KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN

Brüssel, den 29/01/2004
K(2004) 130 endg.

ENTSCHEIDUNG DER KOMMISSION
vom 29/01/2004

zur Festlegung von Leitlinien für Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates

(Text von Bedeutung für den EWR)

ENTSCHEIDUNG DER KOMMISSION
vom 29/01/2004

zur Festlegung von Leitlinien für Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates

DIE KOMMISSION DER EUROPÄISCHEN GEMEINSCHAFTEN -

gestützt auf den Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft,

gestützt auf die Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, insbesondere auf Artikel 14 Absatz 1,

in Erwägung nachstehender Gründe:

(1) Eine umfassende, kohärente, transparente und genaue Überwachung von Treibhausgasemissionen und eine entsprechende Berichterstattung gemäß diesen Leitlinien sind Voraussetzung für den Betrieb des mit der Richtlinie 2003/87/EG geschaffenen Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten.

(2) Die in dieser Entscheidung beschriebenen Leitlinien enthalten detaillierte Kriterien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen, die infolge der in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Tätigkeiten entstehen und die im Zusammenhang mit diesen Tätigkeiten spezifizierte Treibhausgase betreffen, wobei die in Anhang IV dieser Richtlinie dargelegten Prinzipien für die Überwachung und Berichterstattung als Grundlage dienen.

(3) Gemäß Artikel 15 der Richtlinie 2003/87/EG stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die von den Betreibern vorgelegten Berichte anhand der Kriterien von Anhang V geprüft werden.

(4) Die Maßnahmen dieser Entscheidung stehen im Einklang mit der Stellungnahme des gemäß Artikel 8 des Beschlusses 93/389/EWG eingesetzten Ausschusses.

HAT FOLGENDE ENTSCHEIDUNG ERLASSEN:

Artikel 1

Die Anhänge dieser Entscheidung enthalten die in Artikel 14 der Richtlinie 2003/87/EG genannten Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen aus den in Anhang I dieser Richtlinie aufgeführten Tätigkeiten.

Diese Leitlinien basieren auf den in Anhang IV dieser Richtlinie beschriebenen Prinzipien.

Artikel 2

Diese Entscheidung ist an die Mitgliedstaaten gerichtet.

Brüssel, den 29/01/2004.

Für die Kommission
Margot Wallström
Mitglied der Kommission

BEGLAUBIGTE AUSFERTIGUNG
Für den Generalsekretär,

Patricia BUGNOT
Direktor der Kanzlei

Verzeichnis der Anhänge:

Anhang I: Allgemeine Leitlinien 5

Anhang II: Leitlinien für Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit den in Anhang I der Richtlinie aufgelisteten Tätigkeiten 54

Anhang III: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Mineralölraffinerien gemäß Anhang I der Richtlinie 63

Anhang IV: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Kokereien gemäß Anhang I der Richtlinie .. 70

Anhang V: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Röst- und Sinteranlagen für Metallerz gemäß Anhang I der Richtlinie 76

Anhang VI: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen für die Herstellung von Roheisen oder Stahl, einschließlich Stranggießen, gemäß Anhang I der Richtlinie 81

Anhang VII: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zementklinker gemäß Anhang I der Richtlinie 87

Anhang VIII: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Kalk gemäß Anhang I der Richtlinie 94

Anhang IX: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Glas gemäß Anhang I der Richtlinie 100

Anhang X: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen gemäß Anhang I der Richtlinie 106

Anhang XI: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zellstoff und Papier gemäß Anhang I der Richtlinie 113

Anhang I: Allgemeine Leitlinien

1. Einleitung

Dieser Anhang enthält die allgemeinen Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Emissionen aus den in Anhang I der Richtlinie 2003/86/EG (im Folgenden „die Richtlinie“) aufgeführten Tätigkeiten von für diese Tätigkeiten spezifizierten Treibhausgasen. Weitere Leitlinien in Bezug auf tätigkeitsspezifische Emissionen sind in den nachfolgenden Anhängen II-XI definiert.

Die Kommission wird den vorliegenden Anhang sowie die Anhänge II-XI zum 31. Dezember 2006 auf der Grundlage der Erfahrungen mit der Anwendung dieser Anhänge und eventueller Änderungen der Richtlinie 2003/87/EG überprüfen. Dabei wird ein Inkrafttreten der überarbeiteten Anhänge zum 1. Januar 2008 ins Auge gefasst.

2. Begriffsbestimmungen

Im Sinne dieses Anhangs und der Anhänge II bis XI bezeichnet der Ausdruck

a) „Tätigkeiten“ die in Anhang I der Richtlinie aufgeführten Tätigkeiten;

b) „tätigkeitsspezifisch“ Eigenheiten, die für eine der in einer bestimmten Anlage durchgeführten Tätigkeiten spezifisch sind;

c) „Charge“ eine bestimmte Brennstoff- oder Materialmenge, die als Einzellieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg weitergeleitet wird. Chargen sind repräsentativen Probenahmen zu unterziehen und im Hinblick auf den durchschnittlichen Energie- und Kohlenstoffgehalt sowie andere relevante Aspekte der chemischen Zusammensetzung zu beschreiben;

d) „Biomasse” nicht fossile und biologisch abbaubare, organische Stoffe von Pflanzen, Tieren und Mikroorganismen. Dazu zählen auch Erzeugnisse, Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle aus der Landwirtschaft, Forstwirtschaft und den damit verbundenen Industrien sowie der nicht fossile, biologisch abbaubare, organische Anteil industrieller und kommunaler Abfälle. „Biomasse“ bezeichnet ferner Gase und Flüssigkeiten, die aus der Zersetzung nicht fossiler und biologisch abbaubarer, organischer Stoffe entstehen. Werden diese zur Energiegewinnung verbrannt, werden sie als Biomasse-Brennstoff bezeichnet;

e) „Emissionen aus der Verbrennung“ Treibhausgasemissionen, die während der exothermen Reaktion eines Brennstoffs mit Sauerstoff entstehen;

f) „zuständige Behörde“ die Einrichtung bzw. Einrichtungen, die in Übereinstimmung mit Artikel 18 der Richtlinie ernannt und mit der Umsetzung der Bestimmungen der vorliegenden Entscheidung betraut wurde/wurden;

g) „Emissionen“ die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre aus Quellen in einer Anlage gemäß der Richtlinie;

h) „Treibhausgase” die in Anhang II der Richtlinie aufgeführten Gase;

i) „Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen“ bzw. „Genehmigung“ eine Genehmigung im Sinne von Artikel 4 der Richtlinie, die gemäß den Artikeln 5 und 6 der Richtlinie erteilt wird;

j) „Anlage“ eine ortsfeste technische Einheit, in der eine oder mehrere der in Anhang I der Richtlinie genannten Tätigkeiten sowie andere unmittelbar damit verbundene Tätigkeiten durchgeführt werden, die mit den an diesem Standort durchgeführten Tätigkeiten in einem technischen Zusammenhang stehen und die im Sinne der Richtlinie Auswirkungen auf die Emissionen und die Umweltverschmutzung haben können;

k) „Grad der Gewissheit“ das Maß, in dem sich die prüfende Instanz sicher ist, in ihrem Abschlussbericht belegen bzw. widerlegen zu können, dass die über eine Anlage vorgelegten Informationen insgesamt gesehen keine wesentlich falschen Angaben enthalten;

l) „Wesentlichkeit“ die professionelle Einschätzung der prüfenden Instanz, ob Auslassungen, Falschdarstellungen oder Fehler in den zu einer Anlage übermittelten Informationen für sich oder zusammen die Entscheidungen der Adressaten maßgeblich beeinflussen können. Als grober Anhaltspunkt gilt, dass die prüfende Instanz eine falsche Angabe bezüglich der Gesamtemissionen dann als wesentlich bezeichnen wird, wenn durch diese die Zahl der Auslassungen, Falschdarstellungen oder Fehler in Bezug auf die Gesamtemissionen fünf Prozent überschreitet;

m) „Überwachungsmethode“ die für die Bestimmung der Emissionen verwendete Methode, wobei zwischen einer Überwachung durch Berechnung oder einer Überwachung auf der Grundlage von Messungen zu wählen ist und eine Auswahl geeigneter „Ebenen“ getroffen werden muss;

n) „Betreiber“ eine Person, die eine Anlage betreibt oder besitzt oder der - sofern in den nationalen Rechtsvorschriften vorgesehen - die ausschlaggebende wirtschaftliche Verfügungsmacht über den technischen Betrieb einer Anlage übertragen worden ist, wie in der Richtlinie definiert;

o) „Prozessemissionen“ Treibhausgasemissionen, bei denen es sich nicht um „Emissionen aus der Verbrennung“ handelt und die durch eine beabsichtigte bzw. unbeabsichtigte Reaktion zwischen Stoffen oder durch deren Umwandlung entstehen, u. a. durch die chemische oder elektrolytische Reduktion vom Metallerzen, die thermische Zersetzung von Stoffen und die Produktion von Stoffen zur Verwendung als Produkt oder Ausgangsmaterial;

p) „Berichtszeitraum“ den Zeitraum, in dem die Emissionen zu überwachen sind bzw. in dem über diese gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie Bericht zu erstatten ist. Dabei handelt es sich jeweils um ein Kalenderjahr;

q) „Quelle“ einen bestimmten, feststellbaren Punkt oder Prozess in einer Anlage, durch den Treibhausgase freigesetzt werden;

r) „Ebenenkonzept“ eine spezifische Methode zur Ermittlung von Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren und Oxidations- oder Umsetsungsfaktoren. Aus den verschiedenen Ebenenkonzepten, die hierarchisch aufeinander aufbauen, kann in Einklang mit den vorliegenden Leitlinien eine geeignete Auswahl getroffen werden;

s) „prüfende Instanz“ eine geeignete, unabhängige, akkreditierte Prüfungseinrichtung, die in Übereinstimmung mit den Rechts- und Verwaltungsvorschriften, die gemäß Anhang V der

Richtlinie von den Mitgliedstaaten zu erarbeiten sind, für die Durchführung des Prüfungsverfahrens und die diesbezügliche Berichterstattung verantwortlich ist.

3. Grundsätze für die Überwachung und Berichterstattung

Um eine genaue und nachprüfbare Überwachung und Berichterstattung bezüglich der Treibhausgasemissionen im Sinne der Richtlinie zu gewährleisten, sind in Bezug auf die Überwachung und Berichterstattung folgende Grundsätze zu beachten:

Vollständigkeit. Bei der Überwachung einer Anlage sowie der diesbezüglichen Berichterstattung sind alle Emissionsquellen und alle Emissionen aus Prozessen und aus der Verbrennung zu erfassen, die im Zusammenhang mit den in Anhang I der Richtlinie genannten Tätigkeiten entstehen. Dies gilt auch für alle Treibhausgasemissionen, die für eben diese Tätigkeiten spezifiziert sind.

Konsistenz. Die Vergleichbarkeit der überwachten und gemeldeten Emissionen in der Zeitreihe muss gewährleistet sein, indem stets dieselben Überwachungsmethoden und Datensätze verwendet werden. Die Überwachungsmethoden können in Übereinstimmung mit den Vorgaben dieser Leitlinien geändert werden, sofern dadurch die Genauigkeit der gemeldeten Daten verbessert wird. Alle Änderungen in Bezug auf die Überwachungsmethoden müssen umfassend dokumentiert und von der zuständigen Behörde genehmigt werden.

Transparenz. Alle Daten aus der Überwachung (einschließlich Annahmen, Bezugswerte, Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und Umsetsungsfaktoren sind so zu ermitteln, zu erfassen, zusammenzustellen, zu analysieren und dokumentieren, dass die Bestimmung der Emissionen von der prüfenden Instanz und der zuständigen Behörde nachvollzogen werden kann.

Genauigkeit. Es ist sicherzustellen, dass die ermittelten Emissionen nicht konsequent über oder unter den tatsächlichen Emissionswerten liegen (soweit dies beurteilt werden kann) und dass die Unsicherheiten soweit wie möglich reduziert und quantifiziert werden, soweit dies im Rahmen dieser Leitlinien gefordert wird. Alle Arbeiten sind mit der erforderlichen Sorgfalt auszuführen, um sicherzustellen, dass die Bestimmung der Emissionen durch Berechnung bzw. Messung möglichst genaue Ergebnisse zeigt. Der Betreiber hat einen geeigneten Nachweis zu erbringen, dass die von ihm gemeldeten Emissionen vollständig sind. Die Emissionen sind anhand der in diesen Leitlinien angeführten Überwachungsmethoden zu bestimmen. Alle Messgeräte und sonstige Prüfinstrumente, die für die Meldung der Überwachungsdaten eingesetzt werden, müssen ordnungsgemäß bedient, unterhalten, kalibriert und geprüft werden. Arbeitsblätter und sonstige Hilfsmittel, die zur Speicherung und Bearbeitung von Überwachungsdaten verwendet werden, dürfen keinerlei Fehler aufweisen.

Kostenwirksamkeit. Bei der Auswahl einer Überwachungsmethode sind die Vorzüge einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abzuwägen. Demzufolge ist bei der Überwachung und Berichterstattung betreffend Emissionen stets die größtmögliche Genauigkeit anzustreben, sofern dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht. Was die Überwachungsmethode selbst betrifft, so sind die diesbezüglichen, an den Betreiber gerichteten Anleitungen in nachvollziehbarer und einfacher Form darzustellen. Darüber hinaus sollten Doppelarbeiten vermieden und bereits in der Anlage vorhandene Systeme berücksichtigt werden.

Wesentlichkeit. Der Emissionsbericht und die darin dargelegten Aussagen dürfen keine wesentlich falschen Angaben enthalten und müssen eine glaubwürdige und ausgewogene Auflistung der Emissionen einer Anlage gewährleisten. Bei der Auswahl und Darstellung der Informationen sind jegliche Verzerrungen zu vermeiden.

Verlässlichkeit. Die Adressaten eines verifizierten Emissionsberichts müssen sich darauf verlassen können, dass er das darstellt, was er vorgibt bzw. was man berechtigterweise von ihm erwarten kann.

Leistungsverbesserung bei der Überwachung und Berichterstattung betreffend Emissionen. Die Prüfung der Emissionsberichte ist als ein effektives und verlässliches Mittel zur Unterstützung der Verfahren in Bezug auf die Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle zu sehen. Es liefert dem Betreiber Informationen, anhand derer er geeignete Maßnahmen zur Verbesserung seiner Leistung im Hinblick auf die Überwachung und Berichterstattung betreffend Emissionen ergreifen kann.

4. Überwachung

4.1 Einschränkungen

Die in Bezug auf eine Anlage wahrzunehmende Überwachung und Berichterstattung erstreckt sich auf alle Quellen sämtlicher Emissionen von Treibhausgasen, die für die in Anhang I der Richtlinie aufgeführten Tätigkeiten spezifiziert sind.

Gemäß Artikel 6(2)(b) der Richtlinie enthalten Genehmigungen zur Emission von Treibhausgasen eine Beschreibung der Tätigkeiten und Emissionen der Anlage. Deshalb sind in der Genehmigung alle Quellen von Treibhausgasemissionen aufgrund der in Anhang I der Richtlinie aufgeführten, der Überwachung und Berichterstattung unterliegenden Tätigkeiten anzugeben. Gemäß Artikel 6(2)(c) der Richtlinie enthalten Genehmigungen zur Emission von Treibhausgasen Angaben zu Überwachungsauflagen, in denen Überwachungsmethode und -häufigkeit festgelegt sind.

Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten sind von den Emissionsschätzungen auszunehmen.

Die Überwachung der Emissionen erstreckt sich auf Emissionen aus dem regulären Betrieb von Anlagen sowie auf Emissionen aufgrund außergewöhnlicher Ereignisse wie Inbetriebnahme/Abschalten oder Notfallsituationen innerhalb des Berichtszeitraums.

Wenn die Produktionskapazitäten oder -leistungen einer Tätigkeit oder mehrerer Tätigkeiten unter der gleichen Bezeichnung getrennt oder zusammen die in Anhang I der Richtlinie festgelegten diesbezüglichen Grenzwerte in einer Anlage bzw. an einem Standort überschreiten, unterliegen alle Quellen sämtlicher Emissionen aus allen Tätigkeiten, die in Anhang I der Richtlinie aufgeführt werden, der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht.

Ob eine zusätzliche Feuerungsanlage (wie beispielsweise eine Anlage zur Kraft-Wärme-Kopplung) als Teil einer Anlage betrachtet wird, die nur eine andere Tätigkeit nach Anhang I durchführt, oder aber ob sie als eigenständige Anlage zu betrachten ist, hängt von den jeweiligen örtlichen Gegebenheiten ab. Die diesbezügliche Entscheidung wird in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen der Anlage festgehalten.

Alle Emissionen einer Anlage sind eben dieser Anlage zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben wird. Emissionen, die im

Zusammenhang mit der Erzeugung von Wärme oder Strom entstehen, sind der Anlage zuzurechnen, in der sie erzeugt wurden, und nicht der Anlage, an die diese abgegeben wurden.

4.2 Bestimmung der Treibhausgasemissionen

Eine vollständige, transparente und genaue Überwachung von Treibhausgasemissionen setzt voraus, dass bei der Wahl der geeigneten Überwachungsmethode bestimmte Entscheidungen getroffen werden. Dazu zählen u. a. die Entscheidung zwischen einer Messung oder Berechnung sowie die Wahl spezifischer Ebenenkonzepte zur Ermittlung der Tätigkeitsdaten, der Emissionsfaktoren und der Oxidations- bzw. Umsetsungsfaktoren. Die Gesamtheit der Ansätze, die von einem Betreiber im Zusammenhang mit einer Anlage gewählt werden, um die jeweiligen Emissionen zu ermitteln, werden als eine Überwachungsmethode betrachtet.

Gemäß Artikel 6(2)(c) der Richtlinie enthalten Genehmigungen zur Emission von Treibhausgasen Angaben zu Überwachungsauflagen, in denen Überwachungsmethode und -häufigkeit festgelegt sind. Jede Überwachungsmethode ist von der zuständigen Behörde in Übereinstimmung mit den Kriterien zu genehmigen, die in diesem Kapitel und seinen Unterabschnitten angeführt sind. Die Mitgliedstaaten oder ihre zuständigen Behörden sorgen dafür, dass Überwachungsverfahren der Anlagen entweder in den Bedingungen der Genehmigung oder - sofern mit der Richtlinie vereinbar - in Form allgemeiner verbindlicher Regeln festgelegt werden.

Die zuständige Behörde muss eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethode billigen, die vom Betreiber vor Beginn des Berichtszeitraums erstellt wird. Dieses Verfahren ist auch immer dann erforderlich, wenn die auf eine Anlage angewandte Überwachungsmethode geändert wird.

Die Beschreibung sollte umfassen:

- die genaue Beschreibung der zu überwachenden Anlage und der dort durchgeführten Tätigkeiten;
- Informationen über die Zuständigkeiten für die Überwachung und Berichterstattung innerhalb der Anlage;
- eine Liste der zu überwachenden Quellen, und zwar für jede Tätigkeit, die in der Anlage durchgeführt wird;
- eine Liste der Brennstoff- und Materialströme, die im Zusammenhang mit den einzelnen Tätigkeiten zu überwachen sind;
- eine Liste der für die einzelnen Tätigkeiten und Brennstoffarten/Einsatzstoffe anzuwendenden Ebenenkonzepte zur Ermittlung der Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidations- und Umsetsungsfaktoren;
- eine Beschreibung der Art der Messgeräte, die für die verschiedenen Quellen und Brennstoffarten/Einsatzstoffe eingesetzt werden sollen, sowie Angabe ihrer technischen Daten und ihres exakten Standorts;
- eine Beschreibung des Ansatzes, der für die Entnahme von Proben der Brenn- und Einsatzstoffe zugrunde gelegt werden soll, um den spezifischen Heizwert,

den Kohlenstoffgehalt, die Emissionsfaktoren und den Biomasse-Anteil für die verschiedenen Quellen und Brennstoffarten/Einsatzstoffe zu ermitteln;

– eine Beschreibung der Quellen bzw. der Analyseansätze, die für die Ermittlung des spezifischen Heizwerts, des Kohlenstoffgehalts und des Biomasse-Anteils für die einzelnen Quellen und Brennstoffarten/Einsatzstoffe herangezogen werden sollen;

– eine Beschreibung der Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung, die für die Überwachung einer Quelle eingesetzt werden sollen, d. h. Angaben zu Messpunkten, Häufigkeit der Messungen, Ausrüstung, Kalibrierverfahren, Datenerfassung und -speicherung (gegebenenfalls);

– eine Beschreibung der Verfahren zur Qualitätssicherung und -kontrolle, die in Bezug auf die Datenverwaltung vorgesehen sind;

– gegebenenfalls Informationen über eventuell relevante Verbindungen mit Aktivitäten im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS).

Die Überwachungsmethode ist zu ändern, sofern die Genauigkeit der gemeldeten Daten auf diese Weise verbessert werden kann. Voraussetzung ist jedoch, dass dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht. Alle Vorschläge für Änderungen an den Überwachungsmethoden bzw. an den zugrundeliegenden Datensätzen müssen klar dargelegt, begründet, umfassend dokumentiert und der zuständigen Behörde übermittelt werden. Alle Änderungen an den Methoden bzw. an den zugrundeliegenden Datensätzen müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden.

Der Betreiber muss unverzüglich Vorschläge zur Änderung des Überwachungsverfahrens vorlegen, wenn:

– sich das verfügbare Datenmaterial geändert hat und infolgedessen eine genauere Bestimmung der Emissionen möglich ist;

– eine bislang nicht existente Emission verzeichnet wurde;

– Fehler in den Daten aus der Überwachung festgestellt wurden,

– die zuständige Behörde eine Änderung gefordert hat.

Die zuständige Behörde kann einen Betreiber auffordern, die von ihm für eine bestimmte meldepflichtige Anlage angewandte Überwachungsmethode für den nachfolgenden Berichtszeitraum zu ändern, sofern diese mit den Bestimmungen dieser Leitlinien nicht mehr in Einklang steht. Die zuständige Behörde kann einen Betreiber auch auffordern, die von ihm angewandte Überwachungsmethode für den nachfolgenden Berichtszeitraum zu ändern, wenn die in der Genehmigung vorgesehene Überwachungsmethode im Rahmen einer Überprüfung, wie sie vor jedem der in Artikel 11 Absatz 2 der Richtlinie genannten Zeiträume vorzunehmen ist, aktualisiert wurde.

4.2.1 Berechnung und Messung

Anhang IV der Richtlinie sieht vor, dass Emissionen entweder

– anhand von Berechnungen („Berechnung“) oder

– auf der Grundlage von Messungen („Messung“) bestimmt werden können.

Der Betreiber kann eine Messung der Emissionen vorschlagen, sofern er belegen kann, dass

– diese nachweislich ein genaueres Ergebnis bringt als eine entsprechende Berechnung der Emissionen unter Anwendung der genauesten Ebenen-Kombination und dass

– sich der Vergleich der Ergebnisse aus Messung und Berechnung auf identische Quellen und Emissionen stützt.

Die Anwendung von Messverfahren muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden. Der Betreiber muss die Messungen in jedem Berichtszeitraum anhand flankierender Emissionsberechnungen entsprechend dieser Leitlinien bestätigen. Hinsichtlich des für die flankierende Berechung zu wählenden Ebenenkonzept gelten dieselben Bestimmungen wie für die Ermittlung von Emissionen anhand von Berechnungen (siehe Abschnitt 4.2.2.1.4).

