waldfond und sind bereits im Kapitel 5A beschrieben (im einzelnen siehe 7.1).

Daten über die Umwandlung von Wald in andere Nutzungsarten sind nicht vollständig verfügbar. In Deutschland nimmt die Waldfläche zu, d.h. Umwandlungen von Wald in eine andere Nutzungsart werden flächenmäßig überkompensiert. Flächennutzungsänderungen von Wald in andere Nutzungsarten betreffen jährlich nur 0,02-0,03% der Gesamtwaldfläche. Hierbei anfallendes Holz von auf diesen Flächen dürfte zumindest teilweise in die Holzerntestatistik eingehen und daher schon in CRF 5 A (siehe Kapitel 7.1) enthalten sein.

Bei der Berechnung von C-Emissionen aus Flächennutzungsänderungen müssen hierdurch bedingte Doppelzählungen vermieden werden.

7.3 Aufgaben von bewirtschafteten Flächen (5.C)

7.3.1 Quellgruppenbeschreibung (5.C)

Diese Gruppe umfasst die Festlegungen von CO₂ durch die Umwandlung ehemals bewirtschafteter Flächen (d.h. Äcker oder Weiden) in aufgegebene Flächen. Die im CRF genannten Gruppen 5C1-5C5 werden nach der Art der Biomasse, die auf den aufgegebenen Flächen nachwächst unterschieden. In Deutschland kommt nur die Gruppe 5C2 „*Temperate Forests*“ = Wälder gemäßigter Breiten in Frage, da dies der Vegetationstyp ist, der sich unter den gegebenen klimatischen Bedingungen natürlicherweise einstellt.

7.3.2 Methodische Aspekte (5.C)

Das Hauptproblem ist die Zusammenstellung der Aktivitätsdaten, die den Qualitätsanforderungen für diese Aufgabe genügen. Für diese Quellgruppe sind zur Zeit keine gültigen Schätzungen verfügbar.

7.4 CO₂ Emissionen und Festlegungen im Boden (5.D)

Emissionen und Festlegungen von CO₂ im Boden verbunden mit Flächennutzung und -bewirtschaftung schließt CO₂ Emissionen durch Kalkung landwirtschaftlicher Böden mit ein.

7.4.1 Quellgruppenbeschreibung (5.D)

Böden sind das Endprodukt einer sehr langen physikalischen, chemischen und biologischen Entwicklung im Übergangsbereich von Litho- zu Atmosphäre. Böden sind gekennzeichnet durch die Tatsache, dass sie organisches Material (durch biologische Prozesse gebildete und modifizierte C- und N-haltige Stoffe) enthalten. Die Freisetzung oder Festlegung von CO₂ in Böden wird im wesentlichen von Änderungen dieses im Boden gespeicherten organischen Kohlenstoffs (Corg) bestimmt. Eine Freisetzung von CO₂ erfolgt auch aus anorganischen Quellen, wie den natürlich vorkommenden Karbonaten oder zugeführtem Kalk (Kalkung). Gemäß CRF sind nur die Emissionen aus der Kalkung zu berichten. Änderungen im C-Vorrat der Böden finden hauptsächlich in den obersten Bodenschichten (Bearbeitungshorizont, Durchwurzelungsraum) statt. Sie sind das Ergebnis der Einstellung eines Fließgleichgewichtes zwischen der Zufuhr von organischem Kohlenstoff durch Photosynthese in den Pflanzen und biologischen Abbauprozessen im Boden. Die gezielte Beeinflussung des Pflanzenwachstums ist der Kernbereich landwirtschaftlicher Aktivitäten. Dabei ist die kleinste landwirtschaftliche Einheit, für die ein einheitliches Management unterstellt werden kann, der Schlag.

Nicht sichergestellt ist aber, dass ein Schlag nur eine einheitliche Bodenart umfasst. Bestimmende Größen für den C-Gehalt sind die sogenannten „*Managementfaktoren*“, wie angebaute Pflanzenart, Art der Bodenbearbeitung, Menge und Art der Nährstoffzufuhr (Düngung) zu den Pflanzen und das Klima. Diese Informationen werden derzeit in Deutschland nicht alle flächendeckend und nach Bodenarten differenziert erfasst. Gemäß CRF sind die Netto Kohlenstoffflüsse auf Basis einer gleitenden 20 Jahresdifferenz zu ermitteln. Diese Daten aufgegliedert nach Bodentypen sind nicht verfügbar.

Die Kalkung von Böden ist eine Maßnahme, die zur Vermeidung von Bodenversauerung durch pflanzliche Aktivität und atmosphärische Einträge durchgeführt wird. Für die Kalkung sind Daten aus der Düngemittelstatistik über Inlandsverkäufe von Mineraldüngern, die Kalk und andere Nährstoffe enthalten, verfügbar. Sie werden angegeben in t der Nährstoffe oder in t der Oxide (z. B. CaO) mit folgenden Unterscheidungen:

- Düngertyp
- für Kalk: Nutzung für Land- oder Forstwirtschaft
- Bundesstaaten.

Die Daten werden jedes Vierteljahr und pro Wirtschaftsjahr (Juli/Juni) als amtliche Statistik mit Auskunftspflicht erhoben. Jährliche Daten können von den aufsummierten vierteljährlichen Daten abweichen, weil Abschlussmeldungen der meldepflichtigen Unternehmen bei der Aufbereitung für das Wirtschaftsjahr berücksichtigt werden, die von den bereits gemeldeten Vierteljahresangaben abweichen können.

7.4.2 Methodische Fragen (5.D)

Um über Emissionen und Festlegungen von CO₂ in Böden infolge von LULUCF zu berichten, müssen sowohl Änderungen des C-Gehaltes in Wald- als auch in landwirtschaftlichen Böden berechnet werden. Da nicht genügend direkte CO₂ Flussmessungen verfügbar sind, ist der C-Bilanz Ansatz derzeit die einzige vernünftige Wahl. Aktivitätsdaten müssen für diesen Zweck weiter untergliedert werden in Bodenkategorien oder -typen und müssen noch weiter nach den Bewirtschaftungsarten unterteilt werden. Um eine Änderung des Vorrats zu beschreiben, sind zwei Serien von Aktivitätsdaten zu verschiedenen Zeitpunkten Voraussetzung. Das Ausmaß der Kohlenstoffvorratsänderung in den Böden Deutschlands ist in der Vergangenheit ausschließlich Gegenstand wissenschaftlichen Interesses im Sinne eines Erkenntnisgewinns über den Ablauf globaler Stoffkreisläufe, oder Fragen der Gestaltung landwirtschaftlicher Bewirtschaftung, gewesen. Hierzu sind Bodendauerversuche angelegt worden, die exemplarisch, durch Beobachtung der Änderungen im Boden am jeweiligen Standort, Ergebnisse lieferten, die dann auch auf andere Böden übertragen wurden. Der Gedanke eines C-Inventars in den landwirtschaftlichen Böden, über dessen Veränderung vollständig, richtig, nachprüfbar, regelmäßig und jährlich zu berichten ist, ist neu. Derzeit sind die Voraussetzungen zur Berichterstattung gemäß CRF nicht vollständig erfüllt, da geeignete Aktivitätsdaten fehlen. Da Bodenkohlenstoffvorräte in der Vergangenheit nicht von Bedeutung für die Agrar- und Wirtschaftspolitik waren, sind sie auch nicht in der offiziellen Bundesstatistik enthalten. Die Bodenzustandserhebung im Wald von 1996 erfasst Bodenkohlenstoffvorräte, aber nicht ihre Änderungen.

7.4.3 genutzte Daten für die vorläufige C-Vorratsschätzung

Die Aufgabe, Daten der räumlichen Verteilung und der Verfügbarkeit der Böden und Mineralien zu erheben und diese Informationen für die Allgemeinheit aufzubereiten, obliegt der BGR. Die räumliche Verteilung der Bodengesellschaften in Deutschland wird als digitale Bodenkarte 1: 1 000 000 (BUEK 1000) zur Verfügung gestellt. Die Bodenkarten beruhen auf der proportionalen Zuordnung von diskreten (an Einzelpunkten in der Landschaft gewonnenen) Profillinformationen zu Flächeneinheiten (Polygonen) der Karte. Die Profile liefern quantitative Informationen zu einer Vielzahl gemessener Kenngrößen. Dazu gehört

auch die nach Tiefen gegliederte Information über C-Gehalte, Bodendichte und Skelettanteil. Da Böden aber im Kontext von Bodenkarten als statische Elemente betrachtet werden, enthalten Bodenkarten Informationen, deren Zuordnung zu einem bestimmten Beobachtungszeitpunkt niemals angestrebt war. Entsprechend setzt sich die Information aus Profiluntersuchungen zusammen, die zeitlich beliebig weit auseinanderliegen können.

Im Sinne der zu leistenden Berichterstattung sind Bodenkarten daher ein unverzichtbares Arbeitsmittel, liefern aber ‚per se‘ nicht die erforderliche Information.

7.4.4 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (5.D)

Derzeit sind keine qualifizierten Berechnungen von CO₂ Emissionen und Festlegungen aus Böden in dem fragten Zeitraum von 1990-2001 gemäß CRF vorhanden. Vorläufigen C-Vorratsschätzungen für die Landwirtschaft liegen die Bodenkarten 1: 1 000 000 (BUEK 1000) zu Grunde. Die Daten für die Forstwirtschaft in Tabelle 46 bis Tabelle 49 stammen aus derselben Datenquelle und sind nur der Vollständigkeit halber beigelegt. Die Anteile von Acker-, Weide- und Forstflächen in Prozent sind der Datenbank „CORINE Landcover“ entnommen; sie weichen leicht von den Flächennutzungsdaten in Tabelle 45 ab. Genauere Daten für die vorläufige C-Vorratsschätzung für die Forstwirtschaft basieren auf der Bodenzustandserhebung im Wald (1987-1993). Eine Synthese wird in Zukunft erarbeitet werden.

7.4.4.1 Landwirtschaft

Im Folgenden wird ein Ansatz zur Schätzung des derzeitigen C-Vorrats in deutschen Böden aufgrund der Bodenkarte 1:1.000.000 (BUEK 1000) vorgestellt. Die von der BGR erarbeitete BUEK 1000 bildet die bodenräumliche Gliederung Deutschlands in 71 Legendeneinheiten (Leitbodenassoziationen) ab. Obwohl der Maßstab der Karte zu grob für eine hinreichend detaillierte Erfassung ist, kann auf der Basis dieser Karte und zahlreicher Annahmen eine grobe C-Vorratsabschätzung vorgenommen werden. Die zur BÜK 1000 gehörende Metadatenbank weist für alle relevanten Legendeneinheiten Referenz-Bodenprofile, z.T. gegliedert nach Nutzungsarten aus. Die Bodenprofildaten umfassen alle bis in 2 m Tiefe auftretenden Horizonte, sowie deren vertikale Ausdehnung. Für alle Horizonte liegen gemäß Kartieranleitung 4 (KA 4) klassifizierte Angaben zu Skelettgehalt, Trockenrohddichte und Humusgehalt vor. Für jede Legendeneinheit ist die Fläche (Polygonflächensumme) in km² sowie der aus dem Landnutzungsmodell CORINE Land Cover, gemäß BGR-Gliederung gewonnene Anteil an Acker-, Grünland- und Waldflächen in Prozent vorhanden.

Ausgehend von diesen Daten wurde unter Annahme, dass das Referenz-Bodenprofil repräsentativ für die gesamte Legendeneinheit ist, eine Berechnung der C-Gehalte vorgenommen. Für bestimmte Nutzungsarten (Acker/Grünland) wurden jeweils fehlende Bodenprofildaten (Humusgehalte) unter Annahme eines Verhältnisses von 1:1,5 zwischen Acker- und Grünland gehalten ergänzt. Die Humusgehaltsbereiche gemäß K4 wurden auf die jeweiligen Klassenmitten, Gehalte größer 300 auf 350 mg g⁻¹, festgelegt. Diese Werte wurden mit der Beziehung Humusgehalt x 0,58 = organischer Kohlenstoff (Corg) umgerechnet. Die Trockenrohddichteklassen 1-7 gemäß K4 wurden linear in die Dichten 1,0-1,6 kg dm⁻³ transformiert. Angaben zum Skelettgehalt wurden nicht berücksichtigt. Die Ergebnisse dieser Berechnungen zeigen Tabelle 46 und Tabelle 47.

Tabelle 46: C-Vorräte in den Böden Deutschlands bis 2 m Tiefe (in Pg C)

	Acker	Grünland	Wald	Summe
min. Böden	1,33	0,33	0,58	2,25
org. Böden	1,44	3,24	0,02	4,69
Summe	2,77	3,57	0,60	6,94

Tabelle 47: Mittlere C-Gehalte in den Böden Deutschlands (0-2 m; in t ha⁻¹)

	Acker	Grünland	Wald	gewichtetes Mittel
min. Böden	83	110	57	77
org. Böden	2460	3683	92	2854
gewichtetes Mittel	166	910	58	224

Für die Böden der land- und forstwirtschaftlich genutzte Fläche Deutschlands errechnet sich ein Gesamtgehalt von 6,9 Pg C. IPCC 2000 gibt den globalen Bodenkohlenstoffvorrat mit ~2000 Pg an. Berücksichtigt man den Anteil der Fläche Deutschlands an der gesamten Landmasse der Erde (Fläche D ~ 0,357 * 10⁶ km²; Landfläche Welt ~ 130 * 10⁶ km²), so liegt der Wert von 6.9 Pg oberhalb des rechnerischen Globalanteils von 5,5 Pg. Dies ist plausibel, da in höheren Breiten und gemäßigten Klimaten Bodenvorräte höher als in anderen Regionen sind.

