Dieser Text dient lediglich zu Informationszwecken und hat keine Rechtswirkung. Die EU-Organe übernehmen keine Haftung für seinen Inhalt. Verbindliche Fassungen der betreffenden Rechtsakte einschließlich ihrer Präambeln sind nur die im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlichten und auf EUR-Lex verfügbaren Texte. Diese amtlichen Texte sind über die Links in diesem Dokument unmittelbar zugänglich

►**B**

DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) 2018/2066 DER KOMMISSION

vom 19. Dezember 2018

über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission

(Text von Bedeutung für den EWR)

(ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1)

Geändert durch:

		Amtsblatt		
		Nr.	Seite	Datum
►**M1**	Durchführungsverordnung (EU) 2020/2085 der Kommission vom 14. Dezember 2020	L 423	37	15.12.2020
►**M2**	Durchführungsverordnung (EU) 2022/388 der Kommission vom 8. März 2022	L 79	1	9.3.2022

Berichtigt durch:

►**C1** Berichtigung, ABl. L 118 vom 6.5.2019, S. 10 (2018/2066)

▼B

DURCHFÜHRUNGSVERORDNUNG (EU) 2018/2066 DER KOMMISSION

vom 19. Dezember 2018

über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates und zur Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission

(Text von Bedeutung für den EWR)

KAPITEL I

ALLGEMEINE BESTIMMUNGEN

ABSCHNITT 1

Gegenstand und Begriffsbestimmungen

Artikel 1

Gegenstand

Diese Verordnung enthält Vorschriften für die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen und Tätigkeitsdaten gemäß der Richtlinie 2003/87/EG in dem am 1. Januar 2021 beginnenden Handelszeitraum des EU-Emissionshandelssystems und den darauffolgenden Handelszeiträumen.

Artikel 2

Geltungsbereich

Diese Verordnung gilt für die Überwachung von und die Berichterstattung über Emissionen von im Zusammenhang mit den Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführten Treibhausgasen und die Tätigkeitsdaten aus ortsfesten Anlagen und Luftverkehrstätigkeiten sowie für die Überwachung von und die Berichterstattung über Tonnenkilometerdaten aus Luftverkehrstätigkeiten.

Sie gilt für ab dem 1. Januar 2021 auftretende Emissionen und anfallende Tätigkeitsdaten.

Artikel 3

Begriffsbestimmungen

Für die Zwecke dieser Verordnung gelten folgende Begriffsbestimmungen:

1. „Tätigkeitsdaten“: die in einem Prozess verbrauchte oder erzeugte, für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik relevante Menge von Brennstoffen oder Materialien, ausgedrückt in Terajoule, als Masse in Tonnen oder — bei Gasen — als Volumen in Normkubikmetern;

2. „Handelszeitraum“: ein Zeitraum gemäß Artikel 13 der Richtlinie 2003/87/EG;

3. „Tonnenkilometer“: eine über eine Entfernung von einem Kilometer beförderte Tonne Nutzlast;

▼B

4. „Stoffstrom“:

   a) ein spezifischer Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, bei dessen Verbrauch oder Erzeugung an einer oder mehreren Emissionsquellen relevante Treibhausgase emittiert werden;

   b) ein spezifischer Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, der bzw. das Kohlenstoff enthält und in die Berechnung der Treibhausgasemissionen anhand einer Massenbilanzmethodik einbezogen wird;

5. „Emissionsquelle“: ein einzeln identifizierbarer Teil einer Anlage oder ein Prozess in einer Anlage, aus der bzw. dem relevante Treibhausgase emittiert werden, bzw. — bei Luftverkehrstätigkeiten — ein einzelnes Luftfahrzeug;

6. „Unsicherheit“: ein sich auf das Ergebnis einer Größenbestimmung beziehender Parameter, der die Streuung der Werte charakterisiert, die dieser Größe wahrscheinlich zugeschrieben werden können, einschließlich der Effekte durch systematische und zufällig auftretende Einflussfaktoren, ausgedrückt als Abweichung der auftretenden Werte vom Mittelwert in Prozent unter Ansatz eines Konfidenzintervalls von 95 %, wobei jede Asymmetrie der Wertеverteilung berücksichtigt wird;

7. „Berechnungsfaktoren“: unterer Heizwert, Emissionsfaktor, vorläufiger Emissionsfaktor, Oxidationsfaktor, Umsetzungsfaktor, Kohlenstoffgehalt und Biomasseanteil;

8. „Ebene“: eine für die Bestimmung von Tätigkeitsdaten, Berechnungsfaktoren, Jahresemissionen, jährlichem Stundenmittelwert der Emissionen und Nutzlast verwendete feste Vorgabe;

9. „inhärentes Risiko“: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht bzw. Tonnenkilometerbericht für Falschangaben, die für sich allein oder in Verbindung mit anderen Falschangaben eine wesentliche Falschangabe darstellen könnten, vor Berücksichtigung der Wirkung etwaiger verwandter Kontrollaktivitäten;

10. „Kontrollrisiko“: die Anfälligkeit eines Parameters im jährlichen Emissionsbericht bzw. Tonnenkilometerbericht für Falschangaben, die für sich allein oder in Verbindung mit anderen Falschangaben eine wesentliche Falschangabe darstellen könnten und die vom Kontrollsystem weder rechtzeitig verhindert noch erkannt und berichtigt werden können;

11. „Emissionen aus der Verbrennung“: Treibhausgasemissionen, die bei der exothermen Reaktion eines Brennstoffs mit Sauerstoff entstehen;

12. „Berichtszeitraum“: ein Kalenderjahr, in dem Emissionen überwacht und mitgeteilt werden müssen, oder — für Tonnenkilometerdaten — das Überprüfungsjahr gemäß den Artikeln 3e und 3f der Richtlinie 2003/87/EG;

13. „Emissionsfaktor“: die durchschnittliche Rate der Emissionen eines Treibhausgases bezogen auf die Tätigkeitsdaten für einen Stoffstrom, wobei bei der Verbrennung von einer vollständigen Oxidation und bei allen anderen chemischen Reaktionen von einer vollständigen Umsetzung ausgegangen wird;

▼B

14. „Oxidationsfaktor“: das Verhältnis des infolge der Verbrennung zu CO_2 oxidierten Kohlenstoffs zu dem im Brennstoff insgesamt enthaltenen Kohlenstoff, ausgedrückt als Bruchteil von eins; dabei wird das in die Atmosphäre emittierte Kohlenmonoxid (CO) als moläquivalente Menge CO_2 betrachtet;

15. „Umsetzungsfaktor“: das Verhältnis des als CO_2 emittierten Kohlenstoffs zu dem im Stoffstrom vor dem Emissionsprozess enthaltenen Kohlenstoff, ausgedrückt als Bruchteil von eins; dabei wird das in die Atmosphäre emittierte Kohlenmonoxid (CO) als moläquivalente Menge CO_2 betrachtet;

16. „Genauigkeit“: der Grad der Übereinstimmung zwischen dem Messergebnis und dem wahren Wert einer bestimmten Größe (oder einem empirisch mithilfe von international anerkanntem und rückverfolgbarem Kalibriermaterial nach Standardmethoden bestimmten Referenzwert), wobei sowohl zufällig auftretende als auch systematische Einflussfaktoren berücksichtigt werden;

17. „Kalibrierung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zum Abgleich der Messergebnisse eines Messinstruments oder Messsystems oder den Werten eines Prüfnormals oder Referenzmaterials mit den entsprechenden Werten einer auf einen Referenzstandard rückführbaren Bezugsgröße unter vorgegebenen Bedingungen;

18. „Flug“: ein Flug im Sinne von Abschnitt 1 Nummer 1 des Anhangs der Entscheidung 2009/450/EG;

19. „Fluggäste“: die während eines Fluges an Bord eines Flugzeugs befindlichen Personen mit Ausnahme des diensttuenden Bordpersonals;

20. „konservativ“: beruhend auf einer Reihe von auf Sicherheit bedachten Annahmen, wodurch gewährleistet werden soll, dass Jahresemissionen nicht zu niedrig und Tonnenkilometer nicht zu hoch geschätzt werden;

▼M1

21. „Biomasse“: der biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen biologischen Ursprungs der Landwirtschaft, einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe, der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige, einschließlich der Fischerei und der Aquakultur, sowie der biologisch abbaubare Teil von Abfällen, darunter auch Industrie- und Haushaltsabfälle biologischen Ursprungs;

21a. „Biomasse-Brennstoffe“: gasförmige und feste Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;

21b. „Biogas“: gasförmige Kraft- und Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden;

21c. „Abfall“: Abfall im Sinne des Artikels 3 Nummer 1 der Richtlinie 2008/98/EG, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen;

21d. „Reststoff“: Stoff, der kein Endprodukt ist, dessen Produktion durch den Produktionsprozess unmittelbar angestrebt wird; er stellt nicht das primäre Ziel des Produktionsprozesses dar, und der Prozess wurde nicht absichtlich geändert, um ihn zu produzieren;

21e. „Reststoffe aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft“: Reststoffe, die unmittelbar in der Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei und Forstwirtschaft entstanden sind; sie umfassen keine Reststoffe aus damit verbundenen Wirtschaftszweigen oder aus der Verarbeitung;

▼B

22. „flüssige Biobrennstoffe“: flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind;

▼M1

23. „Biokraftstoffe“: flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden;

▼B

24. „gesetzliche messtechnische Kontrolle“: die Kontrolle der für den Anwendungsbereich eines Messgeräts aus Gründen des öffentlichen Interesses, des Gesundheitsschutzes, der öffentlichen Sicherheit und Ordnung, des Umweltschutzes, der Erhebung von Steuern und Abgaben, des Verbraucherschutzes und des lauteren Handels vorgesehenen Messaufgaben;

25. „Fehlergrenze“: der in Anhang I und den gerätespezifischen Anhängen der Richtlinie 2014/32/EU des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]) oder gegebenenfalls in den Rechtsvorschriften für die einzelstaatliche gesetzliche messtechnische Kontrolle festgelegte zulässige Messfehler;

26. „Datenflussaktivitäten“: Aktivitäten im Zusammenhang mit der Erhebung, Verarbeitung und Verwaltung von Daten, die für die Erstellung eines Emissionsberichts anhand von Daten aus Primärquellen benötigt werden;

27. „Tonnen CO_2(Äq)“: metrische Tonnen CO_2 oder CO_2(Äq);

28. „CO_2(Äq)“: ein in Anhang II der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführtes Treibhausgas (außer CO_2) mit einem äquivalenten Treibhauspotenzial wie CO_2;

29. „Messsystem“: die Gesamtheit der Messinstrumente und sonstigen Ausrüstungen, z. B. Probenahmegeräte und Datenverarbeitungssysteme, die der Bestimmung von Variablen wie Tätigkeitsdaten, Kohlenstoffgehalt, Heizwert oder Emissionsfaktor von Treibhausgasemissionen dienen;

30. „unterer Heizwert“ (Hu): die bei vollständiger Verbrennung eines Brennstoffs oder Materials mit Sauerstoff unter Standardbedingungen als Wärme freigesetzte spezifische Energiemenge abzüglich der Verdampfungswärme des Wasserdampfs von etwa gebildetem Wasser;

31. „Prozessemissionen“: Treibhausgasemissionen, bei denen es sich nicht um Emissionen aus der Verbrennung handelt und die infolge einer beabsichtigten bzw. unbeabsichtigten Reaktion zwischen Stoffen oder ihrer Umwandlung entstehen, einschließlich der chemischen oder elektrolytischen Reduktion von Metallerzen, der thermischen Zersetzung von Stoffen und der Erzeugung von Stoffen zur Verwendung als Produkt oder Ausgangsmaterial;

32. „kommerzieller Standardbrennstoff“: ein international standardisierter handelsüblicher Brennstoff, der in Bezug auf seinen spezifischen Heizwert ein 95 %-iges Konfidenzintervall von höchstens 1 % aufweist, einschließlich Gasöl, leichtes Heizöl, Benzin, Lampenöl, Kerosin, Ethan, Propan, Butan, Jetkerosin (JET A1 oder JET A), Jetbenzin (JET B) und Flugbenzin (AvGas);

33. „Charge“: eine bestimmte Brennstoff- oder Materialmenge, die als Einzellieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg repräsentativ beprobt, charakterisiert und weitergeleitet wird;

([1]) Richtlinie 2014/32/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt (ABl. L 96 vom 29.3.2014, S. 149).

▼B

34. „Brennstoffgemisch“: ein Brennstoff, der sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;

35. „Materialgemisch“: ein Material, das sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;

36. „vorläufiger Emissionsfaktor“: der angenommene Gesamtemissionsfaktor eines Brennstoffs oder Materials, basierend auf dem Kohlenstoffgehalt seines Biomasseanteils und seines fossilen Anteils vor der Multiplikation mit dem fossilen Anteil zwecks Bestimmung des Emissionsfaktors;

37. „fossiler Anteil“: das Verhältnis von fossilem Kohlenstoff zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;

38. „Biomasseanteil“: das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;

39. „Energiebilanzmethode“: eine Methode zur Schätzung der als Brennstoff in einem Kessel verwendeten Energiemenge, berechnet als Summe nutzbarer Wärme und aller relevanten Energieverluste durch Strahlung, Wärmeleitung und über Abgase;

40. „kontinuierliche Emissionsmessung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Bestimmung des Wertes einer Größe durch periodische Einzelmessungen, wobei entweder Messungen im Kamin oder extraktive Messungen (Positionierung des Messgeräts in Nähe des Kamins) vorgenommen werden; diese Art der Messung umfasst nicht die Entnahme einzelner Proben aus dem Kamin;

41. „inhärentes CO_2“: CO_2, das Teil eines Stoffstroms ist;

42. „fossiler Kohlenstoff“: anorganischer und organischer Kohlenstoff, bei dem es sich nicht um Biomasse handelt;

43. „Messstelle“: die Emissionsquelle, deren Emissionen mithilfe eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung gemessen werden, oder der Querschnitt eines Pipelinesystems, dessen CO_2-Fluss mithilfe von Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung ermittelt wird;

44. „Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage“: die Unterlagen gemäß den Vorgaben in den internationalen oder einzelstaatlichen Bestimmungen zur Umsetzung der Normen und Verfahrensempfehlungen (Standards and Recommended Practices — SARPs) in Anhang 6 des am 7. Dezember 1944 in Chicago unterzeichneten Abkommens über die internationale Zivilluftfahrt und gemäß den Vorgaben in Anhang IV Teilabschnitt C Abschnitt 3 der Verordnung (EU) Nr. 965/2012 der Kommission ([1]) oder in äquivalenten internationalen Regelungen;

45. „Flugstrecke“: die Großkreisentfernung zwischen Abflug- und Ankunftsflugplatz zuzüglich eines unveränderlichen Faktors von 95 km;

46. „Abflugflugplatz“: der Flugplatz, an dem ein Flug, der eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG darstellt, beginnt;

47. „Ankunftsflugplatz“: der Flugplatz, an dem ein Flug, der eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG darstellt, endet;

48. „Nutzlast“: Gesamtmasse der während eines Fluges an Bord beförderten Fracht, Post, Fluggäste und Gepäckstücke;

([1]) Verordnung (EU) Nr. 965/2012 der Kommission zur Festlegung technischer Vorschriften und von Verwaltungsverfahren in Bezug auf den Flugbetrieb gemäß der Verordnung (EG) Nr. 216/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates (ABl. L 296 vom 25.10.2012, S. 1).

▼B

49. „diffuse Emissionen“: unregelmäßige oder unbeabsichtigte Emissionen aus nicht lokalisierten Quellen oder aus Quellen, die zu vielfältig oder zu klein sind, um einzeln überwacht zu werden;

▼C1

50. „Flugplatz“: ein Flugplatz im Sinne von Abschnitt 1 Nummer 2 des Anhangs der Entscheidung 2009/450/EG;

▼B

51. „Flugplatzpaar“: ein aus einem Abflug- und einem Ankunftsflugplatz bestehendes Paar;

52. „Standardbedingungen“: die Standardtemperatur von 273,15 K und der Standarddruck von 101 325 Pa, die einen Normkubikmeter (Nm^3) definieren;

53. „Speicherstätte“: eine Speicherstätte im Sinne von Artikel 3 Nummer 3 der Richtlinie 2009/31/EG;

54. „CO_2-Abscheidung“: die Abscheidung von CO_2 aus Gasströmen, das anderenfalls emittiert würde, zwecks Transport und geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

55. „CO_2-Transport“: der CO_2-Transport in Pipelines zwecks geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

56. „geologische Speicherung von CO_2“: die geologische Speicherung von CO_2 im Sinne von Artikel 3 Nummer 1 der Richtlinie 2009/31/EG;

57. „abgelassene Emissionen“: Emissionen, die absichtlich an einer vorgegebenen Emissionsstelle aus einer Anlage freigesetzt werden;

58. „tertiäre Kohlenwasserstoffförderung“: die Förderung von Kohlenwasserstoffen über die Förderung durch das Einpumpen von Wasser oder anderen Mitteln hinaus;

59. „Proxywerte“: empirisch oder aus anerkannten Quellen hergeleitete Jahreswerte, die ein Betreiber anstelle der Tätigkeitsdaten oder Berechnungsfaktoren einsetzt, um eine vollständige Berichterstattung zu gewährleisten, wenn die angewendete Überwachungsmethodik nicht alle erforderlichen Tätigkeitsdaten oder Berechnungsfaktoren hervorbringt;

60. „Wassersäule“: eine Wassersäule im Sinne von Artikel 3 Nummer 2 der Richtlinie 2009/31/EG;

61. „Leckage“: eine Leckage im Sinne von Artikel 3 Nummer 5 der Richtlinie 2009/31/EG;

62. „Speicherkomplex“: ein Speicherkomplex im Sinne von Artikel 3 Nummer 6 der Richtlinie 2009/31/EG;

63. „Transportnetz“: ein Transportnetz im Sinne von Artikel 3 Nummer 22 der Richtlinie 2009/31/EG.

▼B

ABSCHNITT 2

Allgemeine Grundsätze

Artikel 4

Allgemeine Verpflichtung

Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber kommen ihren Verpflichtungen zur Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen im Rahmen der Richtlinie 2003/87/EG nach Maßgabe der in den Artikeln 5 bis 9 festgelegten Grundsätze nach.

Artikel 5

Vollständigkeit

Die Überwachung und Berichterstattung ist vollständig und berücksichtigt alle Prozessemissionen und Emissionen aus der Verbrennung aus sämtlichen Emissionsquellen und Stoffströmen im Zusammenhang mit Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG und anderen gemäß Artikel 24 der Richtlinie einbezogenen relevanten Tätigkeiten sowie alle Treibhausgasemissionen, die für diese Tätigkeiten aufgelistet sind, wobei Doppelerfassungen zu vermeiden sind.

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber ergreifen geeignete Maßnahmen, um etwaige Datenlücken während des Berichtszeitraums zu vermeiden.

Artikel 6

Konsistenz, Vergleichbarkeit und Transparenz

(1) Die Überwachung und Berichterstattung erfolgen konsistent und in der Zeitreihe vergleichbar. Zu diesem Zweck wenden die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber dieselben Überwachungsmethodiken und Datensätze an, es sei denn, die zuständige Behörde genehmigt Änderungen und Abweichungen.

(2) Die Überwachungsdaten (einschließlich Annahmen, Bezugswerte, Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren) werden von den Anlagen- und Luftfahrzeugbetreibern auf transparente Weise so ermittelt, erfasst, zusammengestellt, analysiert und dokumentiert, dass die Emissionsbestimmung von der Prüfstelle und der zuständigen Behörde nachvollzogen werden kann.

Artikel 7

Genauigkeit

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber tragen dafür Sorge, dass die Emissionsbestimmung weder systematisch noch wissentlich falsch ist.

Sie identifizieren und reduzieren soweit wie möglich etwaige Unsicherheitsquellen.

Sie gehen mit angemessener Sorgfalt vor, um sicherzustellen, dass bei der Berechnung bzw. Messung der Emissionen möglichst genaue Ergebnisse erzielt werden.

▼B

Artikel 8

Integrität der Methodik und des Emissionsberichts

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber tragen dafür Sorge, dass hinreichende Gewähr für die Integrität der mitzuteilenden Emissionsdaten besteht. Sie bestimmen die Emissionen anhand geeigneter, in dieser Verordnung angeführter Überwachungsmethodiken.

Die Emissionsberichte und die darin gemachten Aussagen enthalten keine wesentlichen Falschangaben in Sinne von Artikel 3 Nummer 6 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 der Kommission ([1]), bei der Auswahl und Präsentation der Informationen werden jegliche Verzerrungen vermieden, und die Berichte gewährleisten eine glaubwürdige und ausgewogene Darstellung der Emissionen einer Anlage oder eines Luftfahrzeugbetreibers.

Bei der Wahl einer Überwachungsmethodik werden die Vorzüge einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abgewogen. Bei der Überwachung von Emissionen und der diesbezüglichen Berichterstattung wird stets größtmögliche Genauigkeit angestrebt, sofern dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßigen Kosten verursacht.

Artikel 9

Fortlaufende Verbesserung

Die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber berücksichtigen bei ihrer weiteren Überwachung und Berichterstattung die Empfehlungen in den gemäß Artikel 15 der Richtlinie 2003/87/EG erstellten Prüfberichten.

Artikel 10

Koordinierung

Benennt ein Mitgliedstaat mehrere zuständige Behörden gemäß Artikel 18 der Richtlinie 2003/87/EG, so koordiniert er die Tätigkeit dieser Behörden, die im Rahmen dieser Verordnung durchgeführt wird.

KAPITEL II

MONITORINGKONZEPT

ABSCHNITT 1

Allgemeine Bestimmungen

Artikel 11

Allgemeine Verpflichtung

(1) Jeder Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber überwacht die Treibhausgasemissionen auf der Grundlage des von der zuständigen Behörde gemäß Artikel 12 genehmigten Monitoringkonzepts im Einklang mit der Art und der Funktionsweise der Anlage bzw. Luftverkehrstätigkeit, für die es angewendet wird.

([1]) Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 der Kommission vom 19. Dezember 2018 über die Prüfung von Daten und die Akkreditierung von Prüfstellen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates (siehe Seite 94 dieses Amtsblatts).

▼B

Das Monitoringkonzept wird gegebenenfalls durch schriftliche Verfahren ergänzt, die der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber für Tätigkeiten im Rahmen des Monitoringkonzepts erstellt, dokumentiert, implementiert und unterhält.

(2) Im Monitoringkonzept gemäß Absatz 1 sind die an den Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber gerichteten Anleitungen in nachvollziehbarer und einfacher Form dargestellt, wobei Doppelarbeiten vermieden und in der Anlage bereits vorhandene oder vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber bereits angewendete Systeme berücksichtigt werden.

Artikel 12

Inhalt und Übermittlung des Monitoringkonzepts

(1) Jeder Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber legt der zuständigen Behörde ein Monitoringkonzept zur Genehmigung vor.

Das Monitoringkonzept besteht aus einer ausführlichen, vollständigen und transparenten Dokumentation der Überwachungsmethodik für eine bestimmte Anlage oder einen bestimmten Luftfahrzeugbetreiber und enthält mindestens die in Anhang I aufgeführten Angaben.

Zusammen mit dem Monitoringkonzept übermittelt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die nachstehend genannten Belege:

a) bei Anlagen für jeden emissionsstarken und emissionsschwachen Stoffstrom einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten (wo zutreffend) für Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für die angewendeten Ebenen gemäß den Anhängen II und IV sowie für jede Emissionsquelle einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten (wo zutreffend) für die angewendeten Ebenen gemäß Anhang VIII;

b) die Ergebnisse einer Risikobewertung, die belegen, dass die vorgeschlagenen Kontrollaktivitäten und Verfahren für Kontrollaktivitäten den identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken angemessen sind.

(2) Wird in Anhang I auf ein Verfahren verwiesen, so wird ein solches Verfahren vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber vom Monitoringkonzept gesondert erstellt, dokumentiert, umgesetzt und unterhalten.

Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber fasst die Verfahren im Monitoringkonzept unter Angabe folgender Informationen zusammen:

a) Bezeichnung des Verfahrens;

b) rückverfolgbare und überprüfbare Referenz zur Identifizierung des Verfahrens;

c) Angabe der Stelle oder Abteilung, die für die Implementierung des Verfahrens sowie für die vom Verfahren generierten oder von ihm verwalteten Daten zuständig ist;

d) Kurzbeschreibung des Verfahrens, anhand deren der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber, die zuständige Behörde und die Prüfstelle die wesentlichen Parameter und ausgeführten Verfahrensschritte verstehen können;

▼B

e) Ort, an dem die einschlägigen Aufzeichnungen und Informationen aufbewahrt sind;

f) gegebenenfalls Name des verwendeten computergestützten Systems;

g) gegebenenfalls eine Auflistung der angewendeten EN- oder sonstigen Normen.

Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber macht der zuständigen Behörde die schriftliche Dokumentation der Verfahren auf Anfrage zugänglich. Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber macht sie zudem für die Prüfung gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 zugänglich.

▼M1

_____

▼B

Artikel 13

Standardisierte und vereinfachte Monitoringkonzepte

(1) Die Mitgliedstaaten können Anlagen- und Luftfahrzeugbetreibern unbeschadet des Artikels 12 Absatz 3 die Verwendung von standardisierten oder vereinfachten Monitoringkonzepten gestatten.

Zu diesem Zweck können die Mitgliedstaaten Vorlagen für diese Monitoringkonzepte, einschließlich einer Beschreibung der Datenfluss- und Kontrollverfahren gemäß den Artikeln 58 und 59, veröffentlichen, denen von der Kommission veröffentlichte Vorlagen und Leitfäden zugrunde liegen.

(2) Vor der Genehmigung eines vereinfachten Monitoringkonzepts gemäß Absatz 1 führt die zuständige Behörde eine vereinfachte Risikoanalyse durch, um festzustellen, ob die vorgeschlagenen Kontrollaktivitäten und Verfahren für Kontrollaktivitäten den identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken angemessen sind, und begründet die Verwendung eines solchen vereinfachten Monitoringkonzepts.

Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die Risikobewertung gemäß dem vorangegangenen Unterabsatz gegebenenfalls selbst durchführt.

Artikel 14

Änderungen des Monitoringkonzepts

(1) Jeder Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber überprüft regelmäßig, ob das Monitoringkonzept der Art und Funktionsweise der Anlage bzw. Luftverkehrstätigkeit im Einklang mit Artikel 7 der Richtlinie 2003/87/EG angemessen ist und ob die Überwachungsmethodik verbessert werden kann.

(2) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber ändert das Monitoringkonzept, zumindest wenn

▼B

a) aufgrund der Durchführung neuer Tätigkeiten oder aufgrund der Verwendung neuer Brennstoffe oder Materialien, die im Monitoringkonzept noch nicht enthalten sind, neue Emissionen auftreten;

b) es bei der Datenverfügbarkeit aufgrund der Verwendung neuer Arten von Messinstrumenten, neuer Probenahmeverfahren oder neuer Analysemethoden oder aus anderen Gründen Änderungen gegeben hat, sodass die Emissionen genauer bestimmt werden können;

c) sich herausgestellt, dass aus der bislang angewendeten Überwachungsmethodik resultierende Daten nicht korrekt sind;

d) eine Änderung des Monitoringkonzepts die Genauigkeit der mitgeteilten Daten verbessert, vorausgesetzt, dass dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßigen Kosten verursacht;

e) sich herausstellt, dass das Monitoringkonzept mit den Bestimmungen dieser Verordnung nicht in Einklang steht, und die zuständige Behörde den Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber auffordert, es zu ändern;

f) den in einem Prüfbericht enthaltenen Vorschlägen für Verbesserungen des Monitoringkonzepts nachgekommen werden muss.

Artikel 15

Genehmigung von Änderungen des Monitoringkonzepts

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber übermittelt der zuständigen Behörde umgehend etwaige Vorschläge für Änderungen des Monitoringkonzepts.

Die zuständige Behörde kann dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber jedoch gestatten, Änderungen des Monitoringkonzepts, bei denen es sich nicht um erhebliche Änderungen gemäß den Absätzen 3 und 4 handelt, bis spätestens 31. Dezember desselben Jahres zu übermitteln.

(2) Erhebliche Änderungen des Monitoringkonzepts im Sinne der Absätze 3 und 4 bedürfen der Genehmigung durch die zuständige Behörde.

Betrachtet die zuständige Behörde eine Änderung als nicht erheblich, so teilt sie dies dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber umgehend mit.

(3) Erhebliche Änderungen des Monitoringkonzepts einer Anlage sind insbesondere

a) Änderungen der Kategorie der Anlage, sofern diese Änderungen eine Änderung der Überwachungsmethodik erfordern oder zu einer Änderung der gemäß Artikel 23 der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 anwendbaren Wesentlichkeitsschwelle führen;

b) unbeschadet des Artikels 47 Absatz 8 Änderungen bezüglich der Einstufung einer Anlage als „Anlage mit geringen Emissionen“;

c) Änderungen von Emissionsquellen;

d) ein Wechsel von auf Berechnung zu auf Messung beruhenden Methodiken oder umgekehrt bzw. von einer Fall-back-Methodik zu einer auf Ebenen basierenden Methodik für die Emissionsermittlung oder umgekehrt;

▼B

e) eine Änderung der angewendeten Ebene;

f) die Einführung neuer Stoffströme;

g) eine Änderung der Kategorisierung von Stoffströmen, d. h. ein Wechsel zwischen den Kategorien emissionsstarker Stoffstrom, emissionsschwacher Stoffstrom oder De-minimis-Stoffstrom, sofern die Änderung eine Änderung der Überwachungsmethodik erforderlich macht;

h) eine Änderung des Standardwerts für einen Berechnungsfaktor, wenn der Wert im Monitoringkonzept festzusetzen ist;

i) die Einführung neuer Methoden oder die Änderung bestehender Methoden für die Probenahme, Analyse oder Kalibrierung, wenn sich dies unmittelbar auf die Genauigkeit der Emissionsdaten auswirkt;

j) die Anwendung oder Anpassung eines Verfahrens zur Quantifizierung von Emissionen aus Leckagen in Speicherstätten.

(4) Erhebliche Änderungen der Monitoringkonzepte eines Luftfahrzeugbetreibers sind insbesondere

a) in Bezug auf das Monitoringkonzept für Emissionen:

   i) eine Änderung von im Monitoringkonzept festgesetzten Werten von Emissionsfaktoren;

   ii) ein Wechsel zwischen den Berechnungsmethoden gemäß Anhang III oder ein Wechsel von der Anwendung einer Berechnungsmethode zur Anwendung einer Schätzmethodik gemäß Artikel 55 Absatz 2 oder umgekehrt;

   iii) die Einführung neuer Stoffströme;

   iv) Änderungen bezüglich der Einstufung eines Luftfahrzeugbetreibers als Kleinemittent im Sinne von Artikel 55 Absatz 1 oder bezüglich eines der Schwellenwerte gemäß Artikel 28a Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG;

b) in Bezug auf das Monitoringkonzept für Tonnenkilometerdaten:

   i) ein Wechsel zwischen nichtkommerziellem und kommerziellem Status der erbrachten Luftbeförderungsleistung;

   ii) ein Wechsel des Objekts der Luftbeförderungsleistung (Fluggäste, Fracht oder Post).

Artikel 16

Anwendung und Aufzeichnung von Änderungen

(1) Vor Erhalt der Genehmigung bzw. der Mitteilung gemäß Artikel 15 Absatz 2 darf der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die Überwachung und Berichterstattung anhand des geänderten Monitoringkonzepts vornehmen, wenn er vernünftigerweise davon ausgehen kann, dass die vorgeschlagenen Änderungen nicht erheblich sind, oder wenn die Überwachung nach dem ursprünglichen Monitoringkonzept unvollständige Emissionsdaten ergeben würde.

▼M1

In Zweifelsfällen wendet der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber parallel sowohl das geänderte als auch das ursprüngliche Monitoringkonzept an, sodass die gesamte Überwachung und Berichterstattung nach beiden Konzepten erfolgt, und führt Aufzeichnungen über die Ergebnisse beider Überwachungen.

▼B

(2) Nach Erhalt der Genehmigung bzw. der Mitteilung gemäß Artikel 15 Absatz 2 verwendet der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber ausschließlich die Daten, die sich auf das geänderte Monitoringkonzept beziehen, und nimmt die gesamte Überwachung und Berichterstattung ab dem Zeitpunkt, ab dem diese Fassung des Monitoringkonzepts anwendbar ist, ausschließlich anhand des geänderten Monitoringkonzepts vor.

(3) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber führt Aufzeichnungen von sämtlichen Änderungen des Monitoringkonzepts. Jede Aufzeichnung enthält:

a) eine transparente Beschreibung der Änderung;

b) eine Begründung der Änderung;

c) das Datum der Übermittlung der Änderung an die zuständige Behörde gemäß Artikel 15 Absatz 1;

d) das Datum der Empfangsbestätigung der zuständigen Behörde für die Übermittlung gemäß Artikel 15 Absatz 1, soweit vorliegend, sowie das Datum der Genehmigung bzw. der Mitteilung gemäß Artikel 15 Absatz 2;

e) das Datum, ab dem das geänderte Monitoringkonzept im Einklang mit Absatz 2 angewendet wird.

ABSCHNITT 2

Technische Machbarkeit und unverhältnismäßige Kosten

Artikel 17

Technische Machbarkeit

Erklärt ein Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber, dass die Anwendung einer bestimmten Überwachungsmethodik technisch nicht machbar ist, so bewertet die zuständige Behörde die technische Machbarkeit, wobei sie die Begründung des Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreibers berücksichtigt. Diese Begründung stützt sich darauf, dass dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber technische Mittel zur Verfügung stehen, die den Erfordernissen eines vorgeschlagenen Systems oder einer vorgeschlagenen Auflage gerecht werden und innerhalb der für die Zwecke dieser Verordnung erforderlichen Zeitspanne eingesetzt werden können. Diese technischen Mittel schließen auch die Verfügbarkeit der erforderlichen Techniken und Technologie ein.

Artikel 18

Unverhältnismäßige Kosten

(1) Erklärt ein Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber, dass die Anwendung einer bestimmten Überwachungsmethodik zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, so bewertet die zuständige Behörde die Verhältnismäßigkeit der Kosten, wobei sie die Begründung des Betreibers berücksichtigt.

▼B

Die zuständige Behörde sieht Kosten als unverhältnismäßig an, wenn die geschätzten Kosten den Nutzen überwiegen. Zu diesem Zweck wird der Nutzen durch Multiplikation eines Verbesserungsfaktors mit einem Referenzpreis von 20 EUR je Zertifikat berechnet; die Kosten schließen einen angemessenen Abschreibungszeitraum auf Basis der wirtschaftlichen Lebensdauer der Ausrüstung ein.

(2) Bei der Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten in Bezug auf die für die Tätigkeitsdaten vom Betreiber gewählte Ebene verwendet die zuständige Behörde als Verbesserungsfaktor gemäß Absatz 1 die Differenz zwischen der bisher erreichten Unsicherheit und der Unsicherheitsschwelle, die durch die Verbesserung für die Ebene erreicht würde, multipliziert mit den durch den betreffenden Stoffstrom verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Jahren.

Sind solche Daten über die durch den betreffenden Stoffstrom verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Jahren nicht verfügbar, so nimmt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber eine konservative Schätzung der durchschnittlichen Jahresemissionen — ohne CO_2 aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — vor. Bei Messinstrumenten, die einer einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen, kann die bisher erreichte Unsicherheit durch den höchstzulässigen Verkehrsfehler nach den einschlägigen einzelstaatlichen Rechtsvorschriften ersetzt werden.

▼M1

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5, sofern dem Betreiber die einschlägigen Informationen zu den Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhauseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die für die Verbrennung verwendet werden, zur Verfügung stehen.

▼B

(3) Bei der Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten in Bezug auf Maßnahmen, die die Qualität der Emissionsberichterstattung verbessern, aber keine direkten Auswirkungen auf die Genauigkeit der Tätigkeitsdaten haben, verwendet die zuständige Behörde als Verbesserungsfaktor 1 % der durch die betreffenden Stoffströme verursachten durchschnittlichen Jahresemissionen in den letzten drei Berichtszeiträumen. Zu diesen Maßnahmen können insbesondere gehören:

a) ein Wechsel von Standardwerten zu Analysen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren;

b) eine Erhöhung der Zahl von Analysen je Stoffstrom;

c) sofern die betreffende Messaufgabe nicht unter eine einzelstaatliche gesetzliche messtechnische Kontrolle fällt, die Ersetzung von Messinstrumenten durch Instrumente, die den einschlägigen Bestimmungen der gesetzlichen messtechnischen Kontrolle des Mitgliedstaats bei vergleichbaren Anwendungen entsprechen, oder durch Messinstrumente, die den gemäß der Richtlinie 2014/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates [1] oder der Richtlinie 2014/32/EU erlassenen einzelstaatlichen Bestimmungen entsprechen;

d) die Verkürzung der Kalibrierungs- und Wartungsintervalle für Messinstrumente;

e) Verbesserungen von Datenfluss- und Kontrollaktivitäten, mit denen das inhärente Risiko oder das Kontrollrisiko erheblich verringert wird.

(4) Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik einer Anlage, deren Gesamtkosten 2 000 EUR im Berichtszeitraum nicht überschreiten, gelten nicht als unverhältnismäßig. Für Anlagen mit geringen Emissionen liegt dieser Schwellenwert bei 500 EUR im Berichtszeitraum.

[1] Richtlinie 2014/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Februar 2014 zur Angleichung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten betreffend die Bereitstellung nichtselbsttätiger Waagen auf dem Markt (ABl. L 96 vom 29.3.2014, S. 107).

▼B

KAPITEL III

ÜBERWACHUNG DER EMISSIONEN VON ORTSFESTEN ANLAGEN

ABSCHNITT 1

Allgemeine Bestimmungen

Artikel 19

Kategorisierung von Anlagen, Stoffströmen und Emissionsquellen

(1) Für die Zwecke der Emissionsüberwachung und zur Bestimmung der Mindestanforderungen für Ebenen bestimmt der Anlagenbetreiber die Kategorie seiner Anlage gemäß Absatz 2 und gegebenenfalls die Kategorie jedes Stoffstroms gemäß Absatz 3 und jeder Emissionsquelle gemäß Absatz 4.

