



EUROPÄISCHE
KOMMISSION

Brüssel, den 17.8.2023
C(2023) 5512 final

ANNEXES 1 to 9

ANHÄNGE

der

Durchführungsverordnung (EU) .../... der Kommission

mit Vorschriften über die Anwendung der Verordnung (EU) 2023/956 des Europäischen Parlaments und des Rates in Bezug auf die im Übergangszeitraum geltenden Berichtspflichten für die Zwecke des CO₂-Grenzausgleichssystems

(Text von Bedeutung für den EWR)

ANHANG I

In den CBAM-Berichten zu meldende Angaben

Der von den berichtspflichtigen Anmeldern zu übermittelnde CBAM-Bericht muss der in Tabelle 1 dieses Anhangs aufgeführten und im CBAM-Übergangsregister bereitgestellten Gliederung für den CBAM-Bericht folgen und die in Tabelle 2 dieses Anhangs aufgeführten detaillierten Angaben enthalten.

Tabelle 1: Gliederung des CBAM-Berichts

CBAM-Bericht
Datum der Berichtserstellung
Kennung des Berichtsentwurfs
Berichtskennung
Berichtszeitraum
Jahr
--Berichtspflichtiger Anmelder
----Adresse
--Vertreter *
----Adresse
--Einführer *
----Adresse
--Zuständige Behörde
--Unterschriften
----Berichtsbestätigung
----Art der einschlägigen Berichterstattungsmethode
--Bemerkungen
--Eingeführte CBAM-relevante Waren
Positionsnummer
----Vertreter *
-----Adresse
----Einführer *
-----Adresse
----Warennummer
Code der Unterpositionen des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
-----Angaben zur Ware
----Ursprungsland
---Eingeführte Menge je Zollverfahren
-----Verfahren
-----Angaben zur aktiven Veredelung
-----Einfuhrgebiet
-----Angaben zu den Waren (je Verfahren)
-----Angaben zu den Waren (aktive Veredelung)
-----Besondere Angaben zu den Waren
---Angaben zu den Waren (eingeführte Waren)
---Emissionen eingeführter Waren (gesamt)

----Belege (für Waren)
-----Anlagen
----Bemerkungen
----Emissionen CBAM-relevanter Waren
Emissionen – laufende Nummer
Herstellungsland
-----Firmenname der Anlage
-----Adresse
-----Kontaktangaben
----Anlage
-----Adresse
----Angaben zu den Waren (hergestellte Waren)
-----Anlagenemissionen
-----Direkte graue Emissionen
-----Indirekte graue Emissionen
-----Herstellungsmethode und qualifizierende Parameter
-----Qualifizierende Parameter für direkte Emissionen
-----Qualifizierende Parameter für indirekte Emissionen
----Belege (für die Emissionsbestimmung)
-----Anlagen
----Zu entrichtender CO ₂ -Preis
-----Vom zu entrichtenden Preis abgedeckte Waren
-----Angaben zu den Waren (abgedeckte Waren)
----Bemerkungen

Tabelle 2: Anforderungen an Detailangaben im CBAM-Bericht

CBAM-Bericht	
Datum der Berichtserstellung	
Kennung des Berichtsentwurfs	
Berichtskennung	
Berichtszeitraum	
Jahr	
Eingeführte Waren (gesamt)	
Emissionen (gesamt)	
--Berichtspflichtiger Anmelder	
Kennung	
Name	
Funktion	
----Adresse	
Mitgliedstaat der Niederlassung	
Staatliche Untergliederung	
Stadt	
Straße	
Zusatzzeile für Straße	