Gemäß CRF sind nur die Kohlenstoffvorräte in den obersten 30 cm des Profils heranzuziehen. Auch dies ist mit der Datengrundlage der BÜK 1000 machbar. Hierzu wurden Profilanteile, welche die Tiefe von 30 cm überschritten, nur linear anteilig berücksichtigt. Die entsprechenden Daten sind in Tabelle 48 und Tabelle 49 dargestellt.

Tabelle 48: C-Vorräte in den Böden Deutschlands bis 30 cm Tiefe (in Pg C)

	Acker	Grünland	Wald	Summe
min. Böden	0,99	0,24	0,52	1,76
org. Böden	0,24	0,54	0,01	0,79
Summe	1,23	0,78	0,54	2,55

Tabelle 49: Mittlere C-Gehalte in den Böden Deutschlands (0-30cm; in t C ha⁻¹)

	Acker	Grünland	Wald	gewichtetes Mittel
min. Böden	62	80	51	60
org. Böden	406	609	80	479
gewichtetes Mittel	74	198	58	82

Hier zeigt sich, dass 78 % des C-Vorrats in Mineralböden in den obersten 30 cm vorhanden sind, während bei den organischen Böden dort lediglich 17 % anzutreffen sind. Da organische Böden Mächtigkeiten von mehr als 2 m haben können, ist anzunehmen, dass die C-Vorräte in diesen Böden bei dieser Auswertung nicht vollständig erfasst wurden.

Für mineralische Ackerböden errechnet sich gemäss BÜK 1000 ein mittlerer C-Gehalt von 62 t ha^{-1} . Die Revised Guidelines (IPCC 1996) legen ein „default“ Verfahren zur Abschätzung der Boden C- Vorräte fest, welches bei Böden mit hoher und niedriger Aktivität in gemäßigttem kühl feuchten Klimaten, wie sie in Deutschland gegeben sind, von einem C-Vorrat von 80 t ha^{-1} unter natürlicher Vegetation ausgeht. Unter Anwendung der „default“ Faktoren für Langzeitkultivierung von 0,7, für volle Bodenbearbeitung von 1,0 und für einen hohen Eintrag von 1,2 errechnet sich für Ackerböden ein zu erwartender C-Gehalt von 57 t ha^{-1} , während nach dem gleichen Verfahren für Grünland ein zu erwartender C-Gehalt von 88 t ha^{-1} errechnet wird. Unter Berücksichtigung der gegebenen Unsicherheiten in beiden Berechnungen (in BUEK 1000 und IPCC 1996) kann eine überraschend gute Übereinstimmung mit den Werten in Tabelle 44 festgestellt werden.

Festzuhalten bleibt aber, dass weder eine Vorratsänderung (ΔC) aus der BUEK 1000 gewonnen werden kann, noch sie geeignet ist, die Daten zur Landnutzungsverteilung aus der Bodennutzungserhebung zu bestätigen.

7.4.4.2 Wald

Die für Waldböden verfügbaren C_{org} -Vorratsdaten stammen aus der ersten Bodenzustandserhebung im Wald (Beprobungszeitraum 1987-1993). Der gesamte C-Vorrat bis 30 cm Tiefe einschließlich der Humusschicht beträgt $0,858 \text{ Pg}$. Der mittlere Gehalt pro ha bis zu 30 cm Tiefe einschließlich der Humusschicht beträgt $80,2 \text{ t C}$. Beide Werte sind höher als die nach BUEK 1000 errechneten. Einige dieser Abweichungen können durch die Tatsache erklärt werden, dass die BUEK 1000 Profildaten keinerlei Auflagehumus berücksichtigen. So enthalten die Profile in der BUEK 1000 unter Wald typischer Weise geringere C_{org} -Vorräte als Profile des selben Bodentyps unter Acker- oder Weideflächen. Das ist inkonsistent mit der allgemeinen Kenntnis, dass Waldböden höhere Vorräte an Corg enthalten als Ackerflächen. Dies zeigt, dass bei der Nutzung von Bodenkarten als Quelle für Berechnungen des Bodenkohlenstoffvorrats sehr sorgfältig vorgegangen werden muss.

7.4.4.3 Kalkung

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.

Es muss angemerkt werden, dass die Daten die Auslieferungen von Produzenten und Importeuren an die Großhändler und Endnutzer beschreiben. Sie geben keine direkte Information über die jährliche Nutzung von Düngern in Land- und Forstwirtschaft.

- Unterschiede sind möglich, wegen Änderungen in Handelslagerbeständen
- Nutzung des Düngers außerhalb der Land- und Forstwirtschaft, d.h. auf Privatflächen, Gärten, Sportanlagen

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.

7.4.5 Quellenspezifische QA/QC und Überprüfung

Derzeit sind keine quellenspezifischen QA/QC und Überprüfungen für Corg Vorräte verfügbar. Für die Kalkung gilt, dass diese Daten aus der Düngemittelstatistik als offizieller Statistik auf einem Bundesstatistikgesetz mit gewöhnlich hochqualitativer Spezifizierung beruhen. Allgemeine Prinzipien sind Neutralität, Objektivität und wissenschaftliche Unabhängigkeit. Die Unternehmen sind durch das Gesetz zu Wahrhaftigkeit und Vollständigkeit aufgefordert.

7.4.6 Geplante quellenspezifische Verbesserungen

Nach Kenntnisnahme der Situation und der Notwendigkeit der Übereinstimmung mit den Berichtserfordernissen nach der Ratifizierung des KP, wurden Aktivitäten zur Gewinnung der geforderten Informationen über landwirtschaftliche Böden (2001; 53,5 % der Gesamtfläche) eingeleitet. Die Schwierigkeiten einer rückwärtigen Schätzung des C-Vorrats für die vergangenen Jahre, besonders für das Basisjahr 1990 bleiben aber bestehen.

7.4.6.1 Landwirtschaft

Die gegenwärtige unbefriedigende Datenlage im Bereich der landwirtschaftlichen Bodennutzung muss im Hinblick auf die Berichterstattung im Rahmen des Klimarahmenübereinkommens dringend verbessert werden.

Es wurden Schritte eingeleitet, die eine nachhaltige Verbesserung zum Ziel haben. Diese werden sich mit den folgenden Verfahren der Datengewinnung befassen:

- **Inventuren** (in regelmäßigen Intervallen wiederholt durchzuführende direkte Messungen des Bodenkohlenstoffs an einer Stichprobe) und Durchführung von Wiederholungsinventuren bei der Bundeswaldinventur und der Waldbodenzustandserhebung
- **Statistische Erhebungen** (regelmäßig zu sammelnde Informationen zur Landbewirtschaftung, die ganz Deutschland betreffen und die geographische Verteilung von Bodenarten berücksichtigen),
- **Mathematische Modellierungen** (für jedes Wirtschaftsjahr unter Nutzung der Informationen aus den statistischen Erhebungen und dem Klimageschehen zu erstellende mathematische Berechnungen der zu erwartenden Änderungen im Bodenkohlenstoff),
- **Bodendauerversuchswesen** (Fortführung der Versuche, regelmäßige jährliche Messungen an diesen und die Zusammenführung gewonnener Information zur Ableitung nationaler C-Faktoren).

Bis 2006 sollen die Voraussetzungen für eine qualifizierte Berichterstattung auch im Bereich der Kohlenstoffvorratsänderungen in landwirtschaftlichen Böden aufgebaut werden.

7.4.6.2 Wälder

Gegenwärtig wird die zweite Bodenzustandserhebung vorbereitet. Diese ist für 2006 bis 2008 terminiert. Es wird erwartet das mit den Auswertungen der ersten und zweiten Waldbodenzustandserhebung die Änderungen des C_{org} Vorrats in Waldböden berechnet werden können.

7.4.6.3 Kalkung

Daten zur Kalkung werden im nächsten Bericht nach CRF5 D angegeben.

8 ABFALL UND ABWASSER (CRF SEKTOR 6)

8.1 Abfaldeponie (6.A)

8.1.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.A)

In der Berechnung erfolgt eine Unterscheidung nach:

- Geordnete Deponien (CRF: 6 A 1)
- Wilde Deponien (CRF: 6 A 2)
- Andere Deponien (CRF: 6 A 3)

Für die deutsche Emissionsberichterstattung ist nur die geordnete Deponierung von Relevanz. Sie betrifft die:

- Deponierung von Siedlungsabfällen
- Deponierung von Klärschlamm

Daneben sind Sonderabfaldeponien, Bauschuttdeponien, Aschen- und Schlackedeponien in Betrieb. Allerdings ist mit Bezug auf die existierenden Berichtspflichten nur bei den Hausmülldeponien und Klärschlammdeponien von relevanten Emissionen auszugehen. Die sogenannte wilde Deponierung ist in Deutschland gesetzlich verboten.

8.1.2 Methodische Aspekte (6.A)

8.1.2.1 Deponierung von Siedlungsabfällen

Nach [IPCC 2000, 5.1.1] ist Methan das bei der Abfaldeponierung relevante Treibhausgas. Es werden dort nur Berechnungsmethoden zur Bestimmung der Methanemissionen angegeben. Die Defaultmethoden werden nach Tier-1 und Tier-2 unterschieden. Tier-2 beschreibt eine Gleichung der ersten Ordnung und bildet den zeitlichen Verlauf der Deponiegasbildung theoretisch genauer ab. Dazu bedarf es jedoch historischer Daten (bis in die 1960er Jahre zurück) über Abfallmengen und Abfallzusammensetzung. Da diese historischen Daten – nicht zuletzt aufgrund der deutschen Historie und der Vielzahl an Standorten - jedoch nicht in der erforderlichen Genauigkeit zu rekonstruieren sind und auch die weiteren in beiden Default-Methoden benötigten Festlegungen mit großen Unsicherheiten versehen sind, werden hier zunächst die Methanemissionen der Abfaldeponierung mit der Tier-1-Methode ermittelt.

a) Default-Methode - Tier 1 [IPCC 2000, 5.1.1.2]

$$CH_4 \text{ (Mg/yr)} = [(MSWT * MSWF * L_0) - R] * (1 - OX)$$

Die Terme „MSWT“ und „MSWF“ bezeichnen den Anteil des deponierten Siedlungsabfalls. Für die weitere Methodenbetrachtung wird dieser mit „MSW“ bezeichnet.

Der Term L0 bezeichnet das Methanerzeugungspotenzials des deponierten Abfalls und wird bei [IPCC 2000] durch über eine weitere Berechnungsformel bestimmt:

$$L0 = MFC * DOC * DOCF * F * 16/12 \text{ (Mg CH}_4\text{/Mg waste)}$$

Der Term R bezeichnet die Menge (Mg/yr) des jährlich über Erfassungssysteme zurückgewonnenen Methans. Für die Umsetzung in der Berechnungsmethode ist es zweckmäßig den Term R als den Anteil des zurückgewonnenen Deponiegases am insgesamt entstandenen Deponiegas zu definieren. Der Term MFC wird bei IPCC für geordnete Deponien mit einem Default-Wert 1 angesetzt. Dieser Wert kann unter Berücksichtigung der IPCC-Kriterien [IPCC 2000, Kap. 5.1.1.2, Table 5.1] für Deutschland durchgängig angewendet werden und wird daher in der Berechnungsformel nicht weiter berücksichtigt.

Daraus ergibt sich der vollständige Berechnungsansatz mit:

$$\text{CH}_4 \text{ (Mg/yr)} = (\text{MSW} * \text{DOC} * \text{DOCF} * \text{F} * 16/12) * (1-R) * (1 - \text{OX})$$

Parameter	Description		Default
MSW:	Amount of MSW landfilled (Mg wet)	Deponierte Menge an Siedlungsabfall (Mg/Jahr)	
MFC:	Methane correction factor	Faktor zur Einbeziehung der Qualität des Deponienmanagements	1
DOC:	Degradable organic carbon	Anteil des abbaubaren organischen Kohlenstoffs im Abfall (%)	*)
DOCF:	Fraction of DOC dissimilated	Anteil des in Deponiegas umgewandelten DOC (%)	50-60%
F	Fraction bei volume of CH ₄ in landfill gas		40-60%
16/12:	Conversion from C to CH ₄	Methan-Konversionsfaktor	
R	Fraction recovered	Anteil des entstandenen CH ₄ , das nicht diffus entweicht	0%
OX	Oxidation Factor	Faktor zur Bestimmung des Anteils an CH ₄ , der in der oxidiert wird	10%

*) Default-Werte differenziert nach Abfallbestandteilen (Papier, Gartenabfällen, Speisereste, Holz)
Handhabung für die Emissionsberichterstattung in Deutschland

Zur Bestimmung der CH₄-Emissionen wird die beschriebene IPCC- Methode angewandt. Eine nationale Anpassung erfolgt für DOC, DOCF, F und R.

- DOC = 18%; nach [Wallmann 1999, S.118/119]
- DOCF = 50%; nach [Rettenberger/Stegmann 1997, S. 277]
- F = 50% (Mittelwert aus Bandbreite der Default-Werte nach IPCC)

- R = 44,4%, repräsentativer Wert für deutsche Deponien unter Berücksichtigung Deponien mit hoher und geringer Gaserfassung
- OX = 10%

Für die Aktivitätsrate MSW wird auf die Statistik des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen [StaBa FS 19/ Reihe 1]. Sie wird im Abstand von 3 Jahren aktualisiert.

Die Aktivitätsraten der Zeitreihen sind spezifisch für die angegebenen Bezugsjahre. Eine belastbare zeitabhängige Anpassung der Terme DOC, DOCF und F ist jedoch anhand der verfügbaren Daten nicht möglich. Insgesamt hatten die abfallwirtschaftlichen Maßnahmen im Verlauf der 1990er Jahre (z.B. zunehmende Getrenntsammlung von Bioabfällen und Verpackungsabfällen) eine Konstanz der genannten Terme zur Folge. Die Abfälle auf ostdeutschen Deponien hatten noch zu Beginn der 1990er Jahre sehr hohe Anteile an mineralischen Bestandteilen. Daher war der Beitrag zur gesamten Deponiegasbildung in Deutschland relativ gering.