(2) Der Anlagenbetreiber stuft jede Anlage in eine der folgenden Kategorien ein:

a) Kategorie A, wenn die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums — ohne CO_2 aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — höchstens 50 000 Tonnen CO_2(Äq) betragen;

b) Kategorie B, wenn die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums — ohne CO_2 aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — mehr als 50 000 Tonnen, aber nicht mehr als 500 000 Tonnen CO_2(Äq) betragen;

c) Kategorie C, wenn die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums — ohne CO_2 aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — mehr als 500 000 Tonnen CO_2(Äq) betragen.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung der in Unterabsatz 1 genannten Anlage zwar überschritten wird, der Anlagenbetreiber jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(3) Der Anlagenbetreiber vergleicht — vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — jeden Stoffstrom mit der Summe aller absoluten Werte von fossilem CO_2 und CO_2(Äq) für alle Stoffströme, die in die auf Berechnung beruhenden Methodiken einbezogen wurden, sowie aller Emissionen aus Emissionsquellen, die mit auf Messung beruhenden Methodiken überwacht wurden, und stuft anhand dessen jeden Stoffstrom in eine der folgenden Kategorien ein:

▼B

a) „emissionsschwache Stoffströme“, wenn die vom Anlagenbetreiber ausgewählten Stoffströme kumuliert weniger als 5 000 Tonnen der jährlichen Emissionen an fossilem CO_2 freisetzen oder für weniger als 10 % (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 100 000 Tonnen fossilem CO_2/Jahr) verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut größere Wert maßgebend ist;

b) „De-minimis-Stoffströme“, wenn die vom Anlagenbetreiber ausgewählten Stoffströme kumuliert weniger als 1 000 Tonnen der jährlichen Emissionen an fossilem CO_2 freisetzen oder für weniger als 2 % (bis zu einem maximalen Gesamtanteil von 20 000 Tonnen fossilem CO_2/Jahr) verantwortlich sind, wobei der jeweils absolut größere Wert maßgebend ist;

c) „emissionsstarke Stoffströme“, wenn die Stoffströme nicht in die Kategorien gemäß den Buchstaben a und b fallen.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung der in Unterabsatz 1 genannten Stoffströme als emissionsschwache Stoffströme oder De-minimis-Stoffströme zwar überschritten wird, der Anlagenbetreiber jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(4) Der Anlagenbetreiber stuft jede Emissionsquelle, für die eine auf Messung beruhende Methodik angewendet wird, in eine der folgenden Kategorien ein:

a) „kleine Emissionsquellen“, wenn die Emissionsquelle weniger als 5 000 Tonnen an fossilem CO_2(Äq)/Jahr emittiert oder für weniger als 10 % der fossilen Gesamtemissionen der Anlage (bis zu einem maximalen Anteil von 100 000 Tonnen fossilem CO_2(Äq)/Jahr) verantwortlich ist, wobei der jeweils absolut größere Wert maßgebend ist;

b) „große Emissionsquellen“, wenn die Emissionsquelle nicht als kleine Emissionsquelle einzustufen ist.

Abweichend von Artikel 14 Absatz 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber gestatten, das Monitoringkonzept nicht zu ändern, wenn auf der Grundlage der geprüften Emissionen der Schwellenwert für die Einstufung einer Emissionsquelle als kleine Emissionsquelle gemäß Unterabsatz 1 zwar überschritten wird, der Anlagenbetreiber jedoch der zuständigen Behörde nachweist, dass dieser Schwellenwert nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und in den nachfolgenden Berichtszeiträumen nicht erneut überschritten wird.

(5) Sind die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums nicht verfügbar oder für die Zwecke des Absatzes 2 nicht mehr repräsentativ, so nimmt der Anlagenbetreiber eine konservative Schätzung der durchschnittlichen Jahresemissionen — ohne CO_2 aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — vor, um die Kategorie der Anlage zu bestimmen.

▼M1

(6) Für die Zwecke dieses Artikels gilt Artikel 38 Absatz 5.

▼B

Artikel 20

Grenzen der Überwachung

(1) Die Anlagenbetreiber bestimmen die Grenzen der Überwachung für jede Anlage.

▼B

Innerhalb dieser Grenzen bezieht der Anlagenbetreiber alle relevanten Treibhausgasemissionen aus allen Emissionsquellen und Stoffströmen, die den in der Anlage durchgeführten Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG zugeordnet sind, sowie Tätigkeiten und Treibhausgase ein, die der Mitgliedstaat, in dem sich die Anlage befindet, gemäß Artikel 24 jener Richtlinie einbezogen hat.

Außerdem bezieht der Anlagenbetreiber Emissionen infolge des regulären Betriebs sowie Emissionen infolge außergewöhnlicher Vorgänge wie Inbetriebnahme, Stilllegung und Notfallsituationen innerhalb des Berichtszeitraums ein, ausgenommen Emissionen aus fahrbaren Maschinen für Beförderungszwecke.

(2) Bei der Festlegung des Überwachungs- und Berichterstattungsprozesses berücksichtigt der Anlagenbetreiber die sektorspezifischen Anforderungen von Anhang IV.

(3) Werden Leckagen aus einem Speicherkomplex im Sinne der Richtlinie 2009/31/EG festgestellt und führen diese zu Emissionen oder zur Abgabe von CO_2 in die Wassersäule, so werden diese als Emissionsquellen der betreffenden Anlage betrachtet und gemäß Abschnitt 23 von Anhang IV dieser Verordnung überwacht.

Die zuständige Behörde kann gestatten, dass eine Leckage-Emissionsquelle vom Überwachungs- und Berichterstattungsprozess ausgenommen wird, sobald Abhilfemaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine weiteren Emissionen oder Abgaben in die Wassersäule aus der Leckage festgestellt werden können.

Artikel 21

Wahl der Überwachungsmethodik

(1) Für die Überwachung der Emissionen einer Anlage wählt der Anlagenbetreiber entweder eine auf Berechnung oder eine auf Messung beruhende Methodik nach Maßgabe der spezifischen Vorschriften dieser Verordnung.

Bei einer auf Berechnung beruhenden Methodik werden Emissionen aus Stoffströmen anhand von Tätigkeitsdaten ermittelt, die durch Messsysteme und zusätzliche Parameter aus Laboranalysen oder Standardwerten gewonnen werden. Die auf Berechnung beruhende Methodik kann durch die Standardmethodik gemäß Artikel 24 oder durch die Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 implementiert werden.

Bei einer auf Messung beruhenden Methodik werden Emissionen aus Emissionsquellen durch kontinuierliche Messung der Konzentration des betreffenden Treibhausgases im Abgasstrom und durch kontinuierliche Messung des Abgasstroms als solchem ermittelt, einschließlich der Überwachung von CO_2-Weiterleitungen zwischen Anlagen, bei der die CO_2-Konzentration und die Durchflussmenge des weitergeleiteten Gases gemessen werden.

Bei Anwendung der auf Berechnung beruhenden Methodik gibt der Anlagenbetreiber im Monitoringkonzept für jeden Stoffstrom an, ob er die Standardmethodik oder die Massenbilanzmethodik anwendet, einschließlich der betreffenden Ebenen gemäß Anhang II.

▼B

(2) Mit Genehmigung der zuständigen Behörde kann der Anlagenbetreiber für unterschiedliche, zur selben Anlage gehörende Emissionsquellen und Stoffströme Standardmethodik, Massenbilanzmethodik und auf Messung beruhende Methodiken kombinieren, sofern es in Bezug auf die Emissionen weder zu Lücken noch zu Doppelerfassungen kommt.

(3) Erfordern die sektorspezifischen Anforderungen des Anhangs IV die Anwendung einer spezifischen Überwachungsmethodik, so wendet der Anlagenbetreiber diese Methodik oder eine auf Messung beruhende Methodik an. Der Anlagenbetreiber kann nur dann eine andere Methodik wählen, wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die Anwendung der vorgeschriebenen Methodik technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt oder dass die alternative Methodik eine insgesamt höhere Genauigkeit der Emissionsdaten ergibt.

Artikel 22

Nicht auf Ebenen basierende Überwachungsmethodiken

Abweichend von Artikel 21 Absatz 1 kann der Anlagenbetreiber für ausgewählte Stoffströme oder Emissionsquellen eine nicht auf Ebenen basierende Überwachungsmethodik (im Folgenden „Fall-back-Methodik“) anwenden, sofern alle nachstehenden Bedingungen erfüllt sind:

a) Die Anwendung von mindestens Ebene 1 im Rahmen der auf Berechnung beruhenden Methodik für einen oder mehrere emissionsstarke oder emissionsschwache Stoffströme und einer auf Messung beruhenden Methodik für mindestens eine mit denselben Stoffströmen verbundene Emissionsquelle ist technisch nicht machbar oder würde zu unverhältnismäßigen Kosten führen;

b) der Anlagenbetreiber bewertet und quantifiziert jedes Jahr die Unsicherheiten bei allen für die Bestimmung der Jahresemissionen verwendeten Parametern im Einklang mit dem *ISO-Leitfaden zur Angabe der Unsicherheit beim Messen* (JCGM 100:2008) oder einer anderen gleichwertigen und international akzeptierten Norm und nimmt die Ergebnisse in den jährlichen Emissionsbericht auf;

c) der Anlagenbetreiber weist der zuständigen Behörde nach, dass bei Anwendung einer solchen „Fall-back-Überwachungsmethodik“ die Gesamtunsicherheitsschwellen für die jährlichen Treibhausgasemissionen für die gesamte Anlage bei Anlagen der Kategorie A 7,5 %, bei Anlagen der Kategorie B 5,0 % und bei Anlagen der Kategorie C 2,5 % nicht überschreiten.

Artikel 23

Vorübergehende Änderungen der Überwachungsmethodik

(1) Ist es aus technischen Gründen vorübergehend nicht möglich, das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept anzuwenden, so wendet der Anlagenbetreiber die höchste erreichbare Ebene oder, wenn die Anwendung einer Ebene nicht erreichbar ist, einen konservativen, nicht auf Ebenen basierenden Ansatz an, bis die Bedingungen für die Anwendung der im Monitoringkonzept genehmigten Ebene wiederhergestellt sind.

▼B

Der Anlagenbetreiber trifft alle erforderlichen Vorkehrungen, um zügig zur Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts zurückzukehren.

(2) Der Anlagenbetreiber teilt der zuständigen Behörde die vorübergehende Änderung der Überwachungsmethodik gemäß Absatz 1 umgehend mit und gibt dabei Folgendes an:

a) die Gründe für die Abweichung von dem von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzept;

b) die Einzelheiten der zwischenzeitlich angewendete Überwachungsmethodik, mit der der Anlagenbetreiber die Emissionen bestimmt, bis die Bedingungen für die Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts wiederhergestellt sind;

c) die Maßnahmen, die der Anlagenbetreiber trifft, um die Bedingungen für die Anwendung des von der zuständigen Behörde genehmigten Monitoringkonzepts wiederherzustellen;

d) den voraussichtlichen Zeitpunkt, zu dem das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept wieder angewendet wird.

ABSCHNITT 2

Auf Berechnung beruhende Methodik

Unterabschnitt 1

Allgemeines

Artikel 24

Berechnung von Emissionen nach der Standardmethodik

(1) Bei Anwendung der Standardmethodik berechnet der Anlagenbetreiber die Emissionen aus der Verbrennung für jeden Stoffstrom, indem er die Tätigkeitsdaten (die verfeuerte Brennstoffmenge, ausgedrückt als Terajoule auf der Grundlage des unteren Heizwerts) mit dem entsprechenden Emissionsfaktor, ausgedrückt als Tonnen CO_2 je Terajoule (t CO_2/TJ) im Einklang mit der Verwendung des unteren Heizwerts, sowie mit dem entsprechenden Oxidationsfaktor multipliziert.

Die zuständige Behörde kann die Verwendung von als t CO_2/t oder t CO_2/Nm^3 ausgedrückten Brennstoffemissionsfaktoren gestatten. In solchen Fällen bestimmt der Anlagenbetreiber die Emissionen aus der Verbrennung, indem er die Tätigkeitsdaten (die verfeuerte Brennstoffmenge, ausgedrückt als Tonnen oder Normkubikmeter) mit dem entsprechenden Emissionsfaktor und dem entsprechenden Oxidationsfaktor multipliziert.

(2) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Prozessemissionen für jeden Stoffstrom, indem er die Tätigkeitsdaten (Materialverbrauch, Durchsatz oder Produktionsmenge, ausgedrückt als Tonnen oder Normkubikmeter) mit dem entsprechenden Emissionsfaktor, ausgedrückt als t CO_2/t oder t CO_2/Nm^3, und dem entsprechenden Umsetzungsfaktor multipliziert.

(3) Schließt ein Emissionsfaktor der Ebene 1 oder der Ebene 2 die Wirkung von unvollständigen chemischen Reaktionen bereits ein, so wird der Oxidationsfaktor bzw. Umsetzungsfaktor auf 1 gesetzt.

▼B

Artikel 25

Berechnung von Emissionen nach der Massenbilanzmethodik

(1) Bei Anwendung der Massenbilanzmethodik berechnet der Anlagenbetreiber die Menge CO_2, die den einzelnen in die Massenbilanz einbezogenen Stoffströmen entspricht, indem er die Tätigkeitsdaten (die in die Grenzen der Massenbilanz eingehende oder sie verlassende Brennstoff- bzw. Materialmenge) mit dem Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs bzw. Materials und diesen mit 3,664 t CO_2/t C multipliziert, wobei Anhang II Abschnitt 3 angewendet wird.

(2) Unbeschadet des Artikels 49 sind die Emissionen des von der Massenbilanz erfassten Gesamtprozesses die Summe der CO_2-Mengen, die sämtlichen in die Massenbilanz einbezogenen Stoffströmen entsprechen. In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird in der Massenbilanz als Emission der moläquivalenten Menge CO_2 berechnet.

Artikel 26

Anzuwendende Ebenen

(1) Bei der Festlegung der relevanten Ebenen für emissionsstarke und emissionsschwache Stoffströme gemäß Artikel 21 Absatz 1 zur Bestimmung der Tätigkeitsdaten und der einzelnen Berechnungsfaktoren wendet der Anlagenbetreiber Folgendes an:

a) mindestens die in Anhang V aufgeführten Ebenen, wenn es sich um eine Anlage der Kategorie A handelt oder wenn ein Berechnungsfaktor für einen Stoffstrom benötigt wird, bei dem es sich um einen kommerziellen Standardbrennstoff handelt;

b) in anderen Fällen als denjenigen gemäß Buchstabe a: die höchste in Anhang II definierte Ebene.

Bei emissionsstarken Stoffströmen kann der Anlagenbetreiber jedoch für Anlagen der Kategorie C eine Ebene eine Stufe unterhalb der Ebenen gemäß Unterabsatz 1 und für Anlagen der Kategorien A und B eine Ebene um bis zu zwei Stufen unterhalb der Ebenen gemäß Unterabsatz 1 anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

Die zuständige Behörde kann einem Anlagenbetreiber für einen mit dem Anlagenbetreiber vereinbarten Übergangszeitraum die Anwendung von Ebenen für emissionsstarke Stoffströme gestatten, die noch unter den Ebenen gemäß Unterabsatz 2 liegen (mit Ebene 1 als Minimum), wenn

a) der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 2 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt, und

b) der Anlagenbetreiber einen Verbesserungsplan vorlegt, in dem dargelegt ist, wie und bis wann mindestens die gemäß Unterabsatz 2 erforderliche Ebene erreicht werden wird.

▼B

(2) Für emissionsschwache Stoffströme kann der Anlagenbetreiber eine niedrigere Ebene als gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderlich anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(3) Für De-minimis-Stoffströme kann der Anlagenbetreiber für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten und der einzelnen Berechnungsfaktoren konservative Schätzungen anstelle von Ebenen anwenden, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

(4) Für den Oxidationsfaktor und den Umsetzungsfaktor wendet der Anlagenbetreiber als Minimum die niedrigsten in Anhang II aufgeführten Ebenen an.

(5) In Fällen, in denen die zuständige Behörde die Verwendung von als t CO_2/t oder t CO_2/Nm^3 ausgedrückten Brennstoffemissionsfaktoren genehmigt hat, sowie für Brennstoffe als Prozess-Input oder in Massenbilanzen gemäß Artikel 25 kann der untere Heizwert mithilfe einer konservativen Schätzung anstelle von Ebenen überwacht werden, es sei denn, eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar.

Unterabschnitt 2

Tätigkeitsdaten

Artikel 27

Bestimmung von Tätigkeitsdaten

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Tätigkeitsdaten für einen Stoffstrom nach einem der nachstehenden Verfahren:

a) durch kontinuierliche Messung am Prozess, der die Emissionen verursacht,

b) durch Aggregierung von gesondert vorgenommenen Mengenmessungen unter Berücksichtigung relevanter Bestandsveränderungen.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 Buchstabe b wird die im Berichtszeitraum verarbeitete Brennstoff- oder Materialmenge berechnet als die im Berichtszeitraum erhaltene Brennstoff- oder Materialmenge abzüglich der Brennstoff- oder Materialmenge, die die Anlage verlassen hat, zuzüglich der zu Beginn des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff- oder Materialmenge und abzüglich der am Ende des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Brennstoff- oder Materialmenge.

Sollte die Bestimmung der auf Lager befindlichen Mengen durch direkte Messung technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber diese Mengen wie folgt schätzen:

a) anhand von Vorjahresdaten in Korrelation mit der Produktionsmenge für den Berichtszeitraum;

▼B

b) anhand von dokumentierten Methoden und den entsprechenden Daten in geprüften Finanzberichten für den Berichtszeitraum.

Sollte die Bestimmung von Tätigkeitsdaten für das gesamte Kalenderjahr technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber den nächstgeeigneten Tag wählen, um ein Berichtsjahr vom folgenden abzugrenzen, und eine entsprechende Abstimmung für das erforderliche Kalenderjahr vornehmen. Die Abweichungen für einen oder mehrere Stoffströme werden genau festgehalten, bilden die Grundlage für einen für das Kalenderjahr repräsentativen Wert und sind auch im Folgejahr konsequent heranzuziehen.

Artikel 28

Messsysteme unter der Kontrolle des Anlagenbetreibers

(1) Für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten gemäß Artikel 27 greift der Anlagenbetreiber auf Messergebnisse zurück, die mit unter seiner eigenen Kontrolle in der Anlage befindlichen Messsystemen erzielt werden, sofern alle der nachstehenden Bedingungen erfüllt sind:

a) Der Anlagenbetreiber führt eine Unsicherheitsbewertung durch und trägt dafür Sorge, dass die Unsicherheitsschwelle der jeweiligen Ebene eingehalten wird.

b) Der Anlagenbetreiber trägt mindestens einmal jährlich sowie nach jeder Kalibrierung eines Messinstruments dafür Sorge, dass die Kalibrierungsergebnisse, multipliziert mit einem konservativen Anpassungsfaktor, mit den relevanten Unsicherheitsschwellen verglichen werden. Der konservative Anpassungsfaktor basiert auf einer geeigneten Zeitreihe von vorangegangenen Kalibrierungen des betreffenden oder vergleichbarer Messinstrumente, um der Unsicherheit beim Einsatz Rechnung zu tragen.

Bei Überschreitung der gemäß Artikel 12 genehmigten Ebenenschwellen oder festgestellter Nichtkonformität der Ausrüstung in Bezug auf andere Anforderungen trifft der Anlagenbetreiber umgehend Abhilfemaßnahmen und setzt die zuständige Behörde hiervon in Kenntnis.

(2) Der Anlagenbetreiber legt der zuständigen Behörde die Unsicherheitsbewertung gemäß Absatz 1 Buchstabe a vor, wenn er ein neues Monitoringkonzept übermittelt oder wenn dies für eine Änderung des genehmigten Monitoringkonzepts relevant ist.

Die Unsicherheitsbewertung erstreckt sich auf die angegebene Unsicherheit der eingesetzten Messinstrumente, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Kalibrierung sowie alle weiteren Unsicherheiten, die sich aus dem Einsatz der Messgeräte in der Praxis ergeben. Die Unsicherheitsbewertung erstreckt sich auf die Unsicherheit im Zusammenhang mit Bestandsveränderungen, wenn die Lagervorrichtungen mindestens 5 % der jährlich verbrauchten Menge des betreffenden Brennstoffs oder Materials aufnehmen können. Bei der Durchführung der Bewertung berücksichtigt der Anlagenbetreiber, dass sich die vorgegebenen Werte, anhand deren die Ebenen-Unsicherheitsschwellen in Anhang II festgelegt werden, auf die Unsicherheit über den gesamten Berichtszeitraum beziehen.

▼B

Vorausgesetzt die betreffenden Messgeräte wurden in eine für ihre Einsatzspezifikationen geeignete Umgebung eingebaut, kann der Anlagenbetreiber die Unsicherheitsbewertung vereinfachen, indem er davon ausgeht, dass die für das Messgerät angegebene Fehlergrenze bei Einsatz des Messgeräts in der Praxis oder — falls niedriger — die Unsicherheit aus der Kalibrierung, multipliziert mit einem konservativen Anpassungsfaktor, um dem Einfluss der Unsicherheit beim Einsatz Rechnung zu tragen, als die Unsicherheit während des gesamten Berichtszeitraums nach Maßgabe der Ebenendefinitionen in Anhang II angesehen werden kann.

(3) Unbeschadet des Absatzes 2 kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber die Verwendung von Messergebnissen gestatten, die mit unter seiner eigenen Kontrolle in der Anlage befindlichen Messsystemen erzielt werden, wenn der Anlagenbetreiber nachweist, dass die eingesetzten Messinstrumente der einschlägigen einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen.

Zu diesem Zweck kann der höchstzulässige Verkehrsfehler, der nach den einzelstaatlichen Rechtsvorschriften zur gesetzlichen messtechnischen Kontrolle für die betreffende Messaufgabe gestattet ist, ohne Vorlage weiterer Nachweise als Unsicherheitswert verwendet werden.

Artikel 29

Messsysteme außerhalb der Kontrolle des Anlagenbetreibers

(1) Ergibt eine vereinfachte Unsicherheitsanalyse, dass die Verwendung von Messsystemen außerhalb der Kontrolle des Anlagenbetreibers im Vergleich zur Verwendung von Messsystemen unter der Kontrolle des Anlagenbetreibers gemäß Artikel 28 dem Anlagenbetreiber die Einhaltung einer mindestens ebenso hohen Ebene ermöglicht, verlässlichere Ergebnisse zeigt und weniger anfällig für Kontrollrisiken ist, so bestimmt der Anlagenbetreiber die Tätigkeitsdaten anhand von Messsystemen außerhalb seiner eigenen Kontrolle.

Zu diesem Zweck kann der Anlagenbetreiber auf eine der folgenden Datenquellen zurückgreifen:

a) die Mengen, die in den von einem Handelspartner ausgestellten Rechnungen ausgewiesen sind, sofern eine kommerzielle Transaktion zwischen zwei unabhängigen Handelspartnern stattfindet;

b) die durch direktes Ablesen von den Messsystemen ermittelten Werte.

(2) Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass die anzuwendende Ebene gemäß Artikel 26 eingehalten wird.

Zu diesem Zweck kann der höchstzulässige Verkehrsfehler, der nach den einzelstaatlichen Rechtsvorschriften zur gesetzlichen messtechnischen Kontrolle für die betreffende kommerzielle Transaktion gestattet ist, ohne Vorlage weiterer Nachweise als Unsicherheit verwendet werden.

Sind die im Rahmen der einzelstaatlichen gesetzlichen messtechnischen Kontrolle geltenden Vorgaben weniger streng als die anzuwendende Ebene gemäß Artikel 26, so lässt sich der Anlagenbetreiber von dem für das Messsystem verantwortlichen Handelspartner die anzuwendende Unsicherheit bestätigen.

▼B

Unterabschnitt 3

Berechnungsfaktoren

Artikel 30

Bestimmung von Berechnungsfaktoren

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Berechnungsfaktoren nach Maßgabe der anzuwendenden Ebene entweder als Standardwerte oder als Analysewerte.

(2) Der Anlagenbetreiber bestimmt und meldet die Berechnungsfaktoren für den Zustand, wie er auch für die entsprechenden Tätigkeitsdaten verwendet wird, d. h. den Zustand, in dem sich der Brennstoff bzw. das Material beim Kauf oder bei der Verwendung in dem die Emissionen verursachenden Prozess befindet, bevor er bzw. es für die Laboranalyse getrocknet oder anderweitig behandelt wird.

Würde diese Vorgehensweise zu unverhältnismäßigen Kosten führen oder lässt sich eine größere Genauigkeit erreichen, so kann der Anlagenbetreiber Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren übereinstimmend mit dem Zustand melden, in dem die Laboranalysen durchgeführt werden.

Der Anlagenbetreiber muss den Biomasseanteil nur für Brennstoff- oder Materialgemische bestimmen. Bei anderen Brennstoffen oder Materialien ist für den Biomasseanteil fossiler Brennstoffe oder Materialien ein Standardwert von 0 % und für den Biomasseanteil von Biomasse-Brennstoffen oder von Materialien, die ausschließlich aus Biomasse bestehen, ein Standardwert von 100 % zu verwenden.

Artikel 31

Standardwerte für Berechnungsfaktoren

(1) Bestimmt der Anlagenbetreiber die Berechnungsfaktoren als Standardwerte, so verwendet er entsprechend den Anforderungen der anzuwendenden Ebene gemäß den Anhängen II und VI einen der folgenden Werte:

a) die in Anhang VI aufgeführten Standardfaktoren und stöchiometrischen Faktoren;

b) Standardfaktoren, die die Mitgliedstaaten für ihre dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorgelegten nationalen Inventare verwenden;

c) mit der zuständigen Behörde vereinbarte Literaturwerte, einschließlich von der zuständigen Behörde veröffentlichter Standardfaktoren, die mit den Faktoren gemäß Buchstabe b vereinbar sind, aber für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind;

d) vom Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95 %iges Konfidenzintervall von höchstens 1 % aufweist;

▼B

e) Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Analysen basieren, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass diese Werte auch für künftige Chargen desselben Brennstoffs oder Materials repräsentativ sind.

(2) Der Anlagenbetreiber gibt alle angewendeten Standardwerte im Monitoringkonzept an.

Ändern sich die Standardwerte von einem Jahr zum anderen, so gibt der Anlagenbetreiber im Monitoringkonzept die maßgebliche Quelle für diesen Wert an.

(3) Die zuständige Behörde darf eine Änderung von Standardwerten für einen Berechnungsfaktor im Monitoringkonzept gemäß Artikel 15 Absatz 2 nur genehmigen, wenn der Anlagenbetreiber nachweist, dass der neue Standardwert zu einer genaueren Bestimmung der Emissionen führt.

(4) Auf Antrag des Anlagenbetreibers kann die zuständige Behörde gestatten, dass der untere Heizwert und die Emissionsfaktoren von Brennstoffen unter Anwendung derselben Ebenen bestimmt werden, wie sie für kommerzielle Standardbrennstoffe vorgeschrieben sind, sofern der Anlagenbetreiber mindestens alle drei Jahre nachweist, dass das Intervall von 1 % für den spezifizierten unteren Heizwert in den vergangenen drei Jahren eingehalten wurde.

(5) Auf Antrag des Anlagenbetreibers kann die zuständige Behörde akzeptieren, dass der stöchiometrische Kohlenstoffgehalt eines reinen chemischen Stoffes als Einhaltung der Anforderungen einer Ebene betrachtet wird, die andernfalls Analysen gemäß den Artikeln 32 bis 35 erfordern würde, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass die Durchführung von Analysen zu unverhältnismäßigen Kosten und die Verwendung des stöchiometrischen Wertes nicht zur Unterschätzung der Emissionen führt.

Artikel 32

Auf Analysen basierende Berechnungsfaktoren

(1) Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren nach Methoden erfolgen, denen entsprechende EN-Normen zugrunde liegen.

Sind keine solchen Normen verfügbar, so stützen sich die Methoden auf geeignete ISO-Normen oder nationale Normen. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so werden geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen verwendet, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzen.

(2) Werden zur Emissionsbestimmung Online-Gaschromatographen oder extraktive oder nicht extraktive Gasanalysatoren verwendet, so holt der Anlagenbetreiber die Genehmigung der zuständigen Behörde für die Verwendung dieser Geräte ein. Diese werden nur für die Bestimmung von Daten zur Zusammensetzung von gasförmigen Brennstoffen und Materialien verwendet. Als Mindestmaßnahmen zur Qualitätssicherung stellt der Anlagenbetreiber sicher, dass das Instrument einer ersten Validierung und jährlich wiederholten Validierungen unterzogen wird.

▼B

(3) Alle Analyseergebnisse werden nur für die Lieferperiode oder die Charge des Brennstoffs oder Materials verwendet, für die die Proben entnommen wurden und für die die Proben repräsentativ sein sollen.

Bei der Bestimmung eines spezifischen Parameters zieht der Anlagenbetreiber die Ergebnisse aller in Bezug auf diesen Parameter durchgeführten Analysen heran.

Artikel 33

Probenahmeplan

(1) Werden Berechnungsfaktoren mittels Analysen bestimmt, so legt der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde für jeden Brennstoff bzw. jedes Material einen Probenahmeplan in Form eines schriftlichen Verfahrens zur Genehmigung vor, in dem die Vorgehensweisen für die Vorbereitung der Proben, insbesondere die Zuständigkeiten, die Orte, die Häufigkeiten und die Mengen sowie die Vorgehensweisen für die Lagerung und den Transport der Proben präzisiert sind.

Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die gezogenen Proben für die betreffende Charge oder Lieferperiode repräsentativ und frei von systematischen Fehlern sind. Die relevanten Bestandteile des Probenahmeplans werden mit dem Labor vereinbart, das die Analysen für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material durchführt, und das Vorliegen einer solchen Vereinbarung wird im Plan nachgewiesen. Der Anlagenbetreiber macht den Plan zudem für die Prüfung gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 zugänglich.

(2) Der Anlagenbetreiber passt im Einvernehmen mit dem Labor, das die Analysen für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material durchführt, und vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde die Bestandteile des Probenahmeplans an, wenn aus den Analyseergebnissen ersichtlich wird, dass die Heterogenität des Brennstoffs oder Materials erheblich von den Angaben zur Heterogenität abweichen, die dem ursprünglichen Probenahmeplan für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material zugrunde lagen.

Artikel 34

Inanspruchnahme von Laboratorien

(1) Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die Laboratorien, die zur Durchführung der Analysen zwecks Bestimmung von Berechnungsfaktoren in Anspruch genommen werden, gemäß EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden akkreditiert sind.

(2) Nicht gemäß EN ISO/IEC 17025 akkreditierte Laboratorien dürfen nur dann für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren herangezogen werden, wenn der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass die Inanspruchnahme von Laboratorien gemäß Absatz 1 technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde und dass das nicht akkreditierte Labor Anforderungen genügt, die denen der EN ISO/IEC 17025 gleichwertig sind.

▼B

(3) Die zuständige Behörde geht davon aus, dass ein Labor der Norm EN ISO/IEC 17025 gleichwertige Anforderungen im Sinne von Absatz 2 erfüllt, wenn der Anlagenbetreiber den Nachweis gemäß den Unterabsätzen 2 und 3 nach Möglichkeit in gleicher Form und ebenso detailliert erbringt, wie dies für die Verfahren gemäß Artikel 12 Absatz 2 vorgeschrieben ist.

In Bezug auf das Qualitätsmanagement weist der Anlagenbetreiber eine Zertifizierung des Labors gemäß EN ISO/IEC 9001, die durch eine akkreditierte Zertifizierungsstelle durchgeführt wurde, oder andere zertifizierte Qualitätsmanagementsysteme nach, die auf das Labor Anwendung finden. In Ermangelung solcher zertifizierten Qualitätsmanagementsysteme legt der Anlagenbetreiber andere geeignete Nachweise dafür vor, dass das Labor in der Lage ist, sein Personal, seine Verfahren, Dokumente und Aufgaben auf verlässliche Weise zu verwalten.

In Bezug auf die fachliche Kompetenz weist der Anlagenbetreiber nach, dass das Labor fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen. Ein solcher Nachweis deckt mindestens die folgenden Elemente ab:

a) Management der Kompetenzen des Personals für die zugewiesenen speziellen Aufgaben;

b) Eignung der Räumlichkeiten und der Umgebungsbedingungen;

c) Auswahl von Analysemethoden und einschlägigen Normen;

d) gegebenenfalls Handhabung der Probenahme und Probevorbereitung, einschließlich Kontrolle der Unversehrtheit der Probe;

e) gegebenenfalls Entwicklung und Validierung neuer Analysemethoden oder Anwendung von nicht unter internationale oder nationale Normen fallenden Methoden;

f) Unsicherheitsbewertung;

g) Gerätemanagement, einschließlich Verfahren für die Kalibrierung, Justierung, Wartung und Reparatur von Geräten, sowie Führung entsprechender Aufzeichnungen;

h) Management und Kontrolle von Daten, Dokumenten und Software;

i) Management von Kalibriergegenständen und Referenzmaterial;

j) Qualitätssicherung für Kalibrier- und Prüfergebnisse, einschließlich regelmäßiger Teilnahme an Eignungsprüfungsprogrammen, Anwendung von zertifizierten Referenzmaterialien in Analysemethoden oder Vergleichsuntersuchung mit einem akkreditierten Labor;

▼B

k) Management von ausgelagerten Prozessen;

l) Management von Aufträgen und Kundenbeschwerden sowie Gewährleistung von zeitnahen Korrekturmaßnahmen.

Artikel 35

Häufigkeit der Analysen

(1) Der Anlagenbetreiber wendet die in Anhang VII aufgeführten Mindesthäufigkeiten für Analysen für die relevanten Brennstoffe und Materialien an.

(2) Die zuständige Behörde kann dem Anlagenbetreiber die Anwendung einer anderen Häufigkeit als derjenigen gemäß Absatz 1 gestatten, wenn keine Mindesthäufigkeiten vorliegen oder wenn der Anlagenbetreiber einen der folgenden Sachverhalte nachweist:

a) Ausgehend von historischen Daten, einschließlich Analysewerten für die betreffenden Brennstoffe oder Materialien aus dem dem laufenden Berichtszeitraum unmittelbar vorangegangenen Berichtszeitraum, beträgt eine etwaige Abweichung bei den Analysewerten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts, den der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material einhalten muss;

b) die Anwendung der vorgeschriebenen Häufigkeit würde zu unverhältnismäßigen Kosten führen.

Wird eine Anlage nicht das ganze Jahr über betrieben oder werden Brennstoffe oder Materialien in Chargen geliefert, die über einen längeren Zeitraum als ein Kalenderjahr verbraucht werden, so kann die zuständige Behörde mit dem Anlagenbetreiber einen geeigneteren Zeitplan für die Analysen vereinbaren, sofern eine mit Unterabsatz 1 Buchstabe a vergleichbare Unsicherheit erzielt wird.

Unterabschnitt 4

Spezifische Berechnungsfaktoren

Artikel 36

Emissionsfaktoren für CO_2

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt tätigkeitsspezifische Emissionsfaktoren für CO_2-Emissionen.

(2) Die Emissionsfaktoren von Brennstoffen, einschließlich solcher, die als Prozess-Input verwendet werden, werden als t CO_2/TJ ausgedrückt.

Die zuständige Behörde kann dem Anlagenbetreiber für Emissionen aus der Verbrennung die Verwendung eines als t CO_2/t oder t CO_2/Nm^3 ausgedrückten Brennstoffemissionsfaktors gestatten, wenn die Verwendung

▼B

eines als t CO_2/TJ ausgedrückten Emissionsfaktors zu unverhältnismäßigen Kosten führt oder wenn mit der Verwendung eines solchen Emissionsfaktors eine zumindest gleich hohe Genauigkeit bei den berechneten Emissionen erreicht werden kann.

(3) Für die Umrechnung des Kohlenstoffgehalts in den entsprechenden Wert eines CO_2-bezogenen Emissionsfaktors oder umgekehrt wendet der Anlagenbetreiber den Faktor 3,664 t CO_2/t C an.

Artikel 37

Oxidations- und Umsetzungsfaktoren

(1) Der Anlagenbetreiber wendet zur Bestimmung von Oxidations- und Umsetzungsfaktoren Ebene 1 als Minimum an. Schließt der Emissionsfaktor die Wirkung einer unvollständigen Oxidation oder Umsetzung ein, so wendet der Anlagenbetreiber für den Oxidations- oder Umsetzungsfaktor einen Wert von 1 an.

Die zuständige Behörde kann den Anlagenbetreibern jedoch vorschreiben, durchgehend die Ebene 1 anzuwenden.

(2) Werden in einer Anlage mehrere Brennstoffe verwendet und ist für den spezifischen Oxidationsfaktor Ebene 3 anzuwenden, so kann der Anlagenbetreiber bei der zuständigen Behörde die Genehmigung einer oder beider der nachstehenden Vorgehensweisen beantragen:

a) Bestimmung eines aggregierten Oxidationsfaktors für den gesamten Verbrennungsprozess und Anwendung dieses Faktors auf alle Brennstoffe;

b) Zuordnung der unvollständigen Oxidation zu einem emissionsstarken Stoffstrom und Verwendung eines Werts von 1 für den Oxidationsfaktor der anderen Stoffströme.

Bei Verwendung von Biomasse oder Brennstoffgemischen weist der Anlagenbetreiber nach, dass die Anwendung von Unterabsatz 1 Buchstabe a oder b nicht zu einer Unterschätzung der Emissionen führt.

Unterabschnitt 5

Behandlung von Biomasse

Artikel 38

Biomasse-Stoffströme

(1) Der Anlagenbetreiber kann die Tätigkeitsdaten für einen Biomasse-Stoffstrom bestimmen, ohne Ebenen anzuwenden und ohne analytische Nachweise bezüglich des Biomasseanteils vorzulegen, sofern der Stoffstrom ausschließlich aus Biomasse besteht und der Anlagenbetreiber gewährleisten kann, dass der Stoffstrom nicht mit anderen Materialien oder Brennstoffen kontaminiert ist.

▼M1

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5.

▼B

(2) ►M1 Der Emissionsfaktor für Biomasse beträgt null. Für die Zwecke dieses Unterabsatzes gilt Artikel 38 Absatz 5. ◄

▼B

Der Emissionsfaktor eines jeden Brennstoffs oder Materials wird berechnet und gemeldet als der gemäß Artikel 30 bestimmte vorläufige Emissionsfaktor, multipliziert mit dem fossilen Anteil des Brennstoffs oder Materials.

(3) Torf, Xylit und die fossilen Anteile von Brennstoff- oder Materialgemischen gelten nicht als Biomasse.

(4) Beträgt der Biomasseanteil eines Brennstoff- oder Materialgemischs 97 % oder mehr oder gilt das Gemisch aufgrund der Menge der auf den fossilen Anteil des Brennstoffs oder Materials zurückgehenden Emissionen als De-minimis-Stoffstrom, so kann die zuständige Behörde dem Anlagenbetreiber für die Bestimmung von Tätigkeitsdaten und relevanten Berechnungsfaktoren die Anwendung ebenenunabhängiger Methodiken einschließlich der Energiebilanzmethode gestatten.

▼M1

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5.

(5) Wird auf diesen Absatz Bezug genommen, müssen Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die für die Verbrennung verwendet werden, die Nachhaltigkeitskriterien und die Kriterien für Treibhausgaseinsparungen gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen.

Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die aus Abfällen und Reststoffen — mit Ausnahme von Reststoffen aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei oder Forstwirtschaft — hergestellt werden, müssen jedoch lediglich die Kriterien gemäß Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erfüllen. Dieser Unterabsatz gilt auch für Abfälle und Reststoffe, die vor ihrer Weiterverarbeitung zu Biokraftstoffen, flüssigen Biobrennstoffen und Biomasse-Brennstoffen zuerst zu einem anderen Produkt verarbeitet werden.

Strom, Wärme und Kälte, die aus festen Siedlungsabfällen erzeugt werden, unterliegen nicht den in Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien für Treibhausgaseinsparungen.

Die in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien gelten unabhängig von der geografischen Herkunft der Biomasse.

Artikel 29 Absatz 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 gilt für Anlagen im Sinne von Artikel 3 Buchstabe e der Richtlinie 2003/87/EG.

Die Einhaltung der in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001 festgelegten Kriterien wird gemäß Artikel 30 und Artikel 31 Absatz 1 dieser Richtlinie bewertet.