Der Betreiber kann - mit Zustimmung der zuständigen Behörde - bei unterschiedlichen Emissionsquellen innerhalb ein und derselben Anlage jeweils zwischen einer Überwachung durch Berechnungen oder auf der Grundlage von Messungen wählen. Der Betreiber muss sicherstellen und nachweisen, dass in Bezug auf die Erfassung der Emissionen keine Lücken entstehen bzw. keine Doppelzählungen vorkommen.

4.2.2 Berechnung

4.2.2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

4.2.2.1.1 Berechnungsformeln

Die Berechnung der CO2-Emissionen erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO2-Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Oxidationsfaktor

oder nach einem alternativen Ansatz, sofern dieser in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien definiert ist.

Für Emissionen aus der Verbrennung und Emissionen aus Industrieprozessen sind die Ausdrücke in dieser Formel wie folgt spezifiziert:

Emissionen aus der Verbrennung:

Die Tätigkeitsdaten beruhen auf dem Brennstoffverbrauch. Die eingesetzte Brennstoffmenge wird als Energiegehalt TJ, der Emissionsfaktor als tCO2/TJ ausgedrückt. Der Emissionsfaktor wird als tCO_2/TJ ausgedrückt. Wenn Energie verbraucht wird, oxidiert nicht der gesamte im Brennstoff enthaltene Kohlenstoff zu CO_2. Eine unvollständige Oxidation entsteht durch einen unzureichenden Verbrennungsprozess, d. h. ein Teil des Kohlenstoffs wird nicht verbrannt oder oxidiert zu Ruß oder Asche. Dem nicht oxidierten Kohlenstoff wird über den Oxidationsfaktor Rechnung getragen, der als Bruchteil dargestellt wird. Ist die Oxidation bereits im Emissionsfaktor berücksichtigt, so wird kein zusätzlicher Oxidationsfaktor verwendet. Der Oxidationsfaktor wird als Prozentsatz ausgedrückt. Daraus ergibt sich die folgende Formel:

CO2-Emissionen = Brennstoffverbrauch [TJ] * Emissionsfaktor [tCO2/TJ] * Oxidationsfaktor

Die Berechnung von Emissionen aus der Verbrennung wird in Anhang II weiter spezifiziert.

Emissionen aus Prozessen:

Die Tätigkeitsdaten beruhen auf dem Rohstoffverbrauch, dem Durchsatz oder der Produktionsrate, ausgedrückt in t oder m3. Der Emissionsfaktor wird als [t CO2/ t oder t CO2/ m3] ausgedrückt. Dem im Eingangsmaterial enthaltenen Kohlenstoff, der während des Prozesses nicht in CO2 umgewandelt wird, wird im Umsetsungsfaktor Rechnung getragen, der als Bruch dargestellt wird. Ist die Umwandlung bereits im Emissionsfaktor berücksichtigt, so wird kein zusätzlicher Umsetsungsfaktor verwendet. Die Menge des verwendeten Eingangsmaterials wird als Masse oder Volumen [t oder m3] ausgedrückt. Daraus ergibt sich die folgende Formel:

CO2-Emissionen =
Tätigkeitsdaten [t oder m3] * Emissionsfaktor [t CO2/ t oder m3] * Umsetsungsfaktor

Die Berechnung der Emissionen aus Industrieprozessen wird in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien der Anhänge II-XI ausführlicher erläutert. In einigen Fällen werden spezifische Referenzfaktoren genannt.

4.2.2.1.2 Weitergeleitetes CO2

CO2, das nicht aus einer Anlage freigesetzt, sondern als Reinsubstanz an eine andere Anlage weitergeleitet wird - sei es als ein Bestandteil von Brennstoffen oder direkt als Ausgangsmaterial für die chemische oder die Papierindustrie - wird aus dem ermittelten Emissionswert herausgerechnet. Die betreffende Menge CO2 ist in Form eines Memo-Item zu melden.

CO2, das zu den folgenden Zwecken aus einer Anlage abgegeben wird, ist als weitergeleitetes CO2 zu betrachten:

- reines CO2, das als Kohlensäure für Getränke eingesetzt wird;
- reines CO2, das als Trockeneis für Kühlzwecke eingesetzt wird;
- reines CO2, das als Löschmittel, Kühlmittel oder Laborgas eingesetzt wird;
- reines CO2, das für die Entwesung von Getreide eingesetzt wird,
- reines CO2, das in der chemischen und in der Lebensmittelindustrie als Lösemittel eingesetzt wird;
- CO2, das als Ausgangsmaterial in der chemischen und in der Zellstoffindustrie eingesetzt wird (z. B. für Karbamid oder Karbonat) und
- CO2, das Bestandteil eines Brennstoffs ist, der aus der Anlage abgegeben wird.

CO2, das als Teil eines Mischbrennstoffs (z. B. Gichtgas oder Kokereigas) an eine andere Anlage abgegeben wird, sollte in den Emissionsfaktor für eben diesen Brennstoff einbezogen werden. Auf diese Weise wird es den Emissionen der Anlage zugerechnet, in der der Brennstoff verbrannt wird, und aus den Emissionen der Anlage herausgerechnet, aus der es abgegeben wurde.

4.2.2.1.3 CO2-Rückhaltung und Speicherung

Die Kommission fördert Forschungsarbeiten im Bereich Rückhaltung und Speicherung von CO2. Diese Arbeiten werden die Erarbeitung und Verabschiedung von Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend die CO2-Rückhaltung und -Speicherung (soweit auf diese in der Richtlinie Bezug genommen wird) in Einklang mit dem Verfahren nach Artikel 23 Absatz 2 der Richtlinie maßgeblich beeinflussen. Diese Leitlinien werden den Methoden, die im Rahmen der UNFCCC entwickelt wurden, entsprechend Rechnung tragen. Die Mitgliedstaaten, die an der Erarbeitung solcher Leitlinien interessiert sind, werden aufgefordert, die Ergebnisse ihrer diesbezüglichen Forschungsarbeiten an die Kommission zu übermitteln, um eine frühzeitige Verabschiedung solcher Leitlinien zu ermöglichen.

Vor der Verabschiedung solcher Leitlinien können die Mitgliedstaaten der Kommission ihre vorläufigen Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend die CO2-Rückhaltung und -Speicherung (soweit auf diese in der Richtlinie Bezug genommen wird) übermitteln. Vorbehaltlich der Genehmigung durch die Kommission kann gemäß den in Artikel 23(2) der Richtlinie genannten Verfahren das zurückgehaltene und gespeicherte CO_2 aus den Emissionen von Anlagen, die unter die Richtlinie fallen, in Einklang mit diesen vorläufigen Leitlinien herausgerechnet werden.

4.2.2.1.4 Die verschiedenen Ebenenkonzepte

Die tätigkeitsspezifischen Leitlinien, die in den Anhängen II bis XI dargelegt sind, beschreiben verschiedene Methoden zur Ableitung der folgenden Variablen: Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidations- oder Umsetsungsfaktoren. Die unterschiedlichen Ansätze werden als Ebenenkonzepte bezeichnet. Jedes Ebenenkonzept erhält eine Nummer beginnend mit 1. Je höher die Nummer einer Ebenenkonzepts desto höher der Genauigkeitsgrad, d. h. das Ebenenkonzept mit der höchsten Nummer ist stets zu bevorzugen. Gleichwertige Ebenenkonzepte tragen dieselbe Nummer und werden durch einen Buchstaben weiter spezifiziert (z. B.: Ebene 2a und 2b). Bei Tätigkeiten, für die im Rahmen dieser Leitlinien alternative Berechnungsmethoden vorgeschlagen werden (z. B. Anhang VII: „Methode A - Karbonate“ und „Methode B - Klinkerherstellung“) kann ein Betreiber nur dann von einer auf eine andere Methode umstellen, wenn er nachweisen kann, dass eine solche Umstellung, was die Überwachung der Emissionen aus der in Frage stehenden Anlage und die diesbezügliche Berichterstattung betrifft, genauere Ergebnisse bringt.

Alle Betreiber sollten stets das genaueste, sprich höchste Ebenenkonzept wählen, um zum Zwecke der Überwachung und Berichterstattung alle Variablen für alle Quellen innerhalb einer Anlage zu ermitteln. Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass das höchste Ebenenkonzept aus technischen Gründen nicht anwendbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen würde, kann für diese Variable auf das nächst niedrigere Ebenenkonzept zurückgegriffen werden.

Daher sollte das gewählte Ebenenkonzept stets die höchste Genauigkeit gewährleisten, die technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht. Der Betreiber kann im Rahmen eines Berechnungsvorgangs unterschiedliche zulässige Ebenenkonzepte für die verschiedenen Variablen (Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidations- oder Umsetsungsfaktoren) verwenden. Die Wahl des Ebenenkonzepts muss von der zuständigen Behörde gebilligt werden (siehe Abschnitt 4.2).

Während des Zeitraums 2005-2007 sollten die Mitgliedstaaten - vorbehaltlich der technischen Durchführbarkeit - mindestens die in Tabelle 1 aufgeführten Ebenenkonzepte anwenden. Die

Spalten A enthalten Angaben zu Ebenenkonzepten für stärkere Quellen aus Anlagen mit jährlichen Gesamtemissionen von höchstens 50 kt. Die Spalten B enthalten Angaben zu Ebenenkonzepten für stärkere Quellen aus Anlagen mit jährlichen Gesamtemissionen von 50 kt bis 500 kt. Die Spalten C enthalten Angaben zu Ebenenkonzepten für stärkere Quellen aus Anlagen mit jährlichen Gesamtemissionen von über 500 kt. Die der Tabelle enthaltenen Größenschwellen beziehen sich auf die jährlichen Gesamtemissionen der gesamten Anlage.

Tabelle 1:

Spalte A: jährliche Gesamtemissionen<=50 kt
Spalte B: 50 kt<jährliche Gesamtemissionen<=500 kt
Spalte C: jährliche Gesamtemissionen>500 kt

	Tätigkeitsdaten			spezifischer Heizwert			Emissionsfaktor			Zusammensetzungsdaten			Oxidationsfaktor			Umsetsungsfaktor		
Tätigkeit	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**	**A**	**B**	**C**
II: Verbrennung																		
Verbrennung (gasförmige, flüssige Brennstoffe)	2a/2b	3a/3b	4a/4b	2	2	3	2a/2b	2a/2b	3	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Verbrennung (feste Brennstoffe)	1	2a/2b	3a/3b	2	3	3	2a/2b	3	3	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Fackeln	2	3	3	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Wäsche Karbonat	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
Gips	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
III: Raffinerien																		
Massenbilanz	4	4	4	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Regenerierung katalytischer Cracker	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1

Kokserzeugungsanlagen	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Wasserstofferzeugung	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
IV: Kokereien																		
Massenbilanz	3	3	3	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Brennstoff als Prozessinput	2	2	3	2	2	3	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
V: Röst- und Sinteranlagen für Metallerz																		
Massenbilanz	2	2	3	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Eingesetzte Karbonate	1	1	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
VI: Eisen und Stahl																		
Massenbilanz	2	2	3	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
Brennstoff als Prozessinput	2	2	3	2	2	3	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant
VII: Zement																		
Karbonate	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1

Hergestellte Klinker	1	2a/2b	2a/2b	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
CKD	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
VIII: Kalk																		
Karbonate	1	1	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
Alkalimetalloxide	1	1	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
IX: Glas																		
Karbonate	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
Alkalimetalloxide	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
X: Keramik																		
Karbonate	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
Alkalimetalloxide	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
Wäsche	1	2	2	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	nicht relevant	1	1	1
XI: Papier und Zellstoff																		
Standardmethode	1	2	2	nicht	nicht	nicht	1	1	1	nicht	nicht	nicht	nicht	nicht	nicht	1	1	1

				relev ant	releva nt	relev ant				relev ant	releva nt	relev ant	relev ant	relev ant	relev ant			

Der Betreiber kann mit Zustimmung der zuständigen Behörde für Variablen, die zur Berechnung der Emissionen aus schwächeren Quellen, einschließlich schwächerer Brennstoff- oder Materialströme, verwendet werden, einen weniger genauen Ansatz wählen, als dies bei der Berechnung von Emissionen aus stärkeren Quellen bzw. stärkeren Brennstoff- oder Materialströmen innerhalb einer Anlage der Fall ist. Als stärkere Quellen und stärkere Brennstoff- oder Materialströme werden diejenigen bezeichnet, die nach absteigender Größe geordnet, zusammen mindestens 95 % der jährlichen Gesamtemissionen der Anlage verursachen. Schwächere Quellen sind Quellen, die höchstens 2,5 kt Emissionen pro Jahr freisetzen oder die für höchstens 5 % der jährlichen Gesamtemissionen verantwortlich sind, je nach dem welche Emissionen in absoluten Werten höher sind. Bei schwächeren Quellen, die zusammen höchstens 0,5 kt Emissionen pro Jahr freisetzen oder die weniger als 1 % der jährlichen Gesamtemissionen einer Anlage verursachen (je nach dem welche Emissionen in absoluten Werten höher sind) kann der Betreiber zum Zwecke der Überwachung und Berichterstattung einen „de minimis“-Ansatz wählen, sprich seine eigene Ebenenkonzept-unabhängige Schätzmethode anwenden. Allerdings ist hierzu die vorherige Zustimmung der zuständigen Behörde erforderlich. Bei reinen Biomasse-Brennstoffen können niedrigere, d. h. weniger genaue Ebenenkonzepte gewählt werden, sofern die so berechneten Emissionen nicht dazu verwendet werden sollen, den Biomasse-Kohlenstoff aus den Kohlendioxidemissionen herauszurechnen, die anhand einer kontinuierlichen Emissionsmessung abgeleitet werden.

Der Betreiber muss unverzüglich Änderungen in Bezug auf die gewählten Ebenenkonzepte vorschlagen, wenn:

- sich das verfügbare Datenmaterial geändert hat und infolgedessen eine genauere Bestimmung der Emissionen möglich ist;
- Fehler in den Daten aus der Überwachung festgestellt wurden,
- die zuständige Behörde eine Änderung gefordert hat.

Bei Anlagen mit einer Gesamtemission von mehr als 500.000 t CO2-Äquivalent pro Jahr unterrichtet die zuständige Behörde ab dem Jahr 2004 die Kommission jeweils bis zum 30. September eines jeden Jahres, wenn die Anwendung einer Kombination der genauesten Ebenenkonzepte für stärkere Quellen innerhalb der Anlage in dem jeweils kommenden Berichtszeitraum technisch nicht machbar sein oder unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen sollte. Auf der Grundlage der von der zuständigen Behörde übermittelten Informationen wird die Kommission anschließend prüfen, ob eine Überarbeitung der Bestimmungen hinsichtlich der Auswahl der geeigneten Ebenenkonzepte erforderlich ist.

Sollte das genaueste Ebenenkonzept (bzw. das für einzelne Variablen vereinbarte Ebenenkonzept) aus technischen Gründen vorübergehend nicht anwendbar sein, kann der Betreiber ein anderes, möglichst genaues Ebenenkonzept anwenden, und zwar solange bis die Bedingungen für eine Anwendung des ursprünglichen Ebenenkonzepts wieder hergestellt sind. Der Betreiber legt der zuständigen Behörde unverzüglich einen entsprechenden Nachweis für die Notwendigkeit einer Änderung in Bezug auf das Ebenenkonzept vor und informiert sie über Einzelheiten der vorübergehend angewandten Überwachungsmethode. Er ergreift alle erforderlichen Maßnahmen, um eine unverzügliche Rückkehr zum ursprünglichen Ebenenkonzept zu ermöglichen.

Alle Änderungen in Bezug auf das Ebenenkonzept sind lückenlos zu dokumentieren. Die Behandlung kleinerer Datenlücken, die durch Ausfallzeiten der Messgeräte entstehen können, erfolgt entsprechend der „guten beruflichen Praxis“ und den Vorgaben des

Referenzdokuments zur Integrierten Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung „IPPC Reference Document on the General Principles of Monitoring“ vom Juli 2003[1]. Wenn das Ebenenkonzept innerhalb eines Berichtszeitraums geändert wird, so sind die Ergebnisse für die in Frage stehende Tätigkeit getrennt zu berechnen und im Jahresbericht, der der zuständigen Behörde übermittelt wird, für den betreffenden Zeitabschnitt innerhalb des Berichtszeitraums gesondert auszuweisen.

4.2.2.1.5 Tätigkeitsdaten

Die Tätigkeitsdaten umfassen Informationen über den Stoffstrom, den Brennstoffverbrauch, das Eingangsmaterial oder den Produktionsoutput, ausgedrückt als Energiegehalt [TJ], der bei den Brennstoffen als spezifischer Heizwert und beim Input- oder Output-Material als Masse oder Volumen [t oder m3] angegeben wird.

Können direkt vor Beginn des Prozesses keine Tätigkeitsdaten für die Berechnung von Prozessemissionen gemessen werden und werden in den Beschreibungen zu den Ebenenkonzepten, die in den jeweiligen tätigkeitsspezifischen Leitlinien (Anhänge II-XI) enthalten sind, keine spezifischen Anforderungen gestellt, so werden die Tätigkeitsdaten anhand der Veränderungen im Lagerbestand geschätzt:

Material C = Material P + (Material S - Material E) - Material O

wobei

Material C: im Berichtszeitraum verarbeitetes Material
Material P: im Berichtszeitraum gekauftes Material
Material S: Lagerbestand zu Beginn des Berichtszeitraums
Material E: Lagerbestand zum Ende des Berichtszeitraums
Material O: für andere Zwecke eingesetztes Material (Weiterbeförderung oder Wiederverkauf)

Sollte eine Ermittlung der Variablen „Material S“ und „Material E“ durch Messungen technisch nicht möglich sein bzw. unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so kann der Betreiber diese Angaben schätzen, indem er die Zahlen der Vorjahre zugrunde legt und diese mit dem Output im Berichtszeitraum korreliert. In diesem Falle muss der Betreiber diese Schätzungen anhand flankierender Berechnungen und entsprechender finanzieller Belege bestätigen. Alle übrigen Auflagen in Bezug auf die Wahl des Ebenenkonzeptes bleiben von dieser Bestimmung unberührt. So werden beispielsweise das „Material P“ und das „Material O“ sowie die entsprechenden Emissions- oder Oxidationsfaktoren in Einklang mit den tätigkeitsspezifischen Leitlinien der Anhänge II-XI ermittelt.

Um die Wahl des geeigneten Ebenenkonzeptes für die Tätigkeitsdaten zu erleichtern, gibt Tabelle 2 unten einen Überblick über die typischen Unsicherheitsbereiche verschiedener Messgeräte, die zur Bestimmung der Massenströme von Brennstoffen, des Materialstroms, der Eingangsstoffe oder des Produktionsoutputs eingesetzt werden. Ferner soll die Tabelle die zuständigen Behörden und die Betreiber darüber informieren, welche Möglichkeiten und Grenzen hinsichtlich der Wahl eines geeigneten Ebenenkonzeptes zur Ermittlung der Tätigkeitsdaten bestehen.

Tabelle 2 Übersicht über die typischen Unsicherheitsbereiche verschiedener Messgeräte unter stabilen Betriebsbedingungen

[1] Abrufbar unter: http://eippcb.jrc.es/

Messgerät	Medium	Anwendungsbereich	Typischer Unsicherheitsbereich
Blendenmessgerät	gasförmig	verschiedene Gase	± 1-3 %
Venturi-Rohr	gasförmig	verschiedene Gase	± 1-3 %
Ultraschall-Durchflussmesser	gasförmig	Erdgas/verschiedene Gase	± 0,5 – 1,5 %
Rotamesser	gasförmig	Erdgas/verschiedene Gase	± 1-3 %
Turbinenradzähler	gasförmig	Erdgas/verschiedene Gase	± 1-3 %
Ultraschall-Durchflussmesser	flüssig	Flüssigbrennstoffe	± 1-2 %
Magnetischer Flussdichtemesser	flüssig	leitfähige Flüssigkeiten	± 0,5-2 %
Turbinenradzähler	flüssig	Flüssigbrennstoffe	± 0,5-2 %
Lkw-Waage	fest	verschiedene Rohstoffe	± 2-7 %
Schienenwaage (Züge - fahrend)	fest	Kohle	± 1-3 %
Schienenwaage (einzelner Waggon)	fest	Kohle	± 0,5-1,0 %
Schiff - Fluss (Deplacement)	fest	Kohle	± 0,5-1,0 %
Schiff - See (Deplacement)	fest	Kohle	± 0,5-1,5 %
Bandwaage mit Messumformer	fest	verschiedene Rohstoffe	± 1-4 %

4.2.2.1.6 Emissionsfaktoren

Die Emissionsfaktoren beruhen auf dem Kohlenstoffgehalt der Brenn- oder Einsatzstoffe und werden als tCO2/TJ (Emissionen aus der Verbrennung) oder tCO2/t bzw. tCO2/m3 (Prozessemissionen) ausgedrückt. Emissionsfaktoren sowie die Vorgaben hinsichtlich der Ermittlung tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren sind in den Kapiteln 8 und 10 dieses Anhangs aufgeführt. In Bezug auf Emissionen aus der Verbrennung kann ein Betreiber für einen Brennstoff anstelle von tCO2/TJ einen Emissionsfaktor auf der Basis des

Kohlenstoffgehalts (tCO2/t) anwenden, sofern er der zuständigen Behörde glaubhaft nachweisen kann, dass dies auf Dauer genauere Ergebnisse bringt. Allerdings muss der Betreiber auch in diesem Fall in regelmäßigen Abständen den Energiegehalt ermitteln, um seine Auflagen an die Berichterstattung, die in Kapitel 5 dieses Anhangs dargelegt sind, zu erfüllen.

Zur Umrechnung des Kohlenstoffs in den jeweiligen CO_2-Wert wird der Faktor[2] 3.667 [t CO_2/t C] zugrunde gelegt.

Für die genaueren Ebenenkonzepte müssen in Übereinstimmung mit den Vorgaben des Kapitel 10 dieses Anhangs tätigkeitsspezifische Faktoren ermittelt werden. Für Ebene-1-Methoden sind die Referenzemissionsfaktoren zu verwenden, die in Kapitel 8 dieses Anhangs aufgeführt sind.

Biomasse gilt als CO2-neutral. Daher findet auf Biomasse ein Emissionsfaktor von 0 [t CO2/TJ oder t oder m3] Anwendung. Eine Liste verschiedener Stoffe, die als Biomasse betrachtet werden, findet sich in Kapitel 9 dieses Anhangs.

Für fossile Abfallbrennstoffe werden in diesen Leitlinien keine Emissionsfaktoren genannt. Stattdessen sind entsprechend den Vorgaben von Kapitel 10 dieses Anhangs spezifische Emissionsfaktoren zu ermitteln.

Bei Brenn- oder Rohstoffen, die sowohl fossilen als auch Biomasse-Kohlenstoff enthalten, findet ein gewichteter Emissionsfaktor Anwendung, der auf dem Anteil des fossilen Kohlenstoffs am Gesamtkohlenstoffgehalt des Brennstoffs beruht. Die Berechnung dieses Faktors soll transparent und in Einklang mit den Vorgaben und den Verfahren erfolgen, die in Kapitel 10 dieses Anhangs dargelegt sind.

Alle relevanten Informationen über die verwendeten Emissionsfaktoren (auch Angaben zu den Informationsquellen und Ergebnissen von Analysen der Brennstoffe bzw. des Input-/Output-Materials) sind ordnungsgemäß zu dokumentieren. Detailliertere Vorgaben hierzu sind in den tätigkeitsspezifischen Leitlinien zu finden.