Die für die Berechnung verwendeten Daten sind in nachfolgender Tabelle 50 zusammengestellt

Tabelle 50 Basisdaten für die Berechnung der CH₄ Emissionen aus Siedlungsabfällen

Jahr	Siedlungsabfälle	DOC	DOC f	F	1-R	1-OX	CH ₄ Emi
1990	433790000	18%	50%	50%	56%	90%	1302411,1
1991	390000000	18%	50%	50%	56%	90%	1170936,0
1992	320000000	18%	50%	50%	56%	90%	960768,0
1993	270900000	18%	50%	50%	56%	90%	813350,2
1994	250000000	18%	50%	50%	56%	90%	750600,0
1995	220000000	18%	50%	50%	56%	90%	660528,0
1996	188240000	18%	50%	50%	56%	90%	565171,8
1997	180000000	18%	50%	50%	56%	90%	540432,0
1998	170000000	18%	50%	50%	56%	90%	510408,0
1999	164090000	18%	50%	50%	56%	90%	492663,8
2000	160000000	18%	50%	50%	56%	90%	480384,0
2001	160000000	18%	50%	50%	56%	90%	480384,0

8.1.2.2 Deponierung von Klärschlämmen

Insgesamt werden in Deutschland nur wenige Klärschlamm-Monodeponien betrieben. Der Großteil des Klärschlammes wird auf Hausmülldeponien abgelagert. In der offiziellen Statistik findet sich keine weitere Differenzierung nach Art der Deponieverbringung der deponierten Klärschlämme.

Die Deponierung von Klärschlämmen wird aufgrund des genannten Sachverhalts mit der Berechnungsmethode der Siedlungsabfalldeponierung verknüpft und analog hergeleitet, mit:

$$\text{CH}_4 \text{ (Mg/yr)} = (\text{KS} * \text{DOC} * \text{DOC}_F * \text{F} * 16/12) * (1-\text{R}) * (1 - \text{OX})$$

Parameter	Description	Deutsche Beschreibung	Default
MSW:	Amount of Sewage Sludge landfilled (Mg dry matter)	Deponierte Menge an Klärschlamm (Mg TM/Jahr)	
DOC:	Degradable organic carbon	Anteil des abbaubaren organischen Kohlenstoffs im Abfall (%)	30%
DOC _F :	Fraction of DOC dissimilated	Anteil des in Deponiegas umgewandelten DOC (%)	k.A.

Handhabung für die Emissionsberichterstattung in Deutschland

Zur Bestimmung der CH₄-Emissionen werden die beschriebene IPCC-Methode und die Parameterwerte der Siedlungsabfalldeponierung angewandt. Ausnahme ist die Klärschlamm spezifische Anpassung für DOC, DOC_F, F und R.

- DOC = 30%; [MUNLV 2001, S. 205ff.]
- DOC_F = 10%

Erläuterung zur Festlegung des DOC_F:

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 in MBA-Output zu 10% zurückgegriffen [Wallmann 1999]. Im Umweltbundesamt liegen hierzu keine weiteren Informationen vor.

Festlegung für den Zeitraum 1990-1993:

In Ostdeutschland wurden im Jahr 1988 29% der Klärschlämme deponiert. Die deponierten Klärschlämme wurden zuvor entwässert und einer Schlammfäulung 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 9/93] 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.

Für die Aktivitätsrate KS wird auf die Statistik des Statistischen Bundesamtes zurückgegriffen [StaBa FS 19/ Reihe 2.1 und Reihe 2.2]. Sie wird im Abstand von 3 Jahren aktualisiert. Die Angaben des Statistischen Bundesamtes beziffern die Menge der deponierten Klärschlamm-Trockenmasse, jedoch ohne den Anteil der Monodeponien zu spezifizieren. Für die Emissionsberichterstattung wird eine vollständige Ablagerung auf Hausmülldeponien angesetzt.

Die Aktivitätsraten der Zeitreihen sind spezifisch für die angegebenen Bezugsjahre. Die Daten bis 1994 sind für ABL und NBL separat aufgeführt. Eine belastbare zeitabhängige Anpassung der Terme DOC und F ist jedoch anhand der verfügbaren Daten nicht möglich²².

Ab 1.6.2005 darf Klärschlamm nicht mehr direkt deponiert werden. Die Deponierung von Klärschlamm ist bereits im Zeitraum 1999 bis 2002 massiv rückläufig.

Die für die Berechnung verwendeten Daten sind in nachfolgender Tabelle 51 zusammengestellt

Tabelle 51 Basisdaten für die Berechnung der CH₄ Emissionen aus der Klärschlammdeponierung

Jahr	Klärschlämme	DOC	DOC f	F	1-R	1-0X	CH ₄ Emi
1990	2470000	30%	18%	50%	56%	90%	44495,6
1991	2440900	30%	18%	50%	56%	90%	43971,3
1992	2010000	30%	18%	50%	56%	90%	36208,9
1993	1540000	30%	16%	50%	56%	90%	24659,7
1994	1210000	30%	14%	50%	56%	90%	16953,6
1995	1023700	30%	12%	50%	56%	90%	12294,2
1996	800000	30%	10%	50%	56%	90%	8006,4
1997	650000	30%	10%	50%	56%	90%	6505,2
1998	493392	30%	10%	50%	56%	90%	4937,9
1999	490000	30%	10%	50%	56%	90%	4903,9
2000	490000	30%	10%	50%	56%	90%	4903,9
2001	490000	30%	10%	50%	56%	90%	4903,9

8.1.2.3 Deponierung von MBA-Rückständen

Gemäß den zukünftigen Anforderungen an die Abfalldeponierung, muss diese nachsorgefrei erfolgen. Nachsorgefrei ist unter anderem mit „praktisch kein Deponiegas“ näher spezifiziert. Bei MBA-Deponien handelt es sich um Deponien auf denen Restabfall nach einer mechanisch-biologischen Behandlung abgelagert wird. Ab dem Jahr 2005 ist aufgrund der Vorbehandlungspflicht von Siedlungsabfällen mit einem zunehmenden Aufkommen an MBA-Rückständen zu rechnen.

Die von MBA-Rückstand zu erfüllenden Kriterien sind in der Abfallablagerungsverordnung (AbfAbIV) definiert. Durch die weitgehende Stabilisierung durch die Vorbehandlung der Restabfälle bzw. durch die Vorgabe des maximal erlaubten TOC-Gehaltes von 18% der TM im MBA-Rückstand, ist davon auszugehen, dass es bei MBA-Deponien insgesamt nur zu geringer Gasbildung kommt. MBA-Rückstandsdeponien sind mit Altdeponien, die noch eine geringe Restgasbildung aufweisen, vergleichbar. Eine aktive Gasfassung ist nicht mehr erforderlich oder möglich. Eine passive Entgasung wird jedoch, zur Wahrung der Standfestigkeit der Deponie (Porenwasserdruck vermeiden), erforderlich bleiben. Zur weiteren Minimierung der dabei freigesetzten Methanemissionen, können z.B. Gas durchlässige, aber Wasser undurchlässige, Oberflächenabdichtungen mit Oxidationsschicht eingesetzt werden.

Das zu erwartende Gasbildungspotenzial wurde in Deponiesimulationsversuchen untersucht. Nach [IGW 1998, S.23] kann aus den verschiedenen Untersuchungen, die teilweise in der Methodik erheblich voneinander abwichen (z.B. Einbau unverdichtet oder Einbau verdichtet

²² Aussage durch Herrn Butz, Umweltbundesamt, 23.01.2003

usw.), übereinstimmend festgestellt werden, dass gut stabilisierte Abfälle mit einer Atmungsaktivität $AT_4 \leq 5 \text{ mg O}_2/\text{g TM}$ (wie nach AbfAbIV gefordert) ein maximales Gasbildungspotenzial im Bereich von <10 bis 45 NI/kg TM aufweisen. Im Mittel kann von einem Wert von 30 NI/kg TM ($\sim 30 \text{ m}^3/\text{t TM}$) ausgegangen werden, wobei letzterer als eher konservative Abschätzung zu betrachten ist.

Nach [IGW 1998, S.23] bestand das in den Deponiesimulationsversuchen gebildete Gas im Mittel aus 60% Methan und 40% Kohlendioxid und entspricht damit der Deponiegaszusammensetzung von Deponien in der stabilen Methanphase. Es wird vorgeschlagen die genannten Werte für eine Abschätzung der Methanemissionen zu verwenden.

Dem Minimierungsgebot der TASI folgend, sind weitere Minderungsmaßnahmen bezüglich der potenziellen Methanemissionen zu erwarten, z.B. durch eine Methanoxidationsschicht. In [IGW 1998, S.40] wurde der Wirkungsgrad einer Methanoxidationsschicht für den konkreten Anwendungsfall abgeleitet. Nach einer Literaturlauswertung wurde zunächst das Methanoxidationspotenzial mit einem Häufigkeitsschwerpunkt von 12-30 NI $\text{CH}_4/\text{m}^2\cdot\text{h}$ festgestellt. Obwohl dieser mindestens um den Faktor 40 über der prognostizierten Methangasbildungsrate liegt, wurde nur ein Wirkungsgrad von 75% für die Gasoxidation angesetzt (konservative Abschätzung des möglichen Einflusses einer verminderten Effektivität in der kalten Jahreszeit).

Die in [IGW 1998] betrachtete Methanoxidationsschicht ist Bestandteil der temporären und endgültigen Abdichtungselemente, die auf den aktuell nicht beschickten bzw. endverfüllten Einbauflächen aufgebracht werden. Demnach wäre grundsätzlich von einer Minderung des Methangasbildungspotenzials von 75% auszugehen. Gemäß [UBA 1999, S.16] bedürfen Konzepte zur Oberflächenabdichtung mit Oxidationsschicht der weiteren Untersuchung unter realen Deponiebedingungen. Bis zum Zeitpunkt neuerer oder detaillierter Erkenntnisse aus den dazu geplanten Forschungsvorhaben, wird empfohlen den Minderungsfaktor nach [IGW 1998, S.40] anzuwenden.

Handhabung für die Emissionsberichterstattung

Die Deponierung von MBA-Rückständen wird mit der Berechnungsmethode der Siedlungsabfalldeponierung verknüpft, jedoch aufgrund der genannten Sachverhalte an die spezifische Datenlage angepasst:

$$\text{CH}_4 \text{ (Mg/yr)} = (\text{MBA-R} * \text{DG} * \text{F} * 16/22,4) * (1 - \text{OX})$$

Parameter	Deutsche Beschreibung
MBA-R:	Deponierte Menge an MBA-Rückstand (Mg TM/Jahr)
DG:	Menge des gebildeten Deponiegases ($\text{m}^3/\text{Mg TM}$)
F	Anteil Methan im Deponiegas (% v/v)
16/22,4	Methan-Konversionsfaktor (Gasvolumen => Masse)
OX	Faktor zur Bestimmung des Anteils an CH_4 , der in der oxidiert wird

Durch die Standardisierung der Restabfallbehandlung in MBAn durch die 30. BImSchV und die Ablagerungsverordnung, kann davon ausgegangen werden, dass es sich bei MBA-Rückstand um einen Abfall mit relativ konstanter Zusammensetzung, insbesondere hinsichtlich dem Kohlenstoffgehalt, handelt. Ebenfalls wird davon ausgegangen, dass nach einer

gewissen Übergangszeit, auch die deponierten Mengen, keinen großen jährlichen Schwankungen unterliegen werden.

Entsprechend der obigen Ausführungen gilt damit:

- DG = 30 m³/Mg TM
- F = 60%
- OX = 75%

Die Aktivitätsrate sollte zukünftig über Auswertungen des Statistischen Bundesamtes ermittelbar werden, z.B. über die Liefernachweise der Deponien. Dieser Abfallstrom wird derzeit nicht vom StaBA berichtet.

Die derzeitige Menge an MBA-Rückstand wird auf Basis der bestehenden MBAn geschätzt. In Kapitel 5.2 „Abfallkompostierung“ wurde ausgehend von derzeitigen Behandlungskapazitäten (etwa 2,4 Mio. Mg) ein Anteil von ca. 2,04 Mio. Mg/a als Input in die biologische Restabfallbehandlung abgeschätzt. Abzüglich der Mengen, die in Stabilisierungsanlagen zur anschließenden thermischen Entsorgung behandelt werden (ca. 17 %), ergibt sich die Eingangsmenge in die Biologie der Anlagen mit dem Ziel Deponierung des MBA-Rückstands damit zu ca. 1,7 Mio. Mg/a.

Trotz sehr unterschiedlicher Behandlungstechniken und insbesondere unterschiedlicher Rottedauer kann in erster Näherung mit einem Rotteverlust von 30 % gerechnet werden²³. Daraus ergibt sich die derzeit anfallende Menge an MBA-Rückstand zu ca. 1,2 Mio. t/a. Der Wassergehalt kann grob mit etwa 30% angenommen werden²⁴.

Bei den angesetzten Werten für Rotteverlust und Wassergehalt handelt es sich um grobe Näherungen die durch zukünftige Untersuchungen überprüft werden müssen. Ebenso sind zukünftige empirische Ergebnisse hinsichtlich der Methanoxidationsrate zu beachten.