Entspricht die für die Verbrennung verwendete Biomasse nicht diesem Absatz, so gilt ihr Kohlenstoffgehalt als fossiler Kohlenstoff.

▼M2

(6) Abweichend von Absatz 5 Unterabsatz 1 können die Mitgliedstaaten beziehungsweise die zuständigen Behörden die in jenem Absatz genannten Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für Biokraftstoffe, flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe, die für die Verbrennung verwendet werden, im Zeitraum vom 1. Januar 2022 bis zum 31. Dezember 2022 als erfüllt betrachten.

▼B

Artikel 39

Bestimmung von Biomasseanteil und fossilem Anteil

(1) Bei Brennstoff- oder Materialgemischen kann der Anlagenbetreiber entweder einen Biomasseanteil von null annehmen und einen

▼B

Standardwert von 100 % fossilem Anteil anwenden oder einen Biomasseanteil gemäß Absatz 2 unter Anwendung von Ebenen gemäß Anhang II Abschnitt 2.4 bestimmen.

(2) Wenn der Anlagenbetreiber vorbehaltlich der vorgeschriebenen Ebene Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils durchführen muss, so geschieht dies auf der Grundlage einer einschlägigen Norm und der entsprechenden Analyseverfahren, sofern die Anwendung dieser Norm und Analysemethode von der zuständigen Behörde genehmigt sind.

Wenn der Anlagenbetreiber vorbehaltlich der vorgeschriebenen Ebene Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils durchführen muss, die Anwendung von Unterabsatz 1 jedoch technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, so legt der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde eine alternative Schätzmethode zur Bestimmung des Biomasseanteils zur Genehmigung vor. Für Brennstoffe oder Materialien aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Input-Stoffströmen kann der Anlagenbetreiber die Schätzung auf der Grundlage einer Massenbilanz des in den Prozess eingehenden oder ihn verlassenden fossilen und Biomassekohlenstoffs vornehmen.

Die Kommission kann Leitlinien über weitere anwendbare Schätzmethoden vorlegen.

▼M1

(3) Abweichend von den Absätzen 1 und 2 sowie von Artikel 30 greift der Anlagenbetreiber nicht auf Analysen oder Schätzmethoden gemäß Absatz 2 zurück, um den Biomasseanteil von Erdgas aus einem Gasnetz, in das Biogas eingespeist wird, zu bestimmen.

Der Anlagenbetreiber kann nach der in Absatz 4 beschriebenen Methode bestimmen, dass eine bestimmte Menge Erdgas aus dem Gasnetz Biogas ist.

(4) Der Anlagenbetreiber kann den Biomasseanteil anhand von Rechnungsunterlagen über den Erwerb von Biogas mit gleichem Energiegehalt bestimmen, sofern er der zuständigen Behörde glaubhaft nachweist, dass

a) ein und dieselbe Biogasmenge nicht doppelt gezählt wird, insbesondere, dass niemand anderes angibt, das erworbene Biogas zu verwenden; dieser Nachweis kann durch die Vorlage eines Herkunftsnachweises im Sinne von Artikel 2 Nummer 12 der Richtlinie (EU) 2018/2001 erbracht werden;

b) der Anlagenbetreiber und der Produzent des Biogases an dasselbe Gasnetz angeschlossen sind.

Zum Nachweis der Einhaltung dieses Absatzes kann der Anlagenbetreiber auf die Daten zurückgreifen, die in einer von einem oder mehreren Mitgliedstaaten eingerichteten Datenbank gespeichert sind, die die Rückverfolgung der Weiterleitung von Biogas ermöglicht.

▼B

ABSCHNITT 3

Auf Messung beruhende Methodik

Artikel 40

Anwendung der auf Messung beruhenden Methodik

Der Anlagenbetreiber wendet für alle Emissionen von Distickstoffoxid (N_2O) gemäß Anhang IV sowie zur Quantifizierung von gemäß Artikel 49 weitergeleitetem CO_2 auf Messung beruhende Methodiken an.

Darüber hinaus kann der Anlagenbetreiber für CO_2-Emissionsquellen auf Messung beruhende Methodiken anwenden, wenn er nachweisen kann, dass für jede Emissionsquelle die Ebenenanforderungen gemäß Artikel 41 eingehalten werden.

Artikel 41

Ebenenanforderungen

(1) Für jede große Emissionsquelle wendet der Anlagenbetreiber Folgendes an:

a) im Falle einer Anlage der Kategorie A mindestens die in Anhang VIII Abschnitt 2 aufgeführten Ebenen;

b) ansonsten die höchste in Anhang VIII Abschnitt 1 aufgeführte Ebene.

Der Anlagenbetreiber kann jedoch für Anlagen der Kategorie C eine Ebene eine Stufe unterhalb der Ebenen gemäß Unterabsatz 1 und für Anlagen der Kategorien A und B eine Ebene um bis zu zwei Stufen unterhalb der Ebenen gemäß Unterabsatz 1 anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(2) Für Emissionen aus kleinen Emissionsquellen kann der Anlagenbetreiber eine niedrigere Ebene als gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderlich anwenden (mit Ebene 1 als Minimum), wenn er der zuständigen Behörde nachweist, dass die gemäß Absatz 1 Unterabsatz 1 erforderliche Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

Artikel 42

Messnormen und -laboratorien

(1) Alle Messungen werden nach Methoden vorgenommen, die auf folgenden Normen basieren:

a) EN 14181 (Emissionen aus stationären Quellen — Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen);

b) EN 15259 (Luftbeschaffenheit — Messung von Emissionen aus stationären Quellen — Anforderungen an Messstrecken und Messplätze und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht);

▼B

c) sonstigen relevanten EN-Normen, insbesondere EN ISO 16911-2 (Emissionen aus stationären Quellen — Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Abgaskanälen).

Sind keine solchen Normen verfügbar, so stützen sich die Methoden auf geeignete ISO-Normen, von der Kommission veröffentlichte Normen oder nationale Normen. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so werden geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen verwendet, die systematische Fehler bei Probenahme und Messung begrenzen.

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt alle relevanten Aspekte des Systems zur kontinuierlichen Messung, insbesondere den Standort der Geräte sowie die Kalibrierung, Messung, Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle.

(2) Der Anlagenbetreiber stellt sicher, dass die Laboratorien, die die Messungen, Kalibrierungen und relevanten Geräteprüfungen für Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung vornehmen, gemäß EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden bzw. Kalibriertätigkeiten akkreditiert sind.

Verfügt das Labor über keine solche Akkreditierung, so stellt der Anlagenbetreiber sicher, dass gleichwertige Anforderungen gemäß Artikel 34 Absätze 2 und 3 erfüllt sind.

Artikel 43

Bestimmung von Emissionen

(1) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Jahresemissionen aus einer Emissionsquelle während des Berichtszeitraums, indem er alle Stundenwerte der gemessenen Treibhausgaskonzentration im Berichtszeitraum, multipliziert mit den Stundenwerten des Abgasstroms, addiert, wobei die Stundenwerte jeweils den Durchschnittswerten aller Einzelmessergebnisse während der betreffenden Betriebsstunde entsprechen.

Im Fall von CO_2-Emissionen bestimmt der Anlagenbetreiber die Jahresemissionen anhand der Gleichung 1 in Anhang VIII. In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird als moläquivalente Menge CO_2 behandelt.

Im Fall von Distickstoffoxid (N_2O) bestimmt der Anlagenbetreiber die Jahresemissionen anhand der Gleichung in Anhang IV Abschnitt 16 Unterabschnitt B.1.

(2) Gibt es in einer Anlage mehrere Emissionsquellen, die nicht als einzige Quelle gemessen werden können, so misst der Anlagenbetreiber die aus diesen Quellen emittierten Gase separat und fasst die Ergebnisse als Summe der Gesamtemissionen des betreffenden Gases im Berichtszeitraum zusammen.

(3) Der Anlagenbetreiber bestimmt die Treibhausgaskonzentration im Abgas durch kontinuierliche Messung an einem repräsentativen Messpunkt nach einem der folgenden Verfahren:

▼B

a) direkte Messung;

b) im Falle einer hohen Konzentration im Abgas durch Berechnung der Konzentration anhand einer indirekten Konzentrationsmessung unter Anwendung von Gleichung 3 in Anhang VIII und unter Berücksichtigung der gemessenen Konzentrationswerte aller anderen Komponenten des Gasstroms, wie im Monitoringkonzept des Anlagenbetreibers angegeben.

(4) Gegebenenfalls bestimmt der Anlagenbetreiber die aus Biomasse stammende CO_2-Menge separat und zieht diese Menge von den insgesamt gemessenen CO_2-Emissionen ab. Zu diesem Zweck kann der Anlagenbetreiber Folgendes anwenden:

a) einen auf Berechnung beruhenden Ansatz, einschließlich der Anwendung von Analysen und Probenahme auf der Grundlage von EN ISO 13833 (Emissionen aus stationären Quellen — Bestimmung des Verhältnisses von Kohlendioxid aus Biomasse (biogen) und aus fossilen Quellen — Probenahme und Bestimmung des radioaktiven Kohlenstoffs);

b) eine andere Methode auf der Grundlage einer einschlägigen Norm, einschließlich der Norm ISO 18466 (Emissionen aus stationären Quellen — Ermittlung des biogenen Anteils von CO_2 im Abgas mit der Bilanzmethode);

c) eine von der Kommission veröffentlichte Schätzmethode.

Wenn die vom Anlagenbetreiber vorgeschlagene Methode eine kontinuierliche Probenahme aus dem Abgasstrom umfasst, findet die Norm EN 15259 (Luftbeschaffenheit — Messung von Emissionen aus stationären Quellen — Anforderungen an Messstrecken und Messplätze und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht) Anwendung.

▼M1

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5.

▼B

(5) Für die Berechnung gemäß Absatz 1 bestimmt der Anlagenbetreiber den Abgasstrom anhand einer der folgenden Methoden:

a) Berechnung nach einem geeigneten Massenbilanzansatz, wobei alle maßgeblichen Parameter auf der Input-Seite (für CO_2-Emissionen mindestens die Menge des Einsatzmaterials, der Zuluftstrom und die Prozesseffizienz) und auf der Output-Seite (mindestens die Produktionsmenge und die Konzentration von Sauerstoff (O_2), Schwefeldioxid (SO_2) und Stickoxiden (NO_x)) einbezogen werden;

b) Bestimmung durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einer repräsentativen Messstelle.

Artikel 44

Datenaggregierung

(1) Der Anlagenbetreiber errechnet für alle Parameter, die für die Emissionsbestimmung nach einer auf Messung beruhenden Methodik relevant sind (einschließlich Konzentrationen und Abgasstrom), Stundenmittelwerte, wobei alle in der betreffenden Stunde ermittelten Einzelwerte verwendet werden.

▼B

Kann ein Anlagenbetreiber ohne zusätzliche Kosten Daten für kürzere Referenzzeiträume generieren, so verwendet er diese Referenzzeiträume für die Bestimmung der Jahresemissionen gemäß Artikel 43 Absatz 1.

(2) Ist das Gerät zur kontinuierlichen Messung für einen Parameter während der betreffenden Stunde bzw. des kürzeren Referenzzeitraums gemäß Absatz 1 zeitweilig gestört, außerhalb des Messbereichs oder außer Betrieb, so errechnet der Anlagenbetreiber den betreffenden Stundenmittelwert anteilig anhand der verbliebenen Einzelwerte dieser Stunde bzw. des kürzeren Referenzzeitraums, sofern mindestens 80 % der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vorliegen.

Liegen weniger als 80 % der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vor, so findet Artikel 45 Absätze 2 bis 4 Anwendung.

Artikel 45

Fehlende Daten

(1) Ist ein Messgerät im Rahmen eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung in einem Kalenderjahr für mehr als fünf aufeinanderfolgende Tage außer Betrieb, so setzt der Anlagenbetreiber die zuständige Behörde unverzüglich davon in Kenntnis und schlägt geeignete Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität des betreffenden Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung vor.

(2) Können für einen oder mehrere Parameter der auf Messung beruhenden Methodik keine gültigen Stundendaten oder Daten über einen kürzeren Referenzzeitraum gemäß Artikel 44 Absatz 1 ermittelt werden, da das Messgerät gestört, außerhalb des Messbereichs oder außer Betrieb ist, so bestimmt der Anlagenbetreiber für jede fehlende Messstunde Ersatzwerte.

(3) Können für einen direkt als Konzentration gemessenen Parameter keine gültigen Stundendaten oder Daten über einen kürzeren Referenzzeitraum ermittelt werden, so berechnet der Anlagenbetreiber einen Ersatzwert als die Summe der durchschnittlichen Konzentration plus zweimal die Standardabweichung von diesem Durchschnitt, wobei die Gleichung 4 in Anhang VIII verwendet wird.

Scheidet der Berichtszeitraum wegen erheblicher technischer Veränderungen innerhalb der Anlage für die Bestimmung solcher Ersatzwerte aus, so vereinbart der Anlagenbetreiber mit der zuständigen Behörde einen repräsentativen (möglichst einjährigen) Zeitrahmen für die Bestimmung des Durchschnitts und der Standardabweichung.

(4) Können für einen nicht als Konzentration gemessenen Parameter keine gültigen Stundendaten ermittelt werden, so bestimmt der Anlagenbetreiber die Ersatzwerte für diesen Parameter nach einem geeigneten Massenbilanzmodell oder einer Energiebilanz für den Prozess. Der Anlagenbetreiber validiert die Ergebnisse anhand der anderen gemessenen Parameter der auf Messung beruhenden Methodik und der unter normalen Betriebsbedingungen gewonnenen Daten für einen Zeitraum derselben Dauer wie derjenige, für den Daten fehlen.

▼B

Artikel 46

Flankierende Emissionsberechnung

Flankierend zur Emissionsbestimmung anhand einer auf Messung beruhenden Methodik berechnet der Anlagenbetreiber die Jahresemissionen der betreffenden Treibhausgase für dieselben Emissionsquellen und Stoffströme, ausgenommen N_2O-Emissionen aus der Salpetersäureherstellung und in ein Transportnetz oder eine Speicherstätte weitergeleitete Treibhausgasemissionen.

Die Anwendung von Ebenenmethodiken ist nicht erforderlich.

ABSCHNITT 4

Besondere Bestimmungen

Artikel 47

Anlagen mit geringen Emissionen

(1) Die zuständige Behörde kann dem Anlagenbetreiber die Vorlage eines vereinfachten Monitoringkonzepts gemäß Artikel 13 gestatten, sofern dieser eine Anlage mit geringen Emissionen betreibt.

Unterabsatz 1 gilt nicht für Anlagen mit Tätigkeiten, für die N_2O gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG einbezogen wurde.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 gilt eine Anlage als Anlage mit geringen Emissionen, wenn mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt ist:

a) Die durchschnittlichen Jahresemissionen dieser Anlage, die in den geprüften Emissionsberichten des dem laufenden Handelszeitraum unmittelbar vorangegangenen Handelszeitraums gemeldet wurden, betrugen — ohne CO_2 aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — weniger als 25 000 Tonnen CO_2(Äq) pro Jahr;

b) die durchschnittlichen Jahresemissionen gemäß Buchstabe a liegen nicht vor oder sind nicht mehr gültig, weil sich die Grenzen der Anlage oder deren Betriebsbedingungen geändert haben, doch werden, basierend auf einer konservativen Schätzmethode, die Jahresemissionen dieser Anlage in den kommenden fünf Jahren — ohne CO_2 aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO_2 — weniger als 25 000 Tonnen CO_2(Äq) pro Jahr betragen.

▼M1

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5.

▼B

(3) Der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen braucht die Belege gemäß Artikel 12 Absatz 1 Unterabsatz 3 nicht zu übermitteln und ist von der in Artikel 69 Absatz 4 vorgesehenen Berichterstattung über Verbesserungen, die er aufgrund der im Prüfbericht der Prüfstelle enthaltenen Empfehlungen vorgenommen hat, befreit.

▼B

(4) Abweichend von Artikel 27 kann der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen die Brennstoff- oder Materialmenge anhand von verfügbaren und dokumentierten Rechnungsunterlagen und geschätzten Bestandsveränderungen bestimmen. Außerdem ist der Betreiber von der Vorlage einer Unsicherheitsbewertung gemäß Artikel 28 Absatz 2 an die zuständige Behörde befreit.

(5) Der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen ist von der Auflage gemäß Artikel 28 Absatz 2 befreit, die Unsicherheit im Zusammenhang mit Bestandsveränderungen in die Unsicherheitsbewertung einzubeziehen.

(6) Abweichend von Artikel 26 Absatz 1 und Artikel 41 Absatz 1 kann der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen zur Bestimmung von Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für alle Stoffströme und zur Emissionsbestimmung anhand von auf Messung beruhenden Methodiken als Minimum Ebene 1 anwenden (es sei denn, eine höhere Genauigkeit ist ohne zusätzlichen Aufwand für den Anlagenbetreiber erreichbar), ohne nachweisen zu müssen, dass die Anwendung höherer Ebenen technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde.

(7) Zur Bestimmung von Berechnungsfaktoren anhand von Analysen gemäß Artikel 32 kann der Betreiber einer Anlage mit geringen Emissionen jedes Labor in Anspruch nehmen, das fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen, und die Anwendung von Maßnahmen zur Qualitätssicherung gemäß Artikel 34 Absatz 3 nachweist.

(8) Überschreitet eine der vereinfachten Überwachung unterliegende Anlage mit geringen Emissionen in einem Kalenderjahr den Schwellenwert gemäß Absatz 2, so setzt der Betreiber die zuständige Behörde hierüber unverzüglich in Kenntnis.

Der Anlagenbetreiber legt der zuständigen Behörde eine erhebliche Änderung des Monitoringkonzepts im Sinne von Artikel 15 Absatz 3 Buchstabe b unverzüglich zur Genehmigung vor.

Die zuständige Behörde gestattet dem Anlagenbetreiber jedoch weiterhin eine vereinfachte Überwachung, wenn dieser ihr nachweist, dass der Schwellenwert gemäß Absatz 2 nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurde und ab dem nachfolgenden Berichtszeitraum nicht wieder überschritten wird.

Artikel 48

Inhärentes CO_2

(1) Inhärentes CO_2, das an eine Anlage weitergeleitet wird, insbesondere solches, das in Erdgas, einem Abgas (wie z. B. Gichtgas oder Kokereigas) oder in Prozess-Inputs (wie z. B. Synthesegas) enthalten ist, wird in den Emissionsfaktor für diesen Stoffstrom einbezogen.

▼B

(2) Inhärentes CO_2, das aus Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG stammt oder gemäß Artikel 24 der genannten Richtlinie einbezogen wurde und das anschließend aus der Anlage als Teil eines Stoffstroms an eine andere unter die genannte Richtlinie fallende Anlage und Tätigkeit weitergeleitet wird, wird den Emissionen der Anlage, aus der es stammt, nicht zugerechnet.

Wird inhärentes CO_2 jedoch emittiert oder aus der Anlage an nicht unter die genannte Richtlinie fallende Einrichtungen weitergeleitet, so wird es den Emissionen der Anlage zugerechnet, aus der es stammt.

(3) Die Anlagenbetreiber können die Menge des aus der Anlage weitergeleiteten inhärenten CO_2 sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage bestimmen. In diesem Fall muss die Menge des weitergeleiteten CO_2 mit der Menge des angenommenen CO_2 identisch sein.

Ist die Menge des weitergeleiteten inhärenten CO_2 mit der Menge des angenommenen inhärenten CO_2 nicht identisch, so wird in den Emissionsberichten der weiterleitenden und der annehmenden Anlage das arithmetische Mittel der beiden bestimmten Werte verwendet, sofern die Abweichung zwischen den beiden Werten durch die Unsicherheit der Messsysteme oder der Bestimmungsmethode erklärt werden kann. In solchen Fällen wird im Emissionsbericht auf die Angleichung dieses Werts hingewiesen.

Lässt sich die Abweichung zwischen den Werten nicht durch die genehmigte Unsicherheitsmarge der Messsysteme oder der Bestimmungsmethode erklären, so gleichen die Betreiber der weiterleitenden und der annehmenden Anlage die Werte durch von der zuständigen Behörde genehmigte konservative Anpassungen an.

Artikel 49

Weitergeleitetes CO_2

(1) Der Anlagenbetreiber zieht von den Emissionen der Anlage alle aus fossilem Kohlenstoff im Rahmen von Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG stammenden Mengen CO_2 ab, die nicht aus der Anlage emittiert werden, sondern

a) aus der Anlage weitergeleitet werden in

   i) eine Abscheidungsanlage zwecks Transport und langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

   ii) ein Transportnetz zwecks langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

   iii) eine gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassene Speicherstätte zwecks langfristiger geologischer Speicherung;

b) aus der Anlage weitergeleitet und zur Herstellung von gefälltem Kalziumkarbonat verwendet werden, in dem das verwendete CO_2 chemisch gebunden wird.

▼B

(2) Der Betreiber der weiterleitenden Anlage gibt in seinem jährlichen Emissionsbericht die im Einklang mit den gemäß Artikel 19 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen Rechtsakten anerkannte Anlagenkennung der annehmenden Anlage an, sofern die annehmende Anlage unter diese Richtlinie fällt. In allen anderen Fällen muss der Betreiber der weiterleitenden Anlage Namen, Anschrift und Kontaktdaten einer Kontaktperson für die annehmende Anlage angeben.

Unterabsatz 1 gilt auch für die annehmende Anlage in Bezug auf die Anlagenkennung der weiterleitenden Anlage.

(3) Zur Bestimmung der aus einer Anlage an eine andere Anlage weitergeleiteten Menge CO_2 wendet der Anlagenbetreiber eine auf Messung beruhende Methodik, auch unter Berücksichtigung der Artikel 43, 44 und 45, an. Die Emissionsquelle entspricht der Messstelle, und die Emissionen werden als die weitergeleitete Menge CO_2 ausgedrückt.

Für die Zwecke von Absatz 1 Buchstabe b wendet der Anlagenbetreiber eine auf Berechnung beruhende Methodik an.

(4) Zur Bestimmung der aus einer Anlage in eine andere Anlage weitergeleiteten Menge CO_2 wendet der Anlagenbetreiber die höchste Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 an.

Der Anlagenbetreiber kann jedoch die nächstniedrigere Ebene anwenden, sofern er nachweist, dass die Anwendung der höchsten Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

Zur Bestimmung der Menge des chemisch gebundenen CO_2 in gefälltem Kalziumkarbonat verwendet der Anlagenbetreiber die Datenquellen, die die größtmögliche Genauigkeit aufweisen.

(5) Die Anlagenbetreiber können die Menge des aus der Anlage weitergeleiteten CO_2 sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage bestimmen. In solchen Fällen findet Artikel 48 Absatz 3 Anwendung.

Artikel 50

Verwendung oder Weiterleitung von N_2O

(1) Wenn N_2O aus unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallenden Tätigkeiten stammt, für die N_2O in jenem Anhang als relevant genannt wird, und wenn eine Anlage das N_2O nicht emittiert, sondern an eine andere Anlage weiterleitet, deren Emissionen im Einklang mit dieser Verordnung überwacht werden und der Berichterstattung unterliegen, wird das N_2O den Emissionen der Anlage, aus der es stammt, nicht zugerechnet.

Bei einer Anlage, die N_2O aus einer Anlage und Tätigkeit gemäß Unterabsatz 1 annimmt, werden die betreffenden Gasströme anhand der gleichen Methodiken überwacht, wie sie in dieser Verordnung vorgeschrieben sind, als ob das N_2O in der aufnehmenden Anlage selbst erzeugt worden wäre.

▼B

Jedoch wird N_2O, das abgefüllt oder als Gas in Produkten verwendet wird, sodass es außerhalb der Anlage emittiert wird, oder das aus der Anlage an Einrichtungen weitergeleitet wird, die nicht unter die Richtlinie 2003/87/EG fallen, den Emissionen der Anlage, aus der es stammt, zugerechnet, es sei denn, es handelt sich um Mengen von N_2O, für die der Betreiber der Anlage, aus der das N_2O stammt, der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass das N_2O mithilfe geeigneter Emissionsminderungsvorrichtungen vernichtet wird.

(2) Der Betreiber der weiterleitenden Anlage gibt in seinem jährlichen Emissionsbericht gegebenenfalls die im Einklang mit den gemäß Artikel 19 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen Rechtsakten anerkannte Anlagenkennung der annehmenden Anlage an, sofern die annehmende Anlage unter diese Richtlinie fällt.

Unterabsatz 1 gilt auch für die annehmende Anlage in Bezug auf die Anlagenkennung der weiterleitenden Anlage.

(3) Zur Bestimmung der aus einer Anlage an eine andere Anlage weitergeleiteten Menge N_2O wendet der Anlagenbetreiber eine auf Messung beruhende Methodik, auch unter Berücksichtigung der Artikel 43, 44 und 45, an. Die Emissionsquelle entspricht der Messstelle, und die Emissionen werden als die weitergeleitete Menge N_2O ausgedrückt.

(4) Zur Bestimmung der aus einer Anlage in eine andere Anlage weitergeleiteten Menge N_2O wendet der Anlagenbetreiber die höchste Ebene nach der Definition für N_2O-Emissionen in Anhang VIII Abschnitt 1 an.

Der Anlagenbetreiber kann jedoch die nächstniedrigere Ebene anwenden, sofern er nachweist, dass die Anwendung der höchsten Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

(5) Die Anlagenbetreiber können die Menge des aus der Anlage weitergeleiteten N_2O sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage bestimmen. In solchen Fällen gilt Artikel 48 Absatz 3 entsprechend.

KAPITEL IV

ÜBERWACHUNG VON EMISSIONEN UND TONNENKILOMETER-DATEN AUS DEM LUFTVERKEHR

Artikel 51

Allgemeine Bestimmungen

(1) Jeder Luftfahrzeugbetreiber überwacht und meldet die Emissionen aus Luftverkehrstätigkeiten für alle Flüge gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG, die von ihm im Berichtszeitraum durchgeführt werden und für die er verantwortlich ist.

Zu diesem Zweck ordnen die Luftfahrzeugbetreiber alle Flüge entsprechend der in Koordinierter Weltzeit („Coordinated Universal Time“) gemessenen Abflugszeit einem Kalenderjahr zu.

▼B

(2) Will der Luftfahrzeugbetreiber eine kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie 2003/87/EG beantragen, so überwacht er außerdem die Tonnenkilometerdaten für dieselben Flüge in den jeweiligen Überprüfungsjahren.

(3) Zur Identifizierung des für einen Flug verantwortlichen Luftfahrzeugbetreibers im Sinne von Artikel 3 Buchstabe o der Richtlinie 2003/87/EG wird das für die Luftverkehrskontrolle verwendete Rufzeichen verwendet. Das Rufzeichen ist eines der folgenden Zeichen:

a) die ICAO-Kennung in Feld 7 des Flugplans;

b) falls keine ICAO-Kennung des Luftfahrzeugbetreibers vorliegt, die Zulassungskennzeichen des Luftfahrzeugs.

(4) Ist die Identität des Luftfahrzeugbetreibers nicht bekannt, so sieht die zuständige Behörde den Eigentümer des Luftfahrzeugs als Luftfahrzeugbetreiber an, es sei denn, dieser weist die Identität des verantwortlichen Luftfahrzeugbetreibers nach.

Artikel 52

Übermittlung von Monitoringkonzepten

(1) Spätestens vier Monate bevor ein Luftfahrzeugbetreiber Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufnimmt, übermittelt er der zuständigen Behörde ein Monitoringkonzept für die Überwachung von und die Berichterstattung über Emissionen gemäß Artikel 12.

Abweichend von Unterabsatz 1 übermittelt ein Luftfahrzeugbetreiber, der erstmals eine Luftverkehrstätigkeit gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG durchführt, die vier Monate vor ihrer Aufnahme nicht vorhersehbar war, der zuständigen Behörde umgehend, spätestens aber sechs Wochen nach Durchführung der Tätigkeit ein Monitoringkonzept. Der Luftfahrzeugbetreiber legt der zuständigen Behörde eine angemessene Begründung vor, warum vier Monate vor Aufnahme der Tätigkeit kein Monitoringkonzept übermittelt werden konnte.

Ist der Verwaltungsmitgliedstaat gemäß Artikel 18a der Richtlinie 2003/87/EG nicht im Voraus bekannt, so übermittelt der Luftfahrzeugbetreiber das Monitoringkonzept umgehend, sobald Angaben über die zuständige Behörde des Verwaltungsmitgliedstaats vorliegen.

(2) Will der Luftfahrzeugbetreiber eine kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie 2003/87/EG beantragen, so übermittelt er außerdem ein Monitoringkonzept für die Überwachung von und die Berichterstattung über Tonnenkilometerdaten. Die Übermittlung dieses Monitoringkonzepts erfolgt spätestens vier Monate vor Beginn eines der folgenden Jahre:

a) des in Artikel 3e Absatz 1 der Richtlinie 2003/87/EG genannten Überprüfungsjahrs für Anträge gemäß dem genannten Artikel;

▼B

b) des zweiten Kalenderjahres des in Artikel 3c Absatz 2 der Richtlinie 2003/87/EG genannten Zeitraums für Anträge gemäß Artikel 3f der Richtlinie.

Artikel 53

Überwachungsmethodik für Emissionen aus Luftverkehrstätigkeiten

(1) Jeder Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die jährlichen CO_2-Emissionen aus Luftverkehrstätigkeiten, indem er den in Tonnen ausgedrückten Jahresverbrauch jedes Treibstoffs mit dem jeweiligen Emissionsfaktor multipliziert.

(2) Jeder Luftfahrzeugbetreiber bestimmt den Treibstoffverbrauch für jeden Flug und für jeden Treibstoff, wobei der vom Hilfsmotor verbrauchte Treibstoff mit einbezogen wird. Zu diesem Zweck wendet der Luftfahrzeugbetreiber eine der in Anhang III Abschnitt 1 festgelegten Methoden an. Der Luftfahrzeugbetreiber wählt diejenige Methode, die die vollständigsten und aktuellsten Daten mit dem niedrigsten Unsicherheitsgrad liefert, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen.

(3) Jeder Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die getankte Treibstoffmenge gemäß Anhang III Abschnitt 1

a) entweder anhand der vom Treibstofflieferanten vorgenommenen Messung, die auf den Lieferscheinen oder Rechnungen für jeden Flug verzeichnet ist,

b) oder anhand der aus den Bordmesssystemen des Luftfahrzeugs stammenden Daten, die in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage oder im technischen Log des Luftfahrzeugs aufgezeichnet sind oder vom Luftfahrzeug an den Luftfahrzeugbetreiber elektronisch übermittelt wurden.

(4) Der Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die Treibstoffmenge im Tank anhand von aus den Bordmesssystemen des Luftfahrzeugs stammenden Daten, die in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage oder im technischen Log des Luftfahrzeugs aufgezeichnet sind oder vom Luftfahrzeug an den Luftfahrzeugbetreiber elektronisch übermittelt wurden.

(5) Wird die getankte oder die in den Tanks verbliebene Treibstoffmenge in Volumeneinheiten, ausgedrückt in Litern, bestimmt, so wandelt der Luftfahrzeugbetreiber diese Menge anhand von Dichtewerten von Volumen in Masse um. Der Luftfahrzeugbetreiber verwendet die Treibstoffdichte (bei der es sich um einen tatsächlichen Wert oder einen Standardwert von 0,8 kg pro Liter handeln kann), die für betriebliche und Sicherheitszwecke herangezogen wird.

Das Verfahren zur Erläuterung der Verwendung der tatsächlichen Dichte oder der Standarddichte wird im Monitoringkonzept dargelegt, wobei auch auf die einschlägige Dokumentation des Luftfahrzeugbetreibers verwiesen wird.

(6) Für die Berechnung gemäß Absatz 1 verwendet der Luftfahrzeugbetreiber die Standardemissionsfaktoren in Tabelle 1 von Anhang III.

▼B

Für in der Tabelle nicht aufgeführte Treibstoffe bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber den Emissionsfaktor im Einklang mit Artikel 32. Für solche Treibstoffe wird der untere Heizwert als Memo-Item bestimmt und gemeldet.

(7) Abweichend von Absatz 6 kann der Luftfahrzeugbetreiber mit Genehmigung der zuständigen Behörde für kommerziell gehandelte Treibstoffe den Emissionsfaktor bzw. den dem Emissionsfaktor zugrunde liegenden Kohlenstoffgehalt oder den unteren Heizwert aus den vom Treibstofflieferanten vorgelegten Rechnungsunterlagen für den betreffenden Treibstoff herleiten, sofern die Herleitung auf Basis von akzeptierten internationalen Normen erfolgt und die in Tabelle 1 von Anhang III angegebenen Emissionsfaktoren nicht angewendet werden können.

▼M1

Artikel 54

Besondere Bestimmungen für Biokraftstoffe

(1) Bei Brennstoffgemischen kann der Luftfahrzeugbetreiber entweder einen Biokraftstoffanteil von null annehmen und einen Standardwert von 100 % fossilem Anteil anwenden oder einen Biokraftstoffanteil gemäß Absatz 2 oder 3 bestimmen.

(2) Werden Biokraftstoffe mit fossilen Kraftstoffen physisch vermischt und in physisch identifizierbaren Chargen an das Luftfahrzeug geliefert, so kann der Luftfahrzeugbetreiber Analysen gemäß den Artikeln 32 bis 35 durchführen, um den Biomasseanteil auf der Grundlage einer einschlägigen Norm und der in den genannten Artikeln festgelegten Analysemethoden zu bestimmen, sofern die Anwendung dieser Norm und dieser Analysemethoden von der zuständigen Behörde genehmigt wurde. Weist der Luftfahrzeugbetreiber gegenüber der zuständigen Behörde nach, dass solche Analysen unverhältnismäßige Kosten verursachen würden oder technisch nicht machbar wären, so kann der Luftfahrzeugbetreiber bei der Schätzung des Biokraftstoffgehalts eine Massenbilanz der erworbenen fossilen Kraftstoffe und Biokraftstoffe zugrunde legen.

(3) Werden erworbene Biokraftstoff-Chargen nicht physisch an ein bestimmtes Luftfahrzeug geliefert, so greift der Luftfahrzeugbetreiber nicht auf Analysen zur Bestimmung des Biomasseanteils der verwendeten Kraftstoffe zurück.

Der Luftfahrzeugbetreiber kann den Biomasseanteil anhand von Rechnungsunterlagen über den Erwerb von Biokraftstoff mit gleichem Energiegehalt bestimmen, sofern er der zuständigen Behörde glaubhaft nachweist, dass ein und dieselbe Biokraftstoffmenge nicht doppelt gezählt wird, und insbesondere, dass niemand anderes angibt, den erworbenen Biokraftstoff zu verwenden.

Zum Nachweis der Einhaltung der Anforderungen gemäß Unterabsatz 2 kann der Betreiber auf die Daten zurückgreifen, die in der gemäß Artikel 28 Absatz 2 der Richtlinie (EU) 2018/2001 eingerichteten Unionsdatenbank gespeichert sind.

(4) Der Emissionsfaktor für Biokraftstoff beträgt null.

Für die Zwecke dieses Absatzes gilt Artikel 38 Absatz 5 für die Verbrennung von Biokraftstoff durch Luftfahrzeugbetreiber.

▼B

Artikel 55

Kleinemittenten

(1) Luftfahrzeugbetreiber, die in drei aufeinanderfolgenden Viermonatszeiträumen weniger als 243 Flüge je Zeitraum durchführen, sowie Luftfahrzeugbetreiber, die Flüge mit einer jährlichen Gesamtemission von weniger als 25 000 Tonnen CO_2/Jahr durchführen, gelten als Kleinemittenten.

(2) Abweichend von Artikel 53 können Kleinemittenten ihren Treibstoffverbrauch anhand von Eurocontrol-Instrumenten oder von Instrumenten einer anderen einschlägigen Organisation schätzen, die in der Lage sind, alle relevanten Luftverkehrsinformationen zu verarbeiten und dabei eine Unterschätzung der Emissionen zu vermeiden.

Die jeweiligen Instrumente dürfen nur verwendet werden, wenn sie von der Kommission genehmigt wurden; dies gilt auch für die Anwendung von Berichtigungsfaktoren zum Ausgleich etwaiger Ungenauigkeiten in den Modellierungsmethoden.

(3) Abweichend von Artikel 12 braucht ein Kleinemittent, der eines der Instrumente gemäß Absatz 2 dieses Artikels verwenden will, im Monitoringkonzept für Emissionen nur die folgenden Informationen zu übermitteln:

a) die Informationen gemäß Anhang I Abschnitt 2 Nummer 1;

b) den Nachweis, dass die Schwellenwerte für Kleinemittenten gemäß Absatz 1 eingehalten werden;

c) den Namen des Instruments gemäß Absatz 2, das zur Schätzung des Treibstoffverbrauchs verwendet werden wird, oder einen Verweis auf das Instrument.

Ein Kleinemittent ist von der Übermittlung der Belege gemäß Artikel 12 Absatz 1 Unterabsatz 3 befreit.

(4) Ein Luftfahrzeugbetreiber, der eines der Instrumente gemäß Absatz 2 verwendet und die in Absatz 1 genannten Schwellenwerte in einem Berichtsjahr überschreitet, setzt die zuständige Behörde hierüber unverzüglich in Kenntnis.

Der Luftfahrzeugbetreiber legt der zuständigen Behörde unverzüglich eine erhebliche Änderung des Monitoringkonzepts im Sinne von Artikel 15 Absatz 4 Buchstabe a Ziffer iv zur Genehmigung vor.

Die zuständige Behörde gestattet dem Luftfahrzeugbetreiber jedoch weiterhin die Verwendung eines Instruments gemäß Absatz 2, wenn dieser ihr nachweist, dass die Schwellenwerte gemäß Absatz 1 nicht bereits in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen überschritten wurden und ab dem nachfolgenden Berichtszeitraum nicht wieder überschritten werden.

Artikel 56

Unsicherheitsquellen

(1) Der Luftfahrzeugbetreiber berücksichtigt Unsicherheitsquellen sowie den jeweiligen Grad an Unsicherheit bei der Wahl der Überwachungsmethodik gemäß Artikel 53 Absatz 2.

▼B

(2) Der Luftfahrzeugbetreiber führt regelmäßig angemessene Kontrollaktivitäten durch, einschließlich Gegenprüfungen der auf den Rechnungen angegebenen Betankungsmenge und der durch Bordmesssysteme bestimmten Betankungsmenge, und ergreift bei Feststellung erheblicher Abweichungen Korrekturmaßnahmen.

Artikel 57

Bestimmung von Tonnenkilometerdaten

(1) Will ein Luftfahrzeugbetreiber eine kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie 2003/87/EG beantragen, so überwacht er in den für einen solchen Antrag relevanten Überprüfungsjahren die Tonnenkilometerdaten für alle Flüge gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG.

(2) Zur Berechnung der Tonnenkilometerdaten multipliziert der Luftfahrzeugbetreiber die gemäß Anhang III Abschnitt 3 berechnete und in Kilometern (km) ausgedrückte Flugstrecke mit der in Tonnen (t) ausgedrückten Nutzlast, d. h. der Gesamtmasse von Fracht, Post, Fluggästen und aufgegebenen Gepäckstücken.

(3) Der Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die Fracht- und Postmasse anhand der tatsächlichen Masse oder der Standardmasse in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage für die betreffenden Flüge.