4.2.2.1.7 Oxidations-/Umsetsungsfaktoren

Wird beim Emissionsfaktor nicht berücksichtigt, dass ein Teil des Kohlenstoffs nicht oxidiert wird, so ist ein zusätzlicher Oxidations-/Umsetsungsfaktor zu verwenden. Für die genaueren Ebenenkonzepte sind tätigkeitsspezifische Faktoren zu ermitteln.

Aus diesem Grunde werden in Kapitel 10 dieses Anhangs entsprechende Bestimmungen für die Ableitung dieser Faktoren dargelegt. Werden innerhalb einer Anlage verschiedene Brenn- oder Einsatzstoffe eingesetzt und tätigkeitsspezifische Oxidationsfaktoren berechnet, kann der Betreiber einen aggregierten Oxidationsfaktor für die betreffende Tätigkeit definieren und diesen auf alle Brennstoffe oder Einsatzstoffe anwenden.

Der Betreiber kann die unvollständige Oxidation aber auch einem starken Brennstoff- oder Einsatzstoffstrom zuweisen und für die anderen den Wert 1 anwenden.

---

[2] Auf der Grundlage der der Atommasse von Kohlenstoff (12) und Sauerstoff (16) gemäß den überarbeiteten IPCC-Leitlinien ür nationale Treibhausgasinventare: “Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual”, 1.13 (1996).

Alle relevanten Informationen über die verwendeten Oxidations-/Umsetsungsfaktoren (auch Angaben zu den Informationsquellen und Ergebnissen von Analysen der Brennstoffe bzw. des Input-/Output-Materials) sind ordnungsgemäß zu dokumentieren.

4.2.2.2 Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Allgemeine Leitlinien für die Berechnung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet werden.

4.2.3 Messung

4.2.3.1 Messung von CO2-Emissionen

Wie in Abschnitt 4.2.1 dargelegt, können Emissionen von Treibhausgas aus allen Quellen mittels kontinuierlicher Emissionsmesssysteme (KEMS) ermittelt werden. Dabei sind standardisierte oder etablierte Verfahren zu verwenden. Voraussetzung ist, dass der Betreiber vor Beginn des Berichtszeitraums von der zuständigen Behörde die Bestätigung erhalten hat, dass der Einsatz eines KEMS genauere Ergebnisse erzielt, als dies bei einer Berechnung der Emissionen unter Verwendung des genauesten Ebenenkonzeptes der Fall wäre. Im Anschluss daran sind für jeden nachfolgenden Berichtszeitraum die anhand eines KEMS ermittelten Emissionen durch flankierende Emissionsberechnungen zu bestätigen. Hinsichtlich der Wahl des geeigneten Ebenenkonzeptes gelten dieselben Vorschriften wie bei einer Ermittlung der Emissionen anhand von Berechnungen (siehe Abschnitt 4.2.2.1.4).

Was die Verfahren zur Messung der CO2-Konzentrationen sowie des Masse- bzw. Volumenstroms der Abgase, die durch die einzelnen Schornsteine entweichen, betrifft, so finden die einschlägigen CEN-Normen Anwendung (nach ihrer Verabschiedung). Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“) der Industrie entsprechen.

Beispiele für einschlägige ISO-Normen:

- ISO 10396:1993 „Emissionen aus stationären Quellen - Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen“;

- ISO 10012:2003 „Messlenkungssysteme - Anforderungen an Messprozesse und Messmittel“

Nach Installation des KEMS sollte das System in regelmäßigen Abständen auf seine Leistung und Funktionsfähigkeit überprüft werden, insbesondere im Hinblick auf:

- Ansprechzeit;
- Linearität;
- Interferenz;
- Nullpunkt- und Messbereichsdrift;
- Genauigkeit (im Vergleich zu einer Referenzmethode).

Der Biomasse-Anteil an den gemessenen CO2-Emissionen ist anhand von Berechnungen zu ermitteln und aus den Gesamtemissionen herauszurechnen. Das Ergebnis ist in Form eines Memo-Items zu melden (siehe Kapitel 12 dieses Anhangs).

4.2.3.2 Messung anderer Emissionen als CO2

Allgemeine Leitlinien für die Messung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet werden.

4.3 Bewertung der Unsicherheiten

Entsprechend dieser Leitlinien werden „zulässige Unsicherheiten“ als Konfidenzintervall von 95 % rund um den gemessenen Wert ausgedrückt, z. B. bei der Beschreibung der für das Ebenenkonzept verwendeten Messgeräte oder der Genauigkeit eines kontinuierlichen Messsystems.

4.3.1 Berechnung

Der Betreiber sollte sich über die Auswirkungen von Unsicherheiten auf die Genauigkeit der von ihm gemeldeten Emissionsdaten im Klaren sein.

Bei einer Ermittlung der Emissionen anhand von Berechnungen hat die zuständige Behörde zuvor die Ebenen-Kombinationen für die verschiedenen Quellen innerhalb der Anlage wie auch alle anderen Details im Zusammenhang mit dem in dieser Anlage eingesetzten Überwachungsverfahren genehmigt. Im Zuge dieser Genehmigung billigt die zuständige Behörde gleichzeitig auch die Unsicherheiten, die aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode entstehen. Dies ergibt sich aus dem Inhalt der Genehmigung.

Der Betreiber gibt in seinem Jahresbericht an die zuständige Behörde die „Ebenen“-Kombinationen an, die für die verschiedenen Quellen innerhalb einer Anlage zugrunde gelegt wurden, und zwar für jede Tätigkeit und jeden relevanten Brennstoff- oder Materialstrom. Die Angabe der zugrunde gelegten „Ebenen“-Kombinationen im Emissionsbericht gilt als Meldung von Unsicherheiten im Sinne der Richtlinie. Folglich werden bei einer Ermittlung der Emissionen anhand von Berechnungen keine weiteren Anforderungen in Bezug auf die Meldung von Unsicherheiten gestellt.

Der zulässige Unsicherheitsfaktor, der für die innerhalb des Ebenenkonzepts eingesetzten Messgeräte ermittelt wird, umfasst die für die Messgeräte spezifizierte Unsicherheit, die Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung sowie alle weiteren Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Einsatz des Messsystems in der Praxis. Die im Rahmen des Ebenenkonzepts festgelegten Grenzwerte beziehen sich auf die Unsicherheit in Bezug auf den gemessenen Wert und gelten für einen Berichtszeitraum.

Der Betreiber ist gehalten, die Unsicherheiten in Bezug auf die übrigen in seinem Emissionsbericht enthaltenen Emissionsdaten mit Hilfe des Verfahrens zur Qualitätssicherung und -kontrolle zu ermitteln und soweit wie möglich zu verringern. Im Rahmen des Prüfungsverfahrens kontrolliert die prüfende Instanz die korrekte Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode und beurteilt ferner den Umgang mit bzw. die Reduzierung der übrigen Unsicherheiten durch das vom Betreiber angewandte Verfahren zur Qualitätssicherung und -kontrolle.

4.3.2 Messung

Wie in Abschnitt 4.2.1 dargelegt, kann ein Betreiber die Ermittlung von Emissionen auf der Grundlage von Messungen damit begründen, dass diese nachweislich ein genaueres Ergebnis bringt als eine entsprechende Berechnung der Emissionen unter Anwendung der genauesten „Ebenen"-Kombination. Um der zuständigen Behörde eben diesen Nachweis zu erbringen, meldet der Betreiber die quantitativen Ergebnisse einer umfassenderen Unsicherheitsanalyse, bei der die folgenden Ursachen für Unsicherheiten berücksichtigt wurden:

Konzentrationsmessungen für die kontinuierliche Emissionsmessung:

- die spezifizierte Unsicherheit der Instrumente für kontinuierliche Messungen
- Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung
- weitere Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Einsatz der Überwachungsausrüstung in der Praxis

Bei der Masse- und Volumenmessung zur Ermittlung des Abgasstroms für die kontinuierliche Emissionsmessung und die flankierende Berechnung:

- die spezifizierte Unsicherheit der Messinstrumente
- Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung
- weitere Unsicherheiten im Zusammenhang mit dem Einsatz der Messgeräte in der Praxis

Bei der Ermittlung der Heizwerte, der Emissions- und Oxidations-/Umsetsungsfaktoren bzw. der Zusammensetzungsdaten für die flankierende Berechnung:

- die für die angewandte Ermittlungsmethode bzw. das angewandte Ermittlungssystem spezifizierte Unsicherheit
- weitere Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Anwendung der Ermittlungsmethode in der Praxis

In Abhängigkeit von der Begründung des Betreibers kann die zuständige Behörde den Einsatz eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung für bestimmte Quellen innerhalb der Anlage wie auch alle anderen Details im Zusammenhang mit dem in dieser Anlage eingesetzten Überwachungsverfahren genehmigen. Im Zuge dieser Genehmigung billigt die zuständige Behörde gleichzeitig auch die Unsicherheiten, die aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode entstehen. Dies ergibt sich aus dem Inhalt der Genehmigung.

Der Betreiber gibt die Unsicherheitsfaktoren, die sich aus dieser umfassenden Unsicherheitsanalyse ergeben, in seinem Jahresbericht an die zuständige Behörde für die betreffenden Quellen an, bis die zuständige Behörde die Entscheidung für eine Messung und gegen eine Berechnung überprüft und eine Neuberechung der Unsicherheitsfaktoren fordert. Die Angabe der zugrunde gelegten „Ebenen"-Kombinationen im Emissionsbericht gilt als Meldung von Unsicherheiten im Sinne der Richtlinie.

Der Betreiber ist gehalten, die Unsicherheiten in Bezug auf die übrigen in seinem Emissionsbericht enthaltenen Emissionsdaten mit Hilfe des Verfahrens zur Qualitätssicherung und -kontrolle zu ermitteln und soweit wie möglich zu verringern. Im Rahmen des

Prüfungsverfahrens kontrolliert die prüfende Instanz die korrekte Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode und beurteilt ferner den Umgang mit bzw. die Reduzierung der übrigen Unsicherheiten durch das vom Betreiber angewandte Verfahren zur Qualitätssicherung und -kontrolle.

4.3.3 Unsicherheitsfaktoren

Tabelle 3 gibt einen groben Anhaltspunkt in Bezug auf die Unsicherheiten, die in der Regel mit der Bestimmung von CO2-Emissionen aus Anlagen mit unterschiedlichem Emissionsniveau verbunden sind. Die in dieser Tabelle enthaltenen Informationen sollten von der zuständigen Behörde bei der Prüfung und Genehmigung der Überwachungsmethode (Berechnungen oder Einsatz eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung) für eine Anlage herangezogen werden.

Tabelle 3: Übersicht über die Gesamtunsicherheiten, die für einzelne Brennstoff- oder Materialströme unterschiedlicher Größenordnung mit der Bestimmung von CO2-Emissionen aus Anlagen oder Tätigkeiten innerhalb einer Anlage verbunden sind

Beschreibung	**Beispiele**	**E : CO2-Emissionen in kt pro Jahr**		
		E > 500	100<E<500	E<100
gasförmige und flüssige Brennstoffe gleicher Qualität	Erdgas	2,5%	3,5%	5%
gasförmige und flüssige Brennstoffe unterschiedlicher Zusammensetzung	Gasöl; Gichtgas	3,5%	5%	10%
feste Brennstoffe unterschiedlicher Zusammensetzung	Kohle	3%	5%	10%
feste Brennstoffe sehr unterschiedlicher Zusammensetzung	Abfall	5%	10%	12,5%
Prozessemissionen aus festen Rohstoffen	Kalkstein, Dolomit	5%	7,5%	10%

5. Berichterstattung

Anhang IV der Richtlinie enthält die Auflagen, die an die Berichterstattung in Bezug auf die Anlagen gestellt werden. Das in Kapitel 11 dieses Anhangs beschriebene Format für die Berichterstattung ist als Grundlage für die Meldung quantitativer Daten zu verwenden. Die Prüfung des Berichts erfolgt in Übereinstimmung mit den Rechts- und Verwaltungsvorschriften, die von den Mitgliedstaaten gemäß Anhang V erarbeitet werden. Der Betreiber legt der zuständigen Behörde bis zum 31. März eines jeden Jahres einen verifizierten Bericht über die Emissionen des Vorjahres vor.

Die Emissionsberichte, die der zuständigen Behörde vorliegen, sind der Öffentlichkeit durch diese in Einklang mit den Bestimmungen der Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. Januar 2003 über den Zugang der Öffentlichkeit zu Umweltinformationen und zur Aufhebung der Richtlinie 90/313/EWG des Rates[3] zugänglich zu machen. Was die Anwendung der Ausnahmeregelung gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d) dieser Richtlinie betrifft, so können die Betreiber in ihren Emissionsberichten die Informationen kennzeichnen, die ihrer Auffassung nach als Geschäfts- oder Betriebsgeheimnis zu betrachten sind.

Alle Betreiber müssen die folgenden Informationen in ihre Berichte über Anlagen aufnehmen:

(1) Die Anlagedaten gemäß Anhang IV der Richtlinie und die Genehmigungsnummer der betreffenden Anlage;

(2) die Gesamtemissionen, der gewählte Ansatz (Messung oder Berechnung), das gewählte Ebenenkonzept sowie die gewählten Methoden (gegebenenfalls), Tätigkeitsdaten[4], Emissionsfaktoren[5] und Oxidations-/Umsetsungsfaktoren[6]. Bei Anwendung eines Massenbilanzansatzes muss der Betreiber den Massenstrom, den Kohlenstoff- und Energiegehalt eines jeden Brennstoff- und Materialstroms in die bzw. aus der Anlage sowie die Lagerbestände in seinem Bericht angeben;

(3) Angaben zu zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen in Bezug auf das gewählte Ebenenkonzept, die Gründe für die Änderungen, den Zeitpunkt des Beginns bzw. des Endes der zeitweiligen Änderungen;

(4) alle anderen Änderungen, die während des Berichtszeitraums an der Anlage vorgenommen wurden und die für den Emissionsbericht von Bedeutung sein können.

Die Informationen, die zu den Punkten 3) und 4) zu liefern sind, bzw. die zusätzlichen Informationen zu Punkt 2) können nicht in tabellarischer Form entsprechend dem Berichtsformat übermittelt werden. Sie sind dem jährlichen Emissionsbericht daher auf einem gesonderten Blatt beizufügen.

Die folgenden Informationen, deren Angabe nicht unter „Emissionen“ vorgesehen ist, sind in Form von Memo-Items zu melden:

---

[3] ABl. L 041 vom 14.02.2003, S. 26.

[4] Die Tätigkeitsdaten für Verbrennungsprozesse sind als Energie (spezifischer Heizwert) und Masse zu melden. Biomasse-Brennstoffe oder -Einsatzstoffe sind in Form von Tätigkeitsdaten zu melden.

[5] Emissionsfaktoren für Verbrennungsprozesse sind als CO2-Emission je Energiegehalt zu melden.

[6] Umsetzungs- und Oxidationsfaktoren sind als reiner Bruch darzustellen und zu melden.

– Menge der verbrannten [TJ] oder in den Prozessen eingesetzten Biomasse [t oder m3];

– CO2-Emissionen [t CO2] aus Biomasse, sofern die Emissionen anhand von Messungen ermittelt werden;

– in andere Anlagen weitergeleitetes CO2 [t CO2] sowie die Angabe, in welchen Verbindungen dies geschehen ist.

Brennstoffe und die daraus resultierenden Emissionen werden unter Verwendung der IPCC-Brennstoffkategorien (siehe Kapitel 8 dieses Anhangs) gemeldet, die auf den Definitionen der Internationalen Energie-Agentur (http://www.iea.org/stats/defs/defs.htm) beruhen. In dem Fall, dass der für den Betreiber maßgebliche Mitgliedstaat, eine Liste mit Brennstoffkategorien einschließlich Definitionen und Emissionsfaktoren veröffentlicht hat, die bereits für das jüngste Nationale Treibhausgasinventar, das dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermittelt wurde, zugrunde gelegt worden waren, so sind diese Kategorien und Emissionsfaktoren zu verwenden, sofern sie für die einschlägige Überwachungsmethode zulässig sind.

Darüber hinaus müssen die Abfallarten sowie die Emissionen, die aus ihrem Einsatz als Brennstoff oder Einsatzstoff entstehen, gemeldet werden. Die Abfallarten sind unter Verwendung der Klassifikation des „Europäischen Abfallverzeichnisses“ (Entscheidung der Kommission 2000/532/EG vom 3. Mai 2000 zur Ersetzung der Entscheidung 94/3/EG über ein Abfallverzeichnis gemäß Artikel 1 Buchstabe a) der Richtlinie 75/442/EWG des Rates über Abfälle und der Entscheidung 94/904/EG des Rates über ein Verzeichnis gefährlicher Abfälle im Sinne von Artikel 1 Absatz 4 der Richtlinie 91/689/EWG über gefährliche Abfälle[7]: http://europa.eu.int/comm/environment/waste/legislation/a.htm zu melden. Der jeweilige sechsstellige Code ist den Bezeichnungen der Abfallarten hinzuzufügen, die in der Anlage verwendet werden.

Emissionen, die innerhalb einer Anlage aus verschiedenen Quellen austreten, aber ein und derselben Tätigkeit zuzuordnen sind, können in aggregierter Form für die jeweilige Tätigkeit gemeldet werden.

Die Emissionen werden gerundet in Form von Tonnen CO2 gemeldet (zum Beispiel 1.245.978 Tonnen). Die Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren und Oxidations- oder Umsetsungsfaktoren, die für die Emissionsberechnung bzw. Berichterstattung benötigt werden, sind so zu runden, dass die Werte - bei einem Unsicherheitsfaktor von ±0,01 % - insgesamt nur fünf Stellen (z. B. 1,2369) aufweisen.

Um zu erreichen, dass die gemäß der Richtlinie gemeldeten Daten mit denen übereinstimmen, die die Mitgliedstaaten unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen bzw. im Zusammenhang mit dem Europäischen Schadstoffemissionsregister (EPER) melden, sind alle in einer Anlage durchgeführten Tätigkeiten mit den Codes der beiden folgenden Berichterstattungssysteme zu kennzeichnen:

(a) den Codes des „Common Reporting Format“ für nationale Treibhausgasinventare, das von den zuständigen Stellen der

[7] ABl. L 226 vom 06.09.2000, S. 3. Zuletzt geändert durch die Entscheidung 2001/573/EG des Rates (ABl. L 203 vom 28.07.2001, S.18).

Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen angenommen wurde (siehe Abschnitt 12.1. dieses Anhangs);

(b) den IPPC-Codes in Anhang A3 des Europäischen Schadstoffemissionsregisters (EPER) (siehe Abschnitt 12.2 dieses Anhangs).

6. Aufbewahrung der Informationen

Der Betreiber einer Anlage dokumentiert und archiviert die Daten aus der Überwachung der Treibhausgasemissionen aus allen Quellen einer Anlage, die durch die in Anhang I der Richtlinie aufgeführten Tätigkeiten entstehen.

Die dokumentierten und archivierten Überwachungsdaten müssen eine Prüfung des jährlichen Emissionsberichts (der vom Betreiber einer Anlage gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie in Bezug auf die Emissionen dieser Anlage vorzulegen ist) in Einklang mit den Kriterien des Anhangs V der Richtlinie ermöglichen.

Daten, die nicht im Rahmen des jährlichen Emissionsberichts zu nennen sind, müssen nicht gemeldet oder in sonstiger Weise veröffentlicht werden.

Um die Bestimmung der Emissionen für die prüfende Instanz oder sonstige Dritte nachvollziehbar zu machen, bewahrt der Betreiber einer Anlage sämtliche Berichte über alle Berichtsjahre auf, und zwar für mindestens zehn Jahre nach der Übermittlung des Berichts an die zuständige Behörde gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie:

Bei einer Ermittlung der Emissionen aufgrund von Berechnungen:

- die Liste aller überwachten Quellen;
- die Tätigkeitsdaten, die für die Berechnung der Treibhausgasemissionen aus den verschiedenen Quellen zugrunde gelegt wurden (klassifiziert nach Prozessen und Brennstoffarten);
- die Dokumente, die die Auswahl der jeweiligen Überwachungsmethode begründen, sowie entsprechende Nachweise in Bezug auf alle zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen im Zusammenhang mit der Überwachungsmethode bzw. der gewählten Ebenenkonzepte, wie sie von der zuständigen Behörde genehmigt wurden; auch die Gründe für diese Änderungen sind entsprechend zu dokumentieren;
- Unterlagen zu der Überwachungsmethode und den Ergebnissen der Ermittlung der tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktoren, der Biomasseanteile spezifischer Brennstoffe und der Oxidations- oder Umsetsungsfaktoren; ferner geeignete Nachweise für die Genehmigung durch die zuständige Behörde;
- Dokumentation des Verfahrens zur Erhebung der Tätigkeitsdaten für die Anlage und entsprechende Unterlagen über die jeweiligen Quellen;
- die Tätigkeitsdaten, die Emissions-, Oxidations- oder Umsetsungsfaktoren, die der zuständigen Behörde zur Erstellung des nationalen Zuteilungsplans für die Jahre vor dem Zeitraum übermittelt wurden, der durch das Handelssystem erfasst wird;
- Dokumentation der im Zusammenhang mit der Emissionsüberwachung festgelegten Zuständigkeiten;
- den jährlichen Emissionsbericht und

- alle anderen Information, die für die Prüfung des jährlichen Emissionsberichts als erforderlich betrachtet werden.

Die folgenden zusätzlichen Informationen müssen aufbewahrt werden, wenn die Ermittlung der Emissionen auf der Grundlage von Messungen erfolgt:

- Dokumentation der Gründe für die Entscheidung, die Emissionen auf der Grundlagen von Messungen zu überwachen;

- die Daten, die für die Unsicherheitsanalyse in Bezug auf die Treibhausgasemissionen aus den verschiedenen Quellen zugrunde gelegt wurden (klassifiziert nach Prozessen und Brennstoffarten);

- eine detaillierte Beschreibung des kontinuierlichen Messsystems, u. a. auch der Nachweis der Genehmigung durch die zuständige Behörde;

- rohe und aggregierte Daten aus dem kontinuierlichen Messsystems, darunter Dokumentation von Zeitänderungen, das Protokoll zu den durchgeführten Tests, Stillstandszeiten, Kalibrierungen, Service- und Wartungsarbeiten;

- Dokumentation aller Änderungen im Zusammenhang mit dem Messsystem.

7. Qualitätssicherung und -kontrolle

7.1 Allgemeine Auflagen

Für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen in Übereinstimmung mit diesen Leitlinien richtet der Betreiber ein effektives Datenverwaltungssystem ein, das er entsprechend dokumentiert, implementiert und pflegt. Die Einrichtung des Datenverwaltungssystems erfolgt vor Beginn des Berichtszeitraums, um zu gewährleisten, dass alle für die Prüfung erforderlichen Daten ordnungsgemäß erfasst und kontrolliert werden. Die im Datenverwaltungssystem gespeicherten Informationen müssen die in Kapitel 6 genannten Angaben umfassen.

Die erforderlichen Maßnahmen zur Qualitätssicherung und -kontrolle können im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) oder anderer Umweltmanagementsysteme, darunter ISO 14001:1996 („Umweltmanagementsysteme - Spezifikationen mit Anleitung zur Anwendung") durchgeführt werden.