Die für die Berechnung verwendeten Daten sind in nachfolgender Tabelle 52 zusammengestellt

Tabelle 52 Basisdaten für die Berechnung der CH₄ Emissionen aus der Klärschlammdeponierung

Jahr	MBA-Rückstände	DG	F	1-OX	CH ₄ Emi
1997	100000	30	60%	25%	321,4
1998	300000	30	60%	25%	964,3
1999	600000	30	60%	25%	1928,6
2000	840000	30	60%	25%	2700,0
2001	900000	30	60%	25%	2892,9

8.1.2.4 Deponierung von Siedlungsabfällen, Klärschlämmen und MBA-Rückständen

Die Berechnungsmethode für MBA-Deponien soll ab 2006 die Emissionsberichterstattung für Siedlungsabfalldeponien ergänzen und kann daher im Grunde als Fortschreibung der Berichterstattung unter gleichem Berichtscod angesehen werden. Die Methode zur

²³ Einschätzung durch Frau Vogt, IFEU-Institut, Heidelberg, Februar 2003

²⁴ Einschätzung durch Frau Vogt, IFEU-Institut, Heidelberg, Februar 2003

Emissionsermittlung für das CRF 6 C setzt sich damit aus den bereits genannten Gleichungen zusammen:

$$\text{CH}_4 \text{ (Mg/yr)} = \text{A} + \text{B} + \text{C}, \text{ mit}$$

$$\text{A} = \text{MSW} * \text{DOC} * \text{DOC}_F * F * 16/12 * (1-R) * (1 - \text{OX})$$

$$\text{B} = \text{KS} * \text{DOC} * \text{DOC}_F * F * 16/12 * (1-R) * (1 - \text{OX})$$

$$\text{C} = \text{MBA-R} * \text{DG} * F * 16/22,4 * (1 - \text{OX})$$

8.1.2.5 Wilde Deponierung

Diese Art der Deponierung ist in Westdeutschland seit Ende der 70er Jahre nicht mehr erlaubt. Da der Großteil der Deponiegas-Emissionen jedoch in den ersten Jahren der Deponierung austritt und dann degressiv gegen Null geht, dürften diese Emissionen heute nur noch marginal sein.

Ob und in welchem Ausmaß es eine „wilde Deponierung“ im Basisjahr 1990 in Ostdeutschland noch gab, lässt sich nicht bestimmen. Nach Auffassung des UBA sind mögliche Methan-Emissionen aus diesem Bereich über die bewusst gering angenommenen Gasfassungsrate der Siedlungsabfalldeponien abgedeckt²⁵.

Insgesamt kann man davon ausgehen, dass die wesentlichen Mengenströme an abgelagerten Siedlungsabfällen in Deutschland bzgl. der für die Emissionsberichterstattung relevanten Zeiträume in den Aktivitätsraten des Kapitel 2.1 umfasst sind.

8.1.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.A)

Die mit der Erfassung dieser Emissionen verbundenen Unsicherheiten werden im Rahmen eines Laufenden Forschungsvorhabens ermittelt werden. Die Zeitreihe ist als Konsistent zu bewerten – einzig der Umstand, dass die Abfallstatistik in Deutschland mit mehrjährigem Abstand erhoben und veröffentlicht wird zwingt für die Zwischenjahre zur Inter- bzw. für die letzten Jahre zur Extrapolation. Im Rahmen eines laufenden Forschungsvorhabens sollen die Unsicherheiten der hier erarbeiteten Methoden und Ergebnisse vorgenommen werden.

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

Die erste Qualitätssicherung und Verifizierung erfolgte durch die Beauftragung eines Forschungsnehmers mit der Bearbeitung der Berechnungsmethoden. Die ersten Ergebnisse wurden dann im UBA mit den Fachexperten diskutiert und überprüft.

Siehe hierzu bei den geplanten Verbesserungen.

8.1.5 Quellenspezifische Rückrechnungen (6.A)

Die sich durch die Ergebnisse des Forschungsvorhabens für den Bereich der Deponierung ergebenden neuen Berechnungsergebnisse weichen deutlich von den bisher veröffentlichten Daten nach unten ab. Dies liegt an den neu verwendeten Statistiken und der hier erstmalig angewendeten neuen Berechnungsmethode.

²⁵ Aussage durch Herrn Butz, Umweltbundesamt, 23.01.2003

8.1.6 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (6.A)

Es ist vorgesehen, im Rahmen des internen Überprüfungsprozesses sowie durch die für das nächste Jahr vorgesehene externe Review die Überprüfung hinsichtlich der Anwendung der Tier 2 Methode durchzuführen. Hierbei wird es insbesondere um Möglichkeiten zur Ableitung der langjährigen Deponiestatistik, die Voraussetzung für diese Methode ist, gehen.

8.2 Abwasserbehandlung (6.B)

[IPCC 2000] fordert nur die Ermittlung von Methanemissionen. In den IPCC-Guidelines [IPCC 1996, Kap. 4.8.1.1] wird angenommen, dass N₂O-Emissionen in Verbindung mit Abwasserbehandlung vernachlässigbar gering sind.

8.2.1 Beschreibung der Quellgruppe (6.B)

8.2.1.1 Methanemissionen Abwasserbehandlung

Als allgemeine Formel für die Berechnung der Methanemissionen wird angegeben [IPCC 2000, Kap. 5.2.1.1]:

$CH_4\text{-Emissionen} = (\text{organische Fracht} * EF) - \text{Methanrückgewinnung}$

Es werden weitere Faktoren spezifiziert, mit der die organische Fracht, die in die Abwasserbehandlung eingetragen wird und der Emissionsfaktor genauer charakterisiert werden können. Die Methanrückgewinnung bezieht sich vor allem auf geschlossenen Systeme der anaeroben Klärschlammbehandlung mit Faulgasnutzung.

Übertragen auf die Datenlage in Deutschland kann obige Formel wie folgt detailliert werden:

$$EM\text{-}CH_4 = EW * D * 365 * (1\text{-}SBF) * WS * MCF * B_0, \text{ mit}$$

EW = Einwohnerwerte pro Jahr

D = BSB₅-Gehalt (IPCC-Default = 0,06 kg BSB₅/E * d)

SBF = leicht absetzbarer Anteil (IPCC-Default = 0,5)

WS = Anteil eines bestimmten Abwasserbehandlungssystems (z.B. aerob, anaerob)

MCF = Methan-Konversionsfaktor für dieses Abwasserbehandlungssystem

(nur bei anaerobem Abbau entsteht Methan, IPCC-Default: aerob = 0; anaerob = 1)

B₀ = max. CH₄-Produktionskapazität (in kg CH₄/kg BSB₅; IPCC-Default = 0,6)

Da in Deutschland die Abwasserbehandlung, d.h. hier die biologische Reinigungsstufe, in aller Regel aerob erfolgt, wäre der Term MCF = 0 und es würden sich nach dieser Formel keine Methanemissionen für die Abwasserbehandlung errechnen lassen.

Daten aus laufendem UBA-Forschungsvorhaben (FKZ 20044337)

In einem aktuellen Forschungsvorhaben des UBA wurden Messungen auf einer Kläranlage durchgeführt. Die Methan-Emissionsbilanz ergab nach den Messungen mit min 128 Mg CH₄/a - max 669 Mg CH₄/a sehr niedrige Werte (Basis: Emissionsfaktor von 48,8-254,4

mg C/m³ bei 20% CH₄-C bezogen auf Gesamt C). Als Hauptemissionsquelle wurde das erste Belebungsbecken und der Kläranlagen-Einlauf identifiziert. Die Ergebnisse der ebenfalls gemessenen CH₄-Emissionen des Kanalnetzes werden derzeit noch überprüft. Bei der Schlammbehandlung wurde nicht gemessen, da kaum NMVOC emittiert werden. Diese Daten sind als vorläufig zu betrachten. Zitierfähige Daten gibt es erst nach Abstimmung mit dem BMU und Vorlage des Abschlussberichts²⁶.

Emissionsberechnung in NRW-Studie

In einer Studie des Landes NRW finden sich Schätzungen zur Emission von CH₄ und NH₃ aus der Abwasserbehandlung auf kommunalen Kläranlagen [IFEU 2001] basiert auf der Annahme, dass während der mechanischen Vorklärung teilweise anaerobe Bedingungen vorliegen.

Annahme [IFEU 2001, S.78] für die mechanische Klärstufe:

10% des C werden eliminiert, 2% davon als CH₄ emittiert

10% des N werden eliminiert, 20% davon als NH₃ emittiert

zusätzliche Annahmen für die biologischen Klärstufe:

72% des verbliebenen N werden eliminiert, davon 1% als NH₃ emittiert

Daraus folgt:

Freisetzung als CH₄-C: 0,2% des C_{gesamt} => EF-CH₄ = 1g * 0,002 * 16/12 = 0,0027 g CH₄/g C_{gesamt}

Freisetzung als NH₃-N = 2,7% des N_{gesamt} => EF-NH₃ = 1g * 0,027 * 17/14 = 0,033 g NH₃/g N_{gesamt}

Der EF-CH₄ könnte in die adaptierte IPCC-Methode einfließen, so dass diese lauten würde:

$$EM-CH_4 \text{ (g/a)} = EW * D_C * 365 * EF-CH_4$$

EW = Einwohnerwerte

$$D_C = C \text{ in Abwasser (Annahme: } 50 \text{ g/E * d)}^{27}$$

Übertragen auf NH₃ würde dies bedeuten:

$$EM-NH_3 \text{ (g/a)} = EW * D_N * 365 * EF-NH_3$$

E_{KA} = Einwohner mit Kläranlagenanschluss

$$D_N = N \text{ in Abwasser (Annahme: } 11 \text{ g/E * d)}$$

Bei rund 122 Mio. Einwohnerwerten (Tabelle 4-3) errechnen sich damit

$$EM-CH_4 = 122.387.000 * 50 * 365 * 0,0027 * 10E-6 = 5.956 \text{ Mg/a}$$

$$EM-NH_3 = 122.387.000 * 11 * 365 * 0,033 * 10E-6 = 16.109 \text{ Mg/a}$$

²⁶ Mitteilung durch Frau Uhlmann (Projektbetreuung UBA), 17.02.03

²⁷ MUNLV: Entwicklung und Stand der Abwasserbeseitigung in Nordrhein-Westfalen. Anhang A, pdf-file (Anhang A1), S.1. http://www.murl.nrw.de/sites/arbeitsbereiche/boden/munlv_abwasserwirtschaft/index.html

Die auf diesem Weg geschätzten Methanemissionen liegen um eine Größenordnung über den im genannten Forschungsvorhaben gemessenen Werten.

[Schmid/Puxbaum 1999]

Bei [Schmid/Puxbaum 1999] wird eine Bandbreite von 0,09 bis 0,18 g N₂O/Einwohnergleichwert angegeben. Die Angaben beziehen sich auf Messungen in Versuchsanlagen in Österreich.

8.2.1.2 Methanemissionen in Verbindung mit der Klärschlammbehandlung

Die Behandlung von Klärschlamm besteht in aller Regel in zwei Behandlungsschritten:

1. Entwässerung mittels

- maschinelle Verfahren (Kammerfilterpresse, Zyklon)
- Verdunstung in Schlammentwässerungsbecken oder Trockenbeeten

2. Stabilisierung

- Aerobe Stabilisierung (offenes Becken mit Sauerstoffeinleitung)
- Stabilisierung im Faulturm (Anaerob)
- Schlammfäulung in offenen Becken (überwiegend anaerob)

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.

Für die genannten Verfahrensschritte ist von einer sehr unterschiedlichen Emissionsrelevanz auszugehen, die nur qualitative eingeschätzt werden kann:

- Maschinelle Entwässerung: zugesetzt wird Entwässerungshilfsmittel (Polymere oder Eisensalze) mit anschließender Kalkung zur weiteren Verfestigung erforderlich, dadurch Austreiben von NH₃ wahrscheinlich. Emissionsfreisetzung bei geschlossenen Anlagen möglicherweise geringer.
- Verdunstung: deutlich weniger NH₃-Emissionen, da ohne Kalkung betrieben. CH₄-Emissionen wahrscheinlich, da über längere Zeit teilweise anaerobe Bedingungen herrschen.
- Faulturm: Faulturm selbst hat keine Emissionsrelevanz da Anlage geschlossen ist und Faulgase verbrannt werden. Ausgefaulter Schlamm wird i.d.R. entwässert und ggf. zusätzlich gekalkt, dabei Austreiben von NH₃ wahrscheinlich. Das abgepresste Wasser enthält CH₄, das in der Folge ausgasen kann.
- Offene Schlammfäulung: CH₄- und N₂O-trächtig, da überwiegend (s.o.) anaerobe Bedingungen herrschen, Aktivität denitrifizierender und methanogener Bakterien

Eine Berechnung der Methanemissionen gemäß IPCC-Vorgabe benötigt Festlegungen hinsichtlich mehrerer Parameter:

$$EM-CH_4 = EW * D * 365 * SBF * WS * MCF * B_0 - R, \text{ mit}$$

EW = Einwohnerwerte pro Jahr

D = BSB₅ / Einwohnerwert (IPCC-Default = 0,06 kg BSB₅/E * d)

SBF = leicht absetzbarer Anteil (IPCC-Default = 0,5)

WS = Anteil eines bestimmten Abwasserbehandlungssystems (z.B. aerob, anaerob)

MCF = Methan-Konversionsfaktor für dieses Abwasserbehandlungssystem

(nur bei anaerobem Abbau entsteht Methan, IPCC-Default: aerob = 0; anaerob = 1)

B_0 = max. CH_4 -Produktionskapazität (in $\text{kg CH}_4/\text{kg BSB}_5$; IPCC-Default = 0,6)

R = Anteil gefasstes bzw. abgepacktes Methan

In Deutschland wird im Grunde entweder aerob behandelt (d.h. $\text{MCF} = 0$) oder anaerob in geschlossenen Anlagen mit Gasfassung (Term R). Damit besteht nach IPCC mit Ausnahme der in Ostdeutschland zu Beginn der 1990er Jahre betriebenen offenen Schlammfäulung keine Emissionsrelevanz aus diesem Quellbereich.