Luftfahrzeugbetreiber, die keine Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage haben müssen, schlagen im Monitoringkonzept eine geeignete Methode für die Bestimmung der Fracht- und Postmasse vor, wobei das Taragewicht sämtlicher Paletten und Container, die nicht zur Nutzlast gehören, sowie die Leermasse ausgeschlossen werden.

(4) Der Luftfahrzeugbetreiber bestimmt die Fluggastmasse anhand einer der folgenden Ebenen:

a) Ebene 1: Standardwert von 100 kg je Fluggast mitsamt aufgegebenem Gepäck;

b) Ebene 2: die in den Unterlagen über Masse und Schwerpunktlage jedes Flugs angegebene Masse für Fluggäste und aufgegebenes Gepäck.

Die gewählte Ebene gilt jedoch für alle Flüge in den für Anträge gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie 2003/87/EG relevanten Überprüfungsjahren.

KAPITEL V

DATENVERWALTUNG UND -KONTROLLE

Artikel 58

Datenflussaktivitäten

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber erstellt, dokumentiert, implementiert und unterhält schriftliche Verfahren für Datenflussaktivitäten zur Überwachung von und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen und gewährleistet, dass der jährliche Emissionsbericht, der auf Basis der Datenflussaktivitäten erstellt wird, keine Falschangaben enthält und mit dem Monitoringkonzept, den schriftlichen Verfahren und mit dieser Verordnung im Einklang steht.

▼B

Will der Luftfahrzeugbetreiber eine kostenfreie Zuteilung von Zertifikaten gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie 2003/87/EG beantragen, so gilt Unterabsatz 1 auch für die Überwachung von und die Berichterstattung über Tonnenkilometerdaten.

(2) Die Beschreibung der im Monitoringkonzept enthaltenen Verfahren für Datenflussaktivitäten umfasst mindestens die nachstehenden Elemente:

a) die Informationen gemäß Artikel 12 Absatz 2;

b) Angabe der Primärdatenquellen;

c) jeden der einzelnen Schritte im Datenfluss (von den Primärdaten bis zu den jährlichen Emissionen oder Tonnenkilometerdaten), die die Sequenz und Interaktion zwischen den Datenflussaktivitäten widerspiegeln, einschließlich relevanter Formeln und angewandter Datenaggregierungsschritte;

d) die relevanten Verarbeitungsschritte im Zusammenhang mit jeder spezifischen Datenflussaktivität, einschließlich der für die Bestimmung der Emissionen bzw. Tonnenkilometerdaten verwendeten Formeln und Daten;

e) die verwendeten relevanten elektronischen Datenverarbeitungs- und -speichersysteme sowie die Interaktion zwischen diesen Systemen und anderen Eingaben einschließlich manueller Eingabe;

f) die Art und Weise, in der die Ergebnisse der Datenflussaktivitäten aufgezeichnet werden.

Artikel 59

Kontrollsystem

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber erstellt, dokumentiert, implementiert und unterhält ein effizientes Kontrollsystem, das gewährleistet, dass der jährliche Emissionsbericht und gegebenenfalls der Tonnenkilometerbericht, die auf Basis der Datenflussaktivitäten erstellt werden, keine Falschangaben enthalten und mit dem Monitoringkonzept sowie mit dieser Verordnung im Einklang stehen.

(2) Das Kontrollsystem gemäß Absatz 1 umfasst folgende Elemente:

a) eine Bewertung der inhärenten Risiken und Kontrollrisiken durch den Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber auf der Grundlage eines schriftlichen Verfahrens für die Durchführung der Bewertung;

b) schriftliche Verfahren im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten, mit denen die identifizierten Risiken gemindert werden sollen.

(3) Die schriftlichen Verfahren im Zusammenhang mit Kontrollaktivitäten gemäß Absatz 2 Buchstabe b umfassen mindestens:

a) die Qualitätssicherung der Messeinrichtungen;

▼B

b) die Qualitätssicherung des für die Datenflussaktivitäten verwendeten IT-Systems, einschließlich Computer-Prozesskontrollen;

c) die Aufgabentrennung bei den Datenfluss- und Kontrollaktivitäten sowie die Verwaltung der erforderlichen Kompetenzen;

d) interne Überprüfungen und Validierung von Daten;

e) Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen;

f) die Kontrolle von ausgelagerten Prozessen;

g) das Führen von Aufzeichnungen und die Dokumentation, einschließlich der Verwaltung von Dokumentenversionen.

(4) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber überwacht die Effizienz des Kontrollsystems, auch durch interne Überprüfungen und unter Berücksichtigung der Feststellungen der Prüfstelle im Rahmen der gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 durchgeführten Prüfung der jährlichen Emissionsberichte und gegebenenfalls der Tonnenkilometerberichte.

Sollte sich herausstellen, dass das Kontrollsystem ineffizient oder den identifizierten Risiken nicht angemessen ist, so bemüht sich der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber, das Kontrollsystem zu verbessern und das Monitoringkonzept oder gegebenenfalls die ihm zugrunde liegenden schriftlichen Verfahren für Datenflussaktivitäten, Risikobewertungen und Kontrollaktivitäten zu aktualisieren.

Artikel 60

Qualitätssicherung

(1) Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe a trägt der Betreiber dafür Sorge, dass alle maßgeblichen Messeinrichtungen, auch vor ihrer Verwendung, im Einklang mit den Bestimmungen dieser Verordnung und mit Messstandards, die auf international anerkannte Messstandards zurückgeführt werden können, in einer den festgestellten Risiken angemessenen Weise in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert werden.

Können bestimmte Teile der Messsysteme nicht kalibriert werden, so führt der Betreiber diese Teile im Monitoringkonzept auf und schlägt alternative Kontrolltätigkeiten vor.

Stellt sich heraus, dass Messeinrichtungen nicht die geforderte Leistung erbringen, so trifft der Betreiber unverzüglich die erforderlichen Korrekturmaßnahmen.

(2) Bei Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung wendet der Betreiber eine Qualitätssicherung im Einklang mit der Norm „Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen“ (EN 14181) an, einschließlich mindestens einmal jährlich von qualifiziertem Personal durchgeführter Parallelmessungen nach Standard-Referenzmethoden.

▼B

Erfordert die Qualitätssicherung, dass als Basis für die Kalibrierung und die Leistungsprüfungen Emissionsgrenzwerte als Parameter herangezogen werden, so wird der jährliche Stundenmittelwert der Konzentration des Treibhausgases als Ersatzwert für solche Emissionsgrenzwerte verwendet. Stellt der Betreiber fest, dass die Anforderungen an die Qualitätssicherung nicht erfüllt wurden — einschließlich der Notwendigkeit einer Neukalibrierung —, so teilt er dies der zuständigen Behörde mit und trifft unverzüglich Korrekturmaßnahmen.

Artikel 61

Qualitätssicherung der Informationstechnologie

Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe b trägt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber dafür Sorge, dass das IT-System so konzipiert, dokumentiert, getestet, implementiert, kontrolliert und unterhalten wird, dass verlässliche, genaue und zeitnahe Daten unter Berücksichtigung der gemäß Artikel 59 Absatz 2 Buchstabe a identifizierten Risiken verarbeitet werden.

Zur Kontrolle des IT-Systems gehören Zugriffskontrolle, Back-up-Kontrolle, Wiederherstellung von Daten, Kontinuitätsplanung und Sicherheit.

Artikel 62

Aufgabentrennung

Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe c bestimmt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die zuständigen Personen für sämtliche Datenfluss- und Kontrollaktivitäten in einer Weise, dass Aufgaben nicht kollidieren. Finden keine anderen Kontrollaktivitäten statt, so trägt er bei allen Datenflussaktivitäten unter Berücksichtigung der identifizierten inhärenten Risiken dafür Sorge, dass alle relevanten Informationen und Daten von mindestens einer Person, die an der Ermittlung und Aufzeichnung dieser Informationen und Daten nicht beteiligt war, bestätigt werden.

Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber verwaltet die für die betreffenden Verantwortungsbereiche erforderlichen Kompetenzen, insbesondere die angemessene Verteilung der Zuständigkeiten, Schulungen und Leistungsprüfungen.

Artikel 63

Interne Überprüfung und Validierung von Daten

(1) Für die Zwecke von Artikel 59 Absatz 3 Buchstabe d und auf der Grundlage der in der Risikobewertung gemäß Artikel 59 Absatz 2 Buchstabe a identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken überprüft und validiert der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die aus den Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 resultierenden Daten.

Eine solche Datenüberprüfung und -validierung umfasst mindestens

a) eine Prüfung der Vollständigkeit der Daten;

▼B

b) einen Vergleich der Daten, die der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber über mehrere Jahre erhalten, überwacht und mitgeteilt hat;

c) einen Vergleich von Daten und Werten aus verschiedenen operationellen Datenerhebungssystemen, einschließlich gegebenenfalls der folgenden Vergleiche:

i) Vergleich von Daten über den Brennstoff- oder Materialankauf mit Daten über Bestandsveränderungen und Verbrauchsdaten zu den jeweiligen Stoffströmen;

ii) Vergleich von Berechnungsfaktoren, die durch Analyse oder Berechnung bestimmt oder vom Lieferanten des Brennstoffs bzw. Materials bezogen wurden, mit nationalen oder internationalen Referenzfaktoren vergleichbarer Brennstoffe oder Materialien;

iii) Vergleich der Emissionen, die anhand von auf Messung beruhenden Methodiken ermittelt wurden, mit den Ergebnissen der flankierenden Berechnung gemäß Artikel 46;

iv) Vergleich von aggregierten Daten und Rohdaten.

(2) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber trägt nach Möglichkeit dafür Sorge, dass die Kriterien für eine Ablehnung von Daten im Rahmen der Überprüfung und Validierung im Voraus feststehen. Zu diesem Zweck werden die Kriterien für eine Ablehnung von Daten in der Dokumentation der einschlägigen schriftlichen Verfahren festgelegt.

Artikel 64

Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen

(1) Sofern bestimmte Aspekte der Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 oder der Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59 nicht reibungslos oder nur außerhalb der Grenzen funktionieren, die in der Dokumentation der Verfahren für die Datenfluss- und Kontrollaktivitäten vorgegeben sind, nimmt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber angemessene Berichtigungen vor und berichtigt die abgelehnten Daten unter Vermeidung einer Unterschätzung der Emissionen.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 trifft der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber zumindest alle nachstehenden Maßnahmen:

a) Prüfung der Gültigkeit der Ergebnisse der jeweiligen Schritte im Rahmen der Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 bzw. der Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59;

b) Ermittlung der Ursache des betreffenden Defekts oder Funktionsfehlers;

c) Anwendung geeigneter Korrekturmaßnahmen, einschließlich Berichtigung der betroffenen Daten im Emissionsbericht oder gegebenenfalls im Tonnenkilometerbericht.

▼B

(3) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber führt die Berichtigungen und Korrekturmaßnahmen gemäß Absatz 1 so durch, dass auf die in der Risikobewertung gemäß Artikel 59 identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken reagiert wird.

Artikel 65

Ausgelagerte Prozesse

Lagert der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber eine oder mehrere der Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 oder der Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59 aus, so trifft er alle nachstehenden Maßnahmen:

a) Prüfung der Qualität der ausgelagerten Datenflussaktivitäten und Kontrollaktivitäten im Einklang mit dieser Verordnung;

b) Festlegung geeigneter Anforderungen an die Ergebnisse der ausgelagerten Prozesse und an die in diesen Prozessen angewendeten Methoden;

c) Prüfung der Qualität der Ergebnisse und Methoden gemäß Buchstabe b;

d) Gewährleistung, dass die ausgelagerten Aktivitäten so durchgeführt werden, dass auf die in der Risikobewertung gemäß Artikel 59 identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken reagiert wird.

Artikel 66

Behandlung von Datenlücken

(1) Fehlen Daten, die für die Bestimmung der Emissionen einer Anlage relevant sind, so verwendet der Anlagenbetreiber eine geeignete Schätzmethode zur Ermittlung konservativer Ersatzdaten für den betreffenden Zeitraum und den fehlenden Parameter.

Hat der Anlagenbetreiber die Schätzmethode nicht in einem schriftlichen Verfahren festgelegt, so stellt er ein solches schriftliches Verfahren auf und legt der zuständigen Behörde eine entsprechende Aktualisierung des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 15 zur Genehmigung vor.

(2) Fehlen Daten, die für die Bestimmung der Emissionen eines Luftfahrzeugbetreibers für einen oder mehrere Flüge relevant sind, so verwendet der Luftfahrzeugbetreiber für den betreffenden Zeitraum Ersatzdaten, die nach der im Monitoringkonzept festgelegten alternativen Methode berechnet werden.

Können keine Ersatzdaten gemäß Unterabsatz 1 ermittelt werden, so kann der Luftfahrzeugbetreiber die Emissionen für den oder die betreffenden Flüge anhand des durch ein Instrument gemäß Artikel 55 Absatz 2 ermittelten Treibstoffverbrauchs schätzen.

▼B

Treten bei mehr als 5 % der gemeldeten jährlichen Flüge Datenlücken im Sinne der Unterabsätze 1 und 2 auf, so unterrichtet der Betreiber unverzüglich die zuständige Behörde und trifft Abhilfemaßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik.

Artikel 67

Aufzeichnungen und Dokumentation

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber führt für mindestens zehn Jahre Aufzeichnungen aller relevanten Daten und Informationen, einschließlich der Informationen gemäß Anhang IX.

Die dokumentierten und archivierten Überwachungsdaten ermöglichen die Prüfung der jährlichen Emissionsberichte bzw. der Tonnenkilometerberichte nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067. Vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber übermittelte Daten, die in einem von der zuständigen Behörde errichteten elektronischen Berichterstattungs- und Datenverwaltungssystem gespeichert sind, können als vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber aufbewahrt angesehen werden, wenn dieser Zugriff auf diese Daten hat.

(2) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber trägt dafür Sorge, dass maßgebliche Dokumente immer dann und dort zur Verfügung stehen, wo sie zur Durchführung der Datenfluss- und Kontrollaktivitäten benötigt werden.

Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber stellt diese Dokumente der zuständigen Behörde sowie der Prüfstelle, die den Emissionsbericht bzw. Tonnenkilometerbericht nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 prüft, auf Anfrage zur Verfügung.

KAPITEL VI

BERICHTSPFLICHTEN

Artikel 68

Zeitplan und Pflichten für die Berichterstattung

(1) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber übermittelt der zuständigen Behörde alljährlich bis 31. März einen Emissionsbericht, der die Jahresemissionen des Berichtszeitraums umfasst und nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 geprüft wurde.

Die zuständigen Behörden können die Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber jedoch auffordern, den geprüften jährlichen Emissionsbericht vor dem 31. März, jedoch nicht vor dem 28. Februar zu übermitteln.

(2) Beantragt ein Luftfahrzeugbetreiber eine kostenfreie Zuteilung von Emissionszertifikaten gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie 2003/87/EG, so übermittelt er der zuständigen Behörde bis 31. März des auf das Überprüfungsjahr gemäß Artikel 3e oder 3f der Richtlinie folgenden Jahres einen Tonnenkilometerbericht, der die Tonnenkilometerdaten des Überprüfungsjahres umfasst und nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 geprüft wurde.

▼B

(3) Die jährlichen Emissionsberichte und die Tonnenkilometerberichte enthalten mindestens die Informationen gemäß Anhang X.

Artikel 69

Berichterstattung über Verbesserungen der Überwachungsmethodik

(1) Jeder Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber prüft regelmäßig, ob die angewendete Überwachungsmethodik verbessert werden kann.

Der Betreiber einer Anlage legt der zuständigen Behörde einen Bericht zur Genehmigung vor, der die Angaben gemäß Absatz 2 bzw. Absatz 3 enthält und innerhalb folgender Fristen übermittelt wird:

a) für eine Anlage der Kategorie A: alle vier Jahre bis 30. Juni;

b) für eine Anlage der Kategorie B: alle zwei Jahre bis 30. Juni;

c) für eine Anlage der Kategorie C: jedes Jahr bis 30. Juni.

Die zuständige Behörde kann jedoch ein anderes Datum für die Übermittlung des Berichts festsetzen, das aber nicht nach dem 30. September desselben Jahres liegen darf.

Abweichend von den Unterabsätzen 2 und 3 und unbeschadet des Unterabsatzes 1 kann die zuständige Behörde zusammen mit dem Monitoringkonzept oder dem Verbesserungsbericht eine Verlängerung der gemäß Unterabsatz 2 geltenden Frist genehmigen, wenn der Betreiber der zuständigen Behörde bei Vorlage eines Monitoringkonzepts gemäß Artikel 12, bei Übermittlung von Aktualisierungen gemäß Artikel 15 oder bei Vorlage eines Verbesserungsberichts gemäß dem vorliegenden Artikel nachweist, dass die Gründe dafür, dass die Kosten unverhältnismäßig wären oder die Verbesserungsmaßnahmen technisch nicht machbar wären, während eines längeren Zeitraums bestehen bleiben. Bei dieser Verlängerung ist die Anzahl der Jahre zu berücksichtigen, für die der Betreiber einen Nachweis erbringt. Der Zeitraum zwischen den Verbesserungsberichten darf insgesamt drei Jahre für eine Anlage der Kategorie C, vier Jahre für eine Anlage der Kategorie B bzw. fünf Jahre für eine Anlage der Kategorie A nicht überschreiten

(2) Wendet der Anlagenbetreiber nicht mindestens die Ebenen an, die gemäß Artikel 26 Absatz 1 Unterabsatz 1 für emissionsstarke und emissionsschwache Stoffströme sowie gemäß Artikel 41 für Emissionsquellen vorgeschrieben sind, so übermittelt er eine Begründung, warum die Anwendung der vorgeschriebenen Ebenen technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde.

Stellt sich jedoch heraus, dass Maßnahmen, die zum Erreichen dieser Ebenen erforderlich sind, technisch machbar geworden sind und zu keinen unverhältnismäßigen Kosten mehr führen, so legt der Anlagenbetreiber entsprechende Änderungen des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 15 vor und übermittelt Vorschläge zur Durchführung der betreffenden Maßnahmen einschließlich eines Zeitplans.

▼B

(3) Wendet der Anlagenbetreiber eine Fall-back-Überwachungsmethodik gemäß Artikel 22 an, so übermittelt er eine Begründung, warum es technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führen würde, für einen oder mehrere emissionsstarke oder emissionsschwache Stoffströme mindestens Ebene 1 anzuwenden.

Stellt sich jedoch heraus, dass Maßnahmen, die für diese Stoffströme zum Erreichen von mindestens Ebene 1 erforderlich sind, technisch machbar geworden sind und zu keinen unverhältnismäßigen Kosten mehr führen, so legt der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde entsprechende Änderungen des Monitoringkonzepts gemäß Artikel 15 vor und übermittelt Vorschläge zur Durchführung der betreffenden Maßnahmen einschließlich eines Zeitplans.

(4) Enthält der nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 erstellte Prüfbericht noch offene Nichtkonformitäten oder Empfehlungen für Verbesserungen gemäß den Artikeln 27, 29 und 30 jener Durchführungsverordnung, so übermittelt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber der zuständigen Behörde bis 30. Juni des Jahres, in dem die Prüfstelle den Prüfbericht erstellt, einen Bericht zur Genehmigung. Im Bericht wird beschrieben, wie und wann der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber die von der Prüfstelle festgestellten Nichtkonformitäten behoben hat oder zu beheben beabsichtigt und die empfohlenen Verbesserungen vornehmen will.

Die zuständige Behörde kann ein anderes als das in diesem Absatz genannte Datum für die Übermittlung des Berichts festsetzen, das aber nicht nach dem 30. September desselben Jahres liegen darf. Dieser Bericht kann gegebenenfalls mit dem Bericht gemäß Absatz 1 zusammengefasst werden.

Würden die empfohlenen Verbesserungen nicht zu einer Verbesserung der Überwachungsmethodik führen, so legt der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber eine entsprechende Begründung vor. Würden die empfohlenen Verbesserungen zu unverhältnismäßigen Kosten führen, so weist der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber dies nach.

(5) Absatz 4 findet keine Anwendung, wenn der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber bereits vor dem gemäß Absatz 4 festgelegten Datum alle Nichtkonformitäten ausgeräumt, Verbesserungsempfehlungen für befolgt und die damit zusammenhängenden Änderungen des Monitoringkonzepts der zuständigen Behörde zur Genehmigung gemäß Artikel 15 vorgelegt hat.

Artikel 70

Bestimmung von Emissionen durch die zuständige Behörde

(1) Die zuständige Behörde nimmt eine konservative Schätzung der Emissionen einer Anlage oder eines Luftfahrzeugbetreibers in jedem der folgenden Fälle vor:

a) Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber hat innerhalb der in Artikel 68 Absatz 1 vorgegebenen Frist keinen geprüften jährlichen Emissionsbericht übermittelt;

b) der geprüfte jährliche Emissionsbericht gemäß Artikel 68 Absatz 1 steht nicht im Einklang mit dieser Verordnung;

c) der jährliche Emissionsbericht eines Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreibers wurde nicht nach Maßgabe der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 geprüft.

▼B

(2) Hat die Prüfstelle im Prüfbericht gemäß der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 Falschangaben nicht wesentlicher Art festgestellt, die vom Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber vor Ausstellung des Prüfberichts nicht berichtigt wurden, so bewertet die zuständige Behörde diese Falschangaben und nimmt gegebenenfalls eine konservative Schätzung der Emissionen der Anlage bzw. des Luftfahrzeugbetreibers vor. Die zuständige Behörde teilt dem Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber mit, ob und — wenn ja — welche Berichtigungen am jährlichen Emissionsbericht vorgenommen werden müssen. Der Anlagen- bzw. Luftfahrzeugbetreiber stellt diese Informationen der Prüfstelle zur Verfügung.

(3) Die Mitgliedstaaten sehen einen effizienten Informationsaustausch zwischen den für die Genehmigung der Monitoringkonzepte und den für die Annahme der jährlichen Emissionsberichte zuständigen Behörden vor.

Artikel 71

Zugriff auf Informationen

Die zuständige Behörde macht der Öffentlichkeit die ihr vorliegenden Emissionsberichte nach Maßgabe der gemäß der Richtlinie 2003/4/EG des Europäischen Parlaments und des Rates [1] erlassenen einzelstaatlichen Bestimmungen zugänglich. Hinsichtlich der Anwendung der Ausnahmeregelung gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe d der Richtlinie 2003/4/EG können die Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber in ihren Berichten die Informationen kennzeichnen, die ihrer Auffassung nach als Geschäfts- oder Betriebsgeheimnis zu betrachten sind.

Artikel 72

Rundung von Daten

(1) ►M1 Die gesamten Jahresemissionen der einzelnen Treibhausgase CO_2, N_2O und PFC werden jeweils in gerundeten Tonnen CO_2 oder CO_2-Äq mitgeteilt. Die gesamten Jahresemissionen der Anlage werden als Summe der gerundeten Werte für CO_2, N_2O und PFC berechnet. ◄

Tonnenkilometerdaten werden als gerundete Werte von Tonnenkilometern mitgeteilt.

(2) Alle zur Berechnung der Emissionen verwendeten Variablen werden so gerundet, dass alle für die Berechnung der Emissionen und die diesbezügliche Berichterstattung signifikanten Stellen enthalten sind.

(3) Alle Daten je Flug werden so gerundet, dass alle für die Berechnung der Entfernung und der Nutzlast gemäß Artikel 57 sowie für die Berichterstattung über Tonnenkilometerdaten signifikanten Stellen enthalten sind.

Artikel 73

Gewährleistung der Konsistenz mit anderen Berichterstattungen

Jede in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgeführte Tätigkeit, die von einem Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber durchgeführt wird, wird gegebenenfalls mit den Codes der folgenden Berichterstattungssysteme ausgewiesen:

[1] 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 (ABl. L 41 vom 14.2.2003, S. 26).

▼B

a) dem Code des „Common Reporting Format“ für nationale Treibhausgasinventare, das von den zuständigen Stellen der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen angenommen wurde;

b) der Kennnummer der Anlage im Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister gemäß der Verordnung (EG) Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]);

c) der Tätigkeit gemäß Anhang I der Verordnung (EG) Nr. 166/2006;

d) dem NACE-Code gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates ([2]).

KAPITEL VII

ANFORDERUNGEN AN DIE INFORMATIONSTECHNOLOGIE

Artikel 74

Formate für den elektronischen Datenaustausch

(1) Die Mitgliedstaaten können vorschreiben, dass die Anlagenbetreiber und Luftfahrzeugbetreiber für die Übermittlung von Monitoringkonzepten und Änderungen des Monitoringkonzepts sowie für die Übermittlung der jährlichen Emissionsberichte, der Tonnenkilometerberichte, der Prüfberichte und der Verbesserungsberichte elektronische Vorlagen oder spezifische Dateiformate verwenden müssen.

Diese von den Mitgliedstaaten festgelegten Vorlagen und spezifischen Dateiformate müssen mindestens die Informationen enthalten, die in den von der Kommission veröffentlichten elektronischen Vorlagen und Spezifikationen für ein Dateiformat enthalten sind.

(2) Bei der Festlegung der Vorlagen und Spezifikationen für ein Dateiformat gemäß Absatz 1 Unterabsatz 2 können sich die Mitgliedstaaten für eine oder beide der folgenden Möglichkeiten entscheiden:

a) Dateiformatspezifikationen, basierend auf XML, wie die von der Kommission veröffentlichte EU-EHS-Berichterstattungssprache zur Verwendung in Verbindung mit fortgeschrittenen automatisierten Systemen;

b) veröffentlichte Vorlagen in einer für Standardbürosoftware geeigneten Form, einschließlich Tabellenkalkulationen und Textverarbeitungsdateien.

([1]) Verordnung (EG) Nr. 166/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Januar 2006 über die Schaffung eines Europäischen Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregisters und zur Änderung der Richtlinien 91/689/EWG und 96/61/EG des Rates (ABl. L 33 vom 4.2.2006, S. 1).

([2]) Verordnung (EG) Nr. 1893/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Dezember 2006 zur Aufstellung der statistischen Systematik der Wirtschaftszweige NACE Revision 2 und zur Änderung der Verordnung (EWG) Nr. 3037/90 des Rates sowie einiger Verordnungen der EG über bestimmte Bereiche der Statistik (ABl. L 393 vom 30.12.2006, S. 1).

▼B

Artikel 75

Verwendung automatisierter Systeme

(1) Entscheidet sich ein Mitgliedstaat für die Verwendung von automatisierten Systemen für den elektronischen Datenaustausch, die auf den Dateiformatspezifikationen gemäß Artikel 74 Absatz 2 Buchstabe a basieren, so müssen diese Systeme auf kosteneffiziente Weise durch Implementierung von technologischen Maßnahmen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik Folgendes gewährleisten:

a) die Integrität der Daten, sodass elektronische Mitteilungen während der Übermittlung nicht geändert werden können;

b) die Vertraulichkeit der Daten durch Verwendung von Sicherheitstechniken, einschließlich Verschlüsselungstechniken, sodass die Daten nur der Partei zugänglich sind, für die sie bestimmt sind, und keine Daten von unbefugten Parteien abgefangen werden können;

c) die Authentizität der Daten, sodass die Identität sowohl des Absenders als auch des Empfängers der Daten bekannt und überprüft ist;

d) die Nichtabstreitbarkeit der Daten durch Verwendung von Methoden wie z. B. Unterzeichnungstechniken oder die unabhängige Prüfung von Systemsicherungen, sodass eine an einem Mitteilungsvorgang beteiligte Partei nicht abstreiten kann, eine Mitteilung empfangen zu haben, und die andere Partei nicht abstreiten kann, eine Mitteilung abgesendet zu haben.

(2) Auf den Dateiformatspezifikationen gemäß Artikel 74 Absatz 2 Buchstabe a basierende automatisierte Systeme, die von den Mitgliedstaaten für die Kommunikation zwischen zuständiger Behörde, Anlagenbetreiber, Luftfahrzeugbetreiber sowie Prüfstelle und nationaler Akkreditierungsstelle im Sinne der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2067 verwendet werden, müssen durch Implementierung von technologischen Maßnahmen entsprechend dem aktuellen Stand der Technik die folgenden nicht funktionsbezogenen Anforderungen erfüllen:

a) Zugriffskontrolle, sodass nur befugte Parteien auf das System Zugriff haben und keine Daten von unbefugten Parteien gelesen, geschrieben oder aktualisiert werden können, durch Implementierung von technologischen Maßnahmen, mit denen Folgendes erreicht werden soll:

   i) Beschränkung des physischen Zugangs zu der Hardware, auf der die automatisierten Systeme betrieben werden, durch physische Barrieren;

   ii) Beschränkung des logischen Zugangs zu den automatisierten Systemen durch Einsatz von Technologien für die Identifizierung, Authentifizierung und Autorisierung;

b) Verfügbarkeit, sodass der Zugriff auf die Daten auch nach längerer Zeit und nach der Einführung einer etwaigen neuen Software gewährleistet ist;

c) Prüfpfad, sodass sichergestellt ist, dass Datenänderungen stets nachträglich ermittelt und analysiert werden können.

▼B

KAPITEL VIII

SCHLUSSBESTIMMUNGEN

Artikel 76

Änderung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012

Die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 wird wie folgt geändert:

1. Artikel 12 Absatz 1 Unterabsatz 3 Buchstabe a erhält folgende Fassung:

„a) bei Anlagen für jeden emissionsstarken und emissionsschwachen Stoffstrom einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten (wo zutreffend) für Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für die angewendeten Ebenen gemäß den Anhängen II und VI sowie für jede Emissionsquelle einen Nachweis der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten (wo zutreffend) für die angewendeten Ebenen gemäß Anhang VIII;“.

2. Artikel 15 Absatz 4 Buchstabe a erhält folgende Fassung:

„a) in Bezug auf das Monitoringkonzept für Emissionen:

i) eine Änderung von im Monitoringkonzept festgesetzten Werten von Emissionsfaktoren;

ii) ein Wechsel zwischen den Berechnungsmethoden gemäß Anhang III oder ein Wechsel von der Anwendung einer Berechnungsmethode zur Anwendung einer Schätzmethodik gemäß Artikel 55 Absatz 2 oder umgekehrt;

iii) die Einführung neuer Stoffströme;

iv) Änderungen bezüglich der Einstufung eines Luftfahrzeugbetreibers als Kleinemittent im Sinne von Artikel 55 Absatz 1 oder bezüglich eines der Schwellenwerte gemäß Artikel 28a Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG;“.

3. Artikel 49 erhält folgende Fassung:

„Artikel 49

Weitergeleitetes CO_2

(1) Der Anlagenbetreiber zieht von den Emissionen der Anlage alle aus fossilem Kohlenstoff im Rahmen von Tätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG stammenden Mengen CO_2 ab, die nicht aus der Anlage emittiert werden, sondern

a) aus der Anlage weitergeleitet werden in

i) eine Abscheidungsanlage zwecks Transport und langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

▼B

ii) ein Transportnetz zwecks langfristiger geologischer Speicherung in einer gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassenen Speicherstätte;

iii) eine gemäß der Richtlinie 2009/31/EG zugelassene Speicherstätte zwecks langfristiger geologischer Speicherung;

b) aus der Anlage weitergeleitet und zur Herstellung von gefälltem Kalziumkarbonat verwendet werden, in dem das verwendete CO_2 chemisch gebunden wird.

(2) Der Betreiber der weiterleitenden Anlage gibt in seinem jährlichen Emissionsbericht die im Einklang mit den gemäß Artikel 19 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen Rechtsakten anerkannte Anlagenkennung der annehmenden Anlage an, sofern die annehmende Anlage unter diese Richtlinie fällt. In allen anderen Fällen muss der Betreiber der weiterleitenden Anlage Namen, Anschrift und Kontaktdaten einer Kontaktperson für die annehmende Anlage angeben.

Unterabsatz 1 gilt auch für die annehmende Anlage in Bezug auf die Anlagenkennung der weiterleitenden Anlage.

(3) Zur Bestimmung der aus einer Anlage an eine andere Anlage weitergeleiteten Menge CO_2 wendet der Anlagenbetreiber eine auf Messung beruhende Methodik, auch unter Berücksichtigung der Artikel 43, 44 und 45, an. Die Emissionsquelle entspricht der Messstelle, und die Emissionen werden als die weitergeleitete Menge CO_2 ausgedrückt.

Für die Zwecke von Absatz 1 Buchstabe b wendet der Anlagenbetreiber eine auf Berechnung beruhende Methodik an.

(4) Zur Bestimmung der aus einer Anlage in eine andere Anlage weitergeleiteten Menge CO_2 wendet der Anlagenbetreiber die höchste Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 an.

Der Anlagenbetreiber kann jedoch die nächstniedrigere Ebene anwenden, sofern er nachweist, dass die Anwendung der höchsten Ebene nach der Definition in Anhang VIII Abschnitt 1 technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßigen Kosten führt.

Zur Bestimmung der Menge des chemisch gebundenen CO_2 in gefälltem Kalziumkarbonat verwendet der Anlagenbetreiber die Datenquellen, die die größtmögliche Genauigkeit aufweisen.

(5) Die Anlagenbetreiber können die Menge des aus der Anlage weitergeleiteten CO_2 sowohl in der weiterleitenden als auch in der annehmenden Anlage bestimmen. In solchen Fällen findet Artikel 48 Absatz 3 Anwendung.“

4. Artikel 52 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 5 wird gestrichen.

b) Absatz 6 erhält folgende Fassung:

▼B

„(6) Wird die getankte oder die in den Tanks verbliebene Treibstoffmenge in Volumeneinheiten, ausgedrückt in Litern, bestimmt, so wandelt der Luftfahrzeugbetreiber diese Menge anhand von Dichtewerten von Volumen in Masse um. Der Luftfahrzeugbetreiber verwendet die Treibstoffdichte (bei der es sich um einen tatsächlichen Wert oder einen Standardwert von 0,8 kg pro Liter handeln kann), die für betriebliche und Sicherheitszwecke herangezogen wird.

Das Verfahren zur Erläuterung der Verwendung der tatsächlichen Dichte oder der Standarddichte wird im Monitoringkonzept dargelegt, wobei auch auf die einschlägige Dokumentation des Luftfahrzeugbetreibers verwiesen wird.“

c) Absatz 7 erhält folgende Fassung:

„(7) Für die Berechnung gemäß Absatz 1 verwendet der Luftfahrzeugbetreiber die Standardemissionsfaktoren in Tabelle 2 von Anhang III. Für in der Tabelle nicht aufgeführte Treibstoffe bestimmt der Luftfahrzeugbetreiber den Emissionsfaktor im Einklang mit Artikel 32. Für solche Treibstoffe wird der untere Heizwert als Memo-Item bestimmt und gemeldet.“

5. Artikel 54 Absatz 2 Unterabsatz 1 erhält folgende Fassung:

„(2) Abweichend von Artikel 52 können Kleinemittenten ihren Treibstoffverbrauch anhand von Eurocontrol-Instrumenten oder von Instrumenten einer anderen einschlägigen Organisation schätzen, die in der Lage sind, alle relevanten Luftverkehrsinformationen zu verarbeiten und dabei eine Unterschätzung der Emissionen zu vermeiden.“

6. Artikel 55 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 erhält folgende Fassung:

„(1) Der Luftfahrzeugbetreiber berücksichtigt Unsicherheitsquellen sowie den jeweiligen Grad an Unsicherheit bei der Wahl der Überwachungsmethodik gemäß Artikel 52 Absatz 2.“

b) Die Absätze 2, 3 und 4 werden gestrichen.

7. Artikel 59 Absatz 1 erhält folgende Fassung:

„Für die Zwecke von Artikel 58 Absatz 3 Buchstabe a trägt der Betreiber dafür Sorge, dass alle maßgeblichen Messeinrichtungen, auch vor ihrer Verwendung, im Einklang mit den Bestimmungen dieser Verordnung und mit Messstandards, die auf international anerkannte Messstandards zurückgeführt werden können, in einer den festgestellten Risiken angemessenen Weise in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert werden.

Können bestimmte Teile der Messsysteme nicht kalibriert werden, so führt der Betreiber diese Teile im Monitoringkonzept auf und schlägt alternative Kontrolltätigkeiten vor.

Stellt sich heraus, dass Messeinrichtungen nicht die geforderte Leistung erbringen, so trifft der Betreiber unverzüglich die erforderlichen Korrekturmaßnahmen.“

▼B

8. In Artikel 65 Absatz 2 wird folgender Unterabsatz 3 angefügt:

„Treten bei mehr als 5 % der gemeldeten jährlichen Flüge Datenlücken im Sinne der Unterabsätze 1 und 2 auf, so unterrichtet der Betreiber unverzüglich die zuständige Behörde und trifft Abhilfemaßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik.“

9. Anhang I Abschnitt 2 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 2 Buchstabe b Ziffer ii erhält folgende Fassung:

„ii) gegebenenfalls der Verfahren für die Messung der getankten und der in den Tanks vorhandenen Menge Treibstoff, einer Beschreibung der verwendeten Messinstrumente und der Verfahren für die Aufzeichnung, das Abrufen, die Übermittlung bzw. die Speicherung der Messdaten,“.

b) Nummer 2 Buchstabe b Ziffer iii erhält folgende Fassung:

„iii) gegebenenfalls der Methode für die Bestimmung der Dichte,“.

c) Nummer 2 Buchstabe b Ziffer iv erhält folgende Fassung:

„iv) die Gründe für die Überwachungsmethodik, die gewählt wurde, um gemäß Artikel 55 Absatz 1 die geringste Unsicherheit zu gewährleisten;“.

d) Nummer 2 Buchstabe d wird gestrichen;

e) Nummer 2 Buchstabe f erhält folgende Fassung:

„f) eine Beschreibung der Verfahren und Systeme zur Ermittlung, Bewertung und Behandlung von Datenlücken gemäß Artikel 65 Absatz 2.“

10. Anhang III Abschnitt 2 wird gestrichen.

11. Anhang IV wird wie folgt geändert:

a) In Abschnitt 10 Unterabschnitt B wird Absatz 4 gestrichen.

b) In Abschnitt 14 Unterabschnitt B wird Absatz 3 gestrichen.

12. Anhang IX wird wie folgt geändert:

a) Abschnitt 1 Nummer 2 erhält folgende Fassung:

„Dokumente, die die Wahl der Überwachungsmethodik begründen, sowie Dokumente, die zeitlich begrenzte bzw. dauerhafte Änderungen von Überwachungsmethodiken und gegebenenfalls Ebenen begründen, die von der zuständigen Behörde genehmigt wurden;“.

b) Abschnitt 3 Nummer 5 erhält folgende Fassung:

▼B

„5. Dokumente über die bei etwaigen Datenlücken angewandte Methodik, die Anzahl der Flüge, bei denen Datenlücken aufgetreten sind, die Daten, die bei Auftreten von Datenlücken verwendet werden, um diese zu schließen, und, wenn bei mehr als 5 % der gemeldeten Flüge Datenlücken auftreten, die Gründe für diese Datenlücken sowie die Dokumente zum Nachweis der getroffenen Abhilfemaßnahmen.“

13. Anhang X Abschnitt 2 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 7 erhält folgende Fassung:

„7. Gesamtzahl der im Bericht erfassten Flüge nach Staatenpaaren;“.

b) Nach Nummer 7 wird folgende Nummer angefügt:

„7a. Treibstoffmasse (in Tonnen) je Treibstofftyp nach Staatenpaaren;“.

c) Nummer 10 Buchstabe a erhält folgende Fassung:

„a) die Zahl der Flüge, ausgedrückt in Prozent der jährlichen Flüge, bei denen Datenlücken aufgetreten sind, und die Umstände und Ursachen der betreffenden Datenlücken;“.

d) Nummer 11 Buchstabe a erhält folgende Fassung:

„a) die Zahl der Flüge, ausgedrückt in Prozent der jährlichen Flüge (gerundet auf das nächste 0,1 %), bei denen Datenlücken aufgetreten sind, und die Umstände und Ursachen der betreffenden Datenlücken;“.