Die Maßnahmen zur Qualitätssicherung und -kontrolle sollen auf die Verfahren, die für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgase benötigt werden, sowie auf die Anwendung dieser Verfahren innerhalb der Anlage ausgerichtet sein. Dazu zählen u. a.:

- die Ermittlung der Quellen von Treibhausgasen, die in der Übersicht in Anhang I der Richtlinie genannt sind;
- die Abfolge und die Interaktion von Überwachungs- und Berichterstattungsverfahren;
- Verantwortlichkeiten und Kompetenz;
- die angewandten Berechnungs- oder Messverfahren;
- die Messeinrichtung (gegebenenfalls);
- Berichterstattung und Aufzeichnungen;
- interne Überprüfung sowohl der aufgezeichneten Daten als auch des Qualitätssicherungssystems;
- korrigierende und präventive Maßnahmen.

Entscheidet sich ein Betreiber bestimmte Verfahren auszulagern, die der Qualitätssicherung und -kontrolle unterliegen, so ist der Betreiber verpflichtet, die Kontrolle dieser Verfahren und deren Transparenz zu gewährleisten. Die einschlägigen Maßnahmen zur Kontrolle und zur Wahrung der Transparenz solcher ausgelagerten Verfahren werden im Rahmen der Maßnahmen zur Qualitätssicherung und -kontrolle festgelegt.

7.2 Messverfahren und -geräte

Der Betreiber stellt sicher, dass alle relevanten Messgeräte in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert werden (auch direkt vor ihrem Einsatz). Darüber hinaus sind sie anhand von Messstandards zu kontrollieren, die auf internationalen Messstandards beruhen. Darüber hinaus bewertet der Betreiber die Validität der früheren Messergebnisse und

zeichnet diese auf für den Fall, dass sich herausstellt, das die Messeinrichtung nicht den Anforderungen entspricht. Wenn sich herausstellt, dass die Messeinrichtung nicht den Anforderungen entspricht, muss der Betreiber unverzüglich entsprechende Maßnahmen einleiten. Die Aufzeichnungen der Ergebnisse der Kalibrierung und Authentifikation sind aufzubewahren.

Arbeitet der Betreiber mit einem kontinuierlichen Emissionsmesssystem, so muss er die Vorgaben der EN 14181 („Emissionen aus stationären Quellen - Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen“) und der EN ISO 14956:2002 („Luftbeschaffenheit - Beurteilung der Eignung eines Messverfahrens durch Vergleich mit einer geforderten Messunsicherheit“) erfüllen.

Alternativ hierzu können unabhängige und akkreditierte Prüflaboratorien mit den Messungen, mit der Auswertung der Daten, der Überwachung und der Berichterstattung beauftragt werden. In diesem Fall muss das betreffende Prüflabor zusätzlich nach EN ISO 17025:2000 („Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien”) akkreditiert sein.

7.3 Datenverwaltung

Der Betreiber führt Maßnahmen zur Sicherung und Kontrolle der Qualität seiner Datenverwaltung durch, um Auslassungen, Falschdarstellungen und Fehler zu vermeiden. Diese Maßnahmen werden vom Betreiber entsprechend der Komplexität der Datensätze erarbeitet. Die Maßnahmen zur Sicherung und Kontrolle der Qualität der Datenverwaltung werden aufgezeichnet. Die diesbezüglichen Aufzeichnungen werden der prüfenden Instanz zur Verfügung gestellt.

Auf der betrieblichen Ebene kann eine einfache und effektive Sicherung und Kontrolle der Datenqualität realisiert werden, indem die im Rahmen der Überwachung erfassten Werte über einen vertikalen oder horizontalen Ansatz miteinander verglichen werden.

Beim vertikalen Ansatz werden die Emissionsdaten verschiedener Jahre miteinander verglichen, die in ein und derselben Anlage in eben diesen Jahren erfasst wurden. Ein Überwachungsfehler ist wahrscheinlich, wenn die Abweichungen zwischen den in den verschiedenen Jahren gemessenen Daten nicht erklärt werden können durch:

- Veränderungen im Tätigkeitsniveau;
- Veränderungen bei den Brennstoffen oder Einsatzstoffen;
- Veränderungen bei den Emissionsprozessen (z. B. Verbesserung der Energieeffizienz).

Beim horizontalen Ansatz werden verschiedene Werte, die im Rahmen der betrieblichen Organisation erfasst werden, miteinander verglichen.

- Vergleich der Daten über den Brennstoff- oder Einsatzstoffverbrauch spezifischer Quellen mit den Daten über den Brennstoffankauf bzw. den Daten über Lagerbestandsveränderungen;
- Vergleich der Daten über den Gesamtverbrauch an Brennstoffen oder Einsatzstoffen mit den Daten über den Brennstoffankauf bzw. mit den Daten über Lagerbestandsveränderungen;

- Vergleich der Emissionsfaktoren, die berechnet oder vom Lieferanten bereitgestellt wurden, mit nationalen oder internationalen Referenzemissionsfaktoren vergleichbarer Brennstoffe;

- Vergleich der anhand von Brennstoffanalysen ermittelten Emissionsfaktoren mit nationalen oder internationalen Referenzemissionsfaktoren vergleichbarer Brennstoffe;

- Vergleich der gemessenen und der berechneten Emissionen.

7.4 Prüfung und Wesentlichkeit

Der Betreiber legt der prüfenden Instanz den Emissionsbericht, eine Kopie der Betriebsgenehmigungen der einzelnen Anlagen sowie alle weiteren Informationen vor, die für die prüfende Instanz von Interesse sind. Die prüfende Instanz beurteilt, ob die vom Betreiber angewandte Überwachungsmethode mit der von der zuständigen Behörde genehmigten Methode der betreffenden Anlage, mit den in Kapitel 3 dargelegten Grundsätzen für die Überwachung und Berichterstattung sowie mit den Leitlinien übereinstimmt, die in diesem und in den folgenden Anhängen festgelegt sind. Aufgrund der Ergebnisse dieser Prüfung beurteilt die prüfende Instanz, ob im Emissionsbericht Auslassungen, Falschdarstellungen und Fehler enthalten sind, die zur Folge haben können, dass der Bericht wesentlich falsche Angaben enthält.

Was das Prüfungsverfahren betrifft, so muss die prüfende Instanz vor allem:

- alle in der Anlage durchgeführten Tätigkeiten kennen sowie ferner die Emissionsquellen innerhalb der Anlage, die für die Überwachung oder Ermittlung der Tätigkeitsdaten eingesetzte Messeinrichtung, die Herkunft und Anwendung der Emissionsfaktoren und Oxidations-/Umsetsungsfaktoren sowie die Umgebung, in der die Anlage betrieben wird;

- das Datenverwaltungssystem des Betreibers sowie die gesamte Organisation in Bezug auf die Überwachung und Berichterstattung kennen. Der prüfenden Instanz sind alle im Datenverwaltungssystem gespeicherten Daten zur Verfügung zu stellen, die diese dann analysieren und prüfen wird;

- entsprechend der Art und der Komplexität der Emissionsquellen sowie der Tätigkeiten in der Anlage festlegen, inwieweit falsche Angaben noch akzeptabel sind;

- aufgrund ihrer professionellen Erfahrungen und der Angaben des Betreibers feststellen, inwieweit fehlerhafte Daten zu wesentlich falschen Angaben im Emissionsbericht führen können;

- einen Prüfplan erstellen, der dem Ergebnis der Risikoanalyse und dem Umfang bzw. der Komplexität der Tätigkeiten und der Emissionsquellen gerecht wird. In diesem Prüfplan werden die Probenahmeverfahren definiert, die in den Anlagen des Betreibers vorzunehmen sind;

- den Prüfplan umsetzen, indem entsprechend dem definierten Probenahmeverfahren Daten sowie alle weiteren relevanten Informationen gesammelt werden, die die prüfende Instanz für ihren abschließenden Bericht zugrunde legen wird;

– überprüfen, ob die in der Genehmigung spezifizierte Überwachungsmethode Ergebnisse gebracht hat, die - was ihre Genauigkeit betrifft - dem definierten Ebenenkonzept entspricht;

– den Betreiber auffordern, alle fehlenden Daten oder fehlende Teile des Prüfpfads vorzulegen, Abweichungen in den Emissionsdaten zu erklären oder Berechnungen erneut durchzuführen, bevor sie zu einem endgültigen Prüfergebnis kommt.

Während des gesamten Prüfungsverfahrens wird die prüfende Instanz nach fehlerhaften Angaben suchen, indem sie prüft, ob

– die in den Abschnitten 7.1, 7.2 und 7.3 beschriebenen Verfahren zur Qualitätssicherung und -kontrolle umgesetzt wurden;

– sich aus den gesammelten Daten objektive und eindeutige Anhaltspunkte dafür ergeben, dass fehlerhafte Angaben gemacht wurden.

Die prüfende Instanz bewertet die Wesentlichkeit einzelner fehlerhafter Angaben wie auch der Gesamtheit der nicht berichtigten fehlerhaften Angaben unter Berücksichtigung aller Auslassungen, Falschdarstellungen oder Fehler, die zu wesentlich falschen Angaben führen können (so z. B. bei einem Datenverwaltungssystem, das nicht transparente, verzerrte oder uneinheitliche Zahlen liefert). Das Maß der Gewissheit sollte mit der Annäherung an die Grenze einhergehen, die für die betreffende Anlage in Bezug auf die Wesentlichkeit falscher Angaben festgesetzt wurde.

Zum Ende des Prüfungsverfahrens beurteilt die prüfende Instanz, ob der Emissionsbericht irgendwelche wesentlich falschen Angaben enthält. Kommt die prüfende Instanz zu dem Schluss, dass der Emissionsbericht keine wesentlich falschen Angaben enthält, kann der Betreiber den Emissionsbericht gemäß Artikel 14 Absatz 3 der Richtlinie an die zuständige Behörde übermitteln. Kommt die prüfende Instanz zu dem Schluss, dass der Emissionsbericht wesentlich falsche Angaben enthält, wird der Bericht des Betreibers als nicht zufriedenstellend bewertet. In Übereinstimmung mit Artikel 15 der Richtlinie stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass ein Betreiber, dessen Bericht - was die Emissionen des Vorjahres betrifft - bis zum 31. März des folgenden Jahres nicht als zufrieden stellend bewertet wurde, keine weiteren Zertifikate übertragen kann, und zwar solange bis dieser Betreiber einen Bericht vorlegt, der als zufrieden stellend bewertet wird. Gemäß Artikel 16 der Richtlinie legen die Mitgliedstaaten entsprechende Sanktionen fest.

Anhand der im Emissionsbericht, der als zufrieden stellend bewertet wurde, für die Gesamtemissionen ausgewiesenen Zahl, prüft die zuständige Behörde dann, ob der Betreiber für die betreffende Anlage eine genügende Anzahl Zertifikate abgegeben hat.

Die Mitgliedstaaten stellen sicher, dass Auffassungsunterschiede zwischen dem Betreiber, der prüfenden Instanz und der zuständigen Behörde einer ordnungsgemäßen Berichterstattung nicht im Wege stehen und dass diese in Einklang mit der Richtlinie, mit diesen Leitlinien sowie mit den von den Mitgliedstaaten gemäß Anhang V erarbeiteten Rechts- und Verwaltungsvorschriften und den einschlägigen nationalen Verfahren beseitigt werden.

8. Emissionsfaktoren

In diesem Abschnitt werden Referenzemissionsfaktoren für den Ebene 1-Ansatz genannt, durch die eine Verwendung nicht tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren ermöglicht wird.

Sollte ein Brennstoff keiner bestehenden Kategorie angehören, so kann der Betreiber den verwendeten Brennstoff entsprechend seines Fachwissens einer verwandten Brennstoffkategorie zuordnen. Allerdings muss dies durch die zuständige Behörde genehmigt werden.

Tabelle 4: Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe - ermittelt anhand des spezifischen Heizwerts, ohne Oxidationsfaktoren

Brennstoff	**CO2-Emissionsfaktor (tCO2/TJ)**	**Quelle des Emissionsfaktors**
A) flüssig fossil		
Primäre Brennstoffe		
Rohöl	73.3	IPCC, 1996[8]
Orimulsion	80.7	IPCC, 1996
Flüssigerdgas	63.1	IPCC, 1996
Sekundäre Brennstoffe/Produkte		
Benzin	69.3	IPCC, 1996
Kerosin[9]	71.9	IPCC, 1996
Schieferöl	77.4	National Communication Estonia, 2002
Gas / Dieselkraftstoff	74.1	IPCC, 1996
Rückstandsöl	77.4	IPCC, 1996
Flüssiggas	63.1	IPCC, 1996
Ethan	61.6	IPCC, 1996
Rohbenzin	73.3	IPCC, 1996
Bitumen	80.7	IPCC, 1996
Schmieröl	73.3	IPCC, 1996
Petrolkoks	100.8	IPCC, 1996
Raffinerie-/Halbfertigerzeugnisse	73.3	IPCC, 1996
Sonstige Öle	73.3	IPCC, 1996
B) fest fossil		
Primäre Brennstoffe		
Anthrazit	98.3	IPCC, 1996
Kokskohle	94.6	IPCC, 1996
Sonstige Fettkohle	94.6	IPCC, 1996
Subbituminöse Kohle	96.1	IPCC, 1996
Braunkohle	101.2	IPCC, 1996
Ölschiefer	106.7	IPCC, 1996
Torf	106.0	IPCC, 1996
Sekundäre Brennstoffe		
BKB- &	94.6	IPCC, 1996

[8] Geändert 1996 durch die IPCC-Leitlinien ür nationale Treibhausgasinventare: „IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual, 1.13.“

[9] Kein Flugbenzin.

Steinkohlenbriketts		
Koksofen / Gaskoks	108.2	IPCC, 1996
C) gasförmig fossil		
Kohlenmonoxid	155.2	anhand eines Hu von 10.12 TJ/ t[10]
Erdgas (trocken)	56.1	IPCC, 1996
Methan	54.9	anhand eines Hu von 50.01 TJ/ t[11]
Wasserstoff	0	Kohlenstofffreier Stoff

[10] J. Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
[11] J. Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

9. Liste CO2-neutraler Biomasse

Die im Folgenden aufgeführte, nicht erschöpfende Beispielliste nennt eine Reihe von Stoffen, die im Sinne dieser Leitlinien als Biomasse betrachtet werden. Sie werden mit einem Emissionsfaktor von 0 [t CO2/TJ oder t oder m3] gewichtet. Torf und fossile Anteile der unten aufgeführten Stoffe sind nicht als Biomasse zu betrachten.

1. Pflanzen und Pflanzenteile, u. a.:

- Stroh;
- Heu und Gras;
- Blätter, Holz, Wurzeln, Baumstümpfe, Rinde;
- Kulturpflanzen, z. B. Mais und Triticale.

2. Biomasse-Abfälle, -Erzeugnisse und -Nebenerzeugnisse, u. a.:

- Industrielle Holzabfälle (Abfallholz aus der Holzbearbeitung und -verarbeitung sowie Abfallholz aus der Holzwerkstoffindustrie);
- Gebrauchtholz (gebrauchte Erzeugnisse aus Holz, Holzwerkstoffen) sowie Erzeugnisse und Nebenerzeugnisse aus der Holzverarbeitung;
- Holzartige Abfälle aus der Zellstoff- und Papierindustrie, z. B. Schwarzlauge;
- Forstwirtschaftliche Rückstände;
- Tier-, Fisch- und Lebensmittelmehl, Fett, Öl und Talg,
- Primärrückstände aus der Lebensmittel- und Getränkeindustrie;
- Dung;
- Rückstände landwirtschaftlicher Nutzpflanzen;
- Klärschlamm;
- Biogas aus der Faulung, Gärung oder Vergasung von Biomasse;
- Hafenschlamm und andere Schlämme und Sedimente aus Gewässern;
- Deponiegas.

3. Biomasse-Anteile von Mischstoffen u. a.:

- der Biomasseanteil von Treibgut aus der Wasserwirtschaft;
- der Biomasseanteil von gemischten Rückständen aus der Lebensmittel- und Getränkeherstellung;
- der Biomasseanteil von Verbundwerkstoffen mit Holzanteil;

- der Biomasseanteil textiler Abfälle;
- der Biomasseanteil von Papier, Karton, Pappe;
- der Biomasseanteil von Industrie- und Siedlungsabfällen;
- der Biomasseanteil aufbereiteter Industrie- und Siedlungsabfälle;

4. Brennstoffe, deren Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse erzeugt wurden, u. a.:

- Bioethanol
- Biodiesel
- ETBE/Bioethanol
- Biomethanol
- Biodimethylether
- Bio-Öl (ein Pyrolyse-Heizöl) und Biogas

10. Ermittlung tätigkeitsspezifischer Daten und Faktoren

10.1 Ermittlung der spezifischen Heizwerte und der Emissionsfaktoren von Brennstoffen

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktors bzw. welches Probenahmeverfahren für die verschiedenen Brennstoffarten Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahren, die für die Brennstoffprobenahme und die Ermittlung des spezifischen Heizwerts, des Kohlenstoffgehalts und des Emissionsfaktors angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen (beispielsweise zu den Verfahren und zur Häufigkeit der Probenahme, zur Ermittlung des spezifischen Brenn- und Heizwerts der verschiedenen Brennstoffarten) entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“) der Industrie entsprechen.

Beispiele für einschlägige CEN-Normen sind:

- EN ISO 4259:1996 „Mineralölerzeugnisse - Bestimmung und Anwendung der Werte für die Präzision von Prüfverfahren”

Beispiele für einschlägige ISO-Normen sind:

- ISO 13909-1,2,3,4: 2001 Steinkohle und Koks - Mechanische Probenahme;
- ISO 5069-1,2: 1983: Braunkohlen und Lignite; Grundsätze der Probenentnahme;
- ISO 625:1996 Feste mineralische Brennstoffe - Bestimmung von Kohlenstoff und Wasserstoff - Verfahren nach Liebig;
- ISO 925:1997 Feste Brennstoffe - Bestimmung des Carbonat-Kohlenstoff-Gehaltes - Gravimetrisches Verfahren;
- ISO 9300-1990: Durchflussmessung von Gasen mit Venturidüsen bei kritischer Strömung;
- ISO 9951-1993/94: Gasdurchflussmessung in geschlossenen Leitungen; Turbinenradzähler.

Als ergänzende nationale Normen für die Kennzeichnung von Brennstoffen sind zu nennen:

- DIN 51900-1:2000 „Prüfung fester und flüssiger Brennstoffe“ - Bestimmung des Brennwertes mit dem Bomben-Kalorimeter und Berechnung des Heizwertes - Teil 1: Allgemeine Angaben, Grundgeräte, Grundverfahren“;
- DIN 51857:1997 „Gasförmige Brennstoffe und sonstige Gase - Berechnung von Brennwert, Heizwert, Dichte, relativer Dichte und Wobbeindex von Gas und Gasgemischen“;

- DIN 51612:1980 Prüfung von Flüssiggas; Berechnung des Heizwertes;
- DIN 51721:2001 „Prüfung fester Brennstoffe - Bestimmung des Gehaltes an Kohlenstoff und Wasserstoff“ (gilt auch für flüssige Brennstoffe).

Das Laboratorium, das mit der Ermittlung des Emissionsfaktors, des Kohlenstoffgehalts und dem spezifischen Heizwert beauftragt wird, muss nach EN ISO 17025 („Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien”) akkreditiert sein.

Wichtig ist zu beachten, dass für die Ermittlung genauer tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren - neben einem hinreichend genauen Analyseverfahren zur Bestimmung des Kohlenstoffgehalts und des spezifischen Heizwerts - vor allem das Verfahren und die Häufigkeit der Probenahme sowie die Vorbereitung der Probe von entscheidender Bedeutung sind. Wie diese konkret aussehen, hängt in hohem Maße von dem Zustand und der Homogenität des Brennstoffs/Eingangsmaterials ab. Bei heterogenen Stoffen (wie festen Siedlungsabfällen) wird eine sehr viel höhere Zahl von Proben erforderlich sein. Bei den meisten kommerziellen gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen dagegen wird die erforderliche Probenzahl sehr viel geringer sein.

Die Bestimmung des Kohlenstoffgehalts, der spezifischen Heizwerte und der Emissionsfaktoren für Brennstoffchargen sollte in der Regel der gängigen Praxis für repräsentative Probenahmen entsprechen. Der Betreiber muss den Nachweis erbringen, dass es sich bei dem errechneten Kohlenstoffgehalt sowie bei den ermittelten Brennwerten und Emissionsfaktoren um repräsentative und unverzerrte Werte handelt.

Der jeweilige Emissionsfaktor findet nur auf die Brennstoffcharge Anwendung, für die er ermittelt wurde.

Die in dem jeweiligen mit der Ermittlung des Emissionsfaktors beauftragten Labor angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt.

10.2 Ermittlung der tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktoren

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktors bzw. welches Probenahmeverfahren für eine spezifische Brennstoffart Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahren, die zur Ermittlung tätigkeitsspezifischer Oxidationsfaktoren (z. B. mittels des Kohlenstoffgehalts von Ruß, Asche, Abwässern und sonstigen Abfällen oder Nebenprodukten) für eine spezifische Tätigkeit angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“) der Industrie entsprechen.

Das Laboratorium, das mit der Bestimmung des Oxidationsfaktors bzw. mit der Ermittlung der zugrundeliegenden Daten beauftragt wird, muss nach EN ISO 17025 („Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien”) akkreditiert sein.

Die Bestimmung der tätigkeitsspezifischen Oxidationsfaktoren anhand von Einsatzstoffchargen sollte in der Regel der gängigen Praxis für repräsentative Probenahmen entsprechen. Der Betreiber muss den Nachweis erbringen, dass es sich bei ermittelten Oxidationsfaktoren um repräsentative und unverzerrte Werte handelt.

Die in dem jeweiligen mit der Ermittlung der Oxidationsfaktoren beauftragten Labor angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt

10.3 Bestimmung der Prozessemissionsfaktoren und der Zusammensetzungsdaten

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktors bzw. welches Probenahmeverfahren für die verschiedenen Eingangsmaterialarten Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahren, die für die Probenahme bzw. die Ermittlung der Zusammensetzung des betreffenden Eingangsmaterials oder für die Ableitung eines Prozessemissionsfaktors angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“) der Industrie entsprechen.

Das Laboratorium, das mit der Ermittlung der Zusammensetzung oder des Emissionsfaktors beauftragt wird, muss nach EN ISO 17025 („Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien”) akkreditiert sein.

Die Bestimmung der Prozessemissionsfaktoren und der Zusammensetzungsdaten von Materialchargen sollte in der Regel der gängigen Praxis für repräsentative Probenahmen entsprechen. Der Betreiber muss den Nachweis erbringen, dass es sich bei dem ermittelten Prozessemissionsfaktor und den Zusammensetzungsdaten um repräsentative und unverzerrte Angaben handelt.

Der jeweilige Wert findet nur auf die Materialcharge Anwendung, für die er ermittelt wurde.

Die in der jeweiligen mit der Bestimmung des Emissionsfaktors bzw. der Ermittlung der Zusammensetzungsdaten beauftragten Einrichtung angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt.

10.4 Ermittlung des Biomasse-Anteils

Der Begriff „Biomasse-Anteil“ im Sinne dieser Leitlinien meint entsprechend der Definition von Biomasse (siehe die Kapitel 2 und 9 dieses Anhangs) den prozentualen Anteil des brennbaren Biomasse-Kohlenstoffs am gesamten Kohlenstoffgehalt eines Brennstoffgemischs.