[UBA 9/93]

Beim UBA wurden bislang Methanemissionen aus der Schlammbehandlung berechnet, die auf der Annahme einer Ausgasung von Methan infolge der Schlammentwässerung nach geschlossener anaerober Stabilisierung und zum anderen die offene Schlammfäulung (psychrophile Schlammbehandlung) beziehen:

a) Methanausgasung nach geschlossener anaerober Stabilisierung

Nach [UBA 9/93] lässt sich auf der Basis der Wasserlöslichkeit von Methan unter den mesophilen Temperaturbedingungen im Faulturn eine spezifische Methanemissionen von 191 pro m^3 ausgefaultem Klärschlamm abschätzen (nach [UBA 9/93] handelt es sich dabei um eine Maximalabschätzung). Die Dichte pro m^3 beträgt wegen des hohen Wassergehaltes näherungsweise 1. Bei 5% Trockenmasse ergeben sich dann $0,38 \text{ m}^3$ bzw. $0,27 \text{ kg}$ Methan pro t Klärschlamm TM. Nach Angaben von Frau Sakaguchi, Forschungsnehmerin im UBA-Vorhaben FKZ 20044337 ist diese Art von Methanausgasung in den oben genannten Daten umfasst.

b) offene Schlammfäulung

Nach [UBA 9/93] werden bei der offenen Schlammfäulung 450 m^3 Faulgas pro oTS Rohschlamm. Bezogen auf eine Tonne TM ausgefaulten Schlamms entspricht dies unter der Annahme, dass der oTM-Gehalt 50 % des TM-Gehalts des Rohschlamms ausmacht und während der Fäulung 50% des oTS abgebaut werden einer Gasproduktion von 195 m^3 . Bei einem Methangehalt von 65% [UBA 9/93] entspricht dies einer Methanemission von 195 m^3 bzw. $139,3 \text{ kg/t}$ Klärschlamm TM.

Für die Jahr 1991 lassen sich unter der Annahme, dass in Ostdeutschland ausschließlich eine offene Schlammfäulung und in Westdeutschland ausschließlich eine geschlossene Schlammfäulung stattfand folgende Emissionen abschätzen:

CH_4 , Ostdeutschland: $313.200.000 \text{ t TM Klärschlamm} * 139,3 \text{ kg/t} = 43.629 \text{ Mg Methan}$

CH_4 , Westdeutschland: $2.642.500.000 \text{ t TM Klärschlamm} * 0,27 \text{ kg/t} = 714 \text{ Mg Methan}$

Bei Anwendung dieser Methode wären die Anteile der offenen und geschlossenen Schlammstabilisierung sowohl in Westdeutschland wie in Ostdeutschland und deren zeitlicher Verlauf in den 90er Jahren noch festzulegen.

Die im Zentralen System Emissionen des UBA für Ostdeutschland angesetzten Methan-Emissionsfaktoren (1990: 142 kg/t TS, 1991: 80 kg/t TS, 1992: 40 kg/t TS, 1993: 20 kg/t TS) kommen vermutlich über eine solche Bestimmung von Anteilen der Schlammbehandlungsverfahren zustande.

8.2.1.3 N₂O-Emissionen

Bei IPCC findet sich eine Methode zur Überschlagsrechnung für N₂O-Emissionen aus kommunalem Abwasser [IPCC 1996, Kap. 6.4] basieren auf der durchschnittlichen jährlichen Proteinaufnahme pro Kopf:

$$EM-N_2O-N = \text{Protein} * \text{Fra}_{\text{CNPR}} * \text{Bevölkerung} * \text{EF}$$

$$\text{Protein} = \text{Proteinaufnahme (kg/Person/a)}$$

$$\text{EF} = \text{Emissionsfaktor (Default 0,01 kg N}_2\text{O-N/kg N im Abwasser)}$$

$$\text{Fra}_{\text{CNPR}} = \text{N-Gehalt im Protein; Defaultwert: 16\%}$$

Annahme für Deutschland:

$$\text{Protein} = 94 \text{ g/Einwohner/d [Lebensmitteltabelle 1991]}$$

$$\text{Fra}_{\text{CNPR}} = 16\%$$

Daraus berechnet sich:

$$EM-N_2O = 94\text{g} * 16\% * 82.500.000 * 365 * 0,01 * 46/28 = 7.117 \text{ Mg N}_2\text{O/a}$$

Dieser Rechenansatz ist jedoch nur anwendbar, wenn keine genaueren Bestimmungen der N₂O-Emissionen über die einzelnen Austragspfade der Abwässer und Klärschlämme vorgenommen werden. Wie bereits gesagt, wird die Abwasserbehandlung als solche nicht als relevante N₂O-Quelle betrachtet. Eine mögliche Doppelzählung mit Berechnungsansätzen in der Quellgruppe Landwirtschaft ist zu vermeiden.

N₂O-Emissionen aus Kläranlagen [Wicht 1995]

Basierend auf den Ergebnissen eines Verbundforschungsvorhabens des BMFT [Krauth 1994] wurden in [Wicht 1995] Emissionsfaktoren abgeleitet.

In dem Verbundforschungsvorhaben waren 25 kommunale und 13 industrielle Kläranlagen bemessen worden. Die N₂O-N-Emission betrug im Durchschnitt der untersuchten kommunalen Kläranlagen 0,6% bezogen auf den Gesamtstickstoff im Zulauf.

Dieser Wert lässt sich nach [Wicht 1995] auf die Einwohner anwenden, die an kommunale Kläranlagen mit gezielter Nährstoffelimination angeschlossen sind. Er errechnete für das Jahr 1991 eine N₂O-N-Emission von 1.548 Mg (~N₂O-Emission von 2.433 Mg). Dabei wurde ein Einwohnerwert von 11g N/EW/d und ein Anschlusswert von 64.256.000 Einwohnern angesetzt.

Da für industrielle Kläranlagen in der Statistik lediglich Angaben über die behandelte Abwassermenge vorliegen wurde der für kommunale Kläranlagen ermittelte Emissionsfaktor auf die Bezugsgröße Abwasservolumen ($0,34 \text{ g N}_2\text{O-N/m}^3$) umgerechnet. Auf dieser Basis wurde für das Jahr 1991 eine Emission von 2.320 Mg $\text{N}_2\text{O-N}$ bzw. 3.645 Mg N_2O aus der industriellen Abwasserbehandlung berechnet.

[UBA 9/93]

In [UBA 9/93] wurde basierend auf [Krauth 1994] ein Emissionsfaktor von $0,07\text{-}0,08 \text{ g N}_2\text{O/m}^3$ Abwasser, das in Anlagen mit N-Elimination behandelt wird, genannt. Dieser Faktor wurde sowohl für kommunale als auch industrielle Kläranlagen angesetzt.

Es wurde angenommen, dass in 1987 70% der kommunalen Abwässer von 8880 Mio. m^3 und eine Menge von 430 Mio. m^3 industrieller Abwässer in Anlagen mit N-Elimination behandelt wurden. Daraus ergab sich eine insgesamt aus dieser Quelle freigesetzte N_2O -Menge zwischen 430-530 Mg.

[Schulthess 1994]

Bei [Schulthess 1994] wird eine Bandbreite von 0,02% bis 0,07% Freisetzung von $\text{N}_2\text{O-N}$ bezogen auf die N-Fracht im Zulauf angegeben. Sie beziehen sich auf Messungen an Modellanlagen in der Schweiz.

[Schmid/Puxbaum 1999]

Bei [Schmid/Puxbaum 1999] wird eine Bandbreite von 0,019 bis 0,048 $\text{g N}_2\text{O/}$ Einwohnerequivalent angegeben. Die Angaben beziehen sich auf Messungen in Versuchsanlagen in Österreich.

8.2.2 Methodische Aspekte (6.B)

Laut einer UBA-Studie aus dem Jahr 1991 [Fichtner 1991] wurden in Ostdeutschland die Klärschlämme nicht maschinell entwässert und die Schlammfäulung fand in offenen Becken statt. Eine Kalkung der Schlämme vor der weiteren Verwertung dürfte auch nicht die Regel gewesen sein.

8.2.3 Unsicherheiten und Zeitreihenkonsistenz (6.B)

Für den Bereich der Deponieemissionen kann von einer konsolidierten konsistenten Zeitreihe ausgegangen werden.

8.2.4 Geplante Verbesserungen (quellenspezifisch) (6.B)

Wesentliche Verbesserungen sind für die jetzt noch nicht vollständig berücksichtigten Emissionen aus der industriellen Abwasserbehandlung vorgesehen.

Angesichts der sich enorm unterscheidenden Abwässer der verschiedenen Industriezweige stellt sich die Frage nach einer praktikablen Vorgehensweise zu deren Emissionsermittlung. Eine separate Fallbetrachtung aller einzelnen Industriezweige erscheint weder zweckmäßig noch leistbar. Entsprechend könnten hier – wie bei IPCC vorgeschlagen – die wichtigsten

Industriezweige (Anzahl 3-4) identifiziert werden und nur diese separat berichtet werden. Die restlichen Quellen könnten zusammengefasst abgeschätzt werden.

Die Identifikation der wichtigsten Industriezweige kann über die branchenspezifischen Abwassermengen einerseits und die Abwasserrelevanz der jeweiligen industriellen Tätigkeit andererseits erfolgen.

Die branchenbezogenen jährlichen Abwassermengen, Fachserie 19, Reihe 2.2 des Statistischen Bundesamtes („Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung im Bergbau, bei der Gewinnung von Steinen und Erden und im verarbeitenden Gewerbe“) entnommen werden, die alle 3 Jahre erhoben werden. Die Angaben sind differenziert nach Direkt- und Indirekteinleiter und hier jeweils nach behandelten und unbehandelten Abwässern.

Hinsichtlich der zu berichtenden Schadstoffe dürften vor allem die Industriezweige, die vergleichsweise große Mengen organisches Material einsetzen, als Hauptquellen in Frage kommen. Hier ist sicherlich die Ernährungsindustrie für die zu ermittelnden Schadstoffe von großer Bedeutung, wobei innerhalb dieser ebenfalls große Unterschiede erwartet werden können, so dass eine weitere Untergliederung dieses Industriezweiges eventuell sinnvoll sein könnte. Auch die Papierindustrie (und evtl. Holz- sowie Textilindustrie, wenn dort bedeutende Abwassermengen anfallen) könnte von Interesse sein.

IPCC

Die Berechnung erfolgt analog zu kommunalen Anlagen. Anstelle des BSB wird auf den CSB zurückgegriffen. Auch hier gilt, dass aufgrund der überwiegend aeroben Behandlung bei Anwendung der IPCC-Methode keine Methanemission zu erwarten wäre.

Eine sinnvolle Methodenentwicklung in diesem Bereich ist erst möglich, wenn das Vorgehen für den Bereich der kommunalen Abwasserbehandlung abgestimmt und beschlossen ist. Die Arbeiten im Forschungsvorhaben konzentrierten sich auf den Bereich der kommunalen Abwasserbehandlung. Daher fanden keine Gespräche mit UBA-Vertretern für den Bereich der industriellen Abwasserbehandlung statt.

Weiterhin sind gegenwärtig kaum oder nicht im Inventar enthalten Emissionen:

- aus der Klärschlammausbringung,
- der Abfallkompostierung (Bioabfällen, Gärreste und Klärschlämme),
- der Ausbringung der Kompostierrückstände

Hier wird mit den durch die Forschungsvorhaben (IFEU) eine Sachstandbeschreibung vorgenommen, die jetzt in die routinemäßige Erarbeitung der Treibhausgasinventare einbezogen werden wird. Dies soll im nächsten Jahr geschehen.

8.3 Andere Quellen (CRF Sektor 6)

Gegenwärtig werden unter dieser Quellgruppe keine Emissionen berechnet.

9 ANDERE (CRF SEKTOR 7)

Gegenwärtig werden für Deutschland keine Treibhausgasemissionen berechnet, die sich nicht den vorgesehenen Quellgruppen zuordnen lassen.

10 RÜCKRECHNUNGEN UND VERBESSERUNGEN

Ausführliche Darlegungen von Rückrechnungen und Verbesserungen werden erst im Jahr 2005 vorliegen.

11 REFERENZEN

- Bannick, 2002 (unveröffentlicht): UBA-Stellungnahme zum Klima-Erlass v. 08.11.02. Anlage zum Bericht III 3.2-30 381-1/0.
- ATV, 1996: ATV-Handbuch Klärschlamm, 4. Auflage, 1996, S.570
- BMBF, 1999: 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, 1999a: 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
- 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: Holzmarktbericht 2/95: Holzerntedaten 1990 bis 1994
- BML 1999: Holzmarktbericht 2/1999: Holzerntedaten 1998, 1999
- BML 2000: Holzmarktbericht 2000: Holzerntedaten 2000
- BMVEL 2001: Holzmarktbericht 2/2001: Holzerntedaten 2001
- Bouwman, 1995: Bouwman, A. F.: Compilation of a global inventory of emissions of nitrous oxide, Wageningen 1995
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.), 1996: Bodenkundliche Kartieranleitung. 4. verb. und erw. Aufl. – Hannover: Schweizerbart'sche Verlagsbuchhandlung, 392 S.
- Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (Hrsg.), 1998: Bodenübersichtskarte der Bundesrepublik Deutschland 1:1.000.000 (mit Erläuterungsheft).
- BURSCHEL, KÜRSTEN, LARSON 1993: Die Rolle von Wald und Forstwirtschaft im Kohlenstoffhaushalt. Schriftenreihe der Forstwissenschaftlichen Fakultät der Universität München und der Bayerischen Forstlichen Versuchs- und Forschungsanstalt 126
- Butz, W., 2001: Anforderungen an die MBA in Deutschland. In: EntsorgungsPraxis 3/2001
- BUWAL, 2000: Handbuch - Emissionsfaktoren für stationäre Quellen, 2000. Bundesamt für Umwelt, Wald und Landwirtschaft, Schweiz.
- ECETOC, 1994: European Center for Ecotoxicology and Toxicology of Chemicals: Ammonia Emissions to Air in Western Europe. Brüssel 1994
- EMEP/CORINAIR, 2000: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook. 2nd ed., EEA, Copenhagen
- EMEP/CORINAIR, 2001: Joint EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook, Third Edition. Copenhagen: European Environment Agency
- Dämmgen, U., Lüttich, M., Döhler, H., Eurich-Menden, B., Osterburg, B., 2002: GAS-EM - A Procedure to Calculate Gaseous Emissions from Agriculture. Landbauforschung Völkenrode 52, 19-42.