Artikel 77

Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 601/2012

(1) Die Verordnung (EU) Nr. 601/2012 wird mit Wirkung vom 1. Januar 2021 aufgehoben.

Bezugnahmen auf die aufgehobene Verordnung gelten als Bezugnahmen auf die vorliegende Verordnung und sind gemäß der Entsprechungstabelle in Anhang XI zu lesen.

(2) Die Bestimmungen der Verordnung (EU) Nr. 601/2012 gelten weiterhin für die Überwachung von, Berichterstattung über und Prüfung von vor dem 1. Januar 2021 auftretenden Emissionen und gegebenenfalls anfallenden Tätigkeitsdaten.

Artikel 78

Inkrafttreten und Anwendung

Diese Verordnung tritt am Tag nach ihrer Veröffentlichung im *Amtsblatt der Europäischen Union* in Kraft.

Sie gilt ab dem 1. Januar 2021.

Artikel 76 gilt jedoch ab dem 1. Januar 2019 oder ab dem Tag des Inkrafttretens dieser Verordnung, je nachdem, welcher Zeitpunkt der spätere ist.

Diese Verordnung ist in allen ihren Teilen verbindlich und gilt unmittelbar in jedem Mitgliedstaat.

▼B

ANHANG I

Mindestinhalt des Monitoringkonzepts (Artikel 12 Absatz 1)

1. MINDESTINHALT DES MONITORINGKONZEPTS FÜR ANLAGEN

Das Monitoringkonzept für eine Anlage muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Allgemeine Angaben zur Anlage:

a) Beschreibung der zu überwachenden Anlage und ihrer zu überwachenden Tätigkeiten, die die für jede in der Anlage durchgeführte Tätigkeit zu überwachenden Emissionsquellen und Stoffströme auflistet und die folgenden Kriterien erfüllt:

i) Die Beschreibung muss ausreichen, um nachzuweisen, dass es keine Datenlücken gibt und Emissionen nicht doppelt erfasst werden,

ii) sie ist durch ein einfaches Diagramm der Emissionsquellen, der Stoffströme, der Probenahmestellen und der Messgeräte zu ergänzen, soweit die zuständige Behörde dies verlangt oder soweit ein derartiges Diagramm die Beschreibung der Anlage oder die Referenzierung von Emissionsquellen, Stoffströmen, Messgeräten und etwaigen anderen Teilen der Anlage, die für die Überwachungsmethodik, einschließlich Datenfluss- und Kontrollaktivitäten, von Belang sind, erleichtert;

b) Beschreibung des Verfahrens für die Zuweisung von Überwachungs- und Berichterstattungszuständigkeiten innerhalb der Anlage und für die Verwaltung der Kompetenzen des zuständigen Personals;

c) Beschreibung des Verfahrens für die regelmäßige Evaluierung der Angemessenheit des Monitoringkonzepts, die mindestens Folgendes abdeckt:

i) die Überprüfung der Liste der Emissionsquellen und Stoffströme, damit die Vollständigkeit dieser Quellen und Ströme gewährleistet und sichergestellt ist, dass alle relevanten Änderungen, die die Art und Funktionsweise der Anlage betreffen, im Monitoringkonzept berücksichtigt werden,

ii) für die auf die einzelnen Stoffströme und Emissionsquellen angewandten Ebenen: die Prüfung der Konformität mit den Unsicherheitsschwellenwerten für Tätigkeitsdaten und gegebenenfalls anderen Parametern,

iii) die Bewertung potenzieller Maßnahmen zur Verbesserung der angewandten Überwachungsmethodik;

d) die Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 mit Diagramm, soweit dies zu Erläuterungszwecken erforderlich ist;

e) die Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59;

f) gegebenenfalls Angaben über relevante Verknüpfungen mit Tätigkeiten, die im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Umweltbetriebsprüfung (EMAS) gemäß der Verordnung (EG) Nr. 1221/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates ([1]), im Rahmen von unter die harmonisierte ISO-Norm 14001:2004 fallenden Systemen und im Rahmen von anderen Umweltmanagementsystemen durchgeführt werden, einschließlich Angaben über Verfahren und Kontrollen, die für die Überwachung von Treibhausgasemissionen und die diesbezügliche Berichterstattung relevant sind;

([1]) ABl. L 342 vom 22.12.2009, S. 1.

▼B

g) die Nummer der Fassung des Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem diese Fassung des Monitoringkonzepts gilt;

h) die Kategorie der Anlage;

2. eine ausführliche Beschreibung der auf Berechnung beruhenden Methodiken, soweit sie angewandt werden, bestehend aus

a) einer ausführlichen Beschreibung der angewandten auf Berechnung beruhenden Methodik, einschließlich einer Liste der verwendeten Input-Daten und Berechnungsformeln, einer Liste der auf die Aktivitätsdaten angewandten Ebenen sowie allen relevanten Berechnungsfaktoren für jeden der zu überwachenden Stoffströme;

b) gegebenenfalls und soweit der Anlagenbetreiber bei emissionsschwachen und De-minimis-Stoffströmen nach einem vereinfachten Verfahren vorzugehen beabsichtigt: einer Einteilung der Stoffströme in emissionsstarke, emissionsschwache und De-minimis-Stoffströme;

c) einer Beschreibung der angewandten Messsysteme und ihres Messbereichs, der spezifizierten Unsicherheit und des genauen Standorts der für die Überwachung der einzelnen Stoffströme einzusetzenden Messgeräte;

d) gegebenenfalls den für Berechnungsfaktoren verwendeten Standardwerten mit Angabe – für jeden Stoffstrom – der Quelle des Faktors oder der relevanten Quelle, aus der der Standardfaktor periodisch bezogen wird;

e) gegebenenfalls einer Liste der für die Bestimmung aller relevanten Berechnungsfaktoren für die einzelnen Stoffströme anzuwendenden Analysemethoden und einer Beschreibung der schriftlichen Verfahren für diese Analysen;

f) gegebenenfalls einer Beschreibung des dem Probenahmeplan für die zu analysierenden Brennstoffe und Materialien zugrunde liegenden Verfahrens sowie des Verfahrens für die Überprüfung der Angemessenheit des Probenahmeplans;

g) gegebenenfalls einer Liste der mit der Durchführung der relevanten Analyseverfahren beauftragten Laboratorien und, sofern das Labor nicht gemäß Artikel 34 Absatz 1 akkreditiert ist, einer Beschreibung des für den Nachweis der Erfüllung gleichwertiger Anforderungen gemäß Artikel 34 Absätze 2 und 3 angewandten Verfahrens;

3. soweit eine Fall-Back-Überwachungsmethodik gemäß Artikel 22 angewandt wird: eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik für Stoffströme oder Emissionsquellen, für die keine Ebenenmethodik angewendet wird, und eine Beschreibung des für die diesbezüglich durchzuführende Unsicherheitsanalyse angewandten schriftlichen Verfahrens;

4. eine ausführliche Beschreibung der auf Messung beruhenden Methodiken, sofern sie angewandt werden, bestehend aus

a) einer Beschreibung der Messmethode einschließlich aller für die Messung maßgeblichen schriftlichen Verfahren sowie

i) etwaiger Berechnungsformeln für die Datenaggregierung und zur Bestimmung der Jahresemissionen aus jeder Emissionsquelle,

▼B

ii) der Methode zur Feststellung, ob für die einzelnen Parameter gültige Stundendaten oder kürzere Bezugszeiträume berechnet werden können, sowie der Methode zur Bestimmung von Ersatzwerten für fehlende Daten gemäß Artikel 45;

b) einer Liste aller relevanten Emissionspunkte bei Normbetrieb, bei eingeschränktem Betrieb und in Übergangsphasen, einschließlich Ausfallperioden oder Phasen der Inbetriebnahme, ergänzt durch ein Prozessdiagramm, soweit die zuständige Behörde dies verlangt;

c) soweit der Abgasstrom durch Berechnung bestimmt wird: einer Beschreibung des schriftlichen Verfahrens für diese Berechnung, und zwar für jede nach einer auf Messung beruhenden Methodik überwachte Emissionsquelle;

d) einer Liste aller relevanten Geräte mit Angabe der Häufigkeit der Messung, des Messbereichs und der Unsicherheit;

e) einer Liste der angewandten Normen und etwaiger Abweichungen von diesen Normen;

f) gegebenenfalls einer Beschreibung des schriftlichen Verfahrens für die flankierenden Berechnungen gemäß Artikel 46;

g) einer Beschreibung der Methode für die Bestimmung von CO_2 aus Biomasse und für dessen Abzug von den gemessenen CO_2-Emissionen, sowie gegebenenfalls einer Beschreibung des diesbezüglich angewandten schriftlichen Verfahrens;

h) gegebenenfalls und soweit der Anlagenbetreiber bei emissionsschwachen Stoffströmen nach einem vereinfachten Verfahren vorzugehen beabsichtigt: einer Einteilung der Stoffströme in emissionsstarke und emissionsschwache;

5. ergänzend zu den Angaben gemäß Nummer 4: eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik im Falle der Überwachung von N_2O-Emissionen, gegebenenfalls in Form einer Beschreibung der angewandten schriftlichen Verfahren, einschließlich einer Beschreibung

a) der angewandten Methode und der angewandten Parameter zur Bestimmung der im Produktionsprozess verwendeten Materialmenge und der bei voller Auslastung verwendeten Materialhöchstmenge;

b) der angewandten Methode und der angewandten Parameter zur Bestimmung der als Stunden-Output erzeugten Produktmenge, ausgedrückt als stündlich produzierte(s) Salpetersäure (100 %), Adipinsäure (100 %), Caprolactam, Glyoxal bzw. Glyoxylsäure;

c) der angewandten Methode und der angewandten Parameter zur Bestimmung der N_2O-Konzentration im Abgasstrom aus jeder Emissionsquelle, Messbereich und Unsicherheit der Methode sowie Angaben zu etwaigen alternativen Methoden, die anzuwenden sind, soweit die Konzentrationen aus dem Messbereich herausfallen, und zu den Situationen, in denen es dazu kommen kann;

d) der angewandten Berechnungsmethode zur Bestimmung der N_2O-Emissionen aus der Salpetersäure-, Adipinsäure-, Caprolactam-, Glyoxal- und Glyoxylsäureherstellung bei periodisch auftretenden, ungeminderten Quellen;

e) der Art und Weise oder des Umfangs, in der bzw. in dem die Anlage bei unterschiedlicher Fracht funktioniert, und der Art und Weise, in der das Betriebsmanagement erfolgt;

f) der Methode sowie etwaiger Berechnungsformeln zur Bestimmung der jährlichen N_2O-Emissionen und der entsprechenden $CO_{2Äq}$-Werte für jede Emissionsquelle;

▼B

g) der Informationen zu den Prozessbedingungen, die von den üblichen Betriebsbedingungen abweichen, mit Angaben über die potenzielle Häufigkeit und Dauer derartiger Bedingungen und das Volumen der N_2O-Emissionen unter abweichenden Prozessbedingungen (z. B. bei Ausfall der Emissionsminderungsvorrichtung);

6. eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik im Falle der Überwachung von Perfluorkohlenwasserstoffen aus der Primäraluminiumproduktion, gegebenenfalls in Form einer Beschreibung der angewandten schriftlichen Verfahren, einschließlich

a) gegebenenfalls der Messdaten zur Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren SEF_{CF4} (Steigungskoeffizient) oder OVC (Überspannungskoeffizient) und F_{C2F6} (Gewichtungsfaktor) sowie eines Zeitplans für künftige Wiederholungsbestimmungen;

b) gegebenenfalls des Protokolls für das Verfahren zur Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren für CF_4 und C_2F_6, aus dem außerdem hervorgehen muss, dass die Messungen so lange vorgenommen wurden und werden, bis die Messwerte konvergieren, mindestens jedoch für 72 Stunden;

c) gegebenenfalls der Methodik, nach der in Anlagen für die Primäraluminiumproduktion die Abscheideleistung für diffuse Emissionen bestimmt wird;

d) einer Beschreibung des Zelltyps und des Anodentyps;

7. eine ausführliche Beschreibung der Überwachungsmethodik, soweit inhärentes CO_2 als Teil eines Stoffstroms gemäß Artikel 48, CO_2 gemäß Artikel 49 oder N_2O gemäß Artikel 50 weitergeleitet wird, gegebenenfalls in Form einer Beschreibung der angewandten schriftlichen Verfahren, einschließlich

a) gegebenenfalls des Standorts der Temperatur- und Druckmessgeräte im Transportnetz;

b) gegebenenfalls der Verfahren für die Verhinderung, Ermittlung und Quantifizierung von Leckagen aus Transportnetzen;

c) im Falle von Transportnetzen: der Verfahren, die wirksam gewährleisten, dass CO_2 lediglich an Anlagen weitergeleitet wird, die über eine gültige Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen verfügen oder in denen das gesamte emittierte CO_2 gemäß Artikel 49 wirksam überwacht und verbucht wird;

d) der Angaben zur Identifizierung der annehmenden und der weiterleitenden Anlagen anhand der gemäß der Verordnung (EU) Nr. 1193/2011 anerkannten Anlagenkennung;

e) gegebenenfalls einer Beschreibung der Systeme für kontinuierliche Messung, die an den Stellen der CO_2- bzw. N_2O-Weiterleitung zwischen CO_2 bzw. N_2O weiterleitenden Anlagen gemäß Artikel 48, 49 oder 50 eingesetzt werden;

f) gegebenenfalls einer Beschreibung der zur Bestimmung des Biomasseanteils des weitergeleiteten CO_2 gemäß Artikel 48 oder 49 angewandten konservativen Schätzmethode;

g) gegebenenfalls der Methodiken für die Quantifizierung von Emissionen oder von Abgaben von CO_2 in die Wassersäule aus potenziellen Leckagen sowie der angewandten und möglicherweise angepassten Methodiken für die Quantifizierung der tatsächlichen Emissionen oder der Abgaben von CO_2 in die Wassersäule aus Leckagen gemäß Anhang IV Abschnitt 23;

▼M1

8. gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bewertung, ob die Biomasse-Stoffströme die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 erfüllen;

9. gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bestimmung der Biogasmengen anhand von Rechnungsunterlagen gemäß Artikel 39 Absatz 4.

▼B

2. MINDESTINHALT DER MONITORINGKONZEPTE FÜR LUFTFAHRZEUGBETREIBER

1. Das Monitoringkonzept muss für alle Luftfahrzeugbetreiber die folgenden Angaben enthalten:

a) Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers, Rufzeichen oder sonstige für die Luftverkehrskontrolle verwendete individuelle Kennung, Kontaktangaben des Luftfahrzeugbetreibers und eines Bevollmächtigten, Kontaktanschrift, Verwaltungsmitgliedstaat, zuständige Verwaltungsbehörde;

b) eine erste Liste der Luftfahrzeugtypen in der Flotte, die zum Zeitpunkt der Vorlage des Monitoringkonzepts in Betrieb waren, und Zahl der Luftfahrzeuge je Typ, sowie eine vorläufige Liste weiterer Luftfahrzeugtypen, die voraussichtlich verwendet werden, einschließlich, soweit vorhanden, der geschätzten Zahl der Luftfahrzeuge je Typ sowie der jedem Luftfahrzeugtyp zugeordneten Stoffströme (Treibstoffarten);

c) eine Beschreibung der Verfahren, Systeme und Zuständigkeiten für die Kontrolle der Vollständigkeit der Liste der Emissionsquellen im Überprüfungsjahr, damit sichergestellt werden kann, dass die Emissionen der eigenen und geleaster Luftfahrzeuge umfassend aktualisiert und gemeldet werden;

d) eine Beschreibung der Verfahren zur Überwachung der Vollständigkeit der Liste von Flügen, die unter der individuellen Kennung operiert werden, aufgeschlüsselt nach Flugplatzpaaren, sowie der Verfahren zur Bestimmung, ob Flüge unter Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen, damit die Flüge vollständig erfasst sind und Doppelzählungen vermieden werden;

e) eine Beschreibung des Verfahrens für die Verwaltung und Zuweisung der Überwachungs- und Berichterstattungszuständigkeiten und für die Verwaltung der Kompetenzen des zuständigen Personals;

f) eine Beschreibung des Verfahrens für die regelmäßige Bewertung der Angemessenheit des Monitoringkonzepts, einschließlich etwaiger potenzieller Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik und der damit zusammenhängenden angewandten Verfahren;

g) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Datenflussaktivitäten gemäß Artikel 58 mit Diagramm, soweit dies zu Erläuterungszwecken erforderlich ist;

h) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Kontrollaktivitäten gemäß Artikel 59;

i) gegebenenfalls Angaben über relevante Verknüpfungen mit Aktivitäten, die im Rahmen von EMAS, von unter die harmonisierte ISO-Norm 14001:2004 fallenden Systemen und von anderen Umweltmanagementsystemen durchgeführt werden, einschließlich Angaben über Verfahren und Kontrollen, die für die Überwachung von Treibhausgasemissionen und die diesbezügliche Berichterstattung von Belang sind;

j) die Nummer der Fassung des Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem diese Fassung des Monitoringkonzepts gilt;

k) die Bestätigung, dass der Luftfahrzeugbetreiber beabsichtigt, gemäß Artikel 28a Absatz 6 der Richtlinie 2003/87/EG nach einem vereinfachten Verfahren vorzugehen.

2. Das Monitoringkonzept muss für Luftfahrzeugbetreiber, die keine Kleinemittenten im Sinne von Artikel 55 Absatz 1 sind oder die nicht beabsichtigen, ein Instrument für Kleinemittenten gemäß Artikel 55 Absatz 2 zu verwenden, folgende Angaben enthalten:

▼B

a) eine Beschreibung des schriftlichen Verfahrens für die Festlegung der Überwachungsmethodik für zusätzliche Typen von Luftfahrzeugen, die ein Luftfahrzeugbetreiber voraussichtlich verwenden wird;

b) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Überwachung des Treibstoffverbrauchs jedes Luftfahrzeugs, einschließlich

i) der gewählten Methodik (Methode A oder Methode B) für die Berechnung des Treibstoffverbrauchs; wird eine Methode nicht auf alle Luftfahrzeugtypen angewandt, so ist dies zu begründen, und es ist eine Liste beizufügen, aus der hervorgeht, welche Methode unter welchen Bedingungen angewandt wird;

ii) gegebenenfalls der Verfahren für die Messung der getankten und der in den Tanks vorhandenen Menge Treibstoff, einer Beschreibung der verwendeten Messinstrumente und der Verfahren für die Aufzeichnung, das Abrufen, die Übermittlung bzw. die Speicherung der Messdaten;

iii) gegebenenfalls der gewählten Methode für die Bestimmung der Dichte;

iv) die Gründe für die Überwachungsmethodik, die gewählt wurde, um gemäß Artikel 56 Absatz 1 die geringste Unsicherheit zu gewährleisten;

c) eine Liste der Abweichungen bestimmter Flugplätze von der allgemeinen Überwachungsmethodik gemäß Buchstabe b, wenn es aufgrund besonderer Umstände für den Luftfahrzeugbetreiber nicht möglich ist, alle für die vorgegebene Überwachungsmethodik erforderlichen Daten beizubringen;

d) die für die einzelnen Treibstofftypen verwendeten Emissionsfaktoren oder – bei alternativen Treibstoffen – die Methodiken für die Bestimmung der Emissionsfaktoren, einschließlich der Methodik für die Probenahmen, der Analysemethoden, einer Beschreibung der in Anspruch genommenen Laboratorien und ihrer Akkreditierung und/oder Qualitätssicherungsverfahren;

e) eine Beschreibung der Verfahren und Systeme zur Ermittlung, Bewertung und Behandlung von Datenlücken gemäß Artikel 66 Absatz 2;

▼M1

f) gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bewertung, ob die Biokraftstoffe die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 erfüllen;

g) gegebenenfalls eine Beschreibung des Verfahrens zur Bestimmung der Biokraftstoffmengen anhand von Rechnungsunterlagen gemäß Artikel 54 Absatz 3.

▼B

3. MINDESTINHALT DER MONITORINGKONZEPTE FÜR TONNENKILOMETERDATEN

Das Monitoringkonzept für Tonnenkilometerdaten muss die folgenden Angaben enthalten:

a) die Informationen gemäß Abschnitt 2 Nummer 1 dieses Anhangs;

b) eine Beschreibung der schriftlichen Verfahren für die Bestimmung der Tonnenkilometerdaten je Flug, einschließlich

i) der Verfahren, Zuständigkeiten, Datenquellen und Berechnungsformeln zur Bestimmung und Aufzeichnung der Flugstrecke je Flugplatzpaar,

ii) die Ebene für die Bestimmung der Fluggastmasse einschließlich aufgegebenen Gepäcks; bei Ebene 2 ist eine Beschreibung des Verfahrens für die Berechnung der Fluggast- und Gepäckmasse beizufügen,

▼B

iii) gegebenenfalls einer Beschreibung der Verfahren zur Bestimmung der Fracht- und Postmasse,

iv) einer Beschreibung der Messgeräte zur Messung der Fluggast-, Fracht- bzw. Postmasse.

▼B

ANHANG II

Festlegung der Ebenen für auf Berechnung beruhende Methodiken für Anlagen (Artikel 12 Absatz 1)

1. FESTLEGUNG DER EBENEN FÜR TÄTIGKEITSDATEN

Die Unsicherheitsschwellen in Tabelle 1 gelten für Ebenen, die für die Tätigkeitsdatenanforderungen gemäß Artikel 28 Absatz 1 Buchstabe a und Artikel 29 Absatz 2 Unterabsatz 1 sowie Anhang IV relevant sind. Die Unsicherheitsschwellen sind als höchstzulässige Unsicherheiten für die Bestimmung von Stoffströmen über einen Berichterstattungszeitraum auszulegen.

Sind in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG genannte Tätigkeiten in Tabelle 1 nicht erfasst und wird keine Massenbilanz angewandt, so wendet der Anlagenbetreiber die Ebenen an, die in Tabelle 1 unter „Verbrennung von Brennstoffen und als Prozess-Input verwendete Brennstoffe“ für diese Tätigkeiten angegeben sind.

Tabelle 1

Ebenen für Tätigkeitsdaten (höchstzulässige Unsicherheit für die einzelnen Ebenen)

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Verbrennung von Brennstoffen und als Prozess-Input verwendete Brennstoffe					
Kommerzielle Standardbrennstoffe	Brennstoffmenge [t] oder [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Andere gasförmige u. flüssige Brennstoffe	Brennstoffmenge [t] oder [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Feste Brennstoffe	Brennstoffmenge (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Abfackeln	Fackelgasmenge (Nm^3)	± 17,5 %	± 12,5 %	± 7,5 %	
Abgaswäsche: Karbonat (Methode A)	verbrauchte Karbonatmenge (t)	± 7,5 %			
Abgaswäsche: Gips (Methode B)	erzeugte Gipsmenge (t)	± 7,5 %			
Abgaswäsche: Harnstoff	verbrauchte Harnstoffmenge	± 7,5 %			
Raffination von Mineralöl					
Regeneration von katalytischen Crackern (*)	Unsicherheitsvorgaben gelten für jede Emissionsquelle separat	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

▼B

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Herstellung von Koks					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Röstung oder Sinterung von Metallerz					
Karbonat-Input und Prozessrückstände	Karbonat-Input-Material und Prozessrückstände (t)	± 5 %	± 2,5 %		
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Eisen oder Stahl					
Brennstoff als Prozess-Input	jeder Massenstrom in die und aus der Anlage (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Zementklinker					
Auf Basis des Ofen-Inputs (Methode A)	jeder relevante Ofen-Input (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Klinker-Output (Methode B)	hergestellte Klinkermenge (t)	± 5 %	± 2,5 %		
CKD (Zementofenstaub)	CKD oder Bypass-Staub (t)	entfällt (**)	± 7,5 %		
Nicht karbonatischer Kohlenstoff	jedes Rohmaterial (t)	± 15 %	± 7,5 %		
Herstellung von Kalk oder Brennen von Dolomit oder Magnesit					
Karbonate und andere Prozessmaterialien (Methode A)	jeder relevante Ofen-Input (t)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Erdalkalimetalloxid (Methode B)	hergestellte Kalkmenge (t)	± 5 %	± 2,5 %		
Ofenstaub (Methode B)	Ofenstaub [t]	entfällt (**)	± 7,5 %		

▼B

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Herstellung von Glas und Mineralwolle					
Karbonate und andere Prozessmaterialien (Input)	jedes (jeder) für CO_2-Emissionen verantwortliche karbonathaltige Rohmaterial bzw. Zusatzstoff [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Herstellung von keramischen Erzeugnissen					
Kohlenstoff-Inputs (Methode A)	jedes (jeder) für CO_2-Emissionen verantwortliche karbonathaltige Rohmaterial bzw. Zusatzstoff [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Alkalimetalloxid (Methode B)	Bruttoproduktionsmenge, einschließlich Ausschuss und Scherben aus Öfen und Beförderungsmitteln [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	
Abgaswäsche	verbrauchte Menge Trocken-$CaCO_3$ [t]	± 7,5 %			
Herstellung von Zellstoff und Papier					
Ergänzungschemikalien	Menge an $CaCO_3$ und Na_2CO_3 [t]	± 2,5 %	± 1,5 %		
Herstellung von Industrieruß					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Ammoniak					
Brennstoff als Prozess-Input	als Prozess-Input verbrauchte Brennstoffmenge [t] oder [Nm^3]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas					
Brennstoff als Prozess-Input	als Prozess-Input für die Wasserstofferzeugung verbrauchte Brennstoffmenge (t)oder (Nm^3)	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von organischen Grundchemikalien					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %

▼B

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Parameter, für den die Unsicherheit gilt	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
Herstellung oder Verarbeitung von Eisen- und Nichteisenmetallen einschließlich Sekundäraluminium					
Prozessemissionen	jedes (jeder) als Prozess-Input verwendete Input-Material bzw. Prozessrückstand [t]	± 5 %	± 2,5 %		
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
Herstellung von Primäraluminium					
Massenbilanzmethodik	jedes Input- und Outputmaterial [t]	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %	± 1,5 %
PFC-Emissionen (Steigungsmethode)	Primäraluminiumproduktion in [t], Anodeneffekt-Minuten in [Anzahl Anodeneffekte/Zelltag] und [Anodeneffekt-Minuten/Häufigkeit]	± 2,5 %	± 1,5 %		
PFC-Emissionen (Überspannungsmethode)	Primäraluminiumproduktion in [t], Anodeneffekt-Überspannung [mV] und Stromeffizienz [-]	± 2,5 %	± 1,5 %		

(*) Für die Überwachung von Emissionen aus der Regeneration katalytischer Cracker (anderer Katalysatoren und Flexicoker) in Mineralölraffinerien entspricht die vorgegebene Unsicherheit der Gesamtunsicherheit aller Emissionen aus dieser Quelle.
(**) Menge [t] des in einem Berichtszeitraum aus dem Ofensystem abgeschiedenen Ofen- oder (soweit relevant) Bypass-Staubs, geschätzt nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie.

2. FESTLEGUNG DER EBENEN FÜR BERECHNUNGSFAKTOREN FÜR EMISSIONEN AUS DER VERBRENNUNG

Die Anlagenbetreiber überwachen die CO_2-Emissionen aus allen Arten von Verbrennungsprozessen im Rahmen aller Tätigkeiten, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgelistet sind oder gemäß Artikel 24 der Richtlinie in das EU-System einbezogen wurden, anhand der in diesem Abschnitt festgelegten Ebenen. ►M1 Werden Brennstoffe oder brennbare Materialien, die CO_2-Emissionen verursachen, als Prozessinput verwendet, gilt Abschnitt 4 dieses Anhangs. ◄ Sind Brennstoffe Teil einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 Absatz 1 dieser Verordnung, so gelten die in Abschnitt 3 dieses Anhangs festgelegten Ebenen für Massenbilanzen.

Für Prozessemissionen aus der Wäsche der dabei anfallenden Abgase werden gegebenenfalls die in den Abschnitten 4 und 5 dieses Anhangs festgelegten Ebenen verwendet.

2.1 **Ebenen für Emissionsfaktoren**

Wird für ein Brennstoff- oder Materialgemisch ein Biomasseanteil bestimmt, so beziehen sich die festgelegten Ebenen auf den vorläufigen Emissionsfaktor. Bei fossilen Brennstoffen und Materialien beziehen sich die Ebenen auf den Emissionsfaktor.

▼B

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 1

b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI Abschnitt 1 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Der Anlagenbetreiber wendet auf den jeweiligen Brennstoff/das jeweilige Material länderspezifische Emissionsfaktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstaben b und c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 2b: Der Anlagenbetreiber berechnet die Emissionsfaktoren für den Brennstoff auf der Grundlage eines der folgenden ermittelten Proxywerte, kombiniert mit einer empirischen Korrelation, wie sie gemäß den Artikeln 32 bis 35 und Artikel 39 mindestens einmal jährlich bestimmt wird:

a) einer Dichtemessung bestimmter Öle oder Gase, einschließlich solcher, die üblicherweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden;

b) des unteren Heizwerts bestimmter Kohlearten.

Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass die Korrelation den Verfahren der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Proxywerte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber wendet an:

a) entweder die Bestimmung des Emissionsfaktors nach den maßgeblichen Vorschriften der Artikel 32 bis 35,

b) oder die für die Ebene 2b spezifizierte empirische Korrelation, soweit der Anlagenbetreiber zur Zufriedenheit der zuständigen Behörde nachweist, dass die Unsicherheit der empirischen Korrelation nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts beträgt, den der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material einhalten muss.

2.2 **Ebenen für den unteren Heizwert (Hu)**

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 1

b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI Abschnitt 1 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Der Anlagenbetreiber wendet auf den jeweiligen Brennstoff länderspezifische Faktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 2b: Für kommerziell gehandelte Brennstoffe wird der aus dem Lieferschein des Brennstofflieferanten für den jeweiligen Brennstoff ersichtliche untere Heizwert angewandt, vorausgesetzt, die Werte wurden nach anerkannten nationalen oder internationalen Normen errechnet.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber bestimmt den unteren Heizwert nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35.

2.3 **Ebenen für Oxidationsfaktoren**

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen Oxidationsfaktor von 1 an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet auf den jeweiligen Brennstoff Oxidationsfaktoren gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c an.

▼B

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber berechnet die tätigkeitsspezifischen Faktoren für die jeweiligen Brennstoffe auf der Grundlage der relevanten Kohlenstoffgehalte der Asche, der Abwässer und anderer Abfallstoffe und Nebenprodukte sowie auf Basis anderer relevanter nicht vollständig oxidierter kohlenstoffhaltiger Gase, ausgenommen Kohlenmonoxid (CO). Die Zusammensetzungsdaten werden nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

2.4 **Ebenen für den Biomasseanteil**

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen verbindlichen Wert, der von der zuständigen Behörde oder der Kommission veröffentlicht wurde, oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet eine gemäß Artikel 39 Absatz 2 Unterabsatz 2 genehmigte Schätzmethode an.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber wendet im Einklang mit Artikel 39 Absatz 2 Unterabsatz 1 und den Artikeln 32 bis 35 Analysen an.

Nimmt ein Anlagenbetreiber im Einklang mit Artikel 39 Absatz 1 einen fossilen Anteil von 100 % an, so wird für den Biomasseanteil keine Ebene festgelegt.

3. FESTLEGUNG DER EBENEN FÜR BERECHNUNGSFAKTOREN FÜR MASSENBILANZEN

Wendet ein Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 an, so gelten die in diesem Abschnitt festgelegten Ebenen.

3.1 **Ebenen für den Kohlenstoffgehalt**

Der Anlagenbetreiber wendet eine der unter dieser Nummer angegebenen Ebenen an. Zur Errechnung des Kohlenstoffgehalts aus einem Emissionsfaktor verwendet er die folgenden Gleichungen:

a) für als t CO_2/TJ angegebene Emissionsfaktoren: $C = (EF \times Hu)/f$

b) für als t CO_2/t angegebene Emissionsfaktoren: $C = EF/f$

Dabei ist C der als Bruchteil angegebene Kohlenstoffgehalt (Tonne Kohlenstoff je Tonne Produkt), EF der Emissionsfaktor, Hu der untere Heizwert und f der Faktor gemäß Artikel 36 Absatz 3.

Wird für ein Brennstoff- oder ein Materialgemisch ein Biomasseanteil bestimmt, so beziehen sich die hier festgelegten Ebenen auf den Gesamtkohlenstoffgehalt. Der Biomasseanteil des Kohlenstoffs wird anhand der unter Abschnitt 2.4 dieses Anhangs festgelegten Ebenen bestimmt.

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

a) entweder den aus den Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitte 1 und 2 errechneten Kohlenstoffgehalt

b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, wenn in Anhang VI Abschnitte 1 und 2 kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2a: Der Anlagenbetreiber errechnet den Kohlenstoffgehalt aus den länderspezifischen Emissionsfaktoren für den jeweiligen Brennstoff oder das jeweilige Material gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder den Werten gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d.

Ebene 2b: Der Anlagenbetreiber errechnet den Kohlenstoffgehalt aus Emissionsfaktoren für den Brennstoff auf der Grundlage eines der folgenden ermittelten Proxywerte, kombiniert mit einer empirischen Korrelation, die gemäß den Artikeln 32 bis 35 mindestens einmal jährlich bestimmt wird:

a) einer Dichtemessung bestimmter Öle oder Gase, die beispielsweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie üblicherweise eingesetzt werden,

b) des unteren Heizwerts bestimmter Kohlearten.

▼B

Der Anlagenbetreiber trägt dafür Sorge, dass die Korrelation den Verfahren der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Proxywerte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber wendet an:

a) entweder die Bestimmung des Kohlenstoffgehalts nach den maßgeblichen Vorschriften der Artikel 32 bis 35

b) oder die für die Ebene 2b spezifizierte empirische Korrelation, soweit der Anlagenbetreiber zur Zufriedenheit der zuständigen Behörde nachweist, dass die Unsicherheit der empirischen Korrelation nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts beträgt, den der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material einhalten muss.

3.2 **Ebenen für untere Heizwerte**

Es gelten die in Abschnitt 2.2 festgelegten Ebenen.

3.3 **Ebenen für den Biomasseanteil**

Es gelten die in Abschnitt 2.4 festgelegten Ebenen.

▼M1

4. FESTLEGUNG DER EBENEN FÜR DIE BERECHNUNGSFAKTOREN FÜR CO_2-PROZESSEMISSIONEN

Für alle CO_2-Prozessemissionen, insbesondere für Emissionen aus der Karbonatzersetzung und aus Prozessmaterialien, die Kohlenstoff in anderer als in Karbonatform enthalten, einschließlich Harnstoff, Koks und Graphit, gelten — soweit sie nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 Absatz 2 überwacht werden — die in diesem Abschnitt festgelegten Ebenen für die anwendbaren Berechnungsfaktoren.

Im Falle von Materialgemischen, die sowohl anorganische als auch organische Formen von Kohlenstoff enthalten, kann der Anlagenbetreiber

— entweder einen vorläufigen Emissionsfaktor für das gesamte Materialgemisch durch Analyse des Gesamtkohlenstoffgehalts bestimmen und einen Umsetzungsfaktor sowie gegebenenfalls den Biomasseanteil und unteren Heizwert bezogen auf diesen Gesamtkohlenstoffgehalt anwenden

— oder den Gehalt an organischen und anorganischen Stoffen getrennt bestimmen und sie als zwei getrennte Stoffströme behandeln.

Für Emissionen aus der Karbonatzersetzung kann der Anlagenbetreiber für jeden Stoffstrom eine der folgenden Methoden wählen:

a) **Methode A** (Input-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die Menge des im Prozess eingesetzten Materials.

b) **Methode B** (Output-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die aus dem Prozess hervorgehende Produktionsmenge.

Bei anderen CO_2-Prozessemissionen wendet der Anlagenbetreiber nur Methode A an.

4.1. **Ebenen für den Emissionsfaktor — Methode A**

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 2 im Falle der Karbonatzersetzung bzw. gemäß den Tabellen 1, 4 oder 5 im Falle anderer Prozessmaterialien

▼M1

b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet einen länderspezifischen Faktor gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber bestimmt den Emissionsfaktor nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35. Die Zusammensetzungsdaten werden gegebenenfalls anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 in Emissionsfaktoren umgerechnet.

4.2. **Ebenen für den Umsetzungsfaktor — Methode A**

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Karbonate und anderer Kohlenstoff, die während des Prozesses abgeschieden werden, werden mit einem Umsetzungsfaktor zwischen 0 und 1 berücksichtigt. Der Anlagenbetreiber kann für ein oder mehrere Input-Materialien vollständige Umsetzung voraussetzen und nicht umgesetzte Materialien oder anderen Kohlenstoff dem oder den verbleibenden Input(s) zurechnen. Zusätzliche relevante chemische Produktparameter werden nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

4.3. **Ebenen für den Emissionsfaktor — Methode B**

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet an:

a) entweder die Standardfaktoren gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 3

b) oder andere konstante Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe e, soweit in Anhang VI kein verbindlicher Wert vorgegeben ist.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet einen länderspezifischen Faktor gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe b oder c oder Werte gemäß Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe d an.

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber bestimmt den Emissionsfaktor nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 3 herangezogen, wobei davon ausgegangen wird, dass alle relevanten Metalloxide aus den jeweiligen Karbonaten stammen. Zu diesem Zweck muss der Anlagenbetreiber mindestens CaO und MgO berücksichtigen und der zuständigen Behörde nachweisen, welche weiteren Metalloxide auf Karbonate im Rohmaterial zurückgehen.

4.4. **Ebenen für den Umsetzungsfaktor — Methode B**

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Die Menge der nicht karbonatischen Verbindungen relevanter Metalle in den Rohmaterialien, einschließlich Rückstaub oder Flugasche oder anderer bereits kalzinierter Materialien, wird durch Umsetzungsfaktoren mit einem Wert zwischen 0 und 1 berücksichtigt, wobei der Wert 1 einer vollständigen Umsetzung von Rohmaterialkarbonaten in Oxide entspricht. Zusätzliche relevante chemische Parameter der Prozess-Inputs werden nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

4.5. **Ebenen für den unteren Heizwert (Hu)**

Der Anlagenbetreiber bestimmt erforderlichenfalls den unteren Heizwert der Prozessmaterialien anhand der in Abschnitt 2.2 dieses Anhangs festgelegten Ebenen. Der untere Heizwert gilt im Falle von De-minimis-Stoffströmen oder von Materialien, die ohne Zusatz anderer Brennstoffe selbst nicht brennbar sind, als nicht relevant. Im Zweifelsfall holt der Anlagenbetreiber bei der zuständigen Behörde eine Bestätigung ein, ob der untere Heizwert überwacht und Bericht darüber erstattet werden muss.

▼**M1**

4.6. **Ebenen für den Biomasseanteil**

Der Anlagenbetreiber bestimmt erforderlichenfalls den Biomasseanteil des in den Prozessmaterialien enthaltenen Kohlenstoffs anhand der in Abschnitt 2.4 dieses Anhangs festgelegten Ebenen.