Welches spezifische Verfahren zur Ermittlung des Biomasse-Anteils bzw. welches Probenahmeverfahren für die verschiedenen Brennstoffarten Anwendung finden soll, ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums mit der zuständigen Behörde abzustimmen.

Die Verfahren die für die Brennstoffprobenahme und die Ermittlung des Biomasse-Anteils angewandt werden, müssen den einschlägigen CEN-Normen entsprechen, sofern solche verabschiedet wurden. Sollten keine einschlägigen CEN-Normen verfügbar sein, so sind die entsprechenden ISO-Normen oder nationalen Normen anzuwenden. Gibt es keine geltenden Normen, so können gegebenenfalls Verfahren angewandt werden, die vorliegenden Normentwürfen oder den Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“) der Industrie entsprechen.[12]

Für die Ermittlung des Biomasse-Anteils eines Brennstoffs bieten sich verschiedene Methoden an, die von einer manuellen Sortierung der Bestandteile gemischter Stoffe über differentielle Methoden, die die Heizwerte einer binären Mischung und deren beiden reinen Bestandteile bestimmen, bis zu einer Kohlenstoff-14-Isotopenanalyse. Die Wahl der Methode hängt von der Art der in Frage stehenden Brennstoffmischung ab.

Das Laboratorium, das mit der Bestimmung des Biomasse-Anteils beauftragt wird, muss nach EN ISO 17025 („Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien”) akkreditiert sein.

Die Bestimmung des Biomasse-Anteils der Eingangsmaterialchargen erfolgt in der Regel der allgemeinen Praxis für repräsentative Probenahmen. Der Betreiber muss den Nachweis erbringen, dass es sich bei den abgeleiteten Werten um repräsentative und unverzerrte Werte handelt.

Der jeweilige Wert findet nur auf die Materialcharge Anwendung, für die er ermittelt wurde.

Die in dem jeweiligen mit der Bestimmung des Biomasse-Anteils beauftragten Labor angewandten Verfahren sowie alle Ergebnisse sind umfassend zu dokumentieren und aufzubewahren. Die Unterlagen werden der Instanz, die den Emissionsbericht prüft, zur Verfügung gestellt.

Ist eine Bestimmung des Biomasse-Anteils eines Brennstoffgemischs aus technischen Gründen nicht möglich oder würde eine solche Analyse unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so muss der Betreiber entweder einen Biomasse-Anteil von 0 % zugrunde legen (d. h. er muss annehmen, dass der in dem in Frage stehenden Brennstoff enthaltene Kohlenstoff vollständig fossiler Natur ist) oder eine von der zuständigen Behörde zu genehmigende Schätzmethode vorschlagen.

[12] Ein Beispiel hierfür ist die niederländische Norm BRL-K 10016 („Der Biomasseanteil sekundärer Brennstoffe“), die von KIWA erarbeitet wurde.

11. Berichtsformat

Die folgende Tabelle ist für die Berichterstattung zugrunde zu legen. Sie kann entsprechend der Anzahl der Tätigkeiten, der Art der Anlagen, der Brennstoffe und der überwachten Prozesse angepasst werden.

11.1. Anlagedaten

Anlagedaten	**Antwort**
1. Name der Muttergesellschaft	
2. Name der Tochtergesellschaft	
3. Anlagebetreiber	
4. Anlage:	
4.1 Name	
4.2 Nummer der Genehmigung[13]	
4.3 EPER-Meldepflicht?	Ja/Nein
4.4 EPER-Identifikationsnummer[14]	
4.5 Anschrift/Stadt des Anlagestandorts	
4.6 Postleitzahl/Land	
4.7 Anschrift des Standorts	
5. Ansprechpartner:	
5.1 Name	
5.2 Anschrift/PLZ/Ort/Land	
5.3 Telefon	
5.4 Fax	
5.5 E-Mail	
6. Berichtsjahr	
7. 7. Durchgeführte Anhang I-Tätigkeit[15]	
Tätigkeit 1	
Tätigkeit 2	
Tätigkeit N	

[13] Die Nummer wird im Rahmen des Genehmigungsverfahrens von der zuständigen Behörde vergeben.

[14] Nur auszufüllen, wenn die Anlage im Rahmen von EPER meldepflichtig ist und entsprechend der Genehmigung der Anlage nicht mehr als eine EPER-Tätigkeit durchgeführt wird. Die Angabe ist nicht obligatorisch und wird - neben der Bezeichnung und der Anschrift - lediglich zur genaueren Identifikation benötigt.

[15] z. B „Mineralölraffinerien“.

11.2. Übersicht - Tätigkeiten und Emissionen innerhalb einer Anlage

Emissionen aus Anhang I-Tätigkeiten						
Kategorien	**IPCC CRF-Kategorie[16]**	**IPPC-Code der EPER-Kategorie**	**Angewandter Ansatz? Berechnung/ Messung**	**Unsicherheit (bei Messung)[17]**	**Ebenenkonzept geändert? Ja/Nein**	**Emissionen t/CO2**
Tätigkeiten						
Tätigkeit 1						
Tätigkeit 2						
Tätigkeit N						
Gesamt						

Memo Items					
	Weitergeleitetes CO2		**Für Verbrennung eingesetzte Biomasse**	**In Prozessen eingesetzte Biomasse**	**Biomasse-Emissionen[18]**
	Weitergeleitete Menge	**Weitergeleitetes Material**			
Einheit	**[tCO2]**		**[TJ]**	**[t oder m3]**	**[tCO2]**
Tätigkeit 1					
Tätigkeit 2					
Tätigkeit N					

[16] z. B. „1.Industrial Processes, A Mineral Products, 1. Lime Production".
[17] Nur auszufüllen, wenn die Emissionen anhand von Messungen ermittelt wurden.
[18] Nur auszufüllen, wenn die Emissionen anhand von Messungen ermittelt wurden.

11.3. Emissionen aus der Verbrennung (Berechnung)

Tätigkeit N				
Anhang I-Tätigkeit :				
Beschreibung der Tätigkeit:				
Fossile Brennstoffe				
Brennstoff 1				
Fossiler Brennstoff				
Art des Brennstoffs:				
		Einheit	Angew.	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t oder m3		
		TJ		
	Emissionsfaktor	tCO2/ TJ		
	Oxidationsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO2		
Brennstoff N				
Fossiler Brennstoff				
Art des Brennstoffs:				
		Einheit	Angew.	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t oder m3		
		TJ		
	Emissionsfaktor	tCO2/ TJ		
	Oxidationsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO2		
Biomasse und Brennstoffgemische				
Brennstoff M				
Biomasse/Brennstoffgemisch				
Art des Brennstoffs:				
Biomasse-Anteil (0-100 % des Kohlenstoffgehalts):				
		Einheit	Angew.	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t oder m3		
		TJ		
	Emissionsfaktor	tCO2/ TJ		
	Oxidationsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO2		
Tätigkeit insgesamt				
Gesamtemissionen (tCO2)[19]				
Eingesetzte Biomasse insgesamt (TJ)[20]				

[19] Entspricht der Summe der Emissionen aus fossilen Brennstoffen und dem fossilen Anteil von Brennstoffgemischen.

[20] Entspricht dem Energiegehalt der reinen Biomasse und dem Biomasse-Anteil von Brennstoffgemischen.

11.4. Prozessemissionen (Berechnung)

Tätigkeit N				
Anhang I-Tätigkeit :				
Beschreibung der Tätigkeit:				
Verfahren, bei denen nur fossile Eingangsstoffe eingesetzt werden				
Verfahren 1				
Art des Verfahrens:				
Beschreibung der Tätigkeitsdaten:				
Angewandte Berechnungsmethode (nur wenn in Leitlinien spezifiziert): Einheit				
		Einheit	Angew.	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t oder m3		
	Emissionsfaktor	tCO2/ t oder tCO2/m3		
	Umsetsungsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO2		
Verfahren N				
Art des Verfahrens:				
Beschreibung der Tätigkeitsdaten				
Angewandte Berechnungsmethode (nur wenn in Leitlinien spezifiziert): Einheit				
		Einheit	Angew.	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t oder m3		
	Emissionsfaktor	tCO2/ t oder tCO2/m3		
	Umsetsungsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO2		
Verfahren mit Biomasse/gemischten Eingangsstoffen				
Verfahren M				
Beschreibung des Verfahrens:				
Beschreibung des Eingangsstoffes:				
Biomasse-Anteil (% des Kohlenstoffgehalts):				
Angewandte Berechnungsmethode (nur wenn in Leitlinien spezifiziert): Einheit				
		Einheit	Angew.	Ebenenkonzept
	Tätigkeitsdaten	t oder m3		
	Emissionsfaktor	tCO2/ t oder tCO2/m3		
	Umsetsungsfaktor	%		
	Gesamtemissionen	tCO2		
Tätigkeit insgesamt				
Gesamtemissionen	**(tCO2)**			

Biomasse insg.	**(t oder m3)**	

12. Kategorien für die Berichterstattung

Die Berichterstattung über die Emissionen erfolgt entsprechend den Kategorien des IPCC-Berichtsformats und dem IPPC-Code gemäß Anhang A3 der EPER-Entscheidung (siehe Abschnitt 12.2 dieses Anhangs). Die spezifischen Kategorien der beiden Berichtsformate werden unten angeführt. Kann eine Tätigkeit zwei oder mehr Kategorien zugeordnet werden, so erfolgt die Klassifizierung nach dem Hauptzweck der betreffenden Tätigkeit.

12.1. IPCC-Berichtsformat

Bei der unten aufgeführten Tabelle handelt es sich um einen Auszug aus dem gemeinsamen Berichtsformat („Common Reporting Format“, CRF) der UNFCCC-Leitlinien für die Berichterstattung über die Jahresverzeichnisse („UNFCCC reporting guidelines on annual inventories“)[21]. Nach dem CRF werden die Emissionen in sieben Hauptkategorien unterteilt:

- Energiebedingte Emissionen
- Industrielle Verfahren
- Lösemittel- und sonstige Produktverwendung
- Landwirtschaft
- Änderung der Flächennutzung und Forstwirtschaft
- Abfallwirtschaft
- Sonstiges

Die folgende Tabelle zeigt die Kategorien 1, 2 und 6 sowie deren Unterkategorien:

1. SEKTORALER BERICHT – ENERGIE
A. Verbrennung von Brennstoffen (sektoraler Ansatz)
1. Energiewirtschaft
a. Öffentliche Elektrizitäts- und Wärmeversorgung
b. Mineralölraffinerien
c. Herstellung von festen Brennstoffen und sonstige Energieerzeuger
2. Verarbeitende Industrien und Bauwesen
a. Eisen und Stahl
b. Nichteisenmetalle
c. Chemikalien
d. Zellstoff, Papier und Druckwesen
e. Lebensmittelverarbeitung, Getränke und Tabak
f. Sonstiges *(bitte genau angeben)*
4. Andere Sektoren
a. Unternehmen/Einrichtungen
b. Haushalte/Kleinverbraucher
c. Landwirtschaft/Forstwirtschaft/Fischerei
5. Sonstiges *(bitte genau angeben)*(1)

21 UNFCCC (1999): FCCC/CP/1999/7.

a. Stationär
b. Mobil
B. Flüchtige Emissionen aus Brennstoffen
1. Feste Brennstoffe
a. Kohlebergbau
b. Umwandlung fester Brennstoffe
c. Sonstiges *(bitte genau angeben*
2. Öl und Erdgas
a. Öl
b. Erdgas
c. Ableitung und Abfackeln
Ableitung
Abfackeln
d. Sonstiges *(bitte genau angeben)*
2. SEKTORALER BERICHT – INDUSTRIELLE VERFAHREN
A. Mineralische Produkte
1. Zementherstellung
2. Kalkherstellung
3. Einsatz von Kalkstein und Dolomit
4. Herstellung und Einsatz von kalzinierter Soda
5. Bitumen-Dachbelag
6. Bituminöse Straßendecken
7. Sonstiges *(bitte genau angeben*)
B. Chemische Industrie
1. Ammoniakherstellung
2. Salpetersäureherstellung
3. Adipinsäureherstellung
4. Karbidherstellung
5. Sonstiges *(bitte genau angeben*)
C. Metallerzeugung
1. Eisen- und Stahlerzeugung
2. Erzeugung von Ferrolegierungen
3. Aluminiumproduktion
4. SF_6 in der Aluminium- und Magnesiumproduktion
5. Sonstiges *(bitte genau angeben*)
Memo Items
CO_2-Emissionen aus Biomasse

12.2 IPPC-Code der Quellenkategorien gemäß der EPER Entscheidung

Bei der unten angeführten Tabelle handelt es sich um einen Auszug aus Anhang A3 der Entscheidung 2000/479/EG der Kommission vom 17. Juli 2000 über den Aufbau eines Europäischen Schadstoffemissionsregisters gemäß Artikel 15 der Richtlinie 96/61/EG des Rates über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung[22].

Auszug aus Anhang A3 der Entscheidung EPER	
1.	**Energiewirtschaft**
1.1.	Verbrennungsanlagen > 50 MW
1.2.	Mineralöl- und Gasraffinerien
1.3.	Kokereien
1.4.	Kohlevergasungs- und -verflüssigungsanlagen
2	**Herstellung und Verarbeitung von Metallen**
2.1./2.2./2.3./ 2.4./2.5./2.6.	Metallindustrie und Röst- oder Sinteranlagen für Metallerz; Anlagen zur Gewinnung von Eisenmetallen und Nichteisenmetallen
3.	**Bergbau**
3.1./3.3./3.4./ 3.5.	Anlagen zur Herstellung von Zementklinkern (> 500 t/Tag), Kalk (> 50 t/Tag), Glas (> 20 t/Tag), Mineralien (> 20 t/Tag) oder keramischen Erzeugnissen (> 75 t/Tag)
3.2.	Anlagen zur Gewinnung von Asbest oder zur Herstellung von Erzeugnissen aus Asbest
4.	**Chemische Industrie und Chemieanlagen zur Herstellung folgender Produkte:**
4.1.	Organische chemische Grundstoffe
4.2./4.3.	Anorganische chemische Grundstoffe oder Düngemittel
4.4./4.6	Biozide und Explosivstoffe
4.5.	Arzneimittel
5.	**Abfallbehandlung**

[22] ABl. L 192, 28.07.2000, S. 36.

5.1./5.2.	Anlagen zur Entsorgung oder Verwertung von gefährlichen Abfällen (> 10 t/Tag) oder Siedlungsmüll (> 3 t/Stunde)
5.3./5.4.	Anlagen zur Beseitigung ungefährlicher Abfälle (> 50 t/Tag) und Deponien (> 10 t/Tag)
6.	**Sonstige Industriezweige nach Anhang I**
6.1.	Industrieanlagen zur Herstellung von Zellstoff aus Holz oder anderen Faserstoffen und Herstellung von Papier oder Pappe (> 20 t/Tag)
6.2.	Anlagen zur Vorbehandlung von Fasern oder Textilien (> 10 t/Tag)
6.3.	Anlagen zum Gerben von Häuten und Fellen (> 12 t/Tag)
6.4.	Schlachthöfe (> 50 t/Tag), Anlagen zur Herstellung von Milch (> 200 t/Tag), sonstigen tierischen Rohstoffen (> 75 t/Tag) oder pflanzlichen Rohstoffen (> 300 t/Tag)
6.5.	Anlagen zur Beseitigung oder Verwertung von Tierkörpern und tierischen Abfällen (> 10 t/Tag)
6.6.	Anlagen zur Zucht von Geflügel (> 40 000), Schweinen (> 2 000) oder Zuchtsäuen (> 750)
6.7.	Anlagen zur Behandlung von Oberflächen oder von Stoffen unter Verwendung von organischen Lösungsmitteln (> 200 t/Jahr)
6.8.	Anlagen zur Herstellung von Kohlenstoff und Graphit

Anhang II: Leitlinien für Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit den in Anhang I der Richtlinie aufgelisteten Tätigkeiten

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Die in diesem Anhang enthaltenen tätigkeitsspezifischen Leitlinien sind für die Überwachung von Treibhausgasemissionen aus Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung über 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen) gedacht, wie sie in Anhang I der Richtlinie aufgeführt sind, sowie für die Überwachung von Emissionen aus der Verbrennung im Zusammenhang mit anderen Tätigkeiten des Anhangs I der Richtlinie, sofern in den Anhängen III bis XI dieser Leitlinien auf diese Bezug genommen wird.

Die Überwachung von Treibhausgasemissionen aus Verbrennungsprozessen erstreckt sich auf Emissionen aus der Verbrennung aller Brennstoffe in einer Anlage wie auch auf Emissionen aus der Abgaswäsche beispielsweise zur Entfernung von SO2. Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen/Geräten unterliegen nicht der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht. Alle Treibhausgasemissionen einer Anlage aus der Verbrennung von Brennstoffen sind eben dieser zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Energie an andere Anlagen abgegeben wurde. Emissionen, die im Zusammenhang mit der Erzeugung von weitergeleiteter Wärme oder Energie entstehen, sind der Anlage zuzurechnen, in der sie erzeugt wurde und nicht der Anlage an die diese abgegeben wurde.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

Zu den Feuerungsanlagen, aus denen CO2-Emissionen freigesetzt werden können, zählen:

- Heizkessel
- Brenner
- Turbinen
- Heizgeräte
- Industrieöfen
- Verbrennungsöfen
- Brennöfen
- Öfen
- Trockner
- Motoren
- Fackeln
- Abgaswäscher (Prozessemissionen)

– sonstige Geräte oder Maschinen, die mit Brennstoff betrieben werden mit Ausnahme von Geräten oder Maschinen mit Verbrennungsmotoren, die zu Beförderungszwecken genutzt werden.

2.1 Berechnung von CO2-Emissionen

2.1.1 Emissionen aus der Verbrennung

2.1.1.1 Verbrennungstätigkeiten allgemein

CO2-Emissionen aus der Verbrennung sind zu berechnen, indem der Energiegehalt eines jeden eingesetzten Brennstoffs mit einem Emissionsfaktor und einem Oxidationsfaktor multipliziert wird. Demnach wird für jeden Brennstoff, der im Zusammenhang mit einer Tätigkeit eingesetzt wird, folgende Berechnung angestellt:

CO2-Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Oxidationsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten:

Die Tätigkeitsdaten werden als Nettoenergiegehalt des Brennstoffs [TJ] ausgedrückt, der während des Berichtszeitraums verbraucht wurde. Der Energiegehalt des Brennstoffverbrauchs wird anhand der folgenden Formel berechnet:

Energiegehalt des Brennstoffverbrauchs [TJ] = verbrauchter Brennstoff [t oder m3] * spezifischer Heizwert des Brennstoffs [TJ/t oder TJ/m3][23]

wobei

a1) verbrauchter Brennstoff:

Ebene 1:

Der Brennstoffverbrauch wird ohne Zwischenlagerung vor der Verbrennung in der Anlage gemessen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5 % je Messvorgang.

Ebene 2a:

Der Brennstoffverbrauch wird ohne Zwischenlagerung vor der Verbrennung in der Anlage gemessen, wobei Messgeräte mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0 % je Messvorgang verwendet werden.

Ebene 2b:

Der Brennstoffankauf wird mittels Messgeräten mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±4,5 % je Messvorgang gemessen. Der Brennstoffverbrauch wird anhand des Massenbilanzansatzes berechnet, der auf der gekauften Brennstoffmenge und der über einen

[23] Im Falle der Verwendung von Volumeneinheiten muss der Betreiber alle Umrechnungen (die erforderlich sein können, um Unterschieden im Druck und in der Temperatur des Messgeräts Rechnung zu tragen) sowie auch die Standardbedingungen berücksichtigen, für die der spezifische Heizwert des jeweiligen Brennstoffs abgeleitet wurde.

bestimmten Zeitraum festgestellten Differenz im Lagerbestand beruht. Dabei ist folgende Formel zu verwenden:

Brennstoff C = Brennstoff P + (Brennstoff S - Brennstoff E) - Brennstoff O

wobei

Brennstoff C: der im Berichtszeitraum verbrannte Brennstoff
Brennstoff P: der im Berichtszeitraum gekaufte Brennstoff
Brennstoff S: Brennstofflagerbestand zu Beginn des Berichtszeitraums
Brennstoff E: Brennstofflagerbestand zum Ende des Berichtszeitraums
Brennstoff O: für andere Zwecke eingesetzter Brennstoff (Weiterbeförderung oder Wiederverkauf)

Ebene 3a:

Der Brennstoffverbrauch wird ohne Zwischenlagerung vor der Verbrennung in der Anlage gemessen, wobei Messgeräte mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als 2,5 % je Messvorgang verwendet werden.

Ebene 3b:

Der Brennstoffankauf wird mittels Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als 2,0% je Messvorgang gemessen. Der Brennstoffverbrauch wird anhand des Massenbilanzansatzes berechnet, der auf der gekauften Brennstoffmenge und der über einen bestimmten Zeitraum festgestellten Differenz im Lagerbestand beruht. Dabei ist folgende Formel zu verwenden:

Brennstoff C = Brennstoff P + (Brennstoff S - Brennstoff E) - Brennstoff O

wobei

Brennstoff C: der im Berichtszeitraum verbrannte Brennstoff
Brennstoff P: der im Berichtszeitraum gekaufte Brennstoff
Brennstoff S: Brennstofflagerbestand zu Beginn des Berichtszeitraums
Brennstoff E: Brennstofflagerbestand zum Ende des Berichtszeitraums
Brennstoff O: für andere Zwecke eingesetzter Brennstoff (Weiterbeförderung oder Wiederverkauf)

Ebene 4a:

Der Brennstoffverbrauch wird ohne Zwischenlagerung vor der Verbrennung in der Anlage gemessen, wobei Messgeräte mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als 1,5 % je Messvorgang verwendet werden.

Ebene 4b:

Der Brennstoffankauf wird mittels Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als 1,0 % je Messvorgang gemessen. Der Brennstoffverbrauch wird anhand des Massenbilanzansatzes berechnet, der auf der gekauften Brennstoffmenge und der über einen bestimmten Zeitraum festgestellten Differenz im Lagerbestand beruht. Dabei ist folgende Formel zu verwenden:

Brennstoff C = Brennstoff P + (Brennstoff S - Brennstoff E) - Brennstoff O

wobei

Brennstoff C: der im Berichtszeitraum verbrannte Brennstoff
Brennstoff P: der im Berichtszeitraum gekaufte Brennstoff
Brennstoff S: Brennstofflagerbestand zu Beginn des Berichtszeitraums
Brennstoff E: Brennstofflagerbestand zum Ende des Berichtszeitraums
Brennstoff O: für andere Zwecke eingesetzter Brennstoff (Weiterbeförderung oder Wiederverkauf)

Zu beachten ist, dass unterschiedliche Brennstoffarten erhebliche Abweichungen bei den zulässigen Unsicherheitsfaktoren des Messverfahrens zur Folge haben, wobei gasförmige und flüssige Brennstoffe generell mit größerer Genauigkeit gemessen werden können als feste Brennstoffe. In jeder Brennstoffklasse gibt es jedoch zahlreiche Ausnahmen (in Abhängigkeit von der Art und den Eigenschaften des Brennstoffs, der Art der Anlieferung (Schiff, Schiene, Lkw, Förderband, Pipeline) und den spezifischen Bedingungen der Anlage), was eine einfache Zuordnung der Brennstoffe zu bestimmenden Ebenenkonzepten ausschließt.

a2) Spezifischer Heizwert:

Ebene 1:

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff einen länderspezifischen Heizwert zugrunde. Diese sind in Anlage 2.1 A.3 „1990 country specific net calorific values“ zur 2000 IPCC „Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories“ (http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm) festgelegt.