- DIW: Verkehr in Zahlen, Erscheinungsweise jährlich, im Auftrag des BMVBW
- Ziesing, Hans-Joachim, Felix Christian Matthes, Franz Wittke, 2003: "Harmonisierung der Energiedaten zur CO₂-Berechnung" Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung Berlin und Ökoinstitut, EUROSTAT-Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes Berlin, Zwischenbericht Februar 2003
- 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
- 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
- Dreher, Marion, 2002 (unveröffentlicht): Leistungsbeschreibung zum F+E-Vorhaben 202 42 266 des UFOPLAN 2002 „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“
- Dreher, Marion 2003 (unveröffentlicht): „Das Zentrale System Emissionen als Instrument für Emissionsberechnung und Berichterstattung gemäß Kyoto-Protokoll“, Beitrag zum UBA-Jahresbericht 2003
- 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.
- Fichtner, Brodtmann, L und Karras, J. 1991: Möglichkeiten zur Sanierung der Abwasserhältnisse bei den kommunalen und industriellen Direkteinleitern in die Oberflächengewässer der neuen Bundesländer. Forschungsbericht 102 06 222. Im Auftrag des Umweltbundesamtes.
- Gromke, U. 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
- IFEU: Knörr, W. et al, IFEU: Aktualisierung des „Daten- und Rechenmodell, Energieverbrauch und Schadstoffemissionen aus dem motorisierten Verkehr in Deutschland 1980 bis 2020“; sowie TREMOD 3.0 (Transport Emission Estimation Model); im Auftrag des Umweltbundesamtes; Berlin 2002
- 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
- Ingenieurgemeinschaft Witzenhausen Fricke & Turk GmbH (IGW), 1998: 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
- Intergovernmental Panel on the Climatic Change (IPCC), 1995: Climate change 1994. University Press, Cambridge 1995.
- Intergovernmental Panel on the Climatic Change (IPCC), 1996: Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 3. Greenhouse Gas Inventory Reference Manual. IPCC WGI Technical Support Unit, Bracknell
- Intergovernmental Panel on the Climatic Change (IPCC), 2000: Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories,

<http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm>

- Johnke, B., 2001: Current Status of the Work on the Waste Incineration BREF in Seville. VGB PowerTech 12/2002.
- Johnke, B., 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.
- Kraftfahrtbundesamt (KBA): Statistische Mitteilungen, Reihe 1 und 2: Kraftfahrzeuge
- Kern, M., Funda, K., Mayer, M. 1998: Stand der biologischen Abfallbehandlung in Deutschland. Teil I: Kompostierung. In: Müll und Abfall 11-98, 1998, S. 694-699
- KNIGGE, SCHULZ 1966: Grundriss der Forstbenutzung
- Krauth, K. et al., 1994: N₂O in Kläranlagen. BMFT-Förderkennzeichen 02 WA 910 2/9. Im Auftrag des Bundesministeriums für Forschung und Technologie.
- Lebensmittel Tabelle, 1991: Lebensmitteltabelle für die Praxis, 2. Auflage. Wissenschaftliche Verlagsgesellschaft mbH Stuttgart, 1991
- Marland, G.; Rotty, R.M., 1983: 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.)
- 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
- NABUURS, G.-J., H. PAJUOJA, K. KUUSELA, R. PÄIVINEN, 1998: Forest Resource Scenario Methodologies for Europe. Discussion Paper 5. European Forest Institute, Joensuu, Finland.
- OECD/IEA, 2002: "CO₂-Emissions from fuel combustion 1971 – 2000", OECD + IEA, Paris 2002, ISBN 92-64-09794-5
- Oil&Gas Journal Data Book: 1997 Edition; Pennwell Publ., Tulsa OK, USA
- PlanCoTec, 2000: Persönliche Mitteilung Teiluntersuchungsergebnisse aus dem DBU-Projekt [DBU 2002]: Qualität und Anwendung von Gärreststoffen
- PlanCoTec, 2000: Persönliche Mitteilung Teiluntersuchungsergebnisse aus dem DBU-Projekt [DBU 2002]: Qualität und Anwendung von Gärreststoffen
- Prognos AG, 2002: Verkehrsentwicklung Sommer 2002 - Gleitende Mittelfristprognose für den Güter- und Personenverkehr; im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen; Basel, 30. Juni 2002
- Rettenberger, Stegmann, 1997: Neue Aspekte der Deponiegasnutzung. Trierer Berichte zur Abfallwirtschaft Band 11. Economia-Verlag Bonn 1997. S. 268, 319
- Schäfer, R., 2002.: Neues Konzept zum Düngemittleinsatz. In: VKS News 65. Ausgabe 08/2002
- Schmid, H. und Puxbaum, H., 1999: Emissionen von ozonbildenden und klimarelevanten Spurengasen aus Kläranlagen. Institut für Analytische Chemie, Abteilung Umweltanalytik, Technische Universität Wien. Projekt MA22-4510/99.
- Schneider, T., 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

- Statistisches Bundesamt: jährliche Fachserie 19 / Reihe 1: Umwelt, Abfallentsorgung. Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt (Hrsg.), 2002: Fachserie 19 / Reihe 1: Umwelt, Abfallentsorgung 1999. Verlag Metzler-Poeschel. Stuttgart, Oktober 2002
- Statistisches Bundesamt: jährliche Fachserie 19, Reihe 1.2: Abfallbeseitigung im Produzierenden Gewerbe und in Krankenhäusern. 1993
- Statistisches Bundesamt: jährliche Fachserie 19 / Reihe 2.1: Öffentliche Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung. Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt: jährliche Fachserie 19 / Reihe 2.2: Wasserversorgung und Abwasserbeseitigung im Bergbau und Verarbeitenden Gewerbe und bei Wärmekraftwerken für die öffentliche Versorgung. Verlag Metzler-Poeschel, Stuttgart.
- Statistisches Bundesamt: Statist. Jahrbuch über Ernährung, Landwirtschaft und Forsten 1998: Holzerntedaten 1995 bis 1997
- Strogies, 2002 (unveröffentlicht): „Analyse der Hauptquellgruppen für die Inventare der Treibhausgasemissionen der Bundesrepublik Deutschland für die Jahre 1990 bis 2000“
- Schulthess von, R., Gujer, W., 1994: Emission von Lachgas in denitrifizierenden Belebtschlammanlagen. Gas Wasser Abwasser Vol. 74, Nr. 9, 1994, p. 731-739.
- Umweltbundesamt, 1993: Emissionen der Treibhausgase Distickstoffoxid und Methan in Deutschland. Auftragnehmer: Schön, M. et al. Fhg-ISI, UBA-Texte 9/93..
- Umweltbundesamt, 1998: Bart, M., Johnke, B., Rathmann, U.: Daten zur Anlagentechnik und zu den Standorten der thermischen Klärschlammbehandlung in der Bundesrepublik Deutschland. UBA-Texte 72/98
- Umweltbundesamt, 1999: Fehrenbach, H. et. al.: Altölstudie, UBA-Texte XXX
- Umweltbundesamt, 2000: MBA-Bericht: Ökologische Vertretbarkeit mechanisch-biologischer Vorbehandlung von Restabfällen. Juli 1999
- Umweltbundesamt (Hrsg), 2000: „Anwendung des IPCC-Referenzverfahrens zur Ermittlung der verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen in Deutschland“ F/E-Vorhaben 204 02 850, Auftragnehmer: PROGROS
- Umweltbundesamt, 2001: Thermische, mechanisch-biologische Behandlungsanlagen und Deponien für Rest-Siedlungsabfälle in der Bundesrepublik Deutschland. 5. Auflage (01/2001). Umweltbundesamt, Berlin, Fachgebiet III 3.3
- Umweltbundesamt (Hrsg.), 2002: Umweltdaten Deutschland 2002, Berlin
- Umweltbundesamt (Hrsg), 2002: Zwischenbericht für das F+E-Vorhaben Nr. 201 42 259 des Umweltbundesamtes „Harmonisierung der Emissionsberichterstattung II“, Öko-Institut November 2002.
- Umweltbundesamt, 2002 (unveröffentlicht): ZSE/Point Source User Manual; Handbuch für die Software Modulare EnergieSystem Analyse und Planung (MESAP 4), Auftragnehmer seven2one Informationssysteme
- UNECE, 2002: EB.AIR/GE.1/2002/7: Draft Guidelines for Estimating and Reporting Emissions Data. UNECE Juli 2002
- 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. <http://unfccc.int/resource/webdocs/sbsta/2002/01.pdf>
- Wicht, H. und Beier, M. 1995: N₂O-Emissionen aus nitrifizierenden und denitrifizierenden Kläranlagen. Korrespondenz Abwasser, 3/95. Jahrgang 42.
- Wallmann, R., 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

Wolff et al., BMVEL (Hrsg), 1997: Deutscher Waldbodenbericht 1996: Band 1, Bonn.

Wolff et al., BMVEL(Hrsg), 1997: Deutscher Waldbodenbericht 1996: Band 2, Kap 5.2.2. Bonn.

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*“²⁸ (*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 IPCC die Definition einer Hauptquellgruppe (engl.: Key Source) eingeführt. Als solche werden Quellgruppen bezeichnet, die im nationalen Inventarsystem herausgehoben sind, da ihre Berechnungsergebnisse 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, 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. Ein solcher Bericht wurde bislang von Deutschland noch nicht vorgelegt.

²⁸ Dieser Report 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 Report ist im Internet veröffentlicht : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm>

12.1 Beschreibung der Methode zur Festlegung der Hauptquellgruppen

Im Nachfolgenden werden erste Ergebnisse der Hauptquellenanalyse nach den beiden Tier 1 Verfahren (Level und Trend) vorgestellt. Auf die Beschreibung der zugrundegelegten Methoden in der *Good Practice Guidance* wird verwiesen.

12.1.1 Tier 1 Level Approach

Tabelle 53: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2000) gemäß Tier 1 Level Approach

Key Source Categories for Germany 2000 based on Tier 1 Level Approach					
Key Source Categories	Gas	Emission 2000 (Gg CO2 Eq.)	Percentage		Key Source
			abs.	cuml	
Emissions from Stationary Combustion - Gas	CO2	191145	19,3	19,3	<input type="checkbox"/>
Mobile Combustion: Road & Other	CO2	177651	17,9	37,2	<input type="checkbox"/>
Emissions from Stationary Combustion - Hardcoal	CO2	173535	17,5	54,7	<input type="checkbox"/>
Emissions from Stationary Combustion - Browncoal	CO2	173040	17,5	72,2	<input type="checkbox"/>
Emissions from Stationary Combustion - Oil	CO2	111129	11,2	83,4	<input type="checkbox"/>
Emissions from Agricultural Soils	N2O	27351	2,8	86,1	<input type="checkbox"/>
Emissions from Mineral Production (mainly cement)	CO2	23502	2,4	88,5	<input type="checkbox"/>
Emissions from Enteric Fermentation in Domestic Livestock	CH4	20890	2,1	90,6	<input type="checkbox"/>
Emissions from Waste	CH4	16674	1,7	92,3	<input type="checkbox"/>
Emissions from Manure Management	N2O	13838	1,4	93,7	<input type="checkbox"/>
Fugitive Emissions from Coal Mining & Handling	CH4	9968	1,0	94,7	<input type="checkbox"/>
Total Emissions	HFCs	7700	0,8	95,5	<input type="checkbox"/>
Fugitive Emissions from Oil & Gas Operations	CH4	7358	0,7	96,2	
Emission from stationary Fuel Combustion	N2O	5527	0,6	96,8	
Mobile Combustion: Road & Other	N2O	5175	0,5	97,3	
Emissions from Adipic Acid Production (incl. Nitric Acid)	N2O	5089	0,5	97,8	
Emissions from Manure Management	CH4	4425	0,4	98,2	
Mobile Combustion: Aviation	CO2	4382	0,4	98,7	
Total Emissions	SF6	3442	0,3	99,0	
Emissions from Product use	N2O	1860	0,2	99,2	
Emissions from Chemical Production	CO2	1860	0,2	99,4	
Total Emissions	PFC's	1709	0,2	99,6	
Emission from Fuel Combustion	CH4	1268	0,1	99,7	
Emissions from Wastewater Handling	N2O	1240	0,1	99,8	
Mobile Combustion: Marine	CO2	877	0,1	99,9	
Emissions from Metal Production	CO2	787	0,1	100,0	
Subtotal All gases		991421	100,0		

Im Ergebnis werden die Quellgruppen als Hauptquellgruppen () festgelegt, die 2000 von der Menge der freigesetzten Emissionen 95 % der nationalen Gesamtemission (als CO₂-Äquivalentemission) verursachen. Die Berechnung erfolgte unter Anwendung der Formel 7.1 der *Good Practice Guidance*.

Bei der in dieser Analyse verwendeten Quellgruppensummenfassung sind nach diesem Verfahren insgesamt 12 Hauptquellen festzustellen (siehe Tabelle 53).