_____

▼B

ANHANG III

Überwachungsmethodiken für den Luftverkehr (Artikel 53 und Artikel 57)

1. BERECHNUNGSMETHODIKEN FÜR DIE BESTIMMUNG VON THG IM SEKTOR LUFTVERKEHR

Methode A:

Der Luftfahrzeugbetreiber wendet die folgende Formel an:

Tatsächlicher Treibstoffverbrauch für jeden Flug [t] = Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den betreffenden Flug [t] – Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den Folgeflug [t] + Treibstoffbetankung für diesen Folgeflug [t]

Findet keine Betankung für den Flug oder den Folgeflug statt, so wird die Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks beim Block-off für den Flug bzw. den Folgeflug bestimmt. In dem Ausnahmefall, dass ein Luftfahrzeug nach dem Flug, für den der Treibstoffverbrauch überwacht wird, andere Tätigkeiten als einen Flug ausführt, einschließlich größerer Wartungsarbeiten, die ein Entleeren der Tanks erfordern, kann der Luftfahrzeugbetreiber die „Treibstoffmenge in den Luftfahrzeugtanks nach abgeschlossener Betankung für den Folgeflug + Treibstoffbetankung für diesen Folgeflug“ durch die „in den Tanks zu Beginn der nachfolgenden Tätigkeit des Luftfahrzeugs verbliebene Treibstoffmenge“, wie sie in den technischen Logs aufgezeichnet ist, ersetzen.

Methode B:

Der Luftfahrzeugbetreiber wendet die folgende Formel an:

Tatsächlicher Treibstoffverbrauch für jeden Flug [t] = beim Block-on am Ende des vorangegangenen Flugs in den Luftfahrzeugtanks verbliebene Treibstoffmenge [t] + Treibstoffbetankung für den Flug [t] – beim Block-on am Ende des Flugs in den Luftfahrzeugtanks verbliebene Treibstoffmenge [t]

Der Block-on kann als der Zeitpunkt angesehen werden, zu dem die Motoren abgestellt werden. Hat das Luftfahrzeug vor dem Flug, dessen Treibstoffverbrauch überwacht wird, keinen Flug ausgeführt, so kann der Luftfahrzeugbetreiber anstelle der „beim Block-on am Ende des vorangegangenen Flugs in den Luftfahrzeugtanks verbliebenen Treibstoffmenge“ „die am Ende der vorangegangenen Tätigkeit des Luftfahrzeugs in den Luftfahrzeugtanks verbliebene Treibstoffmenge“ angeben, wie sie in den technischen Logs aufgezeichnet ist.

2. EMISSIONSFAKTOREN FÜR STANDARDTREIBSTOFFE

Tabelle 1

CO_2-Emissionsfaktoren für Flugzeugtreibstoffe

Treibstoff	Emissionsfaktor (t CO_2/t Treibstoff)
Flugbenzin (AvGas)	3,10
Jetbenzin (Jet B)	3,10
Jetkerosin (Jet A1 oder Jet A)	3,15

▼B

3. BERECHNUNG DER GROßKREISENTFERNUNG

Flugstrecke [km] = Großkreisentfernung [km] + 95 km

Die Großkreisentfernung entspricht der kürzesten Flugstrecke zwischen zwei beliebigen Punkten auf der Erdoberfläche, die nach dem System gemäß Anhang 15 Artikel 3.7.1.1 des Übereinkommens von Chicago (WGS 84) angeglichen wird.

Die Längen- und Breitengradpositionen der Flugplätze werden entweder aus in Luftfahrthandbüchern gemäß Anhang 15 des Übereinkommens von Chicago (Aeronautical Information Publications, AIP) veröffentlichten Flugplatzstandortdaten oder aus einer AIP-Daten nutzenden Quelle entnommen.

Anhand einer Software oder von Dritten berechnete Flugstrecken können ebenfalls herangezogen werden, vorausgesetzt, die Berechnungsmethodik beruht auf der in diesem Abschnitt genannten Formel, auf AIP-Daten und den WGS 84-Vorgaben.

▼B

ANHANG IV

Aktivitätsspezifische Überwachungsmethodiken für Anlagen (Artikel 20 Absatz 2)

1. SPEZIFISCHE ÜBERWACHUNGSVORSCHRIFTEN FÜR EMISSIONEN AUS VERBRENNUNGSPROZESSEN

A. **Geltungsbereich**

Die Anlagenbetreiber überwachen CO_2-Emissionen aus allen Arten von Verbrennungsprozessen im Rahmen der Tätigkeiten, die in Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG aufgelistet sind oder gemäß Artikel 24 der genannten Richtlinie in das Unionssystem einbezogen wurden, einschließlich Emissionen aus der damit zusammenhängenden Abgaswäsche, nach den Vorschriften dieses Anhangs. Unbeschadet anderer Klassifikationen für Emissionen werden Emissionen aus Brennstoffen, die als Prozess-Input verwendet werden, hinsichtlich der Überwachungs- und Berichterstattungsmethodiken wie Emissionen aus der Verbrennung behandelt.

Emissionen aus Verbrennungsmotoren in zu Beförderungszwecken genutzten Maschinen und Geräten unterliegen nicht der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht der Anlagenbetreiber. Alle Emissionen einer Anlage aus der Verbrennung von Brennstoffen sind dieser Anlage zuzuordnen, und zwar unabhängig davon, ob Wärme oder Strom an andere Anlagen abgegeben werden. Emissionen aus der Erzeugung von Wärme oder Strom, die bzw. der von einer anderen Anlage bezogen wird, werden der annehmenden Anlage nicht zugerechnet.

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden Emissionsquellen: Heizkessel, Brenner, Turbinen, Erhitzer, Industrieöfen, Verbrennungsöfen, Kalzinieröfen, Brennöfen, Öfen, Trockner, Motoren, Brennstoffzellen, CLC-Einheiten (CLC: Chemical Looping Combustion), Fackeln, thermische oder katalytische Nachverbrennungsanlagen und Abgaswäscher (Prozessemissionen) sowie alle anderen Geräte und Maschinen, die mit Brennstoff betrieben werden, ausgenommen Geräte oder Maschinen mit Verbrennungsmotoren, die zu Verkehrszwecken genutzt werden.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Emissionen aus Verbrennungsprozessen werden gemäß Artikel 24 Absatz 1 berechnet, es sei denn, die Brennstoffe sind Teil einer Massenbilanz gemäß Artikel 25. Es gelten die in Anhang II Abschnitt 2 festgelegten Ebenen. Darüber hinaus werden Prozessemissionen aus der Abgaswäsche nach den Vorschriften gemäß Unterabschnitt C überwacht.

Für Emissionen aus Abfackelprozessen gelten die spezifischen Vorschriften gemäß Unterabschnitt D.

Verbrennungsprozesse, die in Gasaufbereitungsstationen stattfinden, können unter Verwendung einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 überwacht werden.

C. **Abgaswäsche**

C.1 *Entschwefelung*

Prozessbedingte CO_2-Emissionen aus dem Abgasstrom, die durch den Einsatz von Karbonat für die Sauergaswäsche entstehen, werden gemäß Artikel 24 Absatz 2 auf der Grundlage des verbrauchten Karbonats (Methode A) oder des erzeugten Gipses (Methode B) berechnet. Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 gilt Folgendes:

Methode A: Emissionsfaktor

Ebene 1: Der Emissionsfaktor wird aus den stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 bestimmt. Die Menge von $CaCO_3$ und $MgCO_3$ oder anderen Karbonaten in dem betreffenden Input-Material wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt.

▼B

Methode B: Emissionsfaktor

Ebene 1: Der Emissionsfaktor entspricht dem stöchiometrischen Verhältnis von Trockengips ($CaSO_4 \times 2H_2O$) zu emittiertem CO_2: 0,2558 t CO_2/t Gips.

Umsetzungsfaktor:

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

C.2 *Entfernung von Stickoxiden (De-NO_x)*

▼M1

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden CO_2-Emissionen aus der Abgaswäsche unter Verwendung von Harnstoff im Einklang mit Artikel 24 Absatz 2 berechnet; dabei gelten die nachstehend genannten Ebenen.

▼B

Emissionsfaktor:

Ebene 1: Die Harnstoffmenge in dem betreffenden Input-Material wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt. Der Emissionsfaktor wird mit einem stöchiometrischen Verhältnis von 0,7328 t CO_2/t Harnstoff bestimmt.

Umsetzungsfaktor:

Es gilt nur die Ebene 1.

D. **Fackeln**

Bei der Berechnung der Emissionen aus dem Abfackeln von Gasen berücksichtigt der Anlagenbetreiber die Emissionen aus routinemäßigen und operationellen Abfackelvorgängen (Auslösen, Anfahren, Abschalten und Notbetrieb). Der Anlagenbetreiber berücksichtigt auch inhärentes CO_2 gemäß Artikel 48.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 2.1 werden die Ebenen 1 und 2b für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber legt als Referenzwert einen aus der Verbrennung von reinem Ethan errechneten Emissionsfaktor von 0,00393 t CO_2/Nm^3 zugrunde, der als konservativer Proxywert für Fackelgase verwendet wird.

Ebene 2b: Anlagenspezifische Emissionsfaktoren werden anhand der Prozessmodellierung auf Basis von Industriestandardmodellen aus einem Schätzwert des Molekulargewichts des Fackelgasstromes errechnet. Durch Betrachtung der relativen Anteile und der Molekulargewichte der jeweiligen Stoffströme wird für das Molekulargewicht des Fackelgases ein gewichteter Jahresmittelwert errechnet.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 2.3 finden bei Fackelgasen für den Oxidationsfaktor ausschließlich die Ebenen 1 und 2 Anwendung.

2. RAFFINATION VON MINERALÖL GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber überwacht und meldet alle CO_2-Emissionen aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen innerhalb von Raffinerien.

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Kessel; Prozessfeuerungen, Verbrennungsmotoren/Turbinen; katalytische und thermische Oxidatoren; Kokskalzinieröfen; Löschwasserpumpen; Not-/Ersatzgeneratoren; Fackeln, Verbrennungsöfen; Cracker; Wasserstoffproduktionseinheiten; Claus-Anlagen; katalytische Regeneration (durch katalytisches Cracken und andere katalytische Verfahren) und Kokserzeugungsanlagen (Flexicoking, Delayed Coking).

▼B

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Mineralölraffination werden gemäß Abschnitt 1 dieses Anhangs (für Emissionen aus der Verbrennung einschließlich Abgaswäsche) überwacht. Der Anlagenbetreiber kann die Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 auf die gesamte Raffinerie oder auf einzelne Prozesseinheiten wie Schwerölvergasung oder Kalzinieranlagen anwenden. Werden Standardmethodik und Massenbilanz kombiniert angewandt, so muss der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Emissionen aus speziellen Wasserstofferzeugungseinheiten werden nach Maßgabe von Abschnitt 19 dieses Anhangs überwacht.

Abweichend von den Artikeln 24 und 25 werden Emissionen aus der Regenerierung katalytischer Cracker und anderer Katalysatoren und aus Flexicokern anhand einer Massenbilanz überwacht, wobei die Zusammensetzung der zugeführten Luft und der Abgase berücksichtigt wird. Sämtliches Kohlenmonoxid (CO) im Abgas wird rechnerisch wie CO_2 behandelt, wobei folgende Massenrelation zugrunde gelegt wird: t CO_2 = t CO × 1,571. Die Analyse von zugeführter Luft und Abgasen und die Wahl der Ebenen erfolgen nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35. Die spezifische Berechnungsmethodik muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden.

3. HERSTELLUNG VON KOKS GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Rohstoffe (einschließlich Kohle oder Petrolkoks); konventionelle Brennstoffe (einschließlich Erdgas); Prozessgase (einschließlich Gichtgas – BFG); sonstige Brennstoffe und Abgaswäsche.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Für die Überwachung von Emissionen aus der Kokserzeugung kann der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 oder die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 anwenden.

4. RÖSTUNG ODER SINTERUNG VON METALLERZ GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Rohstoffe (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, einschließlich $FeCO_3$); konventionelle Brennstoffe (einschließlich Erdgas und Koks/Koksgrus); Prozessgase (einschließlich Kokereigas – COG, und Gichtgas – BFG); als Input-Material verwendete Prozessrückstände einschließlich Filterstaub aus Sinteranlagen, Konverter und Hochofen; sonstige Brennstoffe und Abgaswäsche.

▼M1

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Für die Überwachung von Emissionen aus Röst-, Sinter- und Pelletieranlagen für Metallerz kann der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 oder die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 anwenden.

▼B

5. HERSTELLUNG VON ROHEISEN ODER STAHL GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Rohstoffe (Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit und karbonatischen Eisenerzen, einschließlich $FeCO_3$), konventionelle Brennstoffe (Erdgas, Kohle und Koks); Reduktionsmittel (einschließlich Koks, Kohle, Kunststoffe usw.); Prozessgase (Kokereigas – COG, Gichtgas – BFG und Konvertergas – BOFG); Verbrauch von Grafitelektroden; andere Brennstoffe und Abgaswäsche.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Für die Überwachung von Emissionen aus der Produktion von Roheisen und Stahl kann der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 oder zumindest für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 3.1 wird Ebene 3 für den Kohlenstoffgehalt wie folgt festgelegt:

Ebene 3: Der Anlagenbetreiber errechnet den Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Stoffströmen gemäß den Vorschriften der Artikel 32 bis 35 für repräsentative Probenahmen von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und für die Bestimmung ihrer Kohlenstoffgehalte und des Biomasseanteils. Er legt für den Kohlenstoffgehalt von Produkten oder Zwischenprodukten jährliche Analysen zugrunde, die nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 durchgeführt werden, oder er errechnet den Kohlenstoffgehalt aus Zusammensetzungsmittelwerten, wie sie in internationalen oder nationalen Normen festgelegt sind.

6. HERSTELLUNG ODER VERARBEITUNG VON EISEN- UND NICHTEISENMETALLEN GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Die Vorschriften dieses Abschnitts gelten nicht für die Überwachung der CO_2-Emissionen aus der Produktion von Roheisen und Stahl und der Produktion von Primäraluminium und die diesbezügliche Berichterstattung.

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: konventionelle Brennstoffe; alternative Brennstoffe, einschließlich Kunststoffe; Granulat aus einem Shredder nachgeordneten Anlagen; Reduktionsmittel, einschließlich Koks; Grafitelektroden, Rohstoffe, einschließlich Kalkstein und Dolomit; kohlenstoffhaltige Metallerze und -konzentrate; sekundäre Einsatzstoffe.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

In Anlagen, in denen Kohlenstoff aus in der Anlage eingesetzten Brennstoffen oder Input-Materialien in den Produkten oder anderen Produktions-Outputs verbleibt, wendet der Anlagenbetreiber eine Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 an. In allen anderen Fällen berechnet er die Verbrennungs- und Prozessemissionen anhand der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Anhang II Abschnitte 2 und 4 separat.

Wird eine Massenbilanz zugrunde gelegt, so kann der Anlagenbetreiber Emissionen aus Verbrennungsprozessen in der Massenbilanz berücksichtigen oder für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

▼B

7. CO_2-EMISSIONEN AUS DER HERSTELLUNG ODER VERARBEITUNG VON PRIMÄRALUMINIUM GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber wendet die Vorschriften dieses Abschnitts auch für die Überwachung von CO_2-Emissionen aus der Herstellung von Elektroden für die Primäraluminiumherstellung, einschließlich eigenständiger Anlagen zur Herstellung derartiger Elektroden, und den Elektrodenverbrauch bei der Elektrolyse und die diesbezügliche Berichterstattung an.

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Brennstoffe für die Wärme- oder Dampferzeugung; Elektrodenproduktion; Reduktion von Al_2O_3 bei der Elektrolyse, die mit dem Elektrodenverbrauch zusammenhängt; Einsatz von Sodaasche oder anderen Karbonaten für die Abgaswäsche.

Die dabei anfallenden Emissionen von Perfluorkohlenwasserstoffen (PFC) aus Anodeneffekten, einschließlich diffuser Emissionen, werden gemäß Abschnitt 8 überwacht.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Der Anlagenbetreiber ermittelt die CO_2-Emissionen aus der Herstellung oder Verarbeitung von Primäraluminium nach der Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25. Bei der Massenbilanzmethodik wird der gesamte Kohlenstoff in Input-Materialien, Beständen, Produkten und anderen Exporten im Zusammenhang mit dem Mischen, Formen, Brennen und Verwerten von Elektroden sowie mit dem Elektrodenverbrauch bei der Elektrolyse berücksichtigt. Werden vorgebrannte Anoden verwendet, so kann die Massenbilanz entweder für Herstellung und Verbrauch getrennt oder für beides zusammen angewendet werden. Im Falle von Søderberg-Zellen legt der Anlagenbetreiber eine gemeinsame Massenbilanz zugrunde.

Für Emissionen aus Verbrennungsprozessen kann der Anlagenbetreiber entweder die Emissionen in der Massenbilanz berücksichtigen oder zumindest für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

8. PFC-EMISSIONEN AUS DER HERSTELLUNG ODER VERARBEITUNG VON PRIMÄRALUMINIUM GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber wendet die folgenden Vorschriften für Emissionen von Perfluorkohlenwasserstoffen (PFC) aus Anodeneffekten, einschließlich diffuser PFC-Emissionen, an. Für damit zusammenhängende CO_2-Emissionen, einschließlich Emissionen aus der Elektrodenfertigung, legt der Anlagenbetreiber Abschnitt 7 zugrunde. Außerdem berechnet der Anlagenbetreiber die nicht mit Anodeneffekten zusammenhängenden PFC-Emissionen anhand von Schätzmethoden im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie und etwa von der Kommission zu diesem Zweck veröffentlichten Leitlinien.

B. **Bestimmung von PFC-Emissionen**

PFC-Emissionen werden aus den Emissionen berechnet, die in einer Leitung oder einem Kamin („Punktquellenemissionen“) gemessen werden können, sowie aus diffusen Emissionen, wobei die Abscheideleistung der Leitung zugrunde gelegt wird:

PFC-Emissionen (insgesamt) = PFC-Emissionen (Leitung)/Abscheideleistung

Die Abscheideleistung wird bei der Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren gemessen. Für ihre Bestimmung ist die neueste Fassung der in Abschnitt 4.4.2.4 der IPCC-Leitlinien von 2006 unter Ebene 3 genannten Leitlinien heranzuziehen.

▼B

Der Anlagenbetreiber berechnet die über eine Leitung oder einen Kamin ausgestoßenen CF_4- und C_2F_6-Emissionen nach einer der folgenden Methoden:

a) Methode A, soweit die Anodeneffekt-Minuten je Zelltag aufgezeichnet werden;

b) Methode B, soweit die Anodeneffekt-Überspannung aufgezeichnet wird.

Berechnungsmethode A – Steigungsmethode („Slope Method“)

Der Anlagenbetreiber bestimmt die PFC-Emissionen nach den folgenden Gleichungen:

$$CF_4\text{-Emissionen [t]} = AEM \times (SEF_{CF4}/1\,000) \times Pr_{Al}$$

$$C_2F_6\text{-Emissionen [t]} = CF_4\text{-Emissionen} \times F_{C2F6}$$

Dabei ist:

AEM = Anodeneffekt-Minuten/Zelltag

SEF_{CF4} = Steigungskoeffizient [(kg CF_4/produzierte t Al)/(Anodeneffekt-Minuten/Zelltag)]. Werden verschiedene Zelltypen verwendet, so können gegebenenfalls unterschiedliche Steigungskoeffizienten angewandt werden.

Pr_{Al} = Jahresproduktion Primäraluminium [t]

F_{C2F6} = Gewichtungsfaktor C_2F_6 (t C_2F_6 / t CF_4).

Anodeneffekt-Minuten je Zelltag drücken die Häufigkeit von Anodeneffekten (Zahl der Anodeneffekte/Zelltag), multipliziert mit der mittleren Dauer der Anodeneffekte (Anodeneffekt-Minuten/Häufigkeit), aus:

$$AEM = \text{Häufigkeit} \times \text{mittlere Dauer}$$

Emissionsfaktor: Der Emissionsfaktor für CF_4 (Steigungskoeffizient SEF_{CF4}) drückt die emittierte Menge CF_4 [kg] je produzierte erzeugte Tonne Aluminium je Anodeneffekt-Minute/Zelltag aus. Der Emissionsfaktor für C_2F_6 (Gewichtungsfaktor F_{C2F6}) drückt die emittierte Menge C_2F_6 [t] im Verhältnis zur emittierten Menge CF_4 [t] aus.

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet technologiespezifische Emissionsfaktoren aus Tabelle 1 dieses Abschnitts an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet anlagenspezifische Emissionsfaktoren für CF_4 und C_2F_6 an, die durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen ermittelt werden. Für die Bestimmung dieser Emissionsfaktoren greift er auf die neueste Fassung der in Abschnitt 4.4.2.4 der IPCC-Leitlinien von 2006 unter Ebene 3 genannten Leitlinien ([1]) zurück. Der Emissionsfaktor berücksichtigt auch die nicht mit Anodeneffekten zusammenhängenden Emissionen. Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren jeweils mit einer maximalen Unsicherheit von ±15 %.

Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder früher, wenn relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen. Als relevante Änderung gilt eine Änderung bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder eine Änderung des Kontrollalgorithmus, die sich auf das Gemisch der Art der Anodeneffekte oder die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts auswirkt.

([1]) International Aluminium Institute: The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol; Oktober 2006: US Environmental Protection Agency und International Aluminium Institute; Protocol for Measurement of Tetrafluoromethane (CF4) and Hexafluoroethane (C2F6) Emissions from Primary Aluminum Production; April 2008.

▼B

Tabelle 1

Technologiespezifische Emissionsfaktoren, bezogen auf Tätigkeitsdaten für die Steigungsmethode

Technologie	Emissionsfaktor für CF_4 (SEF_{CF4}) [(kg CF_4/t Al)/(AE-Minuten/Zelltag)]	Emissionsfaktor für C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4]
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	0,143	0,121
Søderberg-Zelle mit vertikaler Anodenanordnung (VSS)	0,092	0,053

Berechnungsmethode B – Überspannungsmethode („Overvoltage Method“)

Soweit die Anodeneffekt-Überspannung gemessen wird, bestimmt der Anlagenbetreiber die PFC-Emissionen nach den folgenden Gleichungen:

$$CF_4\text{-Emissionen [t]} = OVC \times (AEO/CE) \times Pr_{Al} \times 0{,}001$$

▼M1

$$C_2F_6\text{-Emissionen [t]} = CF_4\text{-Emissionen} \times F_{C2F6}$$

▼B

Dabei ist:

OVC = Überspannungskoeffizient („Emissionsfaktor“), ausgedrückt in kg CF_4 je produzierte Tonne Aluminium und Millivolt (mV) Überspannung

AEO = Anodeneffekt-Überspannung je Zelle [mV], bestimmt als das Integral von (Zeit × Spannung über der Zielspannung), geteilt durch die Zeit (Dauer) der Datenerhebung

CE = mittlere Stromeffizienz der Aluminiumproduktion (%)

Pr_{Al} = Jahresproduktion Primäraluminium [t]

▼M1

F_{C2F6} = Gewichtungsfaktor C_2F_6 (t C_2F_6/t CF_4).

▼B

Die Angabe AEO/CE (Anodeneffekt-Überspannung/Stromeffizienz) drückt die zeitintegrierte mittlere Anodeneffekt-Überspannung [mV Überspannung] je mittlerer Stromeffizienz [%] aus.

Emissionsfaktor: Der Emissionsfaktor für CF_4 („Überspannungskoeffizient“ OVC) drückt die je produzierte Tonne Aluminium emittierte Menge CF_4 [kg] je Millivolt [mV] Überspannung aus. Der Emissionsfaktor für C_2F_6 (Gewichtungsfaktor C_2F_6) drückt die emittierte Menge C_2F_6 [t] im Verhältnis zur emittierten Menge CF4 [t] aus.

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet technologiespezifische Emissionsfaktoren aus Tabelle 2 dieses Abschnitts an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber wendet anlagenspezifische Emissionsfaktoren für CF_4 [(kg CF_4/t Al)/(mV)] und C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4] an, die durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen ermittelt werden. Für die Bestimmung dieser Emissionsfaktoren greift er auf die neueste Fassung der in Abschnitt 4.4.2.4 der IPCC-Leitlinien von 2006 unter Ebene 3 genannten Leitlinien zurück. Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren jeweils mit einer maximalen Unsicherheit von ±15 %.

▼B

Der Anlagenbetreiber bestimmt die Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder früher, wenn relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen. Als relevante Änderung gilt eine Änderung bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder eine Änderung des Kontrollalgorithmus, die sich auf das Gemisch der Art der Anodeneffekte oder die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts auswirkt.

Tabelle 2

Technologiespezifische Emissionsfaktoren, bezogen auf Überspannungsdaten

Technologie	Emissionsfaktor für CF_4 [(kg CF_4/t Al) / mV]	Emissionsfaktor für C_2F_6 [t C_2F_6/t CF_4]
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	1,16	0,121
Søderberg-Zelle mit vertikaler Anodenanordnung (VSS)	entfällt	0,053

C. **Bestimmung von $CO_{2Äq}$-Emissionen**

Der Anlagenbetreiber berechnet die $CO_{2Äq}$-Emissionen aus CF_4- und C_2F_6-Emissionen nach folgender Gleichung und legt dabei die Treibhauspotenziale (global warming potentials, GWP) gemäß Anhang VI Abschnitt 3 Tabelle 6 zugrunde:

PFC-Emissionen [t $CO_{2Ä)}$] = CF_4-Emissionen [t] × GWP_{CF4} + C_2F_6-Emissionen [t] × GWP_{C2F6}

9. HERSTELLUNG VON ZEMENTKLINKER GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

▼M1

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Kalzinierung von Kalkstein in den Rohstoffen; konventionelle fossile Ofenbrennstoffe; alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe; Ofenbrennstoffe mit biogenem Anteil (Biomasse-Abfälle); andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe; Gehalt an nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein und Schiefer und Rohmaterial für die Abgaswäsche.

▼B

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Emissionen aus der Verbrennung werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht. Prozessemissionen aus Rohmehlkomponenten werden gemäß Anhang II Abschnitt 4 auf Basis des Karbonatgehalts des Prozess-Inputs (Berechnungsmethode A) oder der Menge des erzeugten Klinkers (Berechnungsmethode B) überwacht. Bei der Methode A müssen mindestens die folgenden Karbonate berücksichtigt werden: $CaCO_3$, $MgCO_3$ und $FeCO_3$. Bei Methode B muss der Anlagenbetreiber mindestens CaO und MgO berücksichtigen und der zuständigen Behörde nachweisen, inwieweit andere Kohlenstoffquellen zu berücksichtigen sind.

▼M1

CO_2-Emissionen im Zusammenhang mit aus dem Prozess abgeschiedenem Staub und mit nicht karbonatischem Kohlenstoff in den Rohmaterialien werden nach Maßgabe der Unterabschnitte C und D dieses Abschnitts hinzugerechnet.

▼B

Berechnungsmethode A: Ofen-Input-Betrachtung

Werden Zementofenstaub (cement kiln dust, CKD) und Bypass-Staub aus dem Ofensystem abgeschieden, so betrachtet der Anlagenbetreiber das betreffende Rohmaterial nicht als Prozess-Input, sondern er berechnet die CKD-Emissionen nach Maßgabe von Unterabschnitt C.

▼B

Sofern Rohmehl nicht als solches charakterisiert wird, wendet der Anlagenbetreiber die Unsicherheitsvorschriften für Tätigkeitsdaten auf jeden der relevanten kohlenstoffhaltigen Ofen-Inputs separat an, wobei Doppelerfassungen oder Nichterfassungen aufgrund von Materialrücklauf bzw. Bypass-Material zu vermeiden sind. Werden Tätigkeitsdaten auf Basis des produzierten Klinkers ermittelt, so kann die Nettorohmehlmenge anhand eines anlagenspezifischen empirischen Rohmehl/Klinker-Quotienten bestimmt werden, der mindestens einmal jährlich nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie auf den neuesten Stand gebracht wird.

Berechnungsmethode B: Klinker-Output-Betrachtung

Der Anlagenbetreiber bestimmt Tätigkeitsdaten anhand der Klinkerproduktion [t] im Berichtszeitraum, und zwar

a) entweder durch direktes Wiegen des Klinkers

b) oder auf Basis der Zementauslieferungen nach folgender Formel (Materialbilanz unter Berücksichtigung des Klinkerversands, der Klinkerzulieferung und der Veränderungen des Klinkerbestands):

Klinkerproduktion [t] = ((Zementauslieferungen [t] – Veränderung des Zementbestands [t]) × Klinker-/Zement-Quotient [t Klinker/t Zement]) – (zugelieferter Klinker [t]) + (versandter Klinker [t]) – (Veränderung des Klinkerbestands [t])

Der Anlagenbetreiber berechnet den Klinker-/Zement-Quotienten entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 oder aus der Differenz zwischen Zementzulieferungen, Bestandsveränderungen und als Zusatzstoffe im Zement verwendeten Materialien einschließlich Bypass- und Zementofenstaub.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 wird Ebene 1 für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen Emissionsfaktor von 0,525 t CO_2/t Klinker an.

C. **Emissionen bezogen auf Staubabscheidungen**

Hinzurechnen muss der Anlagenbetreiber CO_2-Emissionen aus abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD), bereinigt um die teilweise CKD-Kalzinierung, die als Prozessemissionen im Sinne von Artikel 24 Absatz 2 berechnet werden. Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen 1 und 2 für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet einen Emissionsfaktor von 0,525 t CO_2/t Staub an.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber bestimmt den Emissionsfaktor (EF) mindestens einmal jährlich nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 und nach folgender Formel:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{Kli}}{1 + EF_{Kli}} \cdot G \right) / \left(1 - \frac{EF_{Kli}}{1 + EF_{Kli}} \cdot G \right)$$

Dabei ist:

EF_{CKD} = Emissionsfaktor für teilweise kalzinierten Zementofenstaub (t CO_2/t CKD)

EF_{Kli} = anlagenspezifischer Emissionsfaktor für Klinker (t CO_2/t Klinker)

G = Grad der CKD-Kalzinierung (abgeschiedenes CO_2 als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO_2 in der Rohmischung)

Ebene 3 für den Emissionsfaktor findet keine Anwendung.

▼B

D. **Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff im Rohmehl**

Der Anlagenbetreiber bestimmt zumindest die Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial (z. B. Flugasche), die im Rohmehl im Ofen verwendet werden, nach Maßgabe von Artikel 24 Absatz 2.

▼M1

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie geschätzt.

Ebene 2: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird mindestens einmal jährlich nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Der Umsetzungsfaktor wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie berechnet.

▼B

10. HERSTELLUNG VON KALK ODER BRENNEN VON DOLOMIT ODER MAGNESIT GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Kalzinierung von Kalkstein, Dolomit oder Magnesit in den Rohstoffen; konventionelle fossile Ofenbrennstoffe; alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe; Ofenbrennstoffe mit biogenem Anteil (Biomasse-Abfälle) und andere Brennstoffe.

Soweit der Branntkalk und das CO_2 aus dem Kalkstein für Reinigungsprozesse verwendet werden, sodass annähernd dieselbe Menge CO_2 wieder gebunden wird, müssen die Karbonatzersetzung und der Reinigungsprozess nicht separat in das Monitoringkonzept der Anlage einbezogen werden.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

▼M1

Emissionen aus der Verbrennung werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht. Prozessemissionen aus Rohmaterialien werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht. Kalzium- und Magnesium-Karbonate müssen stets berücksichtigt werden. Andere Karbonate und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmaterial werden berücksichtigt, wenn sie für die Berechnung der Emissionen relevant sind.

▼B

Für die Methodik der Input-Betrachtung werden die Karbonatgehaltswerte um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des Materials bereinigt. Bei der Magnesiaherstellung sind gegebenenfalls andere nichtkarbonathaltige magnesiumhaltige Mineralstoffe zu berücksichtigen.

Doppelerfassungen oder Nichterfassungen aufgrund von Materialrückläufen oder von Bypass-Material sind zu vermeiden. Bei Anwendung von Methode B ist Kalkofenstaub gegebenenfalls als separater Stoffstrom zu betrachten.

▼M1

C. **Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Rohmaterialien**

Der Anlagenbetreiber bestimmt zumindest die Emissionen aus nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein, Schiefer oder alternativem Rohmaterial im Ofen nach Maßgabe von Artikel 24 Absatz 2.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

▼M1

Ebene 1: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie geschätzt.

Ebene 2: Der Anteil an nicht karbonatischem Kohlenstoff im relevanten Rohmaterial wird mindestens einmal jährlich nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 werden die Ebenen für den Emissionsfaktor wie folgt festgelegt:

Ebene 1: Es gilt ein Umsetzungsfaktor von 1.

Ebene 2: Der Umsetzungsfaktor wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie berechnet.

▼B

11. HERSTELLUNG VON GLAS, GLASFASERN ODER DÄMMMATERIAL AUS MINERALWOLLE GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber wendet die Vorschriften dieses Abschnitts auch auf Anlagen an, in denen Wasserglas und Steinwolle hergestellt werden.

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Zersetzung von Alkali- und Erdalkalikarbonaten aufgrund des Schmelzens des Rohmaterials; konventionelle fossile Brennstoffe; alternative fossile Brennstoffe und Rohstoffe; Brennstoffe mit biogenem Anteil (Biomasse-Abfälle); andere Brennstoffe; kohlenstoffhaltige Zusatzstoffe wie Koks, Kohlenstaub und Grafit; Nachverbrennung von Abgasen und Abgaswäsche.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

▼M1

Emissionen aus der Verbrennung, einschließlich der Abgaswäsche, werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht. Prozessemissionen aus Rohmaterialien werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht. Zumindest folgende Karbonate müssen berücksichtigt werden: $CaCO_3$, $MgCO_3$, Na_2CO_3, $NaHCO_3$, $BaCO_3$, Li_2CO_3, K_2CO_3 und $SrCO_3$. Nur Methode A findet Anwendung. Emissionen aus anderen Prozessmaterialien, einschließlich Koks, Grafit und Kohlenstaub, werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht.

▼B

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 gelten für Prozessemissionen die folgenden Ebenen für den Emissionsfaktor:

Ebene 1: Es sind die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 zugrunde zu legen. Die Reinheit des jeweiligen Input-Materials wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt.

Ebene 2: Die Menge der relevanten Karbonate im jeweiligen Input-Material wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt.

Für den Umsetzungsfaktor findet ausschließlich Ebene 1 Anwendung.

12. HERSTELLUNG VON KERAMISCHEN ERZEUGNISSEN GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

▼M1

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Ofenbrennstoffe; Kalzinierung von Kalkstein/Dolomit und anderen Karbonaten im Rohmaterial; Kalkstein und andere Karbonate zur Reduzierung von Luftschadstoffen und andere Arten der Abgaswäsche; fossile Zusatzstoffe/Biomasse-Zusatzstoffe zur Anregung der Porenbildung, einschließlich Polystyrol; Rückstände aus der Papierherstellung oder Sägespäne; nicht karbonatischer Kohlenstoff in Ton und anderem Rohmaterial.

▼B

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

▼M1

Emissionen aus der Verbrennung, einschließlich der Abgaswäsche, werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht. Prozessemissionen aus Rohmehlkomponenten und Zusatzstoffen werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht. Für Keramikprodukte aus gereinigtem oder synthetischem Ton kann der Anlagenbetreiber entweder Methode A oder Methode B anwenden. Für Keramikprodukte aus naturbelassenem Ton und bei Verwendung von Tonen oder Zusatzstoffen mit hohem Gehalt an nicht karbonatischen Kohlenstoff wendet der Anlagenbetreiber Methode A an. Kalziumkarbonate werden immer berücksichtigt. Andere Karbonate und nicht karbonatischer Kohlenstoff im Rohmaterial werden berücksichtigt, wenn sie für die Berechnung der Emissionen relevant sind.

▼B

Die Tätigkeitsdaten für die Input-Materialien der Methode A können durch eine geeignete, von der zuständigen Behörde genehmigte Rückrechnung auf der Grundlage der Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt werden. Bei dieser Rückrechnung ist zu berücksichtigen, welche Messverfahren für getrocknete Grünlinge oder gebrannte Produkte zur Verfügung stehen und welche geeigneten Datenquellen für die Feuchtigkeit von Ton und Zusatzstoffen und für den Masseverlust (Glühverlust) der betreffenden Materialien herangezogen werden.

Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 gelten für Prozessemissionen aus karbonathaltigen Rohmaterialien die folgenden Ebenen für Emissionsfaktoren:

Methode A (Input-Betrachtung):

Ebene 1: Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,2 Tonnen $CaCO_3$ (entspricht 0,08794 Tonnen CO_2) je Tonne Trockenton angewandt. Der gesamte anorganische und organische Kohlenstoff des Tonmaterials gilt als in diesem Wert enthalten. Zusatzstoffe gelten als nicht in diesem Wert enthalten.

Ebene 2: Nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie wird unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale der Anlage und ihrer Produktpalette ein Emissionsfaktor für jeden Stoffstrom errechnet und mindestens einmal jährlich aktualisiert.

Ebene 3: Die Zusammensetzung der relevanten Rohmaterialien wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt. Die Zusammensetzungsdaten werden gegebenenfalls anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 in Emissionsfaktoren umgerechnet.

Methode B (Output-Betrachtung):

Ebene 1: Für die Berechnung des Emissionsfaktors wird anstelle von Analyseergebnissen ein konservativer Wert von 0,123 Tonnen CaO (entspricht 0,09642 Tonnen CO_2) je Tonne Produkt angewandt. Der gesamte anorganische und organische Kohlenstoff des Tonmaterials gilt als in diesem Wert enthalten. Zusatzstoffe gelten als nicht in diesem Wert enthalten.

Ebene 2: Nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie wird unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale der Anlage und ihrer Produktpalette ein Emissionsfaktor für jeden Stoffstrom errechnet und mindestens einmal jährlich aktualisiert.

Ebene 3: Die Zusammensetzung der relevanten Produkte wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt. Zur Umrechnung von Zusammensetzungsdaten in Emissionsfaktoren werden die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 Tabelle 3 herangezogen, wobei gegebenenfalls davon ausgegangen wird, dass alle relevanten Metalloxide aus den jeweiligen Karbonaten stammen.

Abweichend von Abschnitt 1 gilt für die Abgaswäsche die folgende Ebene für den Emissionsfaktor:

▼B

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber wendet die stöchiometrische Verhältniszahl für $CaCO_3$ gemäß Anhang VI Abschnitt 2 an.

Für die Abgaswäsche wird weder eine andere Ebene noch ein Umsetzungsfaktor angewandt. Die Doppelerfassung von gebrauchtem und von derselben Anlage zu Rohmaterial recyceltem Kalkstein ist zu vermeiden.

13. HERSTELLUNG VON GIPSERZEUGNISSEN UND GIPSKARTONPLATTEN GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens alle CO_2-Emissionen aus allen Arten von Verbrennungstätigkeiten.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Emissionen aus der Verbrennung werden nach Maßgabe von Abschnitt 1 überwacht.

14. HERSTELLUNG VON ZELLSTOFF UND PAPIER GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Kessel, Gasturbinen und andere Feuerungsanlagen, die Dampf oder Strom erzeugen; Rückgewinnungskessel und andere Einrichtungen, in denen Ablaugen verbrannt werden; Brennöfen, Kalköfen und Kalzinieröfen; Abgaswäsche und Trockner, die mit Brennstoffen befeuert werden (z. B. Infrarottrockner).

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Emissionen aus der Verbrennung einschließlich Abgaswäsche werden nach Maßgabe von Abschnitt I überwacht.

Prozessemissionen aus Rohmaterialien, die als Zusatzchemikalien verwendet werden (dies betrifft mindestens Kalkstein und Soda), werden nach Maßgabe von Anhang II Abschnitt 4 überwacht (Methode A). CO_2-Emissionen aus der Rückgewinnung von Kalkschlamm bei der Zellstoffherstellung werden als CO_2 aus recycelter Biomasse betrachtet. Nur die CO_2-Menge, die dem Input von Zusatzchemikalien entspricht, gilt als fossile CO_2-Emission.

Für Emissionen aus Zusatzchemikalien gelten die für den Emissionsfaktor festgelegten Ebenen:

Ebene 1: Es sind die stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 zugrunde zu legen. Die Reinheit des jeweiligen Input-Materials wird nach den Best-Practice-Leitlinien der Industrie bestimmt. Die errechneten Werte sind um den jeweiligen Feuchte- und Gangart-Gehalt des eingesetzten Karbonatmaterials zu bereinigen.

Ebene 2: Die Menge der relevanten Karbonate im jeweiligen Input-Material wird nach Maßgabe der Artikel 32 bis 35 bestimmt. Die Zusammensetzungsdaten werden gegebenenfalls anhand der stöchiometrischen Verhältniszahlen gemäß Anhang VI Abschnitt 2 in Emissionsfaktoren umgerechnet.

Für den Umsetzungsfaktor findet ausschließlich Ebene 1 Anwendung.

▼B

15. HERSTELLUNG VON INDUSTRIERUSS GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt als CO_2-Emissionsquellen mindestens alle Brennstoffe für die Verbrennung und als Prozessmaterial verwendeten Brennstoffe.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Emissionen aus der Herstellung von Industrieruß können entweder als Verbrennungsprozess einschließlich Abgaswäsche gemäß Abschnitt 1 dieses Anhangs oder mittels einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 und Anhang II Abschnitt 3 überwacht werden.

16. BESTIMMUNG VON DISTICKSTOFFOXID-EMISSIONEN (N_2O) AUS DER HERSTELLUNG VON SALPETERSÄURE, ADIPINSÄURE, CAPROLACTAM, GLYOXAL UND GLYOXYLSÄURE GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Jeder Anlagenbetreiber berücksichtigt für jede Tätigkeit, bei der N_2O-Emissionen entstehen, sämtliche Quellen, aus denen N_2O im Rahmen von Herstellungsprozessen emittiert wird; dazu zählen auch herstellungsbedingte N_2O-Emissionen, die durch Emissionsminderungsvorrichtungen geleitet werden, einschließlich

a) im Falle der Salpetersäureherstellung – N_2O-Emissionen aus der katalytischen Oxidation von Ammoniak und/oder aus NO_x/N_2O-Minderungsanlagen;

b) im Falle der Adipinsäureherstellung – N_2O-Emissionen, auch solche aus der Oxidationsreaktion, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionskontrollvorrichtungen;

c) im Falle der Glyoxal- und Glyoxylsäureherstellung – N_2O-Emissionen, auch solche aus Prozessreaktionen, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionskontrollvorrichtungen;

d) im Falle der Caprolactam-Herstellung – N_2O-Emissionen, auch solche aus Prozessreaktionen, der direkten Prozessentlüftung und/oder Emissionskontrollvorrichtungen.

Die Vorschriften gelten nicht für N_2O-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen.

B. **Bestimmung von N_2O-Emissionen**

B.1 *N_2O-Emissionen pro Jahr*

Der Anlagenbetreiber überwacht die N_2O-Emissionen aus der Salpetersäureherstellung durch kontinuierliche Emissionsmessung. N_2O-Emissionen aus der Herstellung von Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure werden im Falle der Emissionsminderung nach einer auf Messung beruhenden Methodik und im Falle von vorübergehend ungeminderten Emissionen nach einer (auf einem Massenbilanzansatz beruhenden) Berechnungsmethode überwacht.

Für jede Quelle, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, betrachtet der Anlagenbetreiber als Jahresgesamtemissionen die nach der Formel 1 in Anhang VIII Abschnitt 3 berechnete Summe aller stündlichen Emissionen.

B.2 *N_2O-Emissionen pro Stunde*

Der Anlagenbetreiber berechnet den jährlichen Stundenmittelwert der N_2O-Emissionen für jede Quelle, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, nach der Gleichung in Anhang VIII Abschnitt 3.

▼B

Der Anlagenbetreiber bestimmt die stündlichen N_2O-Konzentrationen im Abgasstrom aus jeder Emissionsquelle durch Messung an einer repräsentativen Stelle hinter der NO_x/N_2O-Emissionsminderungsvorrichtung (soweit Emissionen gemindert werden). Der Anlagenbetreiber wendet dabei Techniken an, mit denen die N_2O-Konzentrationen sowohl geminderter als auch ungeminderter Emissionen aus sämtlichen Quellen gemessen werden können. Nehmen die Unsicherheiten in diesen Zeiträumen zu, so muss der Betreiber diesem Umstand bei der Unsicherheitsbewertung Rechnung tragen.

Der Anlagenbetreiber bezieht alle Messungen erforderlichenfalls auf Trockengas und schließt sie systematisch in seine Berichterstattung ein.

B.3 *Bestimmung des Abgasstroms*

Zur Messung des Abgasstroms für die Zwecke der Überwachung von N_2O-Emissionen wendet der Anlagenbetreiber die Methoden zur Überwachung des Abgasstroms gemäß Artikel 43 Absatz 5 an. Für die Salpetersäureherstellung greift er auf die Methode gemäß Artikel 43 Absatz 5 Buchstabe a zurück, es sei denn, dies ist technisch nicht machbar. In diesem Falle wendet er mit Genehmigung der zuständigen Behörde eine alternative Methode an, insbesondere einen auf relevanten Parametern wie dem Ammoniak-Einsatz beruhenden Massenbilanzansatz oder die Abgasstrombestimmung durch kontinuierliche Messung des Emissionsstromes.

Der Abgasstrom wird nach folgender Formel berechnet:

$$V_{Abgasstrom}\ [Nm^3/h] = V_{Luft} \times (1 - O_{2,Luft})/(1 - O_{2,Abgas})$$

Dabei ist:

V_{Luft} = der Gesamtzuluftstrom in Nm^3/h unter Normbedingungen

$O_{2,Luft}$ = der Volumenanteil O_2 in Trockenluft [= 0,2095]

$O_{2,Abgas}$ = der Volumenanteil O_2 im Abgas.

V_{Luft} wird als Summe aller Luftströme berechnet, die der Salpetersäureanlage zugeführt werden.

Soweit im Monitoringkonzept nicht anders geregelt, wendet der Anlagenbetreiber folgende Formel an:

$$V_{Luft} = V_{prim} + V_{sek} + V_{Sperr}$$

Dabei ist:

V_{prim} = der primäre Zuluftstrom in Nm^3/h unter Normbedingungen

V_{sek} = der sekundäre Zuluftstrom in Nm^3/h unter Normbedingungen

V_{Sperr} = der Sperrluftstrom in Nm^3/h unter Normbedingungen

Der Anlagenbetreiber bestimmt V_{prim} durch kontinuierliche Messung des Luftstroms vor der Vermischung mit Ammoniak. Er bestimmt V_{sek} durch kontinuierliche Luftstrommessung, auch durch Messung vor der Wärmerückgewinnungseinheit. V_{Sperr} entspricht dem im Rahmen des Salpetersäure-Herstellungsprozesses eingesetzten Sperrluftstrom.

Für Zuluftströme, die zusammengerechnet weniger als 2,5 % des Gesamtluftstroms ausmachen, kann die zuständige Behörde zur Bestimmung dieser Luftstromrate Schätzmethoden akzeptieren, die der Anlagenbetreiber auf Basis von Best-Practice-Leitlinien der Industrie vorschlägt.

▼B

Der Anlagenbetreiber weist anhand von Messungen unter normalen Betriebsbedingungen nach, dass der gemessene Abgasstrom homogen genug ist, um die Anwendung der vorgeschlagenen Messmethode zu ermöglichen. Stellt sich der Abgasstrom bei diesen Messungen als nicht homogen heraus, so ist dies vom Anlagenbetreiber bei der Entscheidung über geeignete Überwachungsmethoden und bei der Berechnung der Unsicherheit bei den N_2O-Emissionen zu berücksichtigen.

Der Anlagenbetreiber bezieht alle Messungen auf Trockengas und schließt sie systematisch in seine Berichterstattung ein.

B.4 *Sauerstoffkonzentrationen (O_2)*

Der Anlagenbetreiber misst die Sauerstoffkonzentrationen im Abgas, soweit dies zur Berechnung des Abgasstromes gemäß Unterabschnitt B.3 dieses Abschnitts erforderlich ist. Dabei hält er sich an die Vorschriften für Konzentrationsmessungen gemäß Artikel 41 Absätze 1 und 2. Bei der Bestimmung der Unsicherheit von N_2O-Emissionen berücksichtigt der Anlagenbetreiber die Unsicherheit von O_2-Konzentrationsmessungen.

Der Anlagenbetreiber bezieht alle Messungen erforderlichenfalls auf Trockengas und schließt sie systematisch in seine Berichterstattung ein.

B.5 *Berechnung von N_2O-Emissionen*

Bei bestimmten, periodisch auftretenden ungeminderten N_2O-Emissionen aus der Herstellung von Adipinsäure, Caprolactam, Glyoxal und Glyoxylsäure (z. B. ungeminderte Emissionen aus der Ableitung (Lüftung) von Gas aus Sicherheitsgründen und/oder wenn die Emissionsminderungsvorrichtung ausfällt) kann der Anlagenbetreiber diese Emissionen, wenn eine kontinuierliche N_2O-Emissionsüberwachung technisch nicht möglich ist, mit Genehmigung der zuständigen Behörde nach einer Massenbilanzmethodik berechnen. Zu diesem Zweck wird die Gesamtunsicherheit dem Ergebnis der Anwendung der vorgeschriebenen Ebenen gemäß Artikel 41 Absätze 1 und 2 gleichgesetzt. Der Anlagenbetreiber stützt die Berechnungsmethode auf die höchstmögliche Rate der N_2O-Emissionen aus der chemischen Reaktion, die zum Zeitpunkt und während der gesamten Dauer der Emission stattfindet.

Bei der Bestimmung der Unsicherheit des jährlichen Stundenmittelwertes für die Emissionsquelle berücksichtigt der Anlagenbetreiber die Unsicherheit bei allen für eine bestimmte Emissionsquelle berechneten Emissionen.

B.6 *Bestimmung der tätigkeitsbezogenen Produktionsraten*

Produktionsraten werden anhand der täglichen Produktionsmeldungen und Betriebsstunden berechnet.

B.7 *Häufigkeit der Probenahmen*

Gültige Stundenmittelwerte oder Mittelwerte für kürzere Bezugszeiträume werden gemäß Artikel 44 berechnet für

a) die N_2O-Konzentration im Abgas,

b) den Gesamtabgasstrom, soweit er direkt gemessen wird und dies erforderlich ist,

c) sämtliche Gasströme und Sauerstoffkonzentrationen, die zur indirekten Bestimmung des Gesamtabgasstroms erforderlich sind.

C. **Bestimmung der jährlichen CO_2-Äquivalente ($CO_{2Äq}$)**

Die jährlichen N_2O-Gesamtemissionen aus allen Emissionsquellen zusammengerechnet (gemessen in Tonnen und auf drei Dezimalstellen gerundet) wird vom Anlagenbetreiber nach folgender Formel und unter Zugrundelegung der GWP-Werte gemäß Anhang VI Abschnitt 3 in jährliche CO_2-Äquivalente (gerundete Tonnen) umgerechnet:

$$CO_{2Äq}\ [t] = N_2O_{jährlich}[t] \times GWP_{N2O}$$

Dabei sind:

▼B

$N_2O_{jährlich}$ = die nach der Gleichung 1 in Anhang VIII Abschnitt 3 berechneten jährlichen N_2O-Gesamtemissionen.

Die von allen Emissionsquellen generierten jährlichen Gesamt-CO_2-Äquivalente und etwaige direkte CO_2-Emissionen aus anderen Emissionsquellen (soweit sie unter die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen fallen) werden den von der betreffenden Anlage generierten jährlichen CO_2-Gesamtemissionen zugeschlagen und für Berichterstattungszwecke und zur Abgabe von Zertifikaten verwendet.

Die jährlichen N_2O-Gesamtemissionen werden in Tonnen (auf drei Dezimalstellen gerundet) und als $CO_{2Äq}$ (in gerundeten Tonnen) mitgeteilt.

17. HERSTELLUNG VON AMMONIAK GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Verbrennung von Brennstoffen, die Wärme für das Reformieren oder die partielle Oxidation liefern; Brennstoffe, die bei der Ammoniakherstellung (Reformieren oder partielle Oxidation) als Prozess-Inputs eingesetzt werden; Brennstoffe für andere Verbrennungsprozesse, einschließlich für die Heißwasser- oder Dampfbereitung.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Emissionen aus Verbrennungsprozessen und aus Brennstoffen, die als Prozess-Inputs verwendet werden, werden nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs überwacht.

Soweit CO_2 aus der Ammoniakherstellung als Einsatzstoff für die Herstellung von Harnstoff oder anderen Chemikalien verwendet oder für einen nicht unter Artikel 49 Absatz 1 fallenden Verwendungszweck aus der Anlage weitergeleitet wird, ist die anfallende CO_2-Menge als von der das CO_2 produzierenden Anlage emittiert zu betrachten.

18. HERSTELLUNG VON ORGANISCHEN GRUNDCHEMIKALIEN GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden CO_2-Emissionsquellen: katalytisches oder nichtkatalytisches Cracken; Reformieren; partielle oder vollständige Oxidation; ähnliche Verfahren, die CO_2-Emissionen aus dem in kohlenwasserstoffbasierten Einsatzstoffen enthaltenen Kohlenstoff bewirken; Verbrennen von Abgasen und Abfackeln; andere Verbrennung von Brennstoffen.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Ist die Produktion organischer Grundchemikalien technischer Bestandteil einer Mineralölraffinerie, so wendet der Anlagenbetreiber die einschlägigen Bestimmungen von Abschnitt 2 an.

Unbeschadet von Unterabsatz 1 überwacht der Anlagenbetreiber Emissionen aus Verbrennungsprozessen, bei denen die Einsatzbrennstoffe nicht an chemischen Reaktionen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien beteiligt sind oder aus solchen stammen, nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs. In allen anderen Fällen kann der Anlagenbetreiber beschließen, die Emissionen aus der Herstellung organischer Grundchemikalien nach der Massenbilanzmethodik gemäß Artikel 25 oder nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 zu überwachen. Wendet der Anlagenbetreiber die Standardmethodik an, so muss er der zuständigen Behörde nachweisen, dass der gewählte Ansatz alle relevanten Emissionen abdeckt, die auch unter eine Massenbilanz fallen würden.

▼B

Zur Bestimmung des Kohlenstoffgehalts bei Ebene 1 sind die Referenzemissionsfaktoren gemäß Anhang VI Tabelle 5 zugrunde zu legen. Den Kohlenstoffgehalt von Stoffen, die nicht in Anhang VI Tabelle 5 oder anderen Abschnitten dieser Verordnung aufgeführt sind, berechnet der Anlagenbetreiber aus dem stöchiometrischen Kohlenstoffgehalt des reinen Stoffes und der Konzentration des Stoffes im Input- oder Output-Strom.

19. HERSTELLUNG VON WASSERSTOFF UND SYNTHESEGAS GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Der Anlagenbetreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: im Produktionsprozess für die Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas eingesetzte Brennstoffe (Reformieren oder partielle Oxidation) und für andere Verbrennungsprozesse, einschließlich zur Heißwasser- oder Dampferzeugung, verwendete Brennstoffe. Hergestelltes Synthesegas ist im Rahmen der Massenbilanzmethodik als Stoffstrom zu betrachten.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Emissionen aus Verbrennungsprozessen und aus Brennstoffen, die als Prozess-Inputs für die Wasserstoffherstellung verwendet werden, werden nach der Standardmethodik gemäß Artikel 24 und Abschnitt 1 dieses Anhangs überwacht.

Emissionen aus der Herstellung von Synthesegas werden als Teil einer Massenbilanz gemäß Artikel 25 überwacht. Bei Emissionen aus separaten Verbrennungsprozessen kann der Anlagenbetreiber entweder die Emissionen in der Massenbilanz berücksichtigen oder zumindest für einen Teil der Stoffströme die Standardmethodik gemäß Artikel 24 anwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Werden in ein und derselben Anlage Wasserstoff und Synthesegas hergestellt, so berechnet der Anlagenbetreiber die CO_2-Emissionen entweder nach separaten Methodiken gemäß den Unterabsätzen 1 und 2 dieses Unterabschnitts oder durch Anwendung einer gemeinsamen Massenbilanz.

20. HERSTELLUNG VON SODA UND NATRIUMBICARBONAT GEMÄß ANHANG I DER RICHTLINIE 2003/87/EG

A. **Geltungsbereich**

Die für CO_2-Emissionen zu berücksichtigenden Emissionsquellen und Stoffströme aus Anlagen zur Herstellung von Soda und Natriumbicarbonat umfassen:

a) Brennstoffe für Verbrennungsprozesse, einschließlich für die Heißwasser- oder Dampfbereitung;

b) Rohstoffe, einschließlich Abgas aus dem Brennen von Kalkstein, sofern es nicht für die Karbonisierung eingesetzt wird;

c) Abgase aus Wasch- oder Filterschritten nach der Karbonisierung, sofern sie nicht für die Karbonisierung eingesetzt werden.

B. **Spezifische Überwachungsvorschriften**

Der Anlagenbetreiber überwacht die Emissionen aus der Herstellung von Soda und Natriumbicarbonat anhand einer Massenbilanz gemäß Artikel 25. Bei Emissionen aus Verbrennungsprozessen kann der Anlagenbetreiber beschließen, diese in die Massenbilanz einzubeziehen oder die Standardmethodik gemäß Artikel 24 zumindest für einen Teil der Stoffströme zu verwenden, wobei sicherzustellen ist, dass die Emissionen vollständig erfasst sind und nicht doppelt gezählt werden.

Soweit CO_2 aus der Herstellung von Soda für die Herstellung von Natriumbicarbonat verwendet wird, ist die für die Herstellung von Natriumbicarbonat aus Soda verwendete CO_2-Menge als von der CO_2-produzierenden Anlage emittiert zu betrachten.

▼B

21. BESTIMMUNG VON TREIBHAUSGASEMISSIONEN AUS DER CO_2-ABSCHEIDUNG ZWECKS BEFÖRDERUNG UND GEOLOGISCHER SPEICHERUNG IN EINER GEMÄß DER RICHTLINIE 2009/31/EG GENEHMIGTEN SPEICHERSTÄTTE

A. **Geltungsbereich**

Die CO_2-Abscheidung erfolgt durch eine spezielle Anlage, an die CO_2 aus einer oder mehreren anderen Anlagen weitergeleitet wird, oder durch dieselbe Anlage, die die Tätigkeiten durchführt, in denen das abzuscheidende CO_2 im Rahmen ein und derselben Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen entsteht. Sämtliche Anlagenteile, die der Abscheidung, der Zwischenspeicherung und der Weiterleitung zu einem CO_2-Transportnetz oder zu einer Stätte für die geologische Speicherung von CO_2 dienen, werden in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen erfasst und in dem dazugehörigen Monitoringkonzept berücksichtigt. Führt die Anlage auch andere Tätigkeiten durch, die unter die Richtlinie 2003/87/EG fallen, so werden die Emissionen aus diesen Tätigkeiten nach den entsprechenden Abschnitten dieses Anhangs überwacht.

Der Betreiber einer CO_2-Abscheidungstätigkeiten durchführenden Anlage berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen:

a) an die Abscheidungsanlage weitergeleitetes CO_2;

b) Verbrennungstätigkeiten und damit zusammenhängende andere Tätigkeiten der Anlage, die mit der Abscheidung im Zusammenhang stehen, einschließlich Verwendung von Brennstoff und Input-Material.

B. **Quantifizierung weitergeleiteter und emittierter CO_2-Mengen**

B.1 *Quantifizierung auf Anlagenebene*

Jeder Anlagenbetreiber berechnet die Emissionen unter Berücksichtigung der potenziellen CO_2-Emissionen aus allen emissionsrelevanten Prozessen der Anlage sowie der Menge des abgeschiedenen und zum Transportnetz weitergeleiteten CO_2 nach folgender Formel:

$$E_{Abscheidungsanlage} = T_{Input} + E_{ohne\ Abscheidung} - T_{zu\ speichern}$$

Dabei sind:

$E_{Abscheidungsanlage}$ = die gesamten Treibhausgasemissionen der Abscheidungsanlage

T_{Input} = die Menge des zur Abscheidungsanlage weitergeleiteten CO_2, die gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 bestimmt wird

$E_{ohne\ Abscheidung}$ = die Emissionen der Anlage, wenn das CO_2 nicht abgeschieden würde, d. h. die Summe der Emissionen aus allen anderen Tätigkeiten der Anlage, die nach den entsprechenden Abschnitten von Anhang IV überwacht werden

$T_{zu\ speichern}$ = die zu einem Transportnetz oder einer Speicherstätte weitergeleitete Menge CO_2, die gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 bestimmt wird

In Fällen, in denen CO_2 in derselben Anlage abgeschieden wird, in der es entstanden ist, ist T_{Input} gleich Null.

Bei reinen Abscheidungsanlagen setzt der Anlagenbetreiber $E_{ohne\ Abscheidung}$ der Emissionsmenge gleich, die aus anderen Quellen stammt als das entstandene CO_2, das zwecks Abscheidung zur Anlage weitergeleitet wird. Der Anlagenbetreiber bestimmt diese Emissionen nach den Vorschriften dieser Verordnung.

▼B

Im Falle reiner Abscheidungsanlagen zieht der Betreiber der Anlage, die CO_2 zur Abscheidungsanlage weiterleitet, die Menge T_{Input} gemäß Artikel 49 von den Emissionen seiner eigenen Anlage ab.

B.2 *Bestimmung von weitergeleitetem CO_2*

Jeder Anlagenbetreiber bestimmt die von der und an die Abscheidungsanlage weitergeleitete Menge CO_2 gemäß Artikel 49 nach Messmethodiken, die gemäß den Artikeln 40 bis 46 durchgeführt werden.

Nur wenn der Betreiber der Anlage, die das CO_2 an die Abscheidungsanlage weiterleitet, der zuständigen Behörde zu deren Zufriedenheit und mit mindestens gleichwertiger Genauigkeit nachweist, dass das an die Abscheidungsanlage weitergeleitete CO_2 vollständig weitergeleitet wird, kann die zuständige Behörde diesem Anlagenbetreiber gestatten, anstelle einer auf Messung beruhenden Methodik gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 eine auf Berechnung beruhende Methodik gemäß Artikel 24 oder 25 anzuwenden, um die Menge T_{Input} zu bestimmen.

22. BESTIMMUNG DER TREIBHAUSGASEMISSIONEN AUS DER BEFÖRDERUNG VON CO_2 IN PIPELINES ZWECKS GEOLOGISCHER SPEICHERUNG IN EINER GEMÄß DER RICHTLINIE 2009/31/EG GENEHMIGTEN SPEICHERSTÄTTE

A. **Geltungsbereich**

Die Grenzen für die Überwachung von Emissionen aus dem Transport von CO_2 in Pipelines und die Berichterstattung darüber sind in der dem Transportnetz erteilten Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen festgehalten, die auch für alle funktional mit dem Transportnetz verbundenen Anlagen einschließlich Verdichterstationen und Heizungen gilt. Jedes Transportnetz weist mindestens einen Anfangspunkt und einen Endpunkt auf, der jeweils mit anderen Anlagen verbunden ist, die mindestens eine der Tätigkeiten Abscheidung, Transport oder geologische Speicherung von CO_2 durchführen. Die Anfangs- und Endpunkte können auch Abzweigungen der Transportnetze einschließen und Staatsgrenzen überschreiten. Die Anfangs- und die Endpunkte sowie die Anlagen, mit denen sie verbunden sind, sind in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen festgehalten.

Jeder Betreiber berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen CO_2-Emissionsquellen: Verbrennungs- und andere Prozesse in Anlagen, die funktional mit dem Transportnetz verbunden sind, wie Verdichterstationen; diffuse Emissionen aus dem Transportnetz; abgelassene Emissionen aus dem Transportnetz; Emissionen aus Leckagen im Transportnetz.

B. **Methodiken der CO_2-Quantifizierung**

Der Betreiber der Transportnetze bestimmt die Emissionen nach einer der folgenden Methoden:

a) Methode A (Gesamtmassenbilanz aller Input- und Output-Stoffströme) gemäß Unterabschnitt B.1;

b) Methode B (Überwachung einzelner Emissionsquellen) gemäß Unterabschnitt B.2.

Bei der Entscheidung für Methode A oder Methode B weist jeder Betreiber der zuständigen Behörde nach, dass die gewählte Methodik zu zuverlässigeren Ergebnissen mit einer geringeren Unsicherheit in Bezug auf die Gesamtemissionen führt und dass zu dem Zeitpunkt, an dem die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen beantragt und das Monitoring-Konzept genehmigt wurde, die beste verfügbare Technik und die besten verfügbaren Kenntnisse zugrunde gelegt werden, ohne dass unverhältnismäßige Kosten verursacht werden. Wählt der Betreiber Methode B, so muss er der zuständigen Behörde nachweisen, dass die Gesamtunsicherheit für die jährliche Menge an Treibhausgasemissionen aus dem Transportnetz des Betreibers 7,5 % nicht übersteigt.

▼B

Der Methode B anwendende Betreiber eines Transportnetzes rechnet weder CO_2, das ihm von einer anderen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG genehmigten Anlage zugeleitet wurde, zu seiner errechneten Emissionsmenge hinzu, noch zieht er das CO_2, das er an eine andere gemäß der Richtlinie 2003/87/EG genehmigte Anlage weitergeleitet hat, von seiner errechneten Emissionsmenge ab.

Jeder Betreiber eines Transportnetzes wendet Methode A an, um die Ergebnisse von Methode B mindestens einmal jährlich zu validieren. Dazu kann er für Methode A niedrigere Ebenen anwenden.

B.1 **Methode A:**

Jeder Betreiber bestimmt die Emissionen nach folgender Formel:

$$Emissionen\ [t\ CO_2] = E_{Eigentätigkeit} + \sum_i T_{IN,i} - \sum_i T_{AUS,i}$$

Dabei sind:

Emissionen = die gesamten CO_2-Emissionen aus dem Transportnetz [t CO_2]

$E_{Eigentätigkeit}$ = die Emissionen aus der Eigentätigkeit des Transportnetzes (d. h. Emissionen, die nicht aus dem transportierten CO_2 stammen, beispielsweise Emissionen aus in den Verdichterstationen verbrauchtem Brennstoff), die nach den entsprechenden Abschnitten von Anhang IV überwacht werden

$T_{IN,i}$ = die Menge des an einem Eintrittspunkt *i* zum Transportnetz weitergeleiteten CO_2, die gemäß den Artikeln 40 bis 46 und Artikel 49 bestimmt wird

$T_{AUS,i}$ = die Menge des an einem Austrittspunkt *j* aus dem Transportnetz weitergeleiteten CO_2, die gemäß den Artikeln 40 bis 46und Artikel 49bestimmt wird

B.2 **Methode B:**

Jeder Betreiber bestimmt die Emissionen unter Berücksichtigung aller emissionsrelevanten Prozesse der Anlage sowie der Menge des abgeschiedenen und zum Transportnetz weitergeleiteten CO_2 nach folgender Formel:

Emissionen [t CO_2]= $CO_{2\ diffus}$ + $CO_{2\ abgelassen}$ + $CO_{2\ Leckagen}$ + $CO_{2\ Anlagen}$

Dabei sind:

Emissionen = die gesamten CO_2-Emissionen aus dem Transportnetz [t CO_2]

$CO_{2\ diffus}$ = die Menge diffuser Emissionen (t CO_2) aus dem im Transportnetz transportierten CO_2, einschließlich Verschlüssen, Ventilen, Zwischendruckstationen und Zwischenspeichern

$CO_{2\ abgelassen}$ = die Menge der abgelassenen Emissionen (t CO_2) aus dem im Transportnetz transportierten CO_2

$CO2_{\ Leckagen}$ = die Menge des im Transportnetz transportierten CO_2 (t CO_2), die infolge einer Panne eines oder mehrerer Bestandteile des Transportnetzes emittiert wird

CO2 Anlagen = die Menge CO_2 (t CO_2) aus Verbrennungs- oder anderen Prozessen, die funktional mit dem Pipelinetransport im Transportnetz verbunden sind und die nach den entsprechenden Abschnitten von Anhang IV überwacht werden

▼B

B.2.1 *Diffuse Emissionen aus dem Transportnetz*

Der Betreiber berücksichtigt diffuse Emissionen aus folgenden Ausrüstungen:

a) Verschlüsse;

b) Messgeräte;

c) Ventile;

d) Zwischendruckstationen;

e) Zwischenspeicher.

Der Betreiber bestimmt bei Betriebsbeginn und spätestens am Ende des ersten Berichtsjahres, in dem das Transportnetz in Betrieb ist, die mittleren Emissionsfaktoren *EF* (ausgedrückt in g CO_2/Zeiteinheit) je Ausrüstungsteil und Ereignis, bei dem diffuse Emissionen zu erwarten sind. Der Betreiber überprüft diese Faktoren mindestens alle fünf Jahre unter Berücksichtigung der in diesem Bereich besten verfügbaren Techniken und Erkenntnisse.

Der Betreiber berechnet diffuse Emissionen durch Multiplikation der Zahl der Ausrüstungsteile in jeder Kategorie mit dem Emissionsfaktor und anschließendes Zusammenrechnen der Ergebnisse für die einzelnen Kategorien nach folgender Gleichung:

$$Diffuse\ Em\ [t\ CO_2] = \left(\sum_{Kategorie} EF[g\ CO_2/Ereignis] \cdot N_{Ereignis} \right) / 10^6$$

Als Anzahl Ereignisse ($N_{Ereignis}$) betrachtet der Betreiber die Zahl der Ausrüstungsteile je Kategorie, multipliziert mit der Anzahl Zeiteinheiten pro Jahr.

B.2.2 *Emissionen aus Leckagen*

Der Betreiber eines Transportnetzes erbringt den Nachweis der Netzintegrität anhand repräsentativer (orts- und zeitbezogener) Temperatur- und Druckdaten. Geht aus den Daten hervor, dass es zu einer Leckage kam, so berechnet der Betreiber die ausgetretene Menge CO_2 nach einer im Monitoringkonzept dokumentierten und auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruhenden geeigneten Methodik, insbesondere auf der Grundlage der Differenzen bei Temperatur- und Druckdaten gegenüber den mittleren Druck- und Temperaturwerten bei gegebener Integrität.

B.2.3 *Abgelassene Emissionen*

Jeder Betreiber sieht im Monitoringkonzept eine Untersuchung potenzieller Fälle abgelassener Emissionen, einschließlich zur Wartung oder in Notfällen, vor sowie eine hinreichend dokumentierte Methodik für die Berechnung der abgelassenen CO_2-Menge, die auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruht.

23. GEOLOGISCHE SPEICHERUNG VON CO_2 IN EINER GEMÄß DER RICHTLINIE 2009/31/EG GENEHMIGTEN SPEICHERSTÄTTE

A. **Geltungsbereich**

Die zuständige Behörde bestimmt die Systemgrenzen für die Überwachung von Emissionen aus der geologischen Speicherung von CO_2 und die Berichterstattung darüber anhand der Abgrenzung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes, wie sie in der Genehmigung gemäß der Richtlinie 2009/31/EG vorgegeben ist. Werden Leckagen aus dem Speicherkomplex ermittelt und führen diese zu Emissionen oder zur Abgabe von CO_2 in die Wassersäule, so trifft der Betreiber unverzüglich folgende Maßnahmen:

a) Er unterrichtet die zuständige Behörde;

b) er ordnet die Leckage den Emissionsquellen der betreffenden Anlage zu;

c) er überwacht die Emissionen und erstattet entsprechend Bericht.

▼B

Erst wenn Abhilfemaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine Emissionen oder keine Abgaben aus der Leckage in die Wassersäule mehr festgestellt werden können, kann der Betreiber die betreffende Leckage als Emissionsquelle aus dem Monitoringkonzept streichen und braucht diese Emissionen nicht länger zu überwachen und darüber zu berichten.

Jeder Betreiber einer Anlage/eines Komplexes für die geologische Speicherung berücksichtigt mindestens die folgenden potenziellen Gesamt-CO_2-Emissionsquellen: Brennstoffeinsatz in Verdichteranlagen und andere Feuerungstätigkeiten einschließlich in Kraftwerken der Speicherstätte; Ablassen aus der Injektion oder der tertiären Kohlenwasserstoffförderung; diffuse Emissionen aus der Injektion; austretendes CO_2 aus der tertiären Kohlenwasserstoffförderung; Leckagen.

B. **Quantifizierung von CO_2-Emissionen**

Der Betreiber einer geologischen Speicherstätte/eines geologischen Speicherkomplexes rechnet zu seiner errechneten Emissionsmenge kein CO_2 hinzu, das ihm von einer anderen Anlage zugeleitet wird, und zieht von seiner errechneten Emissionsmenge kein CO_2 ab, das in der Speicherstätte geologisch gespeichert oder an eine andere Anlage weitergeleitet wird.

B.1 *Abgelassene und diffuse Emissionen aus der Injektion*

Der Betreiber bestimmt abgelassene und diffuse Emissionen nach folgender Formel:

$$\text{Emittiertes } CO_2\ [\text{t } CO_2\ ] = \text{A } CO_2\ [\text{t } CO_2] + \text{D } CO_2\ [\text{t } CO_2]$$

Dabei ist:

A CO_2 = die Menge abgelassenes CO_2

D CO_2 = die Menge CO_2 aus diffusen Emissionen

Jeder Betreiber bestimmt A CO_2 nach den auf Messung beruhenden Methodiken gemäß den Artikeln 41 bis 46 dieser Verordnung. Abweichend davon und mit Genehmigung der zuständigen Behörde kann der Betreiber eine auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruhende geeignete Methodik für die Bestimmung von A CO_2 ins Monitoringkonzept aufnehmen, wenn die Anwendung von auf Messung beruhenden Methodiken unverhältnismäßige Kosten verursachen würde.

Der Betreiber betrachtet D CO_2 als eine Quelle, d. h. die Unsicherheitsanforderungen für die Ebenen gemäß Anhang VIII Abschnitt 1 gelten für den Gesamtwert und nicht für die einzelnen Emissionsstellen. Jeder Betreiber sieht im Monitoringkonzept eine Untersuchung potenzieller Quellen diffuser Emissionen sowie eine hinreichend dokumentierte Methodik für die Berechnung oder Messung der Menge D CO_2 vor, die auf den Best-Practice-Leitlinien der Industrie beruht. Für die Bestimmung von D CO_2 kann der Betreiber Daten verwenden, die gemäß den Artikeln 32 bis 35 und Anhang II Abschnitt 1.1 Buchstaben e bis h der Richtlinie 2009/31/EG für die Injektionsanlage erhoben wurden, sofern sie den Vorschriften der vorliegenden Verordnung genügen.

B.2 *Abgelassene und diffuse Emissionen aus der tertiären Förderung von Kohlenwasserstoffen*

Jeder Betreiber berücksichtigt die folgenden potenziellen zusätzlichen Quellen von Emissionen aus der tertiären Förderung von Kohlenwasserstoffen:

a) Öl-Gas-Separatoren und die Gasrecycling-Anlage, in denen diffuse CO_2-Emissionen auftreten könnten;

b) den Fackelkopf, an dem Emissionen wegen des Einsatzes von Systemen für die kontinuierliche positive Verdrängung und bei der Druckentspannung der Anlage zur Kohlenwasserstoffgewinnung auftreten können;

c) das System für den CO_2-Ablass, das ein Erlöschen der Fackel wegen hoher CO_2-Konzentrationen verhindern soll.

▼B

Jeder Betreiber bestimmt diffuse Emissionen oder abgelassenes CO_2 gemäß Unterabschnitt B.1 dieses Abschnitts.

Jeder Betreiber bestimmt Emissionen aus dem Fackelkopf gemäß Abschnitt 1 Unterabschnitt D; er berücksichtigt dabei potenzielles inhärentes CO_2 im Fackelgas gemäß Artikel 48.

B.3 *Leckage aus dem Speicherkomplex*

Emissionen und Abgaben in die Wassersäule werden wie folgt quantifiziert:

$$Emittiertes\ CO_2\ [t\ CO_2] = \sum_{T_{Start}}^{T_{End}} L\ CO_2\ [t\ CO_2/T]$$

Dabei ist:

L CO_2 = die Masse des wegen der Leckage emittierten oder abgegebenen CO_2 pro Kalendertag, wobei

a) der betreffende Betreiber für jeden Kalendertag, für den die Leckage überwacht wird, L CO_2 als Durchschnittswert der pro Stunde ausgetretenen Masse (t CO_2/h), multipliziert mit 24, berechnet;

b) der Betreiber die pro Stunde ausgetretene Masse nach den Bestimmungen des genehmigten Monitoringkonzepts für die Speicherstätte und die Leckage bestimmt;

c) der Betreiber für jeden Kalendertag vor Überwachungsbeginn die pro Tag ausgetretene Masse der Masse gleichsetzt, die am ersten Überwachungstag ausgetreten ist, wobei sicherzustellen ist, dass der Wert nicht unterschätzt wird;

T_{Start} = der späteste der folgenden Zeitpunkte:

a) der letzte Zeitpunkt, an dem keine Emissionen oder Abgaben von CO_2 in die Wassersäule aus der betreffenden Quelle gemeldet wurden;

b) der Zeitpunkt, an dem mit der CO_2–Injektion begonnen wurde;

c) ein anderer Zeitpunkt, für den der zuständigen Behörde nachgewiesen wird, dass die Emission oder die Abgabe in die Wassersäule nicht vor diesem Zeitpunkt begonnen haben kann;

T_{End} = der Zeitpunkt, an dem Abhilfemaßnahmen gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden und keine Emissionen oder Abgaben von CO_2 in die Wassersäule mehr festgestellt werden können.

Die zuständige Behörde genehmigt und gestattet die Anwendung anderer Methoden zur Quantifizierung von leckagebedingten Emissionen oder Abgaben von CO_2 in die Wassersäule, wenn der Betreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass diese Methoden genauer sind als die in diesem Unterabschnitt vorgegebene Methodik.

Der Betreiber quantifiziert die Menge der im Berichtszeitraum aus dem Speicherkomplex ausgetretenen Emissionen für jedes Leckageereignis mit einer Gesamtunsicherheit von höchstens 7,5 %. Übersteigt die Gesamtunsicherheit des angewandten Quantifizierungsverfahrens 7,5 %, so nimmt der Betreiber folgende Anpassung vor:

$CO_{2,gemeldet}$ [t CO2] = $CO_{2,quantifiziert}$ [t CO2] × (1 + (Unsicherheit$_{System}$ [%]/100) – 0,075)

Dabei ist:

$CO_{2,gemeldet}$ = die in den Jahresemissionsbericht für das betreffende Leckageereignis einzubeziehende Menge CO_2.

$CO_{2,quantifiziert}$ = die Menge CO_2, die durch das für das betreffende Leckageereignis angewandte Quantifizierungsverfahren bestimmt wurde.

Unsicherheit$_{System}$ = der Grad an Unsicherheit, der mit der für das betreffende Leckageereignis angewandten Quantifizierungsmethodik assoziiert wird.

▼B

ANHANG V

Mindestebenenanforderungen für auf Berechnung beruhende Methodiken bei Anlagen der Kategorie A und Berechnungsfaktoren für von Anlagen der Kategorien B und C verwendete kommerzielle Standardbrennstoffe (Artikel 26 Absatz 1)

Tabelle 1

Mindestebenen für auf Berechnung beruhende Methodiken bei Anlagen der Kategorie A und im Falle von Berechnungsfaktoren für kommerzielle Standardbrennstoffe für alle Anlagen gemäß Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe a.

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Tätigkeitsdaten		Emissionsfaktor (*)	Zusammensetzungsdaten (Kohlenstoffgehalt) (*)	Oxidationsfaktor	Umsetzungsfaktor
	Menge Brennstoff bzw. Material	Unterer Heizwert (Hu)				
Verbrennung von Brennstoffen						
Kommerzielle Standardbrennstoffe	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	1	entfällt
Andere gasförmige u. flüssige Brennstoffe	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	1	entfällt
Feste Brennstoffe	1	2a/2b	2a/2b	entfällt	1	entfällt
Massenbilanzmethodik für Gasaufbereitungsstationen	1	entfällt	entfällt	1	entfällt	entfällt
Fackeln	1	entfällt	1	entfällt	1	entfällt
Abgaswäsche (Karbonat)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Abgaswäsche (Gips)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Abgaswäsche (Harnstoff)	1	1	1	entfällt	1	entfällt
Raffination von Mineralöl						
Regeneration von katalytischen Crackern	1	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von Koks						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Brennstoff als Prozess-Input	1	2	2	entfällt	entfällt	entfällt
Röstung oder Sinterung von Metallerz						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Karbonat-Input	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Roheisen oder Stahl						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Brennstoff als Prozess-Input	1	2a/2b	2	entfällt	entfällt	entfällt

▼B

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Tätigkeitsdaten		Emissionsfaktor (*)	Zusammensetzungsdaten (Kohlenstoffgehalt) (*)	Oxidationsfaktor	Umsetzungsfaktor
	Menge Brennstoff bzw. Material	Unterer Heizwert (Hu)				
Herstellung oder Verarbeitung von Eisen- und Nichteisenmetallen einschließlich Sekundäraluminium						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Prozessemissionen	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Primäraluminium						
Massenbilanz für CO_2-Emissionen	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
PFC-Emissionen (Steigungsmethode)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
PFC-Emissionen (Überspannungsmethode)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von Zementklinker						
Auf Basis des Ofen-Inputs (Methode A)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Klinker-Output (Methode B)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Zementofenstaub (CKD)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Input von nichtkarbonatischem Kohlenstoff	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Kalk oder Brennen von Dolomit oder Magnesit						
Karbonate (Methode A)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Sonstige Prozess-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Erdalkalimetalloxid (Methode B)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von Glas und Mineralwolle						
Karbonat-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Sonstige Prozess-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Herstellung von keramischen Erzeugnissen						
Kohlenstoff-Inputs (Methode A)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Sonstige Prozess-Inputs	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Alkalimetalloxid (Methode B)	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	1
Abgaswäsche	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt

▼B

Tätigkeit/Stoffstromtyp	Tätigkeitsdaten		Emissionsfaktor (*)	Zusammensetzungsdaten (Kohlenstoffgehalt) (*)	Oxidationsfaktor	Umsetzungsfaktor
	Menge Brennstoff bzw. Material	Unterer Heizwert (Hu)				
Herstellung von Gips und Gipskartonplatten: siehe Verbrennung von Brennstoffen						
Herstellung von Zellstoff und Papier						
Ergänzungschemikalien	1	entfällt	1	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von Industrieruß						
Massenbilanzmethodik	1	entfällt	entfällt	1	entfällt	entfällt
Herstellung von Ammoniak						
Brennstoff als Prozess-Input	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	entfällt	entfällt
Herstellung von organischen Grundchemikalien						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Herstellung von Wasserstoff und Synthesegas						
Brennstoff als Prozess-Input	2	2a/2b	2a/2b	entfällt	entfällt	entfällt
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt
Herstellung von Soda und Natriumbicarbonat						
Massenbilanz	1	entfällt	entfällt	2	entfällt	entfällt

(*) Die Ebenen für den Emissionsfaktor beziehen sich auf den vorläufigen Emissionsfaktor; Kohlenstoffgehalt bezieht sich auf den Gesamtkohlenstoffgehalt. Bei Materialgemischen ist der Biomasseanteil getrennt zu bestimmen. Im Einklang mit Artikel 26 Absatz 1 Buchstabe a ist die Ebene 1 die Mindestebene für den Biomasseanteil bei Anlagen der Kategorie A und bei kommerziellen Standardbrennstoffen für alle Anlagen.

▼B

ANHANG VI

Referenzwerte für Berechnungsfaktoren (Artikel 31 Absatz 1 Buchstabe a)

1. BRENNSTOFFEMISSIONSFAKTOREN, BEZOGEN AUF DEN UNTEREN HEIZWERT (HU)

Tabelle 1

Brennstoffemissionsfaktoren, bezogen auf den unteren Heizwert (Hu), und untere Heizwerte je Brennstoffmasse

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO_2/TJ))	Unterer Heizwert(Hu) (TJ/Gg)	Quelle
Rohöl	73,3	42,3	IPCC GL 2006
Orimulsion	77,0	27,5	IPCC GL 2006
Flüssigerdgas	64,2	44,2	IPCC GL 2006
Motorenbenzin	69,3	44,3	IPCC GL 2006
Petroleum	71,9	43,8	IPCC GL 2006
Schieferöl	73,3	38,1	IPCC GL 2006
Gas/Dieselkraftstoff	74,1	43,0	IPCC GL 2006
Rückstandsöl	77,4	40,4	IPCC GL 2006
Verflüssigtes Erdgas	63,1	47,3	IPCC GL 2006
Ethan	61,6	46,4	IPCC GL 2006
Naphta	73,3	44,5	IPCC GL 2006
Bitumen	80,7	40,2	IPCC GL 2006
Schmierstoffe	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Petrolkoks	97,5	32,5	IPCC GL 2006
Raffinerieeinsatzmaterial	73,3	43,0	IPCC GL 2006
Raffineriegas	57,6	49,5	IPCC GL 2006
Paraffinwachse	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Raffinerie-Halbfertigerzeugnisse (White Spirit u. SBP)	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Andere Erdölerzeugnisse	73,3	40,2	IPCC GL 2006

▼B

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO_2/TJ))	Unterer Heizwert(Hu) (TJ/Gg)	Quelle
Anthrazit	98,3	26,7	IPCC GL 2006
Kokskohle	94,6	28,2	IPCC GL 2006
Sonstige bituminöse Kohle	94,6	25,8	IPCC GL 2006
Subbituminöse Kohle	96,1	18,9	IPCC GL 2006
Braunkohle	101,0	11,9	IPCC GL 2006
Ölschiefer und Teersand	107,0	8,9	IPCC GL 2006
Steinkohlenbriketts	97,5	20,7	IPCC GL 2006
Kokereikoks u. Braunkohlenkoks	107,0	28,2	IPCC GL 2006
Gaskoks	107,0	28,2	IPCC GL 2006
Kohlenteer	80,7	28,0	IPCC GL 2006
Ortsgas	44,4	38,7	IPCC GL 2006
Kokereigas	44,4	38,7	IPCC GL 2006
Gichtgas	260	2,47	IPCC GL 2006
Konvertergas	182	7,06	IPCC GL 2006
Erdgas	56,1	48,0	IPCC GL 2006
Industrieabfälle	143	entfällt	IPCC GL 2006
Altöle	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Torf	106,0	9,76	IPCC GL 2006
Holz/Holzabfälle	—	15,6	IPCC GL 2006
Andere primäre feste Biomasse	—	11,6	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Holzkohle	—	29,5	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Biobenzin	—	27,0	IPCC GL 2006 (nur Hu)

▼B

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO_2/TJ))	Unterer Heizwert(Hu) (TJ/Gg)	Quelle
Biodiesel	—	27,0	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Andere flüssige Biokraftstoffe	—	27,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Deponiegas	—	50,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Klärgas	—	50,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Sonstige Biogase	—	50,4	IPCC GL 2006 (nur Hu)
Altreifen	85,0 ([1])	entfällt	WBCSD CSI
Kohlenmonoxid	155,2 ([2])	10,1	Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995
Methan	54,9 ([3])	50,0	Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995

([1]) Dieser Wert ist der vorläufige Emissionsfaktor, d. h. gegebenenfalls vor Anwendung eines Biomasse-Anteils.
([2]) Auf Basis eines Hu von 10,12 TJ/t
([3]) Auf Basis eines Hu von 50,01 TJ/t

2. EMISSIONSFAKTOREN, BEZOGEN AUF PROZESSEMISSIONEN

Tabelle 2

Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung (Methode A)

Karbonat	Emissionsfaktor (t CO_2/t Karbonat)
$CaCO_3$	0,440
$MgCO_3$	0,522
Na_2CO_3	0,415
$BaCO_3$	0,223
Li_2CO_3	0,596
K_2CO_3	0,318
$SrCO_3$	0,298
$NaHCO_3$	0,524
$FeCO_3$	0,380

▼B

Karbonat	Emissionsfaktor (t CO_2/t Karbonat)
Allgemeines	Emissionsfaktor = $[M(CO_2)] / \{Y \times [M(x)] + Z \times [M(CO_3^{2-})]\}$ X = Metall M(x) = Molekulargewicht von X in [g/mol] $M(CO_2)$ = Molekulargewicht von CO_2 [g/mol] $M(CO_3^{2-})$ = Molekulargewicht von CO_3^{2-} [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X Z = stöchiometrische Zahl von CO_3^{2-}

Tabelle 3

Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung auf Basis von Erdalkalioxiden (Methode B)

Oxid	Emissionsfaktor (t CO_2/t Oxid)
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
Allgemeines X_YO_Z	Emissionsfaktor = $[M(CO_2)] / \{Y \times [M(x)] + Z \times [M(O)]\}$ X = Erdalkali- oder Alkalimetall M(x) = Molekulargewicht von X in [g/mol] $M(CO_2)$ = Molekulargewicht von CO_2 [g/mol] M(O) = Molekulargewicht von O [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X = 1 (für Erdalkalimetalle) = 2 (für Alkalimetalle) Z = stöchiometrische Zahl von O = 1

Tabelle 4

Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (Eisen- und Stahlproduktion und Verarbeitung von Eisenmetallen) [1]

Input- oder Output-Material	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO_2/t)
Direktreduziertes Eisen (DRI)	0,0191	0,07
LBO-Kohle-Elektroden	0,8188	3,00
LBO-Beschickungs-Kohlenstoff	0,8297	3,04
Heißgepresstes Eisen	0,0191	0,07
Konvertergas	0,3493	1,28

[1] IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.

▼B

Input- oder Output-Material	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO_2/t)
Petrolkoks	0,8706	3,19
Roheisen	0,0409	0,15
Eisen/Eisenschrott	0,0409	0,15
Stahl/Stahlschrott	0,0109	0,04

Tabelle 5

Stöchiometrische Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (organische Grundchemikalien) [1]

Stoff	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO_2 / t)
Acetonitril	0,5852	2,144
Acrylnitril	0,6664	2,442
Butadien	0,888	3,254
Industrieruß	0,97	3,554
Ethen	0,856	3,136
Ethylendichlorid	0,245	0,898
Ethylenglycol	0,387	1,418
Ethylenoxid	0,545	1,997
Blausäure	0,4444	1,628
Methanol	0,375	1,374
Methan	0,749	2,744
Propan	0,817	2,993
Propen	0,8563	3,137
Vinylchloridmonomer (VCM)	0,384	1,407

[1] IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.

▼B

3. TREIBHAUSPOTENZIALE ANDERER TREIBHAUSGASE ALS CO_2

▼M1

Tabelle 6

Treibhauspotenziale

Gas	Treibhauspotenzial
N_2O	265 t CO_2-Äq/t N_2O
CF_4	6 630 t CO_2-Äq/t CF_4
C_2F_6	11 100 t CO_2-Äq/t C_2F_6

▼B

ANHANG VII

Mindesthäufigkeit der Analysen (Artikel 35)

Brennstoff/Material	Mindesthäufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Andere Gase, insbesondere Synthesegas und Prozessgase wie Raffineriemischgas, Kokereigas, Gichtgas, Konvertergas, Ölfeldgas und Gasfeldgas	Mindestens täglich – nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Heizöl (z. B. leichtes, mittelschweres, schweres Heizöl, Bitumen)	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff und mindestens sechsmal jährlich
Kohle, Kokskohle, Petrolkoks, Torf	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff/Material und mindestens sechsmal jährlich
Andere Brennstoffe	Alle 10 000 Tonnen Brennstoff und mindestens viermal jährlich
Unbehandelte feste Abfälle (rein fossil oder gemischt Biomasse/fossil)	Alle 5 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle, vorbehandelte feste Abfälle	Alle 10 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Karbonatmineralien (einschließlich Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 Tonnen Material und mindestens viermal jährlich
Tone und Schiefer	Rohstoffmenge, die 50 000 Tonnen CO_2 entspricht, und mindestens viermal jährlich
Andere Materialien (Primär-, Zwischen- und Endprodukt)	Je nach Materialart und Variation: Materialmenge, die 50 000 Tonnen CO_2 entspricht, und mindestens viermal jährlich

▼B

ANHANG VIII

Auf Messung beruhende Methodiken (Artikel 41)

1. EBENEN FÜR AUF MESSUNG BERUHENDE METHODIKEN

Auf Messung beruhende Methodiken werden im Einklang mit Ebenen genehmigt, für die in Bezug auf das nach der Gleichung 2 in Abschnitt 3 berechnete Jahresmittel der Stundenemissionen die folgenden höchstzulässigen Unsicherheiten gelten.

Tabelle 1

Ebenen für Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung (höchstzulässige Unsicherheit je Ebene)

Im Falle von CO_2 ist die Unsicherheit auf die insgesamt gemessene Menge CO_2 zu beziehen. Wird der Biomasse-Anteil nach einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt, gelten für den Biomasse-Anteil die für CO_2 festgelegten Ebenen.

	Ebene 1	Ebene 2	Ebene 3	Ebene 4
CO_2-Emissionsquellen	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %
N_2O-Emissionsquellen	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	entfällt
CO_2-Weiterleitung	± 10 %	± 7,5 %	± 5 %	± 2,5 %

2. MINDESTEBENENANFORDERUNGEN FÜR ANLAGEN DER KATEGORIE A

Tabelle 2

Mindestebenen, die Anlagen der Kategorie A bei auf Messung beruhenden Methodiken gemäß Artikel 41 Absatz 1 Buchstabe a anwenden müssen

Treibhausgas	Vorgeschriebene Mindestebene
CO_2	2
N_2O	2

3. BESTIMMUNG VON THG ANHAND VON AUF MESSUNG BERUHENDEN METHODIKEN

Gleichung 1: Berechnung der Jahresemissionen gemäß Artikel 43 Absatz 1:

$$THG\text{ — }Em_{insg.}\,[t] = \sum_{i=1}^{Betriebsstdn.} THG\text{ — }Konz_{stündlich,i} \cdot V_{stündlich,i} \cdot 10^{-6}[t/g]$$

Gleichung 2: Bestimmung des Stundenmittelwerts der Emissionen:

$$THG\text{ — }Em_{Mittelwert}\left[\frac{kg}{Std.}\right] = \frac{THG\text{ — }Em_{insg.}}{Betriebsstdn.} \cdot 10^{3}[kg/t]$$

Gleichung 2a: Bestimmung des Stundenmittelwerts der THG-Konzentrationen für die Berichterstattung gemäß Anhang X Abschnitt 1 Nummer 9 Buchstabe b:

$$THG\text{ — }Konz_{Mittelwert}\,[g/Nm^3] = \frac{THG\text{ — }Em_{insg.}}{\sum_{i=1}^{Betriebsstdn.} V_{stündlich,i}} \cdot 10^{6}[g/t]$$

▼B

Gleichung 2b: Bestimmung des Stundenmittelwerts des Abgasstroms für die Berichterstattung gemäß Anhang X Abschnitt 1 Nummer 9 Buchstabe b:

$$Strom_{Mittelwert}\ [Nm^3/Std.] = \frac{\sum_{i=1}^{Betr.-Stunden} V_{stündlich,i}}{Betriebsstdn.}$$

Gleichung 2c: Bestimmung der Jahresemissionen für die Erstellung des Jahresemissionsberichts gemäß Anhang X Abschnitt 1 Nummer 9 Buchstabe b:

$$THG — Em_{insg.}[t] = THG — Konz_{Mittelwert} \cdot Strom_{Mittelwert} \cdot Betriebsstdn. \cdot 10^{-6}[t/g]$$

In den Gleichungen 1 bis 2c werden folgende Kurzformen verwendet:

Der Index i bezieht sich auf die einzelne Betriebsstunde. Verwendet ein Anlagenbetreiber im Einklang mit Artikel 44 Absatz 1 kürzere Bezugszeiträume, so wird anstelle von Stunden dieser Bezugszeitraum für die Berechnung herangezogen.

$THG\text{-}Em_{insg.}$ = jährliche THG-Gesamtemissionen in Tonnen

$THG\text{-}Konz_{stündlich}$ = die stündlichen THG-Emissionskonzentrationen (g/Nm^3) im Abgasstrom, gemessen während des Betriebs der Anlage für die Stunde *i*;

$V_{stündlich,i}$ = Abgasvolumen in Nm^3 für die Stunde *i (d. h. integrierter Durchfluss in einer Stunde oder einem kürzeren Bezugszeitraum)*:

$THG\text{-}Em_{Mittelwert}$ = Jahresmittel der Stundenemissionen (kg/h) aus der betreffenden Quelle;

Betriebsstdn. = Gesamtzahl der Stunden, während deren die auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, einschließlich der Stunden, für die im Einklang mit Artikel 45 Absätze 2 bis 4 Ersatzwerte herangezogen wurden.

$THG\ Konz_{Mittelwert}$ = Jahresmittel der stündlichen THG-Emissionskonzentrationen in g/Nm^3;

$Strom_{Mittelwert}$ = Jahresmittel des Abgasstroms in Nm^3/h.

4. BERECHNUNG DER KONZENTRATION DURCH INDIREKTE KONZENTRATIONSMESSUNG

Gleichung 3: Berechnung der Konzentration

$$THG — Konzentration\ [\%] = 100\% - \sum_i Konzentration\ der\ Komponente\ i\ [\%]$$

5. ERSATZWERTE FÜR FEHLENDE KONZENTRATIONSDATEN BEI AUF MESSUNG BERUHENDEN METHODIKEN

Gleichung 4: Ersatzwerte für fehlende Daten bei auf Messung beruhenden Methodiken

$$C^*_{Stoff} = \overline{C} + 2\sigma c_{_}$$

Dabei ist:

$\overline{C}$ = der arithmetische Mittelwert der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, sofern beim Datenverlust spezifische Bedingungen Anwendung fanden, während eines angemessenen Zeitraums, der diesen Bedingungen Rechnung trägt;

$\sigma_{C_}$ = der beste Schätzwert der Standardabweichung der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, sofern beim Datenverlust spezifische Bedingungen Anwendung fanden, während eines angemessenen Zeitraums, der diesen Bedingungen Rechnung trägt.

▼B

ANHANG IX

Aufzubewahrende Mindestdaten und -informationen gemäß Artikel 67 Absatz 1

Anlagen- und Luftfahrzeugbetreiber müssen mindestens folgende Angaben aufbewahren:

1. GEMEINSAME AUFLAGEN FÜR ANLAGEN UND LUFTFAHRZEUGBETREIBER

   1. Das von der zuständigen Behörde genehmigte Monitoringkonzept;

   2. Dokumente, die die Wahl der Überwachungsmethodik begründen, sowie Dokumente, die zeitlich begrenzte bzw. dauerhafte Änderungen von Überwachungsmethodiken und gegebenenfalls Ebenen begründen, die von der zuständigen Behörde genehmigt wurden;

   3. alle relevanten Aktualisierungen des Monitoringkonzepts, die der zuständigen Behörde gemäß Artikel 15 mitgeteilt wurden, sowie die Antworten der zuständigen Behörde;

   4. alle im Monitoringkonzept genannten schriftlichen Verfahren, einschließlich des Probenahmeplans (soweit relevant), sowie die Verfahren für Datenflussaktivitäten und die Verfahren für Kontrollaktivitäten;

   5. eine Liste aller verwendeten Fassungen des Monitoringkonzepts sowie aller damit zusammenhängenden Verfahren;

   6. Dokumente über die im Zusammenhang mit der Überwachung und Berichterstattung festgelegten Zuständigkeiten;

   7. gegebenenfalls die vom Anlagen- oder Luftfahrzeugbetreiber vorgenommene Risikobewertung;

   8. die Berichte über Verbesserungen der Überwachungsmethodik gemäß Artikel 69;

   9. den geprüften Jahresemissionsbericht;

   10. den Prüfbericht;

   11. alle anderen Informationen, die für die Prüfung des Jahresemissionsberichts erforderlich sind.

2. SPEZIFISCHE ANGABEN FÜR ORTSFESTE ANLAGEN:

   1. Die Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen und alle etwaigen Aktualisierungen dieser Genehmigung;

   2. gegebenenfalls etwaige Unsicherheitsbewertungen;

   3. sofern Anlagen auf Berechnung beruhende Methodiken anwenden:

      a) die Tätigkeitsdaten, die für die Berechnung der Emissionen aus den einzelnen Stoffströmen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen und Brennstoff-/Materialarten;

      b) gegebenenfalls eine Liste aller als Berechnungsfaktoren verwendeten Standardwerte;

      c) die vollständigen Probenahme- und Analyseergebnisse für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren;

      d) Dokumente über alle korrigierten unwirksamen Verfahren und die getroffenen Korrekturmaßnahmen gemäß Artikel 64;

      e) etwaige Ergebnisse der Kalibrierung und Wartung von Messinstrumenten;

▼B

4. sofern Anlagen auf Messung beruhende Methodiken anwenden, zusätzlich die folgenden Angaben:

   a) Dokumente, die die Wahl der auf Messung beruhenden Methodik begründen;

   b) die Daten, die für die Unsicherheitsanalyse der Emissionen aus den einzelnen Quellen herangezogen wurden, aufgeschlüsselt nach Prozessen;

   c) die Daten, die für die flankierenden Berechnungen herangezogen wurden, und die Berechnungsergebnisse;

   d) eine detaillierte technische Beschreibung des Systems zur kontinuierlichen Messung, einschließlich Nachweisdokumenten über die Genehmigung durch die zuständige Behörde;

   e) Rohdaten und aggregierte Daten aus dem System zur kontinuierlichen Messung, einschließlich Dokumenten über Veränderungen im Zeitverlauf, Testprotokolle, Stillstandzeiten, Kalibrierungen, Service- und Wartungsarbeiten;

   f) Dokumente über etwaige Änderungen am System zur kontinuierlichen Messung;

   g) etwaige Ergebnisse der Kalibrierung und Wartung von Messinstrumenten;

   h) gegebenenfalls das zur Bestimmung von Ersatzdaten gemäß Artikel 45 Absatz 4 angewandte Massen- oder Energiebilanzmodell und die zugrunde liegenden Hypothesen;

5. sofern eine Fall-back-Methodik gemäß Artikel 22 angewandt wird: alle erforderlichen Daten für die Bestimmung der Emissionen aus Quellen und Stoffströmen, auf die diese Methodik angewendet wird, sowie Proxywerte für Tätigkeitsdaten, Berechnungsfaktoren und andere Parameter, die nach einer Ebenenmethodik gemeldet würden;

6. bei Herstellung von Primäraluminium zusätzlich die folgenden Angaben:

   a) Dokumente über die Ergebnisse von Messkampagnen zur Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren für CF_4 und C_2F_6;

   b) Dokumente über die Ergebnisse der Bestimmung der Abscheideleistung für diffuse Emissionen;

   c) alle relevanten Daten über die Herstellung von Primäraluminium, die Häufigkeit und Dauer der Anodeneffekte oder Überspannungswerte;

7. bei Abscheidung, Transport und geologischer Speicherung von CO_2 gegebenenfalls zusätzlich die folgenden Angaben:

   a) Dokumente über die Menge CO_2, die Anlagen zur geologischen Speicherung von CO_2 in den Speicherkomplex injiziert haben;

   b) repräsentativ aggregierte Druck- und Temperaturdaten aus einem Transportnetz;

   c) eine Abschrift der Speichergenehmigung, einschließlich des genehmigten Überwachungsplans gemäß Artikel 9 der Richtlinie 2009/31/EG;

   d) die Berichte gemäß Artikel 14 der Richtlinie 2009/31/EG;

   e) die Berichte über die Ergebnisse der Inspektionen gemäß Artikel 15 der Richtlinie 2009/31/EG;

▼B

f) Dokumente über Abhilfemaßnahmen, die gemäß Artikel 16 der Richtlinie 2009/31/EG getroffen wurden.

3. SPEZIFISCHE ANGABEN FÜR LUFTVERKEHRSTÄTIGKEITEN

1. Eine Liste der eigenen oder ge- oder verleasten Luftfahrzeuge und der erforderliche Nachweis für die Vollständigkeit dieser Liste; für jedes Luftfahrzeug das Datum, an dem es in die Luftfahrzeugflotte des Luftfahrzeugbetreibers aufgenommen oder daraus entfernt wurde;

2. eine Liste der in jedem Berichtszeitraum erfassten Flüge und den erforderlichen Nachweis der Vollständigkeit dieser Liste;

3. relevante Daten, die zur Bestimmung des Treibstoffverbrauchs und der Emissionen verwendet wurden;

4. Daten, die zur Ermittlung der Nutzlast und der Flugstrecke für die Jahre, für die Tonnenkilometerdaten gemeldet werden, verwendet wurden;

5. Dokumente über die bei etwaigen Datenlücken angewandte Methodik, die Anzahl der Flüge, bei denen Datenlücken aufgetreten sind, die Daten, die bei Auftreten von Datenlücken verwendet werden, um diese zu schließen, und, wenn bei mehr als 5 % der gemeldeten Flüge Datenlücken auftreten, die Gründe für diese Datenlücken sowie die Dokumente zum Nachweis der getroffenen Abhilfemaßnahmen.

▼B

ANHANG X

Mindestinhalt der Jahresberichte (Artikel 68 Absatz 3)

1. JAHRESEMISSIONSBERICHTE VON ANLAGEN MIT ORTSFESTEN EMISSIONSQUELLEN

Der Jahresemissionsbericht einer Anlage muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Angaben zur Identifizierung der Anlage gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG und die eindeutige Genehmigungsnummer der Anlage;

2. Namen und Anschrift der für die Prüfung des Berichts zuständigen Prüfstelle;

3. Berichtsjahr;

4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;

5. relevante Änderungen der Betriebsabläufe einer Anlage und von der zuständigen Behörde genehmigte Änderungen des Monitoringkonzepts sowie zeitweilige Abweichungen vom Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums, einschließlich Angaben zu zeitweiligen oder dauerhaften Änderungen der gewählten Ebenen, der Gründe für diese Änderungen sowie Beginn der Änderungen und Beginn und Ende der zeitweiligen Änderungen;

6. zu allen Emissionsquellen und Stoffströmen mindestens folgende Angaben:

▼M1

a) die Gesamtemissionen, in t CO_2-Äq, einschließlich CO_2 aus Biomasse-Stoffströmen, die die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 nicht erfüllen;

▼B

b) soweit andere Treibhausgase als CO_2 emittiert werden: die Gesamtemissionen, in t;

c) Angaben darüber, ob gemäß Artikel 21 die auf Messung oder die auf Berechnung beruhende Methodik angewendet wurde;

d) die angewandten Ebenen;

e) Tätigkeitsdaten:

i) im Falle von Brennstoffen: die Brennstoffmenge (in t oder Nm^3) und der untere Heizwert (GJ/t oder GJ/Nm^3), separat aufgeführt,

ii) für alle anderen Stoffströme: die Stoffmenge, in t oder Nm^3;

f) Emissionsfaktoren, ausgedrückt gemäß Artikel 36 Absatz 2, Biomasseanteil, Oxidations- und Umsetzungsfaktoren, ausgedrückt als reine Brüche;

g) soweit sich die Emissionsfaktoren für Brennstoffe auf Masse oder Volumen anstatt Energie beziehen: gemäß Artikel 26 Absatz 5 bestimmte Werte für den unteren Heizwert des jeweiligen Stoffstroms;

7. soweit eine Massenbilanzmethodik angewandt wird: Massenstrom und Kohlenstoffgehalt für jeden Stoffstrom in die und aus der Anlage, gegebenenfalls Biomasseanteil und unterer Heizwert;

8. mindestens folgende als „Memo-Items“ mitzuteilende Angaben:

a) Mengen der verbrannten Biomasse (in TJ) bzw. der in Prozessen eingesetzten Biomasse (in t oder Nm_3);

▼B

b) CO_2-Emissionen aus Biomasse (in t CO_2), soweit die Emissionen durch eine auf Messung beruhende Methodik bestimmt werden;

c) gegebenenfalls einen Proxywert für den unteren Heizwert der als Brennstoff verwendeten Biomasse-Stoffströme;

▼M1

d) Emissionen, Mengen und Energiegehalt von verbrannten Biomasse-Brennstoffen und flüssigen Biobrennstoffen, in t bzw. TJ, sowie Angabe, ob diese Biomasse-Brennstoffe und flüssigen Biobrennstoffe die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 erfüllen;

▼B

e) bei Anwendung von Artikel 49 oder 50: an eine Anlage weitergeleitetes oder von einer Anlage angenommenes CO_2 oder N_2O, in t $CO_{2Äq}$;

f) bei Anwendung von Artikel 48: an eine Anlage weitergeleitetes oder von einer Anlage angenommenes inhärentes CO_2, in t CO_2;

g) gegebenenfalls im Einklang mit den gemäß Artikel 19 Absatz 3 der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen Rechtsakten anerkannter Name bzw. anerkannte Kennung

i) der Anlagen, an die CO_2 oder N_2O gemäß Nummer 8 Buchstaben e und f weitergeleitet wird,

ii) der Anlagen, von denen CO_2 oder N_2O gemäß Nummer 8 Buchstaben e und f angenommen wird.

Hat die Anlagen keine Kennung, so sind der Name und die Anschrift der Anlage sowie die einschlägigen Kontaktdaten einer Kontaktperson anzugeben;

h) weitergeleitetes CO_2 aus Biomasse, in t CO_2;

9. bei Anwendung einer Messmethodik:

a) soweit CO_2 als fossile CO_2-Jahresemissionen gemessen wird: die CO_2-Jahresemissionen aus der Verwendung von Biomasse;

b) die Betriebsstunden des Systems der kontinuierlichen Emissionsmessung, die gemessenen Treibhausgaskonzentrationen und der Abgasstrom, ausgedrückt als jährlicher Stundenmittelwert bzw. als Jahresgesamtwert;

10. bei Anwendung einer Methodik gemäß Artikel 22: alle erforderlichen Daten zur Bestimmung der Emissionen aus den Emissionsquellen und Stoffströmen, für die diese Methodik gilt, sowie Proxywerte für Tätigkeitsdaten, Berechnungsfaktoren und andere Parameter, die im Rahmen einer Ebenenmethodik gemeldet würden;

11. bei Datenlücken, die durch Ersatzdaten im Sinne von Artikel 66 Absatz 1 geschlossen wurden:

a) Stoffstrom oder Emissionsquelle, die von der Datenlücke betroffen sind;

b) Gründe für die jeweilige Datenlücke;

c) Anfangs- und Enddatum der jeweiligen Datenlücke, einschließlich Uhrzeit;

d) die anhand von Ersatzdaten berechneten Emissionen;

e) soweit die Schätzmethode für Ersatzdaten noch nicht ins Monitoringkonzept einbezogen wurde: eine ausführliche Beschreibung der Schätzmethode einschließlich des Nachweises, dass die angewandte Methodik nicht dazu führt, dass Emissionen für den betreffenden Zeitraum zu niedrig veranschlagt werden;

▼B

12. etwaige andere Änderungen, die während des Berichtszeitraums an der Anlage vorgenommen wurden und die für die Treibhausgasemissionen der Anlage im Berichtsjahr von Belang sind;

13. gegebenenfalls die Produktionsmenge Primäraluminium, die Häufigkeit und mittlere Dauer der Anodeneffekte im Berichtszeitraum oder die Werte der Anodeneffekt-Überspannung im Berichtszeitraum sowie die Ergebnisse der letzten Bestimmung anlagenspezifischer Emissionsfaktoren für CF_4 und C_2F_6 gemäß Anhang IV und die letzte Bestimmung der Abscheideleistung der Leitungen.

Emissionen, die aus verschiedenen Quellen oder gleichartigen Stoffströmen innerhalb ein und derselben Anlage stammen und ein und derselben Tätigkeit zuzuordnen sind, können für die jeweilige Tätigkeit in aggregierter Form gemeldet werden.

Soweit innerhalb eines Berichtszeitraums Ebenen geändert wurden, berechnet und meldet der Anlagenbetreiber die Emissionen für die betreffenden Zeitabschnitte des Berichtszeitraums in separaten Teilen des Jahresberichts.

Betreiber von CO_2-Speicherstätten können nach der Schließung der Speicherstätte gemäß Artikel 17 der Richtlinie 2009/31/EG vereinfachte Emissionsberichte erstellen, die mindestens die Angaben gemäß den Nummern 1 bis 5 enthalten, vorausgesetzt, in der Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen sind keine Emissionsquellen aufgeführt.

2. JAHRESEMISSIONSBERICHTE VON LUFTFAHRZEUGBETREIBERN

Der Emissionsbericht eines Luftfahrzeugbetreibers muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG sowie das Rufzeichen oder andere individuelle Kennungen, die für Luftverkehrskontrollzwecke verwendet werden, sowie alle relevanten Kontaktangaben;

2. Namen und Anschrift der für die Prüfung des Berichts zuständigen Prüfstelle;

3. Berichtsjahr;

4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;

5. relevante Änderungen des Flugbetriebs und Abweichungen vom genehmigten Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums;

6. Zulassungsnummern und Typen der im Berichtszeitraum zur Ausführung der Luftverkehrstätigkeiten des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG eingesetzten Luftfahrzeuge;

7. Gesamtzahl der im Bericht erfassten Flüge nach Staatenpaaren;

8. Treibstoffmasse (in Tonnen) je Treibstofftyp nach Staatenpaaren;

▼M1

9. CO_2-Gesamtemissionen, in t CO_2, aufgeschlüsselt nach Abflug- und Ankunftsmitgliedstaaten, einschließlich CO_2 aus Biokraftstoffen, die die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 nicht erfüllen;

▼B

10. soweit die Emissionen anhand eines Emissionsfaktors oder des auf Masse oder Volumen bezogenen Kohlenstoffgehalts berechnet werden: Proxywerte für den unteren Heizwert des Treibstoffs;

▼B

11. bei Datenlücken, die durch Ersatzdaten im Sinne von Artikel 66 Absatz 2 geschlossen wurden:

    a) die Zahl der Flüge, ausgedrückt in Prozent der jährlichen Flüge (gerundet auf das nächste 0,1 %), bei denen Datenlücken aufgetreten sind, und die Umstände und Ursachen der betreffenden Datenlücken;

    b) die angewandte Schätzmethode für die Ersatzdaten;

    c) die anhand von Ersatzdaten berechneten Emissionen;

▼M1

12. Memo-Items:

    a) die Menge der im Berichtsjahr verwendeten Biokraftstoffe (in t oder m^3), aufgeschlüsselt nach Kraftstofftypen, und die Frage, ob die Biokraftstoffe die Kriterien von Artikel 38 Absatz 5 erfüllen;

    b) den unteren Heizwert von Biokraftstoffen und alternativen Kraftstoffen;

▼B

13. in einer Anlage zum Jahresemissionsbericht teilt der Luftfahrzeugbetreiber die Jahresemissionen und die jährliche Anzahl Flüge je Flugplatzpaar mit. Auf Antrag des Luftfahrzeugbetreibers behandelt die zuständige Behörde diese Information als vertraulich.

3. TONNENKILOMETERBERICHTE VON LUFTFAHRZEUGBETREIBERN

Der Tonnenkilometerbericht eines Luftfahrzeugbetreibers muss mindestens die folgenden Angaben enthalten:

1. Angaben zur Identifizierung des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang IV der Richtlinie 2003/87/EG sowie das Rufzeichen oder andere individuelle Kennungen, die für Luftverkehrskontrollzwecke verwendet werden, sowie alle relevanten Kontaktangaben;

2. Namen und Anschrift der für die Prüfung des Berichts zuständigen Prüfstelle;

3. Berichtsjahr;

4. Bezugsnummer und Nummer der Fassung des letzten genehmigten Monitoringkonzepts und das Datum, ab dem es anwendbar ist, sowie die Bezugsnummer und Nummer der Fassung jedes anderen Monitoringkonzepts, das für das Berichtsjahr relevant ist;

5. relevante Änderungen des Flugbetriebs und Abweichungen vom genehmigten Monitoringkonzept während des Berichtszeitraums;

6. Zulassungsnummern und Typen der im Berichtszeitraum zur Ausführung der Luftverkehrstätigkeiten des Luftfahrzeugbetreibers gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG eingesetzten Luftfahrzeuge;

7. gewählte Methode für die Berechnung der Massen für die Fluggäste und das aufgegebene Gepäck sowie für Fracht und Post;

8. Gesamtzahl der Fluggast- und Tonnenkilometer für alle Flüge, die in dem Berichtsjahr durchgeführt wurden und unter die Luftverkehrstätigkeiten gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG fallen;

9. für jedes Flugplatzpaar: die ICAO-Kennung der beiden Flugplätze; die Flugstrecke (Großkreisentfernung + 95 km) in km; die Gesamtzahl der Flüge je Flugplatzpaar im Berichtszeitraum; die Gesamtmasse für Fluggäste und aufgegebenes Gepäck (in Tonnen) je Flugplatzpaar im Berichtszeitraum; die Gesamtzahl der Fluggäste im Berichtszeitraum; die Gesamtzahl der Fluggäste multipliziert mit der Anzahl Kilometer je Flugplatzpaar; die Gesamtmasse für Fracht und Post (in Tonnen) je Flugplatzpaar im Berichtszeitraum; die Gesamttonnenkilometer je Flugplatzpaar (tkm).

▼B

ANHANG XI

Entsprechungstabelle

Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission	Diese Verordnung
Artikel 1 bis 49	Artikel 1 bis 49
—	Artikel 50
Artikel 50 bis 67	Artikel 51 bis 68
Artikel 68	—
Artikel 69 bis 75	Artikel 69 bis 75
—	Artikel 76
Artikel 76 und 77	Artikel 77 und 78
Anhang I-X	Anhang I-X
—	Anhang XI