Ebene 2:

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff einen länderspezifischen Heizwert zugrunde, wie er von dem für ihn relevanten Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermittelt wurde.

Ebene 3:

Der für die einzelnen Brennstoffchargen repräsentative spezifische Heizwert wird vom Betreiber, einem beauftragten Labor oder dem Brennstofflieferanten in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I gemessen.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Für jeden Brennstoff werden Referenzfaktoren gemäß Kapitel 8, Anhang I verwendet.

Ebene 2a:

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff einen länderspezifischen Heizwert zugrunde, wie er von dem für ihn relevanten Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermittelt wurde.

Ebene 2b:

Der Betreiber leitet die Emissionsfaktoren für jede Brennstoffcharge anhand eines der folgenden etablierten Proxywerte ab:

- einer Dichtemessung von spezifischen Ölen oder Gasen, die z. B. üblicherweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden, und

- dem spezifischen Heizwert bestimmter Kohlearten,

in Kombination mit einer empirischen Korrelation, die entsprechend der Bestimmungen des Kapitel 10 Anhang I von einem externen Labor ermittelt wurde. Der Betreiber stellt sicher, dass die Korrelation den Anforderungen der guten Ingenieurpraxis entspricht und dass sie nur auf Proxywerte angewandt wird, für die sie ermittelt wurde.

Ebene 3:

Die für die in Frage stehende Charge repräsentativen tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktoren werden vom Betreiber, einem externen Labor oder vom Brennstofflieferanten in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I ermittelt.

c) Oxidationsfaktor:

Ebene 1:

Bei allen festen Brennstoffen wird eine Referenzoxidation/ein Referenzwert von 0,99 (das entspricht einer Umwandlung von Kohlenstoff zu CO2 von 99 %) zugrunde gelegt; für alle anderen Brennstoffe liegt dieser Wert bei 0,995.

Ebene 2:

Bei festen Brennstoffen werden die tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktoren vom Betreiber anhand des Kohlenstoffgehalts der Asche, der Abwässer und sonstiger Abfälle oder Nebenprodukte sowie anhand anderer Emissionen nicht vollständig oxidierten Kohlenstoffs entsprechend den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I abgeleitet.

2.1.1.2 Fackeln

Zu den Emissionen durch das Abfackeln von Gasen zählen das routinemäßige Abfackeln und das betriebsbedingte Abfackeln (Anfahren, Stillsetzen und Notbetrieb).

Die CO2-Emissionen werden anhand der Menge abgefackelter Gase [m3] und dem Kohlenstoffgehalt der abgefackelte Gase [t CO2/ m3] (einschließlich anorganischem Kohlenstoff) berechnet.

CO2 Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Oxidationsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1:

Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase [m3], abgeleitet anhand einer Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±12,5% je Messvorgang.

Ebene 2:

Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase [m3], abgeleitet anhand einer Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5% je Messvorgang.

Ebene 3:

Menge der im Berichtszeitraum eingesetzten Fackelgase [m3], abgeleitet anhand einer Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5% je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Verwendung eines Referenzemissionsfaktors von 0,00785 t CO2/ m3 (zu Standardbedingungen), abgeleitet anhand der Verbrennung von reinem Butan als konservativem Proxywert für Fackelgase.

Ebene 2:

Emissionsfaktor [t CO2/m3Fackelgas] berechnet anhand des Kohlenstoffgehalts des abgefackelten Gases in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I.

c) Oxidationsfaktor:

Ebene 1:

Oxidationsfaktor: 0,995.

2.1.2 Prozessemissionen

CO2-Emissionen aus Industrieprozessen aus dem Einsatz von Karbonat für die SO2-Wäsche aus dem Abgasstrom werden anhand des gekauften Karbonats (Berechnungsmethode Ebene 1a) oder des erzeugten Gipses (Berechnungsmethode Ebene 1b) berechnet. Die beiden Berechnungsmethoden sind äquivalent. Die Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO2-Emissionen [t] = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor

wobei

<u>Berechnungsmethode A „Karbonate“</u>

Die Berechnung der Emissionen beruht auf der Menge des eingesetzten Karbonats:

a) Tätigkeitsdaten:

Ebene 1:

[t] Trockenkarbonat, das pro Jahr im Prozess eingesetzt wird, gemessen vom Betreiber oder Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5 % je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Die stöchiometrischen Verhältnisse der CaCO3-Umwandlung [t CO2/t Trockenkarbonat] sind entsprechend Tabelle 1 anzuwenden. Dieser Wert wird um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des einsetzten Karbonats bereinigt.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Oxid	**Emissionsfaktor** **[t CO2/t Ca-, Mg- oder anderes Karbonat]**	**Bemerkungen**
CaCO3	0.440	
MgCO3	0.522	
allgemein: XY(CO3)Z	Emissionsfaktor = [MCO2] / {Y * [Mx] + Z * [MCO32-]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetall Mx = Molekulargewicht von X in [g/mol] MCO2 = Molekulargewicht von CO2 = 44 [g/mol] MCO3- = Molekulargewicht von CO32- = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO32- = 1

c) Umsetsungsfaktor:

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

<u>Berechnungsmethode B „Gips“</u>
Die Berechnung der Emissionen beruht auf der Menge des erzeugten Gipses:

a) Tätigkeitsdaten:

Ebene 1:

[t] Trockengips ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) als Prozessoutput pro Jahr gemessen vom Betreiber oder dem gipsverarbeitendem Unternehmen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5 % je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Stöchiometrisches Verhältnis von Trockengips ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$) und CO_2 im Prozess: 0,2558 t CO_2/ t Gips

c) Umsetsungsfaktor:

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2.2 Messung der CO_2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO_2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO_2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang III: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Mineralölraffinerien gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen

Bei der Überwachung der Treibhausgasemissionen einer Anlage werden alle Emissionen aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen erfasst, die in Raffinerien stattfinden. Emissionen aus Prozessen, die in benachbarten Anlagen der chemischen Industrie stattfinden, die nicht in Anhang I der Richtlinie aufgeführt und nicht Teil der Produktionskette in Raffinerien sind, sind von den Betrachtungen ausgeschlossen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

Potenzielle Quellen von CO2-Emissionen sind u. a.:

a) Energiebezogene Emissionen aus der Verbrennung:

- Heizkessel
- Prozesserhitzer
- Verbrennungsmotoren / Turbinen
- Katalytische und thermische Oxidatoren
- Kokskalzinieröfen
- Löschwasserpumpen
- Not-/Ersatzgeneratoren
- Fackeln
- Verbrennungsöfen
- Cracker

b) Prozess

- Wasserstoffanlagen
- Katalytische Regeneration (durch katalytisches Kracken und andere katalytische Verfahren)
- Kokserzeugungsanlagen (Flexicoking, Delayed Coking)

2.1 Berechnung von CO2-Emissionen

Der Betreiber kann die Emissionen berechnen

a) für jede Brennstoffart und jeden Prozess, der in der Anlage stattfindet, oder

b) nach dem Massenbilanzansatz, sofern der Betreiber nachweisen kann, dass dies für die in Frage stehende Anlage genauere Ergebnisse bringt als eine Berechnung der Emissionen für jede Brennstoffart und jeden Prozess, oder

c) nach dem Massenbilanzansatz anhand einer definierten Teilmenge verschiedener Brennstoffarten/Prozesse und individueller Berechnungen in Bezug auf die übrigen in der Anlage eingesetzten Brennstoffarten/stattfindenden Prozesse, sofern der Betreiber nachweisen kann, dass dies genauere Ergebnisse bringt als eine Berechnung der Emissionen für jede Brennstoffart und jeden Prozess.

2.1.1 Massenbilanzansatz

Im Rahmen des Massenbilanzansatzes werden für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen einer Anlage der im Input-Material, in Akkumulationen, Produkten und Exporten enthaltene Kohlenstoff analysiert. Dazu wird folgende Gleichung zugrunde gelegt:

CO2-Emissionen [t CO2]= (Input - Produkte - Export - Lagerbestandsveränderungen) * Umsetsungsfaktor CO2/C

wobei

- Input [tC]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird
- Produkte [tC]: der gesamte Kohlenstoff in Produkten und Stoffen (auch in Nebenprodukten), der aus der Massenbilanz fällt
- Export [tC]: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich abgeleitet) wird und so der aus der Massenbilanz fällt, z. B. Einleitung in Abwasserkanal, Ablagerung auf einer Deponie oder Verluste. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.
- Lagerbestandsveränderungen [tC]: die Zunahme der Lagerbestände an Kohlenstoff innerhalb der Anlage.

Für die Berechnung ist folgende Gleichung anzuwenden:

CO2-Emissionen [t CO2] =

$$(\Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Input}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}})) * 3{,}664$$

wobei

Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber.

Ebene 1

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5 % je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0% je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0% je Messvorgang ermittelt.

Kohlenstoffgehalt

Ebene 1

Bei der Berechnung der Massenbilanz hält sich der Betreiber an die Vorgaben, die in Kapitel 10 Anhang I in Bezug auf die repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten bzw. in Bezug auf die Ermittlung ihres Kohlenstoffgehalts und des Biomasse-Anteils angeführt sind.

Energiegehalt

Ebene 1

Um eine einheitliche Berichterstattung zu gewährleisten, ist der Energiegehalt eines jeden Brennstoff- und Einsatzstoffstroms (ausgedrückt als spezifischer Heizwert des betreffenden Stroms) zu berechnen.

2.1.2 Emissionen aus der Verbrennung

Die Emissionen aus der Verbrennung sind in Einklang mit den Vorgaben des Anhangs II zu überwachen.

2.1.3 Prozessemissionen

Spezifische Prozesse, die CO2-Emissionen zur Folge haben, sind u. a.:

1. Regenerierung katalytischer Cracker und anderer Katalysatoren

Der auf dem Katalysator abgelagerte Koks (als Nebenprodukt) des Crackverfahrens wird im Regenerator verbrannt, um die Aktivität des Katalysators wiederherzustellen. In anderen Raffinationsprozessen wird ein Katalysator eingesetzt, der regeneriert werden muss, z. B. bei der katalytischen Reformierung.

Die im Rahmen dieses Prozesses freigesetzte Menge CO2 wird entsprechend den Vorgaben von Anhang II berechnet. Dabei werden die Menge verbrannten Koks als Tätigkeitsdaten und der Kohlenstoffgehalt des Koks als Grundlage für die Ermittlung des Emissionsfaktors zugrunde gelegt.

CO2-Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten:

Ebene 1:

Die während des Berichtszeitraums vom Katalysator abgebrannte Menge Koks [t] entsprechend den für den spezifischen Prozess geltenden Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“).

Ebene 2:

Die während des Berichtszeitraums vom Katalysator abgebrannte Menge Koks [t], ermittelt anhand der Wärme- und Massenbilanz des katalytischen Crackers.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Der tätigkeitsspezifische Emissionsfaktor [t CO2/t Koks] auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts des Koks, der in Übereinstimmung mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I berechnet wird.

c) Umsetsungsfaktor:

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2. Kokserzeugungsanlagen

Die CO2-Ableitungen aus dem Koksbrenner der Fluid-Coking- und Flexicoking-Anlagen werden wie folgt berechnet:

CO2-Emissionen = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten:

Ebene 1:

Die im Berichtszeitraum erzeugte Menge Koks [t], ermittelt durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0 % je Messvorgang.

Ebene 2:

Die im Berichtszeitraum erzeugte Menge Koks [t], ermittelt durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5% je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Der spezifische Emissionsfaktor [t CO2/t Koks] entsprechend den Vorgaben der für den spezifischen Prozess geltenden Leitlinien hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“).

Ebene 2:

Der spezifische Emissionsfaktor [t CO2/t Koks], der in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I anhand des in den Abgasen gemessenen CO2-Gehalts abgeleitet wird.

3. Wasserstofferzeugung in Raffinerien

Das freigesetzte CO2 stammt aus dem Kohlenstoffgehalt des Einsatzgases. Daher sind die CO2-Emissionen hier anhand des Inputs zu berechnen.

CO2 Emissionen = TätigkeitsdatenInput * Emissionsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten:

Ebene 1:

Die im Berichtszeitraum eingesetzte Menge Kohlenwasserstoff [t Einsatzmenge], errechnet anhand Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ±7,5 % je Messvorgang.

Ebene 2:

Die im Berichtszeitraum eingesetzte Menge Kohlenwasserstoff [t Einsatzmenge], errechnet anhand Volumenmessung mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ±2,5% je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Anwendung eines Referenzwerts von 2,9 t CO2 je t Eingangsmaterial (traditionell auf der Grundlage von Ethan).

Ebene 2:

Anwendung eines tätigkeitsspezifischen Emissionsfaktors [CO2/ t Eingangsmaterial], berechnet anhand des Kohlenstoffgehalts des Einsatzgases entsprechend den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I.

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang IV: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Kokereien gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Kokereien sind oftmals Teil von Stahlwerken, die in einem direkten technischen Zusammenhang mit Sinteranlagen und Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, stehen und während ihres regulären Betriebs einen intensiven Energie- und Materialaustausch verursachen (beispielsweise Gichtgas, Kokereigas, Koks). Wenn sich die Genehmigung der in Frage stehenden Anlage gemäß den Artikeln 4, 5 und 6 der Richtlinie nicht nur auf die Kokerei, sondern auf das gesamte Stahlwerk bezieht, so können die CO2-Emissionen auch im Rahmen der für das gesamte Werk laufenden Überwachung unter Anwendung des Massenbilanzansatzes erfasst werden, der in Abschnitt 2.1.1 dieses Anhangs spezifiziert wird.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu berechnen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

In Kokereien werden aus folgenden Quellen CO2-Emissionen freigesetzt:

- Rohstoffe (Kohle oder Petrolkoks)
- herkömmliche Brennstoffe (z. B. Erdgas)
- Prozessgase (z. B. Gichtgas)
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- Abgaswäsche

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

Ist die Kokerei Teil eines Stahlwerks, kann der Betreiber die Emissionen

a) für das Stahlwerk insgesamt unter Verwendung des Massenbilanzansatzes oder

b) für die Kokerei als einzelne Tätigkeit des Stahlwerks berechnen.

2.1.1 Massenbilanzansatz

Im Rahmen des Massenbilanzansatzes werden für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen einer Anlage der im Input-Material, in Akkumulationen, Produkten und Exporten enthaltene Kohlenstoff analysiert. Dazu wird folgende Gleichung zugrunde gelegt:

CO2-Emissionen [t CO2]= (Input - Produkte - Export - Lagerbestandsveränderungen) * Umsetsungsfaktor CO2/C

wobei

- Input [tC]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird

- Produkte [tC]: der gesamte Kohlenstoff in Produkten und Stoffen (auch in Nebenprodukten), der aus der Massenbilanz fällt

- Export [tC]: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich abgeleitet) wird und so der aus der Massenbilanz fällt, z. B. Einleitung in Abwasserkanal, Ablagerung auf einer Deponie oder Verluste. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.

- Lagerbestandsveränderungen [tC]: die Zunahme der Lagerbestände an Kohlenstoff innerhalb der Anlage.

Für die Berechnung ist folgende Gleichung anzuwenden:

CO2-Emissionen [t CO2] =

$$(\Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Input}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}})) * 3{,}664$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber.

Ebene 1

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5% je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0% je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0% je Messvorgang ermittelt.

b) Kohlenstoffgehalt

Ebene 1

Bei der Berechnung der Massenbilanz hält sich der Betreiber an die Vorgaben, die in Kapitel 10 Anhang I in Bezug auf die repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten bzw. in Bezug auf die Ermittlung ihres Kohlenstoffgehalts und des Biomasse-Anteils angeführt sind.

c) Energiegehalt

Ebene 1

Um eine einheitliche Berichterstattung zu gewährleisten, ist der Energiegehalt eines jeden Brennstoff- und Einsatzstoffstroms (ausgedrückt als spezifischer Heizwert des betreffenden Stroms) zu berechnen.

2.1.2 Emissionen aus der Verbrennung

Die Verbrennungsprozesse, die in Kokereien stattfinden und bei denen Brennstoffe (z. B. Koks, Kohle und Erdgas) nicht als Reduktionsmittel eingesetzt werden bzw. nicht aus metallurgischen Reaktionen stammen, sind in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu überwachen und zu melden.

2.1.3 Prozessemissionen

Während der Verkokung in der Kokskammer der Kokerei wird die Kohle unter Luftausschluss in Koks und rohes Kokereigas umgewandelt. Das wichtigste kohlenstoffhaltige Eingangsmaterial/Einsatzstoffstrom ist Kohle, aber auch ein Einsatz von Koksgrus, Petrolkoks, Öl und Prozessabgasen, wie z. B. Gichtgas, ist möglich. Das rohe Kokereigas enthält als Teil des Prozessoutputs viele kohlenstoffhaltige Bestandteile, darunter Kohlendioxid (CO2), Kohlenmonoxid (CO), Methan (CH4), Kohlenwasserstoffe (CxHy).

Die gesamten CO2-Emissionen aus Kokereien werden wie folgt berechnet:

$$\text{CO2-Emission [t CO2]} = \Sigma\,(\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{INPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{INPUT}}) - \Sigma\,(\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{OUTPUT}} * \text{Emissionsfaktor}_{\text{OUTPUT}})$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Die TätigkeitsdatenINPUT beziehen sich auf Kohle als Rohstoff, Koksgrus, Petrolkoks, Öl, Gichtgas, Kokereigas u. ä umfassen. Die TätigkeitsdatenOUTPUT können sich beziehen auf: Koks, Teer, Leichtöl, Kokereigas u. ä.

a1) Brennstoffe als Prozessinput

Ebene 1:

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2:

Der Massenstrom von Brennstoffen in die und aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3:

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4:

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0% je Messvorgang ermittelt.

a2) Spezifischer Heizwert

Ebene 1:

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff einen länderspezifischen Heizwert zugrunde. Diese sind in Anlage 2.1 A.3 „1990 country specific net calorific values“ zur 2000 IPCC „Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories“ (http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm) festgelegt.

Ebene 2:

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff einen länderspezifischen Heizwert zugrunde, wie er von dem für ihn relevanten Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermittelt wurde.

Ebene 3:

Der für die einzelnen Brennstoffchargen repräsentative spezifische Heizwert wird vom Betreiber, einem beauftragten Labor oder dem Brennstofflieferanten in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I gemessen.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Die anzuwendenden Referenzfaktoren sind der unten stehenden Tabelle oder Kapitel 8 Anhang I zu entnehmen:

Tabelle 1: Emissionsfaktoren für Prozessgase (einschließlich des CO2-Bestandteils im Brennstoff)[24]

	Emissionsfaktor [t CO2/TJ]	Quelle
Kokereigas	47.7	IPCC
Gichtgas	241.8	IPCC

Ebene 2:

Die spezifischen Emissionsfaktoren werden in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I ermittelt.

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

[24] Die Werte basieren auf IPCC-Faktoren, ausgedrückt als tC/TJ, multipliziert mit einem CO2/C-Umsetsungsfaktor von 3,664.

Anhang V: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Röst- und Sinteranlagen für Metallerz gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Röst- und Sinteranlagen für Metallerz sind oftmals ein fester Bestandteil von Stahlwerken und stehen in einem direkten technischen Zusammenhang mit Kokereien und Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen. Infolgedessen entsteht während des regulären Betriebs ein intensiver Energie- und Materialaustausch (beispielsweise Gichtgas, Kokereigas, Koks, Kalk). Wenn sich die Genehmigung der Anlage gemäß den Artikeln 4, 5 und 6 der Richtlinie nicht nur auf die Röst- und Sinteranlagen für Metallerz, sondern auf das gesamte Stahlwerk erstreckt, so können die CO2-Emissionen auch im Rahmen der für das gesamte Werk laufenden Überwachung unter Anwendung des Massenbilanzansatzes erfasst werden, der in Abschnitt 2.1.1 dieses Anhangs spezifiziert wird.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu berechnen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

In Röst- und Sinteranlagen für Metallerz können aus folgenden Quellen CO2-Emissionen freigesetzt werden:

- Rohstoffe (Brennen von Kalk und Dolomit)
- Herkömmliche Brennstoffe (Erdgas und Koks/Koksgrus)
- Prozessgase (z. B. Kokereigas und Gichtgas)
- als Input eingesetzte Prozessrückstände wie Filterstaub aus Sinteranlagen, dem Konverter und dem Hochofen
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- Abgaswäsche

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

Der Betreiber kann die Emissionen entweder anhand des Massenbilanzansatzes oder aber für jede Quelle der Anlage einzeln berechnen.

2.1.1 Massenbilanzansatz

Im Rahmen des Massenbilanzansatzes werden für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen einer Anlage der im Input-Material, in Akkumulationen, Produkten und Exporten enthaltene Kohlenstoff analysiert. Dazu wird folgende Gleichung zugrunde gelegt:

CO2-Emissionen [t CO2]= (Input - Produkte - Export - Lagerbestandsveränderungen) * Umsetsungsfaktor CO2/C

wobei

- Input [tC]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird
- Produkte [tC]: der gesamte Kohlenstoff in Produkten und Stoffen (auch in Nebenprodukten), der aus der Massenbilanz fällt
- Export [tC]: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich abgeleitet) wird und so der aus der Massenbilanz fällt, z. B. Einleitung in Abwasserkanal, Ablagerung auf einer Deponie oder Verluste. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.
- Lagerbestandsveränderungen [tC]: die Zunahme der Lagerbestände an Kohlenstoff innerhalb der Anlage.

Für die Berechnung ist folgende Gleichung anzuwenden:

CO2-Emissionen [t CO2] =

$$(\Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Input}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}})) * 3{,}664$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber.

Ebene 1

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5% je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0% je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0% je Messvorgang ermittelt.

b) Kohlenstoffgehalt

Bei der Berechnung der Massenbilanz hält sich der Betreiber an die Vorgaben, die in Kapitel 10 Anhang I in Bezug auf die repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten bzw. in Bezug auf die Ermittlung ihres Kohlenstoffgehalts und des Biomasse-Anteils angeführt sind.

c) Energiegehalt

Um eine einheitliche Berichterstattung zu gewährleisten, ist der Energiegehalt eines jeden Brennstoff- und Einsatzstoffstroms (ausgedrückt als spezifischer Heizwert des betreffenden Stroms) zu berechnen.

2.1.2 Emissionen aus der Verbrennung

Die in Röst- und Sinteranlagen für Metallerz stattfindenden Verbrennungsprozesse sind in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu überwachen und zu melden.

2.1.3 Prozessemissionen

Während des Brennens auf dem Sinterrost wird aus dem Input-Material, d. h. dem Rohstoff-Mix (in der Regel aus Kalziumkarbonat), und erneut eingesetzten Prozessrückständen CO2 freigesetzt. Die CO2-Menge wird für jedes Input-Material wie folgt berechnet:

CO2-Emissionen = Σ {$\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Prozessinput}}$ * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor}

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1:

Die Mengen [t] des Karbonat-Inputs [tCaCO3, tMgCO3 oder tCaCO3-MgCO3] und der als Input-Material verwendeten Prozessrückstände werden vom Betreiber oder Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0 % je Messvorgang gewogen.