12.1.2 Tier 1 Trend Approach

Im Ergebnis werden die Quellgruppen als Hauptquellgruppen (□) festgelegt, die hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung ihres Beitrages seit 1990 zur Änderung der Gesamttreibhausgasemissionen 2000 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 Quellgruppensummenfassung sind nach diesem Verfahren insgesamt 16 Hauptquellen festzustellen (siehe Tabelle 54).

Tabelle 54: Hauptquellgruppen für Deutschland (1990-2000) gemäß Tier 1 Trend Approach

IPCC Source Categories	direct Greenhouse Gas	Base Year Estimate 1990 (Gg CO ₂ Eq.)	Current Year Estimate 2000 (Gg CO ₂ Eq.)	Trend Assessment	Contribution to Trend	Cumulative Total	Key Source
Emissions from Adipic Acid Production (incl. Nitric Acid)	N ₂ O	25420	5089	3,761	22,52	22,52	<input type="checkbox"/>
Emission from Fuel Combustion	CH ₄	4492	1268	2,542	15,22	37,75	<input type="checkbox"/>
Mobile Combustion: Marine	CO ₂	2471	877	1,816	10,87	48,62	<input type="checkbox"/>
Fugitive Emissions from Coal Mining & Handling	CH ₄	25767	9968	1,585	9,49	58,11	<input type="checkbox"/>
Emissions from Waste	CH ₄	39768	16674	1,385	8,29	66,41	<input type="checkbox"/>
Emissions from Stationary Combustion - Browncoal	CO ₂	343372	173040	0,984	5,89	72,30	<input type="checkbox"/>
Total Emissions	HFCs	2340	7700	0,696	4,17	76,47	<input type="checkbox"/>
Total Emissions	PFC's	2694	1709	0,576	3,45	79,92	<input type="checkbox"/>
Emission from stationary Fuel Combustion	N ₂ O	8182	5527	0,480	2,88	82,80	<input type="checkbox"/>
Mobile Combustion: Road & Other	N ₂ O	3193	5175	0,383	2,29	85,09	<input type="checkbox"/>
Emissions from Enteric Fermentation in Domestic Livestock	CH ₄	28035	20890	0,342	2,05	87,14	<input type="checkbox"/>
Mobile Combustion: Aviation	CO ₂	2897	4382	0,339	2,03	89,17	<input type="checkbox"/>
Emissions from Manure Management	N ₂ O	17771	13838	0,284	1,70	90,87	<input type="checkbox"/>
Emissions from Manure Management	CH ₄	5665	4425	0,280	1,68	92,55	<input type="checkbox"/>
Emissions from Stationary Combustion - Oil	CO ₂	140806	111129	0,267	1,60	94,15	<input type="checkbox"/>
Emissions from Stationary Combustion - Gas	CO ₂	158041	191145	0,173	1,04	95,18	<input type="checkbox"/>
Emissions from Metal Production	CO ₂	904	787	0,149	0,89	96,08	<input type="checkbox"/>
Total Emissions	SF ₆	3896	3442	0,132	0,79	96,87	<input type="checkbox"/>
Emissions from Agricultural Soils	N ₂ O	30926	27351	0,131	0,78	97,65	<input type="checkbox"/>
Emissions from Chemical Production	CO ₂	2100	1860	0,129	0,77	98,42	<input type="checkbox"/>
Mobile Combustion: Road & Other	CO ₂	156913	177651	0,117	0,70	99,12	<input type="checkbox"/>
Emissions from Stationary Combustion - Hardcoal	CO ₂	182332	173535	0,051	0,30	99,42	<input type="checkbox"/>
Emissions from Mineral Production (mainly cement)	CO ₂	24664	23502	0,049	0,30	99,72	<input type="checkbox"/>
Fugitive Emissions from Oil & Gas Operations	CH ₄	7014	7358	0,047	0,28	100,00	<input type="checkbox"/>
Emissions from Product use	N ₂ O	1860	1860	0,000	0,00	100,00	<input type="checkbox"/>
Emissions from Wastewater Handling	N ₂ O	1240	1240	0,000	0,00	100,00	<input type="checkbox"/>
Subtotal All gases		1222765	991421	16,699			

12.1.3 Bewertung

Die vorgelegte Analyse ist ein erster Ansatz. Sie muss nach der Aktualisierung der im ZSE für die Berechnung der Emissionen verwendeten Basisdaten (hinsichtlich ihrer zeitlichen Erweiterung) im nächsten Jahr erneut durchgeführt werden. Dabei kann dann auch allen Empfehlungen des IPCC hinsichtlich der Detailliertheit der in die Analyse einzubeziehenden

Quellgruppen gefolgt werden. Dies betrifft insbesondere die detaillierte Berechnung der F-Gase (CRF 2), der Abfallwirtschaft (CRF 6), der Produktverwendung (CRF 3) und der Methanemissionen des Kohlebergbaus (stillgelegte Bergwerke CRF 1B). Weitere Erweiterungen sind im Bereich der Feuerungsanlagen (technische Abgrenzungen) sowie der Tierhaltung (tierartspezifische Berechnungen) möglich.

In der weiteren Bearbeitung des Forschungsvorhabens zur Qualitätssicherung der Inventare muss dann auch eine Hauptquellenfestlegung nach der Tier 2 Methodik erfolgen.

13 ANHANG 2: DETAILIERTE ERLÄUTERUNG DER METHODEN UND DATEN ZUR BERECHNUNG VON CO₂ EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG FOSSILER BRENNSTOFFE

Detaillierte Erläuterung der Methoden und Daten zur Berechnung von CO₂ Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe sind in Kapitel 3 nachzulesen.

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

Weitere detaillierte methodische Beschreibungen für einzelne Quell- und Senkenkategorien liegen bisher noch nicht vor.

15 ANHANG 4: CO₂ REFERENCE APPROACH UND VERGLEICH MIT DEM SEKTORANSATZ UND RELEVANTE INFORMATIONEN ZUR NATIONALEN ENERGIEBILANZ

Darlegungen zum CO₂ reference approach und ein Vergleich mit dem Sektoransatz und relevante Informationen zur nationalen Energiebilanz finden sich im Kapitel 3.2.10.

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 ANNEX 6: ZUSATZINFORMATIONEN ALS BESTANDTEIL DES NIR ODER ANDERE HILFREICHE REFERENZINFORMATIONEN

Zusatzinformationen als Bestandteil des NIR liegen bisher noch nicht vor.

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

Berechnungen zu den Unsicherheiten liegen bisher noch nicht vor.

19 ANHANG 8: WEITERE ANHÄNGE

19.1 Deutsches Nationales System Emissionen

19.1.1 Aufgaben für das Nationale System

Bei der 7. Vertragsstaatenkonferenz (VSK) unter der Klimarahmenkonvention (KRK) wurden Richtlinien für die Einrichtung eines nationalen Systems zur Inventarerstellung unter Artikel 5.1 des Kyoto-Protokolls beschlossen. Mit der Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch die Bundesregierung müssen diese Vorschriften bindend bis spätestens zum 1. Januar 2007 umgesetzt werden. Artikel 5.1 definiert die folgenden Aufgaben:

- Aufbau der nationalen Koordinierungsstelle zur Emissionsberichterstattung (Single National Entity²⁹)
- Festlegung / Dokumentation von institutionellen Einrichtungen, rechtlichen Vereinbarungen, Verfahren zur Emissionsberechnung und -berichterstattung
- Archivierung aller Inventarinformationen
- Initiierung von Maßnahmen zur Verbesserung der Emissionsinventare (National Inventory Improvement Program)

Für die konkrete Institutionalisierung des Nationalen Systems werden den Vertragsstaaten weitgehende Gestaltungsspielräume eingeräumt.

19.1.2 Aufbau des Nationalen Systems

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 Nationalen Systems wurde im Jahr 2002 begonnen und es ist geplant, den überwiegenden Teil bis zum Jahr 2005 zu implementieren.

Zur fachlichen Unterstützung des Umweltbundesamtes bei der Umsetzung der Vorschriften zur Einrichtung eines Nationalen Systems wurde im Rahmen des UFOPLAN 2001 ein Forschungsvorhaben (FKZ: 201 42 258) initiiert, das wesentlich dazu beitragen soll, das deutsche System zur Inventarerstellung rechtzeitig an die internationalen Anforderungen anzupassen und weiterzuentwickeln. Ziel ist es, ein Gesamtkonzept zur Implementierung des Nationalen Systems zu erarbeiten, das sowohl die internationalen Anforderungen als auch die nationalen Rahmenbedingungen berücksichtigt. Insbesondere geht es auch um die Erarbeitung eines Vorschlages zur geeigneten Institutionalisierung des Systems in Deutschland. Dieser muss die effektive Arbeitsfähigkeit des Nationalen Systems mit unbürokratischen aber verbindlichen Verfahren mit der geforderten Verlässlichkeit sicherstellen. Es sollen die Anforderungsbereiche an das Nationale System identifiziert werden, 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.

²⁹ Die Koordinierungsstelle (Single National Entity) 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.

Das nationale System ist aber nicht völlig neu zu schaffen, sondern wird auf den bestehenden Strukturen und Verfahren zur Inventarerstellung aufbauen. In Abbildung 20 werden die einzelnen Akteure und ihre Vernetzung miteinander dargestellt.

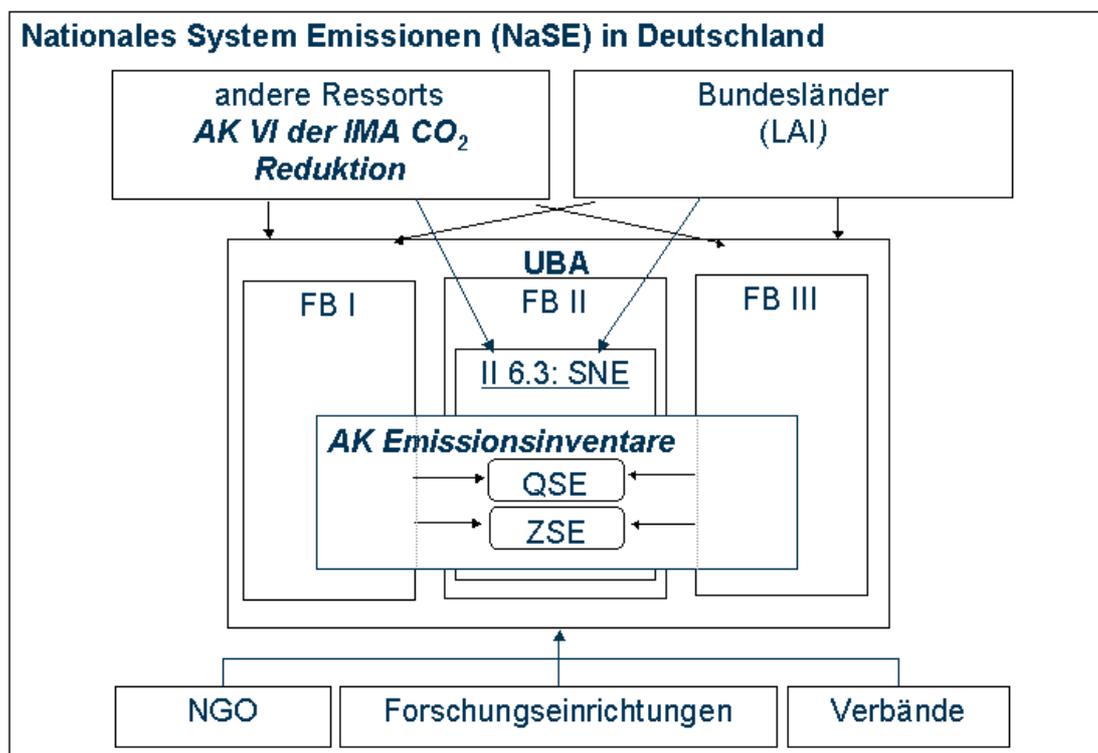


Abbildung 20: Das Nationale System in Deutschland

Abkürzungen zur Abbildung:

FB – Fachbereich des UBA

LAI - Länderausschuss Immissionsschutz

QSE - Qualitäts-System Emissionen

SNE - Single National Entity, Nationale Koordinierungsstelle

ZSE - Zentrales System Emissionen

AK VI der IMA CO₂ Reduktion – Arbeitskreis Emissionsberichterstattung der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO₂-Reduktion"

Die **Koordinierungsstelle des Nationalen Systems** ist am Umweltbundesamt im Fachgebiet II 6.3 angesiedelt (SNE; single national entity). Sie dient als zentrale Anlaufstelle, koordiniert und informiert alle Teilnehmer des Nationalen Systems. Im Zeitraum 2003-05 wird die Koordinierungsstelle darüber hinaus neu in das Nationale System einzubindende institutionellen Einrichtungen identifizieren und den Abschluss rechtlicher Vereinbarungen zur Sicherung der Datenkontinuität für die Inventare prüfen und initiieren. Hier wird zukünftig auch die zentrale Archivierung erfolgen.

Als Bestandteil der Nationalen Koordinierungsstelle gilt das im Aufbau befindliche **Qualitäts-Systems Emissionen** (QSE). Das QSE wird derzeit im Rahmen eines Vorhabens aufgebaut. Zur Zeit werden alle bei der Inventarerstellung zugrundegelegten Berechnungen einer Prüfung unterzogen, inwiefern sie den IPCC Guidelines und den Good Practice Guidance entsprechen und ob Verbesserungen an der Inventarpraxis vor dem Hintergrund der Datenverfügbarkeit notwendig und möglich sind. Ab 2003 werden systematisch

Maßnahmen zur Verbesserung der Emissionsinventare initiiert und erstmals wird für Deutschland ein *National Inventory Improvement Plan* erstellt.