Hausnummer
Postleitzahl
Postfach
--Vertreter *
Kennung
Name
----Adresse
Mitgliedstaat der Niederlassung
Staatliche Untergliederung
Stadt
Straße
Zusatzzeile für Straße
Hausnummer
Postleitzahl
Postfach
--Einführer *
Kennung
Name
----Adresse
Mitgliedstaat oder Land der Niederlassung
Staatliche Untergliederung
Stadt
Straße
Zusatzzeile für Straße
Hausnummer
Postleitzahl
Postfach
--Zuständige Behörde
Aktenzeichen
--Unterschriften
----Berichtsbestätigung
Bestätigung der Gesamtdaten im Bericht
Bestätigung der Datenverwendung
Datum der Unterzeichnung
Ort der Unterzeichnung
Unterschrift
Position der unterzeichnenden Person
----Art der einschlägigen Berichterstattungsmethode
Sonstige einschlägige Berichterstattungsmethode
--Bemerkungen
Weitere Angaben
--Eingeführte CBAM-relevante Waren
Positionsnummer
----Vertreter *
Kennung
Name

-----Adresse
Mitgliedstaat der Niederlassung
Staatliche Untergliederung
Stadt
Straße
Zusatzzeile für Straße
Hausnummer
Postleitzahl
Postfach
---Einführer *
Kennung
Name
-----Adresse
Mitgliedstaat oder Land der Niederlassung
Staatliche Untergliederung
Stadt
Straße
Zusatzzeile für Straße
Hausnummer
Postleitzahl
Postfach
---Warennummer
Code der Unterpositionen des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
-----Angaben zur Ware
Warenbezeichnung
---Ursprungsland
Ländercode
---Eingeführte Menge je Zollverfahren
Laufende Nummer
-----Verfahren
Beantragtes Verfahren
Vorhergehendes Verfahren
Angaben zur aktiven Veredelung
Bewilligung für die aktive Veredelung erteilender Mitgliedstaat
Absehen von der Verpflichtung zur Vorlage der Abrechnung bei aktiver Veredelung
Bewilligung
Beginn der Globalisierung
Ende der Globalisierung
Ablauf der Vorlagefrist für die Abrechnung
-----Einfuhrgebiet
Einfuhrgebiet
-----Angaben zu den Waren (je Verfahren)
Eigenmasse
Besondere Maßeinheiten

Art der Maßeinheit
-----Angaben zu den Waren (aktive Veredelung)
Eigenmasse
Besondere Maßeinheiten
Art der Maßeinheit
-----Besondere Angaben zu den Waren
Weitere Angaben
----Angaben zu den Waren (eingeführte Waren)
Eigenmasse
Besondere Maßeinheiten
Art der Maßeinheit
----Gesamtemissionen eingeführter Waren
Warenemissionen je Produkteinheit
Warenemissionen (gesamt)
Warenemissionen (direkte)
Warenemissionen (indirekte)
Art der Maßeinheit für Emissionen
----Belege (für Waren)
Laufende Nummer
Art
Ausstellungsland des Dokuments
Aktenzeichen
Zeilen-/Positionsnummer im Dokument
Name der ausstellenden Behörde
Gültigkeitsbeginn
Gültigkeitsende
Bezeichnung
-----Anlagen
Dateiname
Universal Resource Identifier (URI)
Multipurpose Internet Mail Extensions (MIME)
Enthaltenes Binärobjekt
----Bemerkungen
Zusätzliche Informationen
----Emissionen CBAM-relevanter Waren
Emissionen – laufende Nummer
Herstellungsland
-----Firmenname der Anlage
Kennung des Betreibers
Name des Betreibers
-----Adresse
Ländercode
Staatliche Untergliederung
Stadt
Straße
Zusatzzeile für Straße

Hausnummer
Postleitzahl
Postfach
-----Kontaktangaben
Name
Telefonnummer
E-Mail
-----Anlage
Kennung der Anlage
Name der Anlage
Wirtschaftstätigkeit
-----Adresse
Niederlassungsland
Staatliche Untergliederung
Stadt
Straße
Zusatzzeile für Straße
Hausnummer
Postleitzahl
Postfach
Nummer des Flurstücks oder der Parzelle
UN/LOCODE
Breitengrad
Längengrad
Art der Koordinaten
-----Angaben zu den Waren (hergestellte Waren)
Eigenmasse
Besondere Maßeinheiten
Art der Maßeinheit
-----Anlagenemissionen
Anlagenemissionen (gesamt)
Anlagenemissionen (direkte)
Anlagenemissionen (indirekte)
Art der Maßeinheit für Emissionen
-----Direkte graue Emissionen
Art der Bestimmung
Art der Bestimmung (Strom)
Art der einschlägigen Berichterstattungsmethode
Einschlägige Berichterstattungsmethode
Spezifische (direkte) graue Emissionen
Angabe zu sonstiger Quelle
Quelle des Emissionsfaktors (für Strom)
Emissionsfaktor
Eingeführter Strom
Graue Emissionen eingeführten Stroms (gesamt)
Art der Maßeinheit

Herleitung des Emissionsfaktorwerts
Begründung
Erfüllung der Konditionalität
-----Indirekte graue Emissionen
Art der Bestimmung
Herleitung des Emissionsfaktors
Emissionsfaktor
Spezifische (indirekte) graue Emissionen
Art der Maßeinheit
Verbrauchte Strommenge
Stromquelle
Herleitung des Emissionsfaktorwerts
-----Herstellungsmethode und qualifizierende Parameter
Laufende Nummer
Kennung der Methode
Bezeichnung der Methode
Kennung des spezifischen Stahlwerks
Zusätzliche Informationen
-----Qualifizierende Parameter für direkte Emissionen
Laufende Nummer
Parameterkennung
Parameterbezeichnung
Bezeichnung
Art des Parameterwerts
Parameterwert
Weitere Angaben
-----Qualifizierende Parameter für indirekte Emissionen
Laufende Nummer
Parameterkennung
Parameterbezeichnung
Bezeichnung
Art des Parameterwerts
Parameterwert
Weitere Angaben
-----Belege (für die Emissionsbestimmung)
Laufende Nummer
Art des Emissionen-Dokuments
Ausstellungsland des Dokuments
Aktenzeichen
Zeilen-/Positionsnummer im Dokument
Name der ausstellenden Behörde
Gültigkeitsbeginn
Gültigkeitsende
Bezeichnung
-----Anlagen
Dateiname
Universal Resource Identifier (URI)

Multipurpose Internet Mail Extensions (MIME)
Enthaltenes Binärobjekt
-----Zu entrichtender CO ₂ -Preis
Laufende Nummer
Art des Instruments
Bezeichnung und Angabe der Rechtsvorschrift
Betrag des zu entrichtenden CO ₂ -Preises
Währung
Wechselkurs
Betrag (EURO)
Ländercode
-----Vom zu entrichtenden Preis abgedeckte Waren
Laufende Nummer
Art der abgedeckten Waren
KN-Code der abgedeckten Waren
Menge der erfassten Emissionen
Von kostenloser Zuteilung, Erstattung oder sonstiger Form von Ausgleich abgedeckte Menge
Ergänzende Angaben
Weitere Angaben
-----Angaben zu den Waren (abgedeckte Waren)
Eigenmasse
Besondere Maßeinheiten
Art der Maßeinheit
-----Bemerkungen
Laufende Nummer
Zusätzliche Informationen

* Anmerkung: Vertreter/Einführer werden entweder auf der Ebene des CBAM-Berichts oder auf der Ebene der eingeführten CBAM-relevanten Waren registriert (je nachdem, ob es sich um dieselben oder andere Vertreter/Einführer für die damit verbundenen eingeführten CBAM-relevanten Waren handelt).

ANHANG II
Begriffsbestimmungen und Produktionswege für Waren

1. BEGRIFFSBESTIMMUNGEN

Für die Zwecke dieses Anhangs und der Anhänge III, IV und VIII bis IX gelten folgende Begriffsbestimmungen:

0. „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;
1. „Aktivitätsrate“: die Menge der in den Grenzen eines Herstellungsverfahrens hergestellten Waren (ausgedrückt in MWh für Strom oder in Tonnen für andere Waren);
2. „Berichtszeitraum“: der vom Anlagenbetreiber als Referenzzeitraum für die Bestimmung der grauen Emission ausgewählte Zeitraum;
3. „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; oder
 - b) ein spezifischer Brennstoff, ein spezifisches Rohmaterial oder ein spezifisches Produkt, der bzw. das Kohlenstoff enthält und in die Berechnung der Treibhausgasemissionen anhand einer Massenbilanzmethode einbezogen wird;
4. „Emissionsquelle“: ein einzeln identifizierbarer Teil einer Anlage oder ein Prozess in einer Anlage, aus der bzw. dem relevante Treibhausgase emittiert werden;
5. „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 Werteverteilung berücksichtigt wird;
6. „Berechnungsfaktoren“: unterer Heizwert, Emissionsfaktor, vorläufiger Emissionsfaktor, Oxidationsfaktor, Umsetzungsfaktor, Kohlenstoffgehalt und Biomasseanteil;
7. „Emissionen aus der Verbrennung“: Treibhausgasemissionen, die bei der exothermen Reaktion eines Brennstoffs mit Sauerstoff entstehen;
8. „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;
9. „Oxidationsfaktor“: das Verhältnis des infolge der Verbrennung zu CO₂ 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 CO₂ betrachtet;

10. „Umsetzungsfaktor“: das Verhältnis des als CO₂ 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 CO₂ betrachtet;
11. „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;
12. „Kalibrierung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zum Abgleich von Messergebnissen eines Messinstruments oder Messsystems oder von Werten eines Prüfnormals oder Referenzmaterials mit den entsprechenden Werten einer auf einen Referenzstandard rückführbaren Bezugsgröße unter vorgegebenen Bedingungen;
13. „konservativ“: beruhend auf einer Reihe von auf Sicherheit bedachten Annahmen, wodurch gewährleistet werden soll, dass die gemeldeten Emissionen nicht zu niedrig und die Strom- oder Wärmeerzeugung oder Warenherstellung nicht zu hoch geschätzt werden;
14. „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;
15. „Abfall“: jeder Stoff oder Gegenstand, dessen sich sein Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss, mit Ausnahme von Stoffen, die absichtlich verändert oder kontaminiert wurden, um dieser Definition zu entsprechen;
16. „Reststoff“: ein 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;
17. „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;
18. „gesetzliche messtechnische Kontrolle“: die von einer Behörde oder Regulierungsstelle ausgeübte 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 lautereren Handels vorgesehenen Messaufgaben;
19. „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;
20. „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;

21. „unterer Heizwert“ (NCV): 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;
22. „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, deren Hauptzweck nicht die Wärmeerzeugung ist, einschließlich aus folgenden Prozessen:
 - a) chemische, elektrolytische oder pyrometallurgische Reduktion von Metallverbindungen in Erzen, Konzentraten und Sekundärstoffen;
 - b) Entfernung von Unreinheiten aus Metallen und Metallverbindungen;
 - c) Zersetzung von Karbonaten, einschließlich Karbonaten für die Abgaswäsche;
 - d) chemische Synthesen von Produkten und Zwischenprodukten, bei denen das kohlenstoffhaltige Material an der Reaktion teilnimmt;
 - e) Verwendung kohlenstoffhaltiger Zusatzstoffe oder Rohstoffe;
 - f) chemische oder elektrolytische Reduktion von Halbmetalloxiden oder Nichtmetalloxiden wie Siliciumoxiden und Phosphaten.
23. „Charge“: eine bestimmte Brennstoff- oder Materialmenge, die als Einzellieferung oder kontinuierlich über einen bestimmten Zeitraum hinweg repräsentativ beprobt, charakterisiert und weitergeleitet wird;
24. „Brennstoffgemisch“: ein Brennstoff, der sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;
25. „Materialgemisch“: ein Material, das sowohl Biomasse als auch fossilen Kohlenstoff enthält;
26. „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;
27. „fossiler Anteil“: das Verhältnis von fossilem und anorganischem Kohlenstoff zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;
28. „Biomasseanteil“: das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt eines Brennstoffs oder Materials, ausgedrückt als Bruchteil;
29. „kontinuierliche Emissionsmessung“: eine Reihe von Arbeitsschritten zur Bestimmung des Werts einer Größe durch periodische Einzelmessungen, wobei entweder Messungen im Kamin oder extraktive Messungen (Positionierung des Messgeräts in der Nähe des Kamins) vorgenommen werden; diese Art der Messung umfasst nicht die Entnahme einzelner Proben aus dem Kamin;

30. „inhärentes CO₂“: CO₂, das Teil eines Stoffstroms ist;
31. „fossiler Kohlenstoff“: anorganischer und organischer Kohlenstoff, bei dem es sich nicht um Biomasse handelt;
32. „Messstelle“: die Emissionsquelle, deren Emissionen mithilfe eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung gemessen werden, oder der Querschnitt eines Pipelinesystems, dessen CO₂-Fluss mithilfe von Systemen zur kontinuierlichen Emissionsmessung ermittelt wird;
33. „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;
34. „Standardbedingungen“: die Standardtemperatur von 273,15 K und der Standarddruck von 101 325 Pa, die einen Normkubikmeter (Nm³) definieren;
35. „Proxywerte“: empirisch oder aus anerkannten Quellen hergeleitete Jahreswerte, die ein Betreiber anstelle eines Datensatzes einsetzt, um eine vollständige Berichterstattung zu gewährleisten, wenn die angewendete Überwachungsmethodik nicht alle erforderlichen Daten oder Faktoren hervorbringt;
36. „messbare Wärme“: ein über einen Wärmeträger (wie insbesondere Dampf, Heißluft, Wasser, Öl, Flüssigmetalle und Salze) durch erkennbare Rohre oder Leitungen transportierter Nettowärmestrom, für den ein Wärmezähler installiert wurde bzw. installiert werden könnte;
37. „Wärmezähler“: Wärmezähler oder jedes andere Gerät zur Messung und Aufzeichnung der erzeugten Menge thermischer Energie auf Basis der Durchflussmenge und der Temperaturen;
38. „nicht messbare Wärme“: jede Wärme mit Ausnahme messbarer Wärme;
39. „Restgas“: ein Gas, das unvollständig oxidierten gasförmigen Kohlenstoff unter Standardbedingungen enthält und aus einem der unter Nummer 22 aufgeführten Prozesse hervorgegangen ist;
40. „Herstellungsverfahren“: die chemischen und physikalischen Verfahren, die in Teilen einer Anlage zur Herstellung von Waren einer in Abschnitt 2 Tabelle 1 dieses Anhangs definierten zusammengefassten Warenkategorie durchgeführt werden, sowie deren spezifische Systemgrenzen in Bezug auf Inputs, Outputs und damit verbundene Emissionen;
41. „Produktionsweg“: eine bestimmte Technologie, die im Herstellungsverfahren für die Herstellung von Waren einer zusammengefassten Warenkategorie eingesetzt wird;
42. „Datensatz“: eine Datenart, je nach den Gegebenheiten entweder auf Ebene der Anlage oder der Anlagenteile, wie nachstehend genannt:
 - a) die Menge von Brennstoffen oder Materialien, die in einem Herstellungsverfahren verbraucht oder erzeugt wird und für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik relevant ist, ausgedrückt in Terajoule, als Masse in Tonnen oder – bei Gasen – als Volumen in Normkubikmetern, einschließlich Restgasen;

- b) ein Berechnungsfaktor:
 - c) die Nettomenge der messbaren Wärme und Parameter, die für die Ermittlung dieser Menge relevant sind, insbesondere
 - der Wärmefluss des Wärmeträgers und
 - die Enthalpie des übermittelten und zurückgeleiteten Wärmeträgers, die durch Zusammensetzung, Temperatur, Druck und Sättigung spezifiziert wird;
 - d) die Mengen nicht messbarer Wärme, die durch die relevanten Mengen der für die Wärmeerzeugung verwendeten Brennstoffe spezifiziert werden, und der untere Heizwert des Brennstoffmixes;
 - e) die Strommengen;
 - f) die Mengen CO₂, die zwischen Anlagen weitergeleitet werden;
 - g) die Mengen der von außerhalb der Anlage bezogenen Vorläuferstoffe und deren relevante Parameter, etwa Ursprungsland, verwendeter Produktionsweg, spezifische direkte und indirekte Emissionen, zu entrichtender CO₂-Preis;
 - h) für den zu entrichtenden CO₂-Preis relevante Parameter;
43. „Mindestanforderungen“: Überwachungsmethoden zur Datenbestimmung für die Zwecke der Verordnung (EU) 2023/956, die mit dem zulässigen Mindestaufwand akzeptable Emissionsdaten liefern;
44. „empfohlene Verbesserungen“: bewährte Überwachungsmethoden, die genauere oder weniger fehlerträchtige Daten liefern als bei bloßer Erfüllung der Mindestanforderungen und deren Anwendung optional ist;
45. „Falschangabe“: Auslassungen, Fehlinterpretationen oder Fehler in den Berichtsdaten des Anlagenbetreibers mit Ausnahme für Messungen und Laboruntersuchungen zulässiger Unsicherheitsfaktoren;
46. „wesentliche Falschangabe“: eine Falschangabe, die nach Einschätzung der Prüfstelle für sich allein oder zusammen mit anderen die Wesentlichkeitsschwelle übersteigt oder die Bearbeitung des Berichts des Anlagenbetreibers durch die zuständige Behörde beeinflussen könnte;
47. „hinreichende Sicherheit“: ein im Prüfgutachten positiv zum Ausdruck kommender hoher, jedoch nicht absoluter Grad an Sicherheit, dass der prüfungspflichtige Bericht des Anlagenbetreibers keine wesentlichen Falschangaben enthält;
48. „zulässiges Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem“: Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsysteme am Anlagenstandort für die Zwecke eines CO₂-Bepreisungssystems oder verbindliche Emissionsüberwachungssysteme oder ein Emissionsüberwachungssystem in der Anlage, das auch die Überprüfung durch einen akkreditierten Prüfer bedeuten kann, so wie in Artikel 4 Absatz 2 dieser Verordnung vorgesehen.

2. ZUORDNUNG DER KN-CODES ZU DEN ZUSAMMENGEFASSTEN WARENKATEGORIEN

In Tabelle 1 dieses Anhangs sind die zusammengefassten Warenkategorien für aller in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten KN-Codes festgelegt. Diese Kategorien werden im Zusammenhang mit der Bestimmung der grauen Emissionen, die mit den in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren verbunden sind, dazu verwendet, Systemgrenzen von Herstellungsverfahren festzulegen.

Tabelle 1: Zuordnung der KN-Codes zu zusammengefassten Warenkategorien

KN-Code	Zusammengefasste Warenkategorie	Treibhausgas
Zement		
2507 00 80 – Anderer kaolinischer Ton und Lehm	Gebannter Ton und Lehm	Kohlendioxid
2523 10 00 – Zementklinker	Zementklinker	Kohlendioxid
2523 21 00 – weißer Portlandzement, auch künstlich gefärbt	Zement	Kohlendioxid
2523 29 00 – anderer Portlandzement		
2523 90 00 – anderer Zement		
2523 30 00 – Tonerdezement	Tonerdezement	Kohlendioxid
Strom		
2716 00 00 – Elektrischer Strom	Strom	Kohlendioxid
Düngemittel		
2808 00 00 – Salpetersäure; Nitriersäuren	Salpetersäure	Kohlendioxid und Distickstoffoxid
3102 10 – Harnstoff, auch in wässriger Lösung	Harnstoff	Kohlendioxid
2814 – Ammoniak, wasserfrei oder in wässriger Lösung	Ammoniak	Kohlendioxid
2834 21 00 – Kaliumnitrat	Gemischte Düngemittel	Kohlendioxid und Distickstoffoxid
3102 – Mineralische oder chemische Stickstoffdüngemittel: außer 3102 10 (Harnstoff)		
3105 – Mineralische oder chemische Düngemittel, zwei oder drei der düngenden Stoffe Stickstoff, Phosphor und Kalium enthaltend; andere Düngemittel		
– Außer: 3105 60 00 – mineralische oder chemische Düngemittel, die beiden düngenden Stoffe Phosphor und Kalium enthaltend		
Eisen und Stahl		
2601 12 00 – Agglomerierte Eisenerze und ihre Konzentrate, ausgenommen Schwefelkiesabbrände	Eisenerzsinter	Kohlendioxid

KN-Code	Zusammengefasste Warenkategorie	Treibhausgas
7