Ebene 2:

Die Mengen [t] des Karbonat-Inputs [tCaCO3, tMgCO3 oder tCaCO3-MgCO3] und der als Input-Material verwendeten Prozessrückstände werden vom Betreiber oder Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang gewogen.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Für Karbonate - Anwendung der in der unten stehenden Tabelle 1 aufgeführten stöchiometrischen Verhältnisse.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Emissionsfaktor	
CaCO3	0.440 t CO2/t CaCO3
MgCO3	0,522 t CO2/t MgCO3

Diese Werte werden um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des eingesetzten Karbonats bereinigt.

Für Prozessrückstände - Ermittlung der tätigkeitsspezifischen Faktoren entsprechend den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I.

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

Ebene 2:

Die tätigkeitsspezifischen Faktoren werden entsprechend den Vorgaben des Kapitel 10 Anhang I ermittelt; dabei wird die im Sintererzeugnis bzw. im Filterstaub enthaltene Menge Kohlenstoff bestimmt. Wird der Filterstaub erneut im Prozess eingesetzt, so ist die in ihm enthaltene Menge Kohlenstoff [t] nicht berücksichtigt, um eine Doppelzählung zu vermeiden.

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang VI: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen für die Herstellung von Roheisen oder Stahl, einschließlich Stranggießen, gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Die in diesem Anhang enthaltenen Leitlinien erstrecken sich auf Emissionen aus Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen. Sie beziehen sich auf die primäre [Gichtofen und Sauerstoffaufblaskonverter] und die sekundäre [Lichtbogenofen] Stahlerzeugung.

Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, sind in der Regel ein fester Bestandteil von Stahlwerken und stehen in einem direkten technischen Zusammenhang zu Kokereien und Sinteranlagen. Infolgedessen entsteht während des regulären Betriebs ein intensiver Energie- und Materialaustausch (beispielsweise Gichtgas, Kokereigas, Koks, Kalk). Wenn sich die Genehmigung der Anlage gemäß den Artikeln 4, 5 und 6 der Richtlinie nicht nur auf den Hochofen, sondern auf das gesamte Stahlwerk erstreckt, so können die CO2-Emissionen auch im Rahmen der für das gesamte Werk laufenden Überwachung unter Anwendung des Massenbilanzansatzes erfasst werden, der in Abschnitt 2.1.1 dieses Anhangs spezifiziert wird.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu berechnen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

In Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, können CO2-Emissionen aus folgenden Quellen freigesetzt werden:

- Rohstoffe (Brennen von Kalk und/oder Dolomit)
- herkömmliche Brennstoffe (Erdgas, Kohle und Koks)
- Reduktionsmittel (Koks, Kohle, Kunststoff, usw.)
- Prozessgases (z. B. Kokereigas, Gichtgas und Sauerstoffaufblaskonvertergas)
- Verbrauch von Graphitelektroden
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- Abgaswäsche

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

Der Betreiber kann die Emissionen entweder anhand des Massenbilanzansatzes oder aber für jede Quelle der Anlage einzeln berechnen.

2.1.1 Massenbilanzansatz

Im Rahmen des Massenbilanzansatzes werden für die Ermittlung der Treibhausgasemissionen einer Anlage der im Input-Material, in Akkumulationen, Produkten und Exporten enthaltene Kohlenstoff analysiert. Dazu wird folgende Gleichung zugrunde gelegt:

CO2-Emissionen [t CO2]= (Input - Produkte - Export - Lagerbestandsveränderungen) * Umsetsungsfaktor CO2/C

wobei

- Input [tC]: der gesamte Kohlenstoff, der in der Anlage eingesetzt wird
- Produkte [tC]: der gesamte Kohlenstoff in Produkten und Stoffen (auch in Nebenprodukten), der aus der Massenbilanz fällt
- Export [tC]: der Kohlenstoff, der exportiert (sprich abgeleitet) wird und so der aus der Massenbilanz fällt, z. B. Einleitung in Abwasserkanal, Ablagerung auf einer Deponie oder Verluste. Die Freisetzung von Treibhausgasen in die Atmosphäre gilt nicht als Export.
- Lagerbestandsveränderungen [tC]: die Zunahme der Lagerbestände an Kohlenstoff innerhalb der Anlage.

Für die Berechnung ist folgende Gleichung anzuwenden:

CO2-Emissionen [t CO2] =

$$(\Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Input}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Input}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Produkte}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Produkte}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Export}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Export}}) - \Sigma\ (\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}} * \text{Kohlenstoffgehalt}_{\text{Lagerbestandsveränderungen}})) * 3{,}664$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Der Betreiber analysiert die Massenströme in die und aus der Anlage bzw. die diesbezüglichen Lagerbestandsveränderungen für alle relevanten Brenn- und Einsatzstoffe getrennt und erstattet Bericht darüber.

Ebene 1

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5% je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2

Eine Teilmenge der Brennstoffmassen- und Stoffmengenströme in die und aus der Anlage wird mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0% je Messvorgang ermittelt. Alle anderen Brennstoffmassen- und Stoffmengenströmen in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4

Die Massenströme in die und aus der Anlage werden mit Hilfe von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0% je Messvorgang ermittelt.

b) Kohlenstoffgehalt

Ebene 1

Bei der Berechnung der Massenbilanz hält sich der Betreiber an die Vorgaben, die in Kapitel 10 Anhang I in Bezug auf die repräsentative Probenahme von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten bzw. in Bezug auf die Ermittlung ihres Kohlenstoffgehalts und des Biomasse-Anteils angeführt sind.

c) Energiegehalt

Ebene 1

Um eine einheitliche Berichterstattung zu gewährleisten, ist der Energiegehalt eines jeden Brennstoff- und Einsatzstoffstroms (ausgedrückt als spezifischer Heizwert des betreffenden Stroms) zu berechnen.

2.1.2 Emissionen aus der Verbrennung

Die Verbrennungsprozesse, die in Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen stattfindend und bei denen Brennstoffe (z. B. Koks, Kohle und Erdgas) nicht als Reduktionsmittel eingesetzt werden bzw. nicht aus metallurgischen Reaktionen stammen, sind in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu überwachen und zu melden.

2.1.3 Prozessemissionen

Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, zeichnen sich in der Regel durch eine Reihe nachgeschalteter Anlagen aus (z. B. Hochofen, Sauerstoffaufblaskonverter, Warmwalzwerk). Diese Anlagen stehen häufig in direktem technischen Zusammenhang zu anderen Anlagen (z. B. Kokereiofen, Sinteranlage, Starkstromanlage). Innerhalb dieser Anlagen wird eine Vielzahl Brennstoffe als Reduktionsmittel eingesetzt. Im Allgemeinen entstehen aus diesen Anlagen auch Gase unterschiedlicher Zusammensetzung, z. B. Kokereigas, Gichtgas, Sauerstoffaufblaskonvertergas.

Die gesamten CO2-Emissionen aus Anlagen für die Herstellung von Roheisen und Stahl, einschließlich Stranggießen, werden wie folgt berechnet:

$$\text{CO2-Emission [t CO2]} = \Sigma\,(\text{Tätigkeitsdaten}_{INPUT} * \text{Emissionsfaktor}_{INPUT}) - \Sigma\,(\text{Tätigkeitsdaten}_{OUTPUT} * \text{Emissionsfaktor}_{OUTPUT})$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

a1) Eingesetzter Brennstoff

Ebene 1:

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±7,5 % je Messvorgang ermittelt.

Ebene 2:

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 3:

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5% je Messvorgang ermittelt.

Ebene 4:

Der Massenstrom des Brennstoffs in die bzw. aus der Anlage wird anhand von Messgeräten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0% je Messvorgang ermittelt.

a2) Spezifischer Heizwert (sofern anwendbar)

Ebene 1:

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff einen länderspezifischen Heizwert zugrunde. Diese sind in Anlage 2.1 A.3 „1990 country specific net calorific values“ zur 2000 IPCC „Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories“ (http://www.ipcc.ch/pub/guide.htm) festgelegt.

Ebene 2:

Der Betreiber legt für jeden Brennstoff einen länderspezifischen Heizwert zugrunde, wie er von dem für ihn relevanten Mitgliedstaat in seinem letzten Nationalen Treibhausgasinventar an das Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen übermittelt wurde.

Ebene 3:

Der für die einzelnen Brennstoffchargen repräsentative spezifische Heizwert wird vom Betreiber, einem beauftragten Labor oder dem Brennstofflieferanten in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I gemessen.

b) Emissionsfaktor

Der Emissionsfaktor für die TätigkeitsdatenOUTPUT bezieht sich auf die Menge nicht-CO2-Kohlenstoff im Prozessoutput, der als tCO2/t ausgedrückt wird, um die Vergleichbarkeit zu verbessern.

Ebene 1:

Die Referenzfaktoren für das Input- und Output-Material sind den unten stehenden Tabellen 1 und 2 unten sowie Kapitel 8 Anhang I zu entnehmen.

Tabelle 1: Referenzemissionsfaktoren für Input-Material[25]

Emissionsfaktor		**Quelle des Emissionsfaktors**
Kokereigas	47.7 t CO2/TJ	IPCC
Gichtgas	241.8 t CO2/TJ	IPCC
Sauerstoffaufblaskonvertergas	186,6 t CO2/TJ	WBCSD/WRI
Graphitelektroden	3,60 t CO2/t Elektrode	IPCC
PET	2,24 t CO2/t PET	WBCSD/WRI
PE	2,85 t CO2/t PE	WBCSD/WRI
CaCO3	0,44 t CO2/t CaCO3	stöchiometrisches Verhältnis
CaCO3-MgCO3	0,477 t CO2/t CaCO3-MgCO3	stöchiometrisches Verhältnis

Tabelle 2: Referenzemissionsfaktor für Output-Material (auf der Grundlage des Kohlenstoffgehalts)

Emissionsfaktor [t CO2/t]		**Quelle des Emissionsfaktors**
Erz	0	IPCC
Roheisen, Roheisen-Schrott, Eisenerzeugnisse	0.1467	IPCC
Stahlschrott, Stahlerzeugnisse	0.0147	IPCC

Ebene 2:

Die spezifischen Emissionsfaktoren (t CO2/tINPUT oder tOUTPUT) des Input- und Output-Materials sind entsprechend den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I zu ermitteln.

2.2 Messung der CO2-Emissionen

[25] Die Werte basieren auf IPCC-Faktoren, ausgedrückt als tC/TJ, multipliziert mit einem CO2/C-Umsetsungsfaktor von 3,664.

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgase als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang VII: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zementklinker gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu berechnen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung von Zement werden aus den folgenden Quellen CO2-Emissionen freigesetzt:

- Kalzinierung von Kalkstein in den Rohstoffen
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- Abgaswäsche

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

2.1.1 Emissionen aus der Verbrennung

Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Zementklinker, bei denen verschiedene Brennstoffe zum Einsatz kommen (z. B. Kohle, Petrolkoks, Heizöl, Erdgas und die breite Palette an Abfallbrennstoffen), sind in Einklang mit Anhang II zu überwachen und zu melden. Emissionen aus der Verbrennung des organischen Anteils (alternativer) Rohstoffe sind ebenfalls gemäß Anhang II zu berechnen.

In Zementöfen ist die unvollständige Verbrennung der fossilen Brennstoffe vernachlässigbar, da die Verbrennungstemperaturen sehr hoch, die Verweilzeiten im Ofen sehr lang und die Kohlenstoffrückstände im Klinker sehr gering sind. Daher ist bei allen Ofenbrennstoffen von einer vollständigen Oxidation (Oxidationsfaktor = 1,0) des Kohlenstoffs auszugehen.

2.1.2 Prozessemissionen

Während der Kalzinierung im Ofen wird das in den Karbonaten enthaltene CO2 aus der Rohstoffmischung freigesetzt. Das Kalzinierungs-CO2 steht in einem technischen Zusammenhang mit der Klinkerherstellung.

2.1.2.1 CO2 aus der Klinkerherstellung

Das Kalzinierungs-CO2 ist auf Basis der hergestellten Klinkermengen und den CaO- und MgO-Gehalten des Klinkers zu berechnen. Der Emissionsfaktor ist um das bereits kalzinierte Ca und Mg zu bereinigen, das zum Beispiel über Flugasche oder alternative Brennstoffe und Rohstoffe mit bedeutendem CaO-Gehalt (z. B. Klärschlamm) in den Ofen gelangt.

Die Emissionen sind auf Basis des Karbonat-Gehalts des Prozessinputs (Berechnungsmethode A) oder anhand der Menge des hergestellten Klinkers (Berechnungsmethode B) zu berechnen. Beide Methoden werden als gleichwertig betrachtet.

Berechnungsmethode A: Karbonate

Die Berechnung basiert auf dem Karbonat-Gehalt des Prozessinputs. Die CO2-Emissionen sind anhand folgender Formel zu berechnen:

CO2-EmissionenKlinker = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1:

Die Menge reiner Karbonate (z. B. Kalkstein), die im Rohmehl [t] enthalten sind, das während des Berichtszeitraums als Prozessinput eingesetzt wird, ermittelt durch Wiegen des Rohmehls mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0 %. Der Karbonatanteil in der Zusammensetzung des betreffenden Rohstoffs wird in Anlehnung an die Leitlinien der Industrie hinsichtlich der bewährtesten Praxis („Best Practice Guidelines“) ermittelt.

Ebene 2:

Die Menge reiner Karbonate (z. B. Kalkstein), die im Rohmehl [t] enthalten sind, das während des Berichtszeitraums als Prozessinput eingesetzt wird, ermittelt durch Wiegen des Rohmehls mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5%. Der Karbonatanteil in der Zusammensetzung des betreffenden Rohstoffs wird durch den Betreiber in Einklang mit Kapitel 10 Anhang I ermittelt.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse der Karbonate im Prozessinput, die in der unten stehenden Tabelle 1 aufgeführt sind, anzuwenden.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonate	**Emissionsfaktor**
CaCO3	0,440 [t CO2/ CaCO3]
MgCO3	0,522 [t CO2/ MgCO3]

c) Umsetsungsfaktor:

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

Berechnungsmethode B: Klinkerherstellung

Die Berechnungsmethode basiert auf der Menge des hergestellten Klinkers. Die CO2-Emissionen sind anhand folgender Formel zu berechnen:

CO2-EmissionenKlinker = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor

Wenn die Emissionsschätzungen auf dem hergestellten Klinker basieren, muss bei Anlagen, die Zementofenstaub (Cement Kiln Dust - CKD) abscheiden, das bei der CKD-Kalzinierung freigesetzte CO2 berücksichtigt werden. Die Emissionen aus Klinkerherstellung und aus Zementofenstaub sind getrennt zu ermitteln und als Gesamtemission aufzuaddieren.

CO2-EmissionenGesamtprozess [t] = CO2-EmissionenKlinker [t] + CO2-EmissionenStaub [t]

Emissionen im Zusammenhang mit der Klinkerherstellung

a) Tätigkeitsdaten:

Menge des Klinkers [t], der während des Berichtszeitraums hergestellt wird.

Ebene 1:

Menge des herstellten Klinkers [t], ermittelt durch Wiegen mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5 % je Messvorgang.

Ebene 2a:

Menge des herstellten Klinkers [t], ermittelt durch Wiegen mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang.

Ebene 2b:

Der Klinkeroutput [t] aus der Zementproduktion, mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 1,5 % je Messvorgang gewogen, wird anhand der folgenden Formel berechnet (in der Materialbilanz sind versendeter Klinker, zugelieferter Klinker sowie Klinker-Lagerbestandsveränderungen zu berücksichtigen).

hergestellter Klinker [t] = (hergestellter Zement [t] * Klinker/Zement-Verhältnis [t Klinker/t Zement])

- - (zugelieferter Klinker [t]) + (versendeter Klinker [t])
- - (Klinker-Lagerbestandsveränderung [t])

Das Verhältnis Klinker/Zement ist für die verschiedenen Zementarten, die in der spezifischen Anlage hergestellt werden, getrennt zu berechnen und anzuwenden. Die Mengen des versendeten und zugelieferten Klinkers sind mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 2,5 % je Messvorgang zu bestimmen. Die über den Berichtszeitraum verzeichneten Lagerbestandsveränderungen sind mit einem Unsicherheitsfaktor von weniger als ± 10 % zu bestimmen.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Emissionsfaktor: 0,525 t CO2/t Klinker

Ebene 2:

Der Emissionsfaktor berechnet sich aus der CaO- und MgO-Bilanz, unter der Annahme, dass diese teilweise nicht das Ergebnis der Umwandlung der Karbonate sind, sondern bereits in dem Prozessinput enthalten waren. Die Zusammensetzung des Klinkers und der betreffenden Rohstoffe ist in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I zu ermitteln.

Der Emissionsfaktor ist anhand folgender Gleichung zu berechnen:

Emissionsfaktor [t CO2/t Klinker] =

0,785 * (Output CaO [t CaO / t Klinker] - Input CaO [t CaO / t Inputmaterial]) + 1,092 * (Output MgO [t MgO / t Klinker] - Input MgO [t MgO / t Inputmaterial])

Diese Gleichung basiert auf dem stöchiometrischen Verhältnis von CO2/CaO und CO2/MgO, wie in nachfolgender Tabelle 2 aufgeführt.

Tabelle 2: Stöchiometrische Emissionsfaktoren für CaO und MgO (Netto-Produktion)

Oxide	**Emissionsfaktor**
CaO	0,785 [t CO2/CaO]
MgO	1,092 [t CO2/MgO]

c) Umsetsungsfaktor:

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

Emissionen in Zusammenhang mit Staubabscheidungen

Die CO2-Emissionen aus abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD) sind auf Grundlage der abgeschiedenen Mengen Staub und des Emissionsfaktors für Klinker zu berechnen, bereinigt um die teilweise Kalzinierung des CKD. Abgeschiedener Bypass-Staub ist im Gegensatz zu CKD als vollständig kalziniert zu betrachten. Die Emissionen sind wie folgt zu berechnen:

CO2-EmissionenStaub = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten:

Ebene 1:

Die während des Berichtszeitraums abgeschiedene Menge CKD oder Bypass-Staub [t], ermittelt durch Wiegen mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±10 % je Messvorgang.

Ebene 2:

Die während des Berichtszeitraums abgeschiedene Menge CKD oder Bypass-Staub [t], ermittelt durch Wiegen mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0% je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Der Referenzwert von 0,525 t CO2 pro Tonne Klinker ist auch für CKD zu verwenden.

Ebene 2:

Ausgehend von dem Grad der CKD-Kalzinierung ist ein Emissionsfaktor [t CO2 / t CKD] zu berechnen. Das Verhältnis zwischen dem Grad der CKD-Kalzinierung und den CO2-Emissionen pro Tonnen CKD ist nicht linear. Anhand der folgenden Formel ist ein Näherungswert zu berechnen:

$$EF_{CKD} = \frac{\frac{EF_{Cli}}{1+EF_{Cli}} * d}{1 - \frac{\mathrm{EF_{Cli}}}{1+\mathrm{EF_{Cli}}} * d}$$

wobei

EFCKD	= Emissionsfaktor des teilweise kalzinierten Zementofenstaubs [t CO2/t CKD]
EFCli	= anlagenspezifischer Emissionsfaktor des Klinkers ([CO2/t Klinker]
d	= Grad der CKD-Kalzinierung (freigesetztes CO2 als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO2 in der Rohmischung)

c) Umsetsungsfaktor:

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang VIII: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Kalk gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit Anhang II zu berechnen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung von Kalk werden aus den folgenden Quellen CO2-Emissionen freigesetzt:

- Kalzinierung von Kalkstein und Dolomit in den Rohstoffen
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- Abgaswäsche

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

2.1.1 Emissionen aus der Verbrennung

Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Kalk, bei denen verschiedene Brennstoffe zum Einsatz kommen (z. B. Kohle, Petrolkoks, Heizöl, Erdgas und die breite Palette an Abfallbrennstoffen), sind in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu überwachen und zu melden. Emissionen aus der Verbrennung des organischen Anteils (alternativer) Rohstoffe sind ebenfalls gemäß Anhang II zu berechnen.

2.1.2. Emissionen aus Industrieprozessen

Während der Kalzinierung im Ofen wird das in den Karbonaten enthaltene CO2 aus der Rohstoffen freigesetzt. Das Kalzinierungs-CO2 steht in einem technischen Zusammenhang mit der Klinkerherstellung. Auf Anlagenebene kann das Kalzinierungs-CO2 auf zwei Weisen berechnet werden: entweder auf der Grundlage der Karbonate des im Prozess umgewandelten Rohstoffs (hauptsächlich Kalkstein, Dolomit) (Berechnungsmethode A) oder basierend auf der Menge der Alkalimetalloxide in dem hergestellten Kalk (Berechnungsmethode B). Beide Ansätze werden als gleichwertig betrachtet.

Berechnungsmethode A: Karbonate

Die Berechnung basiert auf dem eingesetzten Karbonat. Für die Berechnung der Emission ist folgende Formel ist anzuwenden:

$$\text{CO2-Emission [t CO2]} = \sum \{(\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Karbonat-INPUT}} - \text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Karbonat-OUTPUT}}) * \text{Emissionsfaktor x Umsetsungsfaktor}\}$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Bei den TätigkeitsdatenKarbonat-INPUT und TätigkeitsdatenKarbonat-OUTPUT handelt es sich um die Mengen [t] an CaCO3, MgCO3 oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten, die während des Berichtszeitraums eingesetzt werden.

Ebene 1:

Die Menge reiner Karbonate (z. B. Kalkstein) [t] in dem Prozessinput und -output während des Berichtszeitraums, ermittelt durch Wiegen des Rohstoffs mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±5,0 % je Messvorgang. Die Zusammensetzung des betreffenden Rohstoffs und des Endprodukts richtet sich nach den Leitlinien der Industrie hinsichtlich der bewährtesten Praxis.

Ebene 2:

Die Menge reiner Karbonate (z. B. Kalkstein) [t] in dem Prozessinput und -output während des Berichtszeitraums, ermittelt durch Wiegen des Rohstoffs mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5% je Messvorgang. Die Zusammensetzung des betreffenden Rohstoffs und des Endprodukts wird durch den Betreiber in Einklang mit Kapitel 10 Anhang I ermittelt.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse der Karbonate im Prozessinput und -output, die in der unten stehenden Tabelle 1 aufgeführt sind, anzuwenden.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Oxid	**Emissionsfaktor** **[t CO2/t Ca-, Mg- oder anderes Karbonat]**	**Bemerkungen**
CaCO3	0.440	
MgCO3	0.522	
allgemein: XY(CO3)Z	Emissionsfaktor = [MCO2] / {Y * [Mx] + Z * [MCO32-]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetall Mx = Molekulargewicht von X in [g/mol] MCO2 = Molekulargewicht von CO2 = 44 [g/mol] MCO3- = Molekulargewicht von CO32- = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X

		= 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO32- = 1

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

<u>Berechnungsmethode B: Erdalkalimetalloxide</u>

Das CO2 ist auf der Grundlage der in dem hergestellten Kalk enthaltenen Mengen CaO, MgO und anderer Erdalkali-/Alkalimetalloxide zu berechnen. Dabei ist bereits kalziniertes Ca und Mg zu berücksichtigen, das über Flugasche oder alternative Brenn- und Rohstoffe mit bedeutendem CaO- oder MgO-Anteil in den Ofen gelangt.

Der Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

$$\text{CO2-Emission [t CO2]} = \sum \{((\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Alkalimetalloxide OUTPUT}} - \text{Tätigkeitsdaten}_{\text{Alkalimetalloxide INPUT}}) * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetsungsfaktor})\}$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Der Term „$\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{O OUTPUT}}$ - $\text{Tätigkeitsdaten}_{\text{O INPUT}}$“ bezeichnet die Gesamtmenge [t] an CaO, MgO oder anderen Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden, die während des Berichtszeitraums aus den betreffenden Karbonaten umgewandelt wird.

Ebene 1:

Die Masse an CaO, MgO oder anderer Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden [t] in dem Endprodukt und dem Prozesseingangsstoff während des Berichtszeitraums, ermittelt vom Betreiber durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ±5,0 % je Messvorgang. Die Zusammensetzung der betreffenden Produkttypen und des Rohmaterials richtet sich nach den Leitlinien der Industrie hinsichtlich der bewährtesten Praxis.

Ebene 2:

Die Masse an CaO, MgO oder anderer Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden [t] in dem Endprodukt und dem Prozesseingangsstoff während des Berichtszeitraums, ermittelt vom Betreiber durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ±2,5 % je Messvorgang. Die Analyse der jeweiligen Zusammensetzung erfolgt in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse der Oxide im Prozessinput und -output, die in der unten stehenden Tabelle 2 aufgeführt sind, anzuwenden.

Tabelle 2: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Oxid	**Emissionsfaktor** **[t CO2] / [t Ca-, Mg- oder anderes Oxid]**	**Bemerkungen**
CaO	0.785	
MgO	1.092	
allgemein: XY(O)Z	Emissionsfaktor = [MCO2] / {Y * [Mx] + Z * [MO]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetall Mx = Molekulargewicht von X in [g/mol] MCO2 = Molekulargewicht von CO2 = 44 [g/mol] MO = Molekulargewicht von O = 16 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von O = 1

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang IX: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Glas gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu berechnen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung von Glas werden aus den folgenden Quellen CO2-Emissionen freigesetzt:

- Schmelzen von im Rohstoff enthaltenen Alkali- und Erdalkalimetallkarbonaten
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- kohlenstoffhaltige Zusatzstoffe einschließlich Koks und Kohlenstaub
- Abgaswäsche

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

2.1.1 Emissionen aus der Verbrennung

Die Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von Glas sind in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu überwachen und zu melden.

2.1.2 Prozessemissionen

CO2 wird während des Schmelzvorgangs im Ofen, aus den im Rohstoff enthaltenen Karbonaten und bei der Neutralisierung von HF, HCl und SO2 in den Abgasen mithilfe von Kalkstein oder anderen Karbonaten freigesetzt. Sowohl die Emissionen, die bei der Zersetzung der Karbonate in dem Schmelzvorgang freigesetzt werden, als auch die Emissionen aus der Abgaswäsche sind als Emissionen der Anlage zu betrachten. Sie addieren sich zu der Gesamtemission, sind jedoch nach Möglichkeit getrennt zu melden.

Das CO2 aus den Karbonaten im Rohstoff, das während des Schmelzvorgangs im Ofen freigesetzt wird, steht in einem technischen Zusammenhang mit der Herstellung von Glas und kann auf zwei Weisen berechnet werden: zum einen auf Basis der umgewandelten Menge an Karbonaten aus dem Rohstoff - hauptsächlich Soda, Kalk/Kalkstein, Dolomit und andere Alkali- und Erdalkalikarbonate ergänzt durch Altglas (Bruchglas) - (Berechnungsmethode A). Die zweite Möglichkeit besteht in der Berechnung auf der Grundlage des Alkalimetalloxidanteils im hergestellten Glas (Berechnungsmethode B). Beide Berechnungsmethoden werden als gleichwertig betrachtet.

Berechnungsmethode A: Karbonate

Die Berechnung basiert auf dem eingesetzten Karbonat. Für die Berechnung der Emission ist folgende Formel ist anzuwenden:

CO2-Emissionen [t CO2] = (∑ {$Tätigkeitsdaten_{Karbonat}$ * Emissionsfaktor } + ∑ { Zusatzstoff * Emissionsfaktor }) * Umsetsungsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Die TätigkeitsdatenKarbonat umfassen die Menge [t] an CaCO3, MgCO3, Na2CO3, BaCO3 oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten in den Rohstoffen (Soda, Kalk/Kalkstein, Dolomit), die während des Berichtszeitraums verarbeitet werden, sowie die Menge der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe.

Ebene 1:

Die Masse an CaCO3, MgCO3, Na2CO3, BaCO3 oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten und die Masse der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe [t], die während des Berichtszeitraums im Prozess eingesetzt werden; ermittelt durch Wiegen der betreffenden Rohstoffe durch den Betreiber oder den Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ± 2,5 % je Messvorgang. Die Daten der Zusammensetzung richten sich nach den für diese spezielle Produktkategorie geltenden Leitlinien der Industrie hinsichtlich der bewährtesten Praxis.

Ebene 2:

Die Masse an CaCO3, MgCO3, Na2CO3, BaCO3 oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten und die Masse der Kohlenstoff enthaltenden Zusatzstoffe [t], die während des Berichtszeitraums im Prozess eingesetzt werden; ermittelt durch Wiegen des betreffenden Rohstoffs durch den Betreiber oder den Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ± 1,0 % je Messvorgang; die Analysen der Zusammensetzung erfolgen in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I.

b) Emissionsfaktor

Karbonate:

Ebene 1:

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse der Karbonate im Prozessinput und -output, die in der unten stehenden Tabelle 1 aufgeführt sind, anzuwenden.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Oxid	**Emissionsfaktor** **[t CO2/t Ca-, Mg- Na-, Ba- oder anderes Karbonat]**	**Bemerkungen**
CaCO3	0.440	
MgCO3	0.522	
Na2CO3	0.415	
BaCO3	0.223	
allgemein: XY(CO3)Z	Emissionsfaktor = [MCO2] / {Y * [Mx] + Z * [MCO32-]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetall Mx = Molekulargewicht von X in [g/mol] MCO2 = Molekulargewicht von CO2 = 44 [g/mol] MCO3- = Molekulargewicht von CO32- = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO32- = 1

Diese Werte sind um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt der eingesetzten Karbonatmaterialien zu bereinigen.

Zusatzstoffe:

Der spezifische Emissionsfaktor wird in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I ermittelt.

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

<u>Berechnungsmethode B: Alkalimetalloxide</u>

Die CO2-Emissionen sind auf Basis der hergestellten Glasmengen und der Anteile an CaO, MgO, Na2O, BaO und anderen Erdalkali/Alkalimetalloxiden im Glas (TätigkeitsdatenO OUTPUT) zu berechnen. Der Emissionsfaktor ist um die Mengen Ca, Mg, Na, Ba und anderer Erdalkali-/Alkalimetalle zu korrigieren, die dem Ofen nicht als Karbonate zugeführt werden, sondern zum Beispiel über Altglas oder alternative Brennstoffe und Rohstoffe mit

bedeutendem Anteil an CaO, MgO, Na2O oder BaO und anderen Erdalkali-/Alkalimetalloxiden (TätigkeitsdatenO INPUT).

Der Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO2-Emission [t CO2] = (∑ { (Tätigkeitsdaten$_{O\ OUTPUT}$ - Tätigkeitsdaten$_{O\ INPUT}$) * Emissionsfaktor} + {∑ Zusatzstoff * Emissionsfaktor}) * Umsetsungsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Der Term „Tätigkeitsdaten$_{O\ OUTPUT}$ - Tätigkeitsdaten$_{O\ INPUT}$“ beschreibt die Masse [t] an CaO, MgO, Na2O, BaO oder anderen Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden, die während des Berichtszeitraums aus den Karbonaten umgewandelt werden.

Ebene 1:

Die Menge [t] an CaO, MgO, Na2O, BaO oder anderen Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden, die während des Berichtszeitraums im Prozessinput und in den Endprodukten eingesetzt wird, sowie die Menge der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, ermittelt durch Wiegen der Eingangstoffe und der Produkte auf Anlagenebene mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang. Die Daten der Zusammensetzung richten sich nach den für diese spezifische Produktkategorie und Rohstoffe geltenden Leitlinien der Industrie hinsichtlich der bewährtesten Praxis.

Ebene 2:

Die Menge [t] an CaO, MgO, Na2O, BaO oder anderen Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden, die während des Berichtszeitraums im Prozessinput und in den Endprodukten eingesetzt wird, sowie die Menge der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, ermittelt durch Wiegen der Eingangsstoffe und der Produkte auf Anlagenebene mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0 % je Messvorgang; die Analysen der Zusammensetzung erfolgen in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Oxide: Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse der Oxide im Prozessinput und -output, die in der unten stehenden Tabelle 2 aufgeführt sind, anzuwenden.

Tabelle 2: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Oxid	**Emissionsfaktor** **[t CO2/ t Ca-, Mg-, Na, Ba- oder anderes Oxid]**	**Bemerkungen**
CaO	0.785	
MgO	1.092	

Na2O	0.710	
BaO	0.287	
allgemein: XY(O)Z	Emissionsfaktor = [MCO2] / {Y * [Mx] + Z * [MO]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetall Mx = Molekulargewicht von X in [g/mol] MCO2 = Molekulargewicht von CO2 = 44 [g/mol] MO = Molekulargewicht von O = 16 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von O = 1

Zusatzstoffe:

Die spezifischen Emissionsfaktoren werden in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I ermittelt.

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang X: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Keine spezifischen Einschränkungen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

In Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen werden aus den folgenden Quellen CO2-Emissionen freigesetzt:

- Kalzinierung von Kalkstein/Dolomit im Rohstoff
- Kalkstein für die Reduzierung von Luftschadstoffen
- konventionelle fossile Ofenbrennstoffe
- alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe
- Biomasse-Ofenbrennstoffe (Biomasse-Abfälle)
- andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe
- organisches Material im Ton-Rohstoff
- Zusatzstoffe zur Anregung der Porenbildung, z. B. Sägespäne oder Polystyrol
- Abgaswäsche

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

2.1.1 Emissionen aus der Verbrennung

Die Verbrennungsprozesse in Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen sind in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu überwachen und zu melden.

2.1.2 Prozessemissionen

CO2 wird sowohl bei der Kalzinierung der Rohstoffe im Ofen und als auch bei der Neutralisierung von HF, HCl und SO2 in den Abgasen mithilfe von Kalkstein oder anderen Karbonaten freigesetzt. Sowohl die Emissionen, die bei der Zersetzung der Karbonate in dem Kalzinierprozess freigesetzt werden, als auch die Emissionen aus der Abgaswäsche sind als Emissionen der Anlage zu betrachten. Sie addieren sich zu der Gesamtemission, sind jedoch nach Möglichkeit getrennt zu melden. Die Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO2-EmissionenGesamt [t] = CO2-EmissionenEingangsstoff [t] + CO2-EmissionenWäsche [t].

2.1.2.1 CO2 aus dem Eingangsstoff

Das CO2, aus den Karbonaten und aus dem Kohlenstoff, der in anderen Eingangsstoffen enthalten ist, ist entweder anhand einer Methode zu berechnen, die die Menge der Karbonate des im Prozess umgewandelten Rohstoffs (hauptsächlich Kalkstein, Dolomit) zugrunde legt,

(Berechnungsmethode A) oder anhand einer Methode, die auf den Alkalimetalloxiden in den hergestellten keramischen Erzeugnissen basiert (Berechnungsmethode B). Beide Ansätze werden als gleichwertig betrachtet.

Berechnungsmethode A: Karbonate

Die Berechnung basiert auf dem eingesetzten Karbonat, einschließlich des Kalksteins, mit dem das HF, HCl und SO2 in den Abgasen neutralisiert wird, sowie auf dem in den Zusatzstoffen enthaltenen Kohlenstoff. Doppelzählungen aufgrund innerbetrieblichen Staubrecyclings sind zu vermeiden.

Der Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO2-Emission [t CO2] = (∑ {$Tätigkeitsdaten_{Karbonat}$ * Emissionsfaktor} +∑ {$Tätigkeitsdaten_{Zusatzstoffe}$ * Emissionsfaktor}) * Umsetsungsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Die TätigkeitsdatenKarbonat umfassen die Menge [t] an CaCO3, MgCO3 oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten, die während des Berichtszeitraums über die Rohstoffe (Kalkstein, Dolomit) eingesetzt werden, sowie deren CO32--Konzentration und die Menge [t] der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe.

Ebene 1:

Die Masse an CaCO3, MgCO3 oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten [t] sowie die Menge [t] der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, die während des Berichtszeitraums im Prozess eingesetzt werden; ermittelt durch Wiegen durch den Betreiber oder den Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ± 2,5 % je Messvorgang; die Daten der Zusammensetzung richten sich nach den für diese spezielle Produktkategorie geltenden Leitlinien der Industrie hinsichtlich der bewährtesten Praxis.

Ebene 2:

Die Masse an CaCO3, MgCO3 oder anderen Erdalkali- oder Alkalikarbonaten [t] sowie die Menge [t] der kohlenstoffhaltigen Zusatzstoffe, die während des Berichtszeitraums im Prozess eingesetzt werden; ermittelt durch Wiegen durch den Betreiber oder den Lieferanten mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ± 1,0 % je Messvorgang; die Analysen der Zusammensetzung erfolgen in Einklang mit Kapitel 10 Anhang I.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Karbonate:

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse der Karbonate im Prozessinput und -output, die in der unten stehenden Tabelle 1 aufgeführt sind, anzuwenden.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Oxid	**Emissionsfaktor** **[t CO2/t Ca-, Mg- oder anderes Karbonat]**	**Bemerkungen**
CaCO3	0.440	
MgCO3	0.522	
allgemein: XY(CO3)Z	Emissionsfaktor = [MCO2] / {Y x [Mx] + Z x [MCO32-]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetall Mx = Molekulargewicht von X in [g/mol] MCO2 = Molekulargewicht von CO2 = 44 [g/mol] MCO3- = Molekulargewicht von CO32- = 60 [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von CO32- = 1

Diese Werte sind um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt der eingesetzten Karbonatmaterialien zu bereinigen.

Zusatzstoffe:

Die spezifischen Emissionsfaktoren werden in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I ermittelt.

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

<u>Berechnungsmethode B: Alkalimetalloxide</u>

Die Berechnung des Kalzinierungs-CO2 basiert auf der Menge der hergestellten keramischen Erzeugnisse und dem Anteil an CaO, MgO und anderen (Erd-)Alkalimetalloxiden in den keramischen Erzeugnissen (TätigkeitsdatenO OUTPUT). Der Emissionsfaktor ist um die bereits kalzinierten Mengen Ca, Mg und anderer Erdalkali-/Alkalimetalle zu korrigieren, die dem Ofen zum Beispiel über alternative Brennstoffe und Rohstoffe mit einem bedeutenden CaO- oder MgO-Anteil zugeführt werden (TätigkeitsdatenO INPUT). Emissionen aus der HF-, HCl- oder SO2-Reduktion sind auf der Grundlage der eingesetzten Karbonate gemäß den Verfahren in Berechnungsmethode A zu berechnen.

Der Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

$$CO_2\text{-Emission [t } CO_2] = \sum \{((\text{Tätigkeitsdaten}_{O\ OUTPUT} - \text{Tätigkeitsdaten}_{O\ INPUT}) * \text{Emissionsfaktor} * \text{Umsetsungsfaktor})\} + (CO_2\text{-Emissionen aus der HF-, HCl- oder } SO_2\text{-Reduktion})$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Der Begriff „Tätigkeitsdaten$_{O\ OUTPUT}$ - Tätigkeitsdaten$_{O\ INPUT}$“ beschreibt die Mengen [t] an CaO, MgO oder anderen Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden, die während des Berichtszeitraums aus den Karbonaten umgewandelt werden.

Ebene 1:

Die Masse an CaO, MgO oder anderen Erdalkali- oder Alkalimetalloxiden [t] im Prozessinput und in den Endprodukten, ermittelt vom Betreiber durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ±2,5 % je Messvorgang; die Daten der Zusammensetzung richten sich nach den für diese bestimmten Produkttypen und Rohstoffe geltenden Leitlinien der Industrie hinsichtlich der bewährtesten Praxis.

Ebene 2:

Die Masse an CaO, MgO oder anderen Erdalkali- oder Alkalioxiden [t] im Prozessinput und in den Endprodukten, ermittelt vom Betreiber durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von ±1,0 % je Messvorgang; die Analysen der Zusammensetzung erfolgen in Einklang mit den Vorgaben von Kapitel 10 Anhang I.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse der Oxide im Prozessinput und -output, die in der unten stehenden Tabelle 2 aufgeführt sind, anzuwenden.

Tabelle 2: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Oxid	**Emissionsfaktoren** **[t CO_2 / t Ca-, Mg- oder anderes Oxid]**	**Bemerkungen**
CaO	0.785	
MgO	1.092	
allgemein: XY(O)Z	Emissionsfaktor = [MCO_2] / {Y x [Mx] + Z x [MO]}	X = Erdalkali- oder Alkalimetall Mx = Molekulargewicht von X in [g/mol] MCO_2 = Molekulargewicht von CO_2 = 44 [g/mol] MO = Molekulargewicht von O = 16 [g/mol]

		Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von O = 1

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2.1.2.2 CO2 aus der Abgaswäsche

CO2 aus der Abgaswäsche ist auf Basis der eingesetzten Menge CaCO3 zu berechnen.

Der Berechnung erfolgt anhand der folgenden Formel:

CO2-Emission [t CO2] = Tätigkeitsdaten * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor

wobei

a) Tätigkeitsdaten

Ebene 1:

Die Menge [t] an trockenem CaCO3, das während des Berichtszeitraums eingesetzt wird, ermittelt vom Betreiber oder Lieferanten durch Wiegen mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang.

Ebene 2:

Die Menge [t] an trockenem CaCO3, das während des Berichtszeitraums eingesetzt wird, ermittelt vom Betreiber oder Lieferanten durch Wiegen mit einem zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0 % je Messvorgang.

b) Emissionsfaktor

Ebene 1:

Die stöchiometrischen Verhältnisse von CaCO3 sind Tabelle 1 zu entnehmen.

c) Umsetsungsfaktor

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.

Anhang XI: Tätigkeitsspezifische Leitlinien für Anlagen zur Herstellung von Zellstoff und Papier gemäß Anhang I der Richtlinie

1. Einschränkungen und Vollständigkeit

Wenn das aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe anfallende CO2 zum Beispiel an eine benachbarte Anlage zur Herstellung von gefälltem Kalziumkarbonat (PCC) weitergeleitet wird, so sind diese Mengen nicht in die Emissionen der Anlage einzubeziehen.

Wenn in der Anlage eine Abgaswäsche erfolgt und die daraus resultierenden Emissionen nicht in die Prozessemissionen der Anlage eingerechnet werden, sind diese in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu berechnen.

2. Bestimmung von CO2-Emissionen

Zu den Prozessen und Einrichtungen von Zellstoff- und Papierfabriken, aus denen möglicherweise CO2 freigesetzt wird, gehören:

- Hilfskessel, Gasturbinen und andere Feuerungsanlagen, die Dampf oder Energie für die Fabrik erzeugen
- Rückgewinnungskessel und andere Einrichtungen, in denen Ablaugen verbrannt werden
- Verbrennungsöfen
- Kalköfen und Kalzinieröfen
- Abgaswäsche
- Trockner, die mit Gas oder anderen fossilen Brennstoffen befeuert werden (z. B. Infrarottrockner)

Abwasserbehandlung und Deponien, einschließlich anaerobe Abwasserbehandlung oder Schlammfaulungsverfahren und Deponien zur Entsorgung von Papierfabrikabfällen, sind nicht unter den Tätigkeiten in Anhang I der Richtlinie aufgeführt. Dementsprechend fallen deren Emissionen nicht unter die Bestimmungen der Richtlinie.

2.1 Berechnung der CO2-Emissionen

2.1.1 Emissionen aus der Verbrennung

Die Emissionen aus den Verbrennungsprozessen in Anlagen zur Herstellung von Papier und Zellstoff sind in Einklang mit den Vorgaben von Anhang II zu überwachen.

2.1.2 Prozessemissionen

Die Emissionen sind auf den Einsatz von Karbonaten als Zusatzchemikalien in Zellstofffabriken zurückzuführen. Auch wenn die Verluste an Natrium und Kalzium im Rückgewinnungssystem und in der Kaustifizieranlage normalerweise durch den Einsatz nichtkarbonathaltiger Chemikalien ausgeglichen wird, werden manchmal geringfügige Mengen Kalziumkarbonat (CaCO3) und Natriumkarbonat (Na2CO3) hinzugefügt, die zu

CO2-Emissionen führen. Der in diesen Chemikalien enthaltene Kohlenstoff ist in der Regel fossilen Ursprungs, allerdings kann er in einigen Fällen (z. B. Na2CO3, das von Soda einsetzenden Halbstoffwerken gekauft wurde) auch aus Biomasse gewonnen worden sein.

Es wird angenommen, dass der in diesen Chemikalien enthaltene Kohlenstoff aus dem Kalkofen oder dem Rückgewinnungsofen als CO2 emittiert wird. Die Bestimmung der Emissionen erfolgt unter der Annahme, dass der gesamte Kohlenstoff im CaCO3 und Na2CO3, die in den Rückgewinnungs- und Kaustifizieranlagen eingesetzt werden, in die Atmosphäre freigesetzt wird.

Zusätzliches Kalzium wird benötigt, um die Verluste aus der Kaustifizieranlage, meist in Form von Kalziumkarbonat, auszugleichen.

Die CO2-Emissionen sind wie folgt zu berechnen:

$$CO2\ Emissionen = \Sigma \{(Tätigkeitsdaten_{Karbonat} * Emissionsfaktor * Umsetsungsfaktor)\}$$

wobei

a) Tätigkeitsdaten:

Die TätigkeitsdatenKohlenstoff errechnen sich aus den Mengen des im Prozess eingesetzten CaCO3 und Na2CO3.

Ebene 1:

Mengen [t] des im Prozess eingesetzten CaCO3 und Na2CO3, ermittelt vom Betreiber oder Lieferanten durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±2,5 % je Messvorgang

Ebene 2:

Mengen [t] des im Prozess eingesetzten CaCO3 und Na2CO3, ermittelt vom Betreiber oder Lieferanten durch Wiegen mit einem maximal zulässigen Unsicherheitsfaktor von weniger als ±1,0 % je Messvorgang

b) Emissionsfaktor:

Ebene 1:

Es sind die stöchiometrischen Verhältnisse [tCO2/t CaCO3] und [tCO2/t Na2CO3] für nicht aus Biomasse stammende Karbonate, die in unten stehender Tabelle 1 aufgeführt sind, anzuwenden. Biomasse-Karbonate werden mit einem Emissionsfaktor von 0 [t CO2 / t Karbonat] gewichtet.

Tabelle 1: Stöchiometrische Emissionsfaktoren

Karbonatart und -ursprung	**Emissionsfaktor** **[t CO2 / t Karbonat]**
Zellstofffabrik-Zusatzchemikalie CaCO3	0.440
Zellstofffabrik-Zusatzchemikalie Na2CO3	0.415
CaCO3 aus Biomasse	0.0
Na2CO3 aus Biomasse	0.0

Diese Werte sind um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt der eingesetzten Karbonatmaterialien zu bereinigen.

c) Umsetsungsfaktor:

Ebene 1:

Umsetsungsfaktor: 1,0

2.2 Messung der CO2-Emissionen

Für die Messungen gelten die Leitlinien des Anhangs I.

3. Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2

Spezifische Leitlinien für die Bestimmung anderer Treibhausgasemissionen als CO2 werden gegebenenfalls zu einem späteren Zeitpunkt in Übereinstimmung mit den einschlägigen Bestimmungen der Richtlinie erarbeitet.