Die zweite wichtige Säule der Nationalen Koordinierungsstelle ist das **Zentrale System Emissionen** (ZSE) - die zentrale, nationale Datenbank zur Emissionsberechnung und -berichterstattung. Mit dem ZSE sollen die Schlüsselanforderungen Transparenz, Konsistenz, Vollständigkeit, Vergleichbarkeit und Genauigkeit von UNFCCC und darüber hinaus von UN ECE an das Nationale System auf der Datenebene erfüllt werden. Hier erfolgt die Dokumentation von Verfahren zur Emissionsberechnung und -berichterstattung.

Die Nationale Koordinierungsstelle hat für die Koordinierung der Arbeiten innerhalb des Umweltbundesamtes einen **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 das 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 -berichterstattung soll der Arbeitskreis auch die Einbindung der Fachexperten in den Review-Prozess sicherstellen. Seit Oktober 2002 erfolgt die Information innerhalb des UBA auch über eine entsprechende Intranetseite. Auf diesem Weg werden die eher allgemeineren Informationen der bisher gehaltenen Vorträge vertieft und konkretisiert.

Für die ressortübergreifende Zusammenarbeit von Bundesbehörden wurde **im Rahmen der Interministeriellen Arbeitsgruppe „IMA CO₂ Reduktion“** ein neuer **„Arbeitskreis Emissionsberichterstattung“** (AK VI) gegründet. Hier erfolgt eine Diskussion von bislang identifizierten Aufgabenschwerpunkten im Bereich der Emissionsinventare, die Anforderungen an andere Ressorts wie Verkehr, Landwirtschaft und Wirtschaft stellen. Mit dem Abschluss einer Rahmen-Ressortvereinbarung zwischen dem BMVEL und dem BMU über den Daten- und Informationsaustausch und den Betrieb einer gemeinsamen Datenbank zu Landwirtschaftsemissionen wurde eine erste ressortübergreifende Vereinbarung zur Zusammenarbeit bei der Berechnung der Emissionen geschlossen. Darüber hinaus liefert BMVEL alle waldrelevanten Daten. Eine intensivere Zusammenarbeit wurde auch mit dem Statistischen Bundesamt (DESTATIS) begonnen. Hier wurde UBA-Expertise bei der Erarbeitung des neuen Energiestatistik-Gesetzes eingebracht. Aktuelle Gespräche sollen vor allen Dingen erreichen, dass bei der anstehenden Novellierung des Umweltstatistikgesetzes die Belange der Emissionsberichterstattung volle Berücksichtigung finden.

Eine Einbindung der Bundesländer erfolgt zur Zeit durch den **Länderausschuss Immissionsschutz** (LAI). Dies ist vor allem für die Validierung der Bundesenergiebilanz mit den Länderenergiebilanzen und den Verifizierungsprozess von Bundes- und Länderemissionsinventaren erforderlich.

Die Einbindung von **Verbänden** und anderen **NGO** erfolgt 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 Unterstützungsleistung. Eine intensive Zusammenarbeit besteht insbesondere zwischen der *Nationalen Koordinierungsstelle* und der Arbeitsgemeinschaft

Energiebilanzen (AGEB) sowie dem DIW, der die Bundesenergiebilanz im Auftrag der AGEB erstellt. Die Aufklärungs- und Informationsarbeiten müssen ab 2003 noch wesentlich intensiviert werden.

Im Rahmen von FE-Vorhaben wurde die Expertise von **Forschungseinrichtungen** schon immer in die Inventarerstellung einbezogen. Dies erfolgt sowohl über die für konkrete Fragestellungen zuständigen Facheinheiten des Fachbereichs I und III als auch durch das Fachgebiet II 6.3. Letztere dienen vor allem der Harmonisierung von Einzelergebnissen in das Gesamtinventar und der Identifizierung von Fehlstellen bzw. Lückenschließung von emissionsrelevanten Aktivitäten. Als wichtigste Aufgabe für die Zukunft sieht die Nationale Koordinierungsstelle die verstärkte Einbringung der Berichtsanforderungen in die Vorhaben der Facheinheiten an, damit Nacharbeiten der Harmonisierung und Qualitätssicherung zukünftig überflüssig werden.

19.2 Qualitätssicherung und –kontrolle

19.2.1 Aufgaben für das Qualitäts-System Emissionen

In den *Good Practice Guidance* sind Aspekte der Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle festgelegt, die es in den einzelnen Mitgliedstaaten umzusetzen gilt. Qualitätskontrolle ist gemäß IPCC als System routinierter technischer Aktivitäten auszulegen, das die Qualität der Inventare bei ihrer Erstellung erfassen und kontrolliert, und soll

- Routinen und Konsistenzprüfungen vorhalten, um die Datenintegrität (data integrity), -richtigkeit (correctness) und Vollständigkeit (completeness) zu gewährleisten
- Fehler und Fehlstellen identifizieren und ansprechen
- Inventarmaterial dokumentieren und archivieren sowie alle Maßnahmen der Qualitätskontrolle festhalten

Aktivitäten der Qualitätskontrolle beinhalten generelle Methoden wie

- die Überprüfung der Richtigkeit (accuracy checks) in der Datengewinnung und -berechnung
- die Anwendung von anerkannten standardisierten Verfahren zur Emissionsberechnung, Messung, Erfassung von Unsicherheiten, Archivierung aller relevanten Informationen und Berichterstattung.

Höherrangige Aktivitäten der Qualitätskontrolle beinhalten die technische Überprüfung von Quellgruppen, Aktivitätsraten und Emissionsfaktoren sowie Methoden.

Aktivitäten der Qualitätssicherung umfassen gemäß der *Good Practice Guidance* ein geplantes System von Überprüfungsroutrinen, die durch nicht direkt in die Inventarerstellung eingebundene Personen durchgeführt werden. Nach Inventarerstellung und Durchlaufen der Überprüfungsroutrinen sind weitere Überprüfungen, vorzugsweise durch unabhängige Dritte, durchzuführen. Reviews prüfen, ob die Anforderungen an die Datenqualität eingehalten werden, garantieren dass Inventare die best erreichbaren Emissionsberechnungen und Angaben zu Senken beinhalten und den aktuellen Stand des Wissens und der Datenverfügbarkeit wiedergeben. Sie unterstützen die Effektivität des Programms zur Qualitätskontrolle.

19.2.2 Ausgangslage bei der Erstellung der Emissionsinventare

Die Erstellung der Emissionsinventare erfordert eine weitreichende Zuarbeit durch die Fachabteilungen des Hauses und externe Institutionen des Nationalen Systems. In der Vergangenheit hat es für diese Zusammenarbeit kein institutionalisiertes Verfahren gegeben, so dass sich Mängel in den folgenden Punkten ergeben haben:

- Fehlen von eindeutigen Zuständigkeiten für Einzelaspekte
- mangelnde Termintreue bei der Übermittlung
- nicht berichtskonforme Datenübermittlung (andere Emittentenstruktur, fehlende Trennung von verbrennungsbedingten und nicht-verbrennungsbedingten Emissionen)
- nicht datenbankkonforme Datenübermittlung (nicht ZSE-kompatibel)
- keine Vollständigkeit in den Daten (unvollständige Zeitreihenabdeckung, Aktualitätsmängel, Problemschadstoffe)
- keine Betrachtung der Unsicherheiten
- unvollständige oder ungeeignete Dokumentation der Ergebnisse (Ergebnisse statt Berechnungsverfahren mit allen zur Berechnung benötigten Eingangsgrößen, keine oder keine ausreichende Beschreibung der Datenquelle, bisher kein Inventarbericht)
- suboptimale Nutzung des vorhandenen aktuellen Standes des Wissens aus mangelnder Kenntnis der Existenz oder Verfügbarkeit von Daten und aufgrund unvollständiger oder ungeeigneter Dokumentation von Ergebnissen bei der Datengenese

Das Umweltbundesamt hat im Jahr 2002 damit begonnen, die schon vorher bestehenden Maßnahmen zur Qualitätssicherung und -kontrolle bei der Erstellung von Emissionsinventaren im Qualitäts-System Emissionen (QSE) systematisch zusammenzufassen und dieses vor dem Hintergrund der Anforderungen der *Good Practice Guidance* sukzessive auszubauen.

19.2.3 Aufbau des Qualitäts-Systems Emissionen

Zur fachlichen Unterstützung des Umweltbundesamtes bei der Umsetzung der Anforderungen aus den *Good Practice Guidance* wurde im Rahmen des UFOPLAN 2001 ein Forschungsvorhaben (FKZ: 202 42 266) initiiert, das wesentlich dazu beitragen soll, das QSE für das *Nationale System Emissionen (NaSE)* weiterzuentwickeln. Hierbei sollen die Anforderungen des IPCC erfüllt, die nationalen Gegebenheiten in Deutschland berücksichtigt, sowie die internen Strukturen und Abläufe der berichterstattenden Institution UBA angepasst werden. Das QSE soll in seinen Verfahrensabläufen soweit flexibel gestaltet werden, dass auch zukünftige veränderte Anforderungen routinemäßig berücksichtigt werden können (Änderung der Anforderungen als Normalfall).

Im Rahmen des Vorhabens wird ein ablauforganisatorisches Konzept zu erarbeiten, das das Auftreten der in Kapitel 19.2.2 benannten Mängel minimiert und Verbindlichkeiten für das Verfahren transparent festlegt. Das Vorhaben umfasst die folgenden Aufgabenschwerpunkte:

- Erarbeitung eines Grobkonzeptes zur internen und externen Qualitätssicherung und -kontrolle (*QS/QK-Plan*)
- Ermittlung der Unsicherheiten gemäß Tier 1 der *Good Practice Guidance*

- Dokumentation des derzeitigen Qualitätszustands der Inventardaten für Hauptquellgruppen und Darlegung der Abweichungen gegenüber den Anforderungen
- Feststellung des Handlungsbedarfs (*Inventory Improvement Plan*)
- Umsetzung des *Inventory Improvement Plans* für die UBA-eigenen Datenquellen mit Mitarbeitern des Hauses und zeitgleiche Ermittlung der Unsicherheiten für die Hauptquellgruppen (Tier 2)
- Vorstellung des *Inventory Improvement Plans* für die externen Datenquellen im *AK VI Emissionsberichterstattung der IMA CO₂*
- Ermittlung der Hauptquellgruppen (*key source analysis*) gemäß Tier 2 der *Good Practice Guidance*
- Erstellung eines Feinkonzepts zur Einrichtung eines *Qualitäts-Systems Emissionen* für die interne und externe Qualitätssicherung und -kontrolle des *Nationalen Systems* (QS/QK-Plan)

Damit den zu beteiligenden Personen und Institutionen konkrete Handlungsanweisungen im Rahmen ihrer Aufgabenstellung zugewiesen werden können, werden die Anforderungen der *Good Practice Guidance* in der nationalen Umsetzung konkreter auf Handlungsebenen bezogen (siehe Abbildung 21).



Abbildung 21: Betrachtungsebenen für den Plan zur internen und externen Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle des Nationalen Systems

19.3 Das Datenbanksystem Zentrales System Emissionen

19.3.1 Datenbankstruktur und management

The development of a new database for emissions, the Central System of Emissions (CSE or ZSE, Zentrales System Emissionen), and a database system was initiated at the Federal Environmental Agency in 1998. The system has a modular software design which allows to integrate new methodologies. A time series oriented data warehouse at its center supports the handling of several databases for inventories of different contents. At the heart of the data warehouse lies a multi-dimensional classification concept for time series, which offers a high degree of flexibility in describing the contents of an emissions database. The software is client/server based, multi-user capable and runs in a Windows™ computer network.

The database system consists of two relational databases with a modular structure:

- The CSE (Central System of Emissions) contains all data records, time series and additional information of the main source categories. In accordance with the international and national reporting requirements the information is edited here. To improve data quality of reported data and to increase transparency, the documentation of data sources is also involved in the database.
- POSO (Point Source) contains all master data and time series of large combustion plants, which are necessary for the reporting obligation of the EU-Directive 2001/80/EG on the Limitation of Emissions from Large Combustion Plant Directive, LCPD and also additional information coming from the European Pollutant Emission Register can be inserted. POSO can be linked with the CSE and aggregated emission data can transfer via the reporting generator into the CSE.

19.3.2 Weitere Software Tools: Der CalQlator

The CalQlator tool allows to specify calculation procedures which estimate the emissions from other indicators by some mathematical correlation.

In a first step, the user establishes the mathematical equation system and specifies which input variables for the calculation correspond to which time series in the database and which time series are to be used to store the results.

This is done by using the equation editor. Once the calculation procedure is defined correctly and stored in the database, it can be executed by the CSE solver .

At present the tool is developed further, so that several calculation procedures can be grouped together in a hierarchical structure. This way complex calculations can be broken up transparently into smaller blocks that are easy to control. A status system should indicate, whether the results of a calculation are up-to-date or whether the calculation has to be re-launched. The execution of calculations should also be scheduled.

The results of the calculation can be incorporated in reports by establishing a link to the resulting time series of the calculation procedure.

19.3.3 Weitere Software Tools: Der Analyst

At least the report generator, the so-called Analyst, enables the output of the necessary data in the appropriate reporting format. The Analyst is Excel based and thus allows the user to create his report templates in a well known procedure.

The major difference is, that the reported values are not copied into the sheet but are inserted by establishing a hot link to the database.

At present, the new UNFCCC-Software of the CRF-tables is integrated in the Analyst.

The combination of the different mathematical and statistical functions of the Calculator and the Analyst is a very powerful instrument to carry out quality assurance of the data material.

19.3.4 Datenfluß

At present the database CSE is filled with expert information of emissions, emission factors and activity rates as well as primary information from the main source categories energy, transport, agriculture, production processes etc. Further information is compiled by the Federal Statistical Office Germany, other relevant institutes and by owners of industrial plants. This relationship and the link to other industries will be organized in future in the National System, which will coordinate the data flow.

The expert information or input data are brought into the respective databases about import-interfaces. Before the data are imported they are checked for plausibility and consistency by the administrator of the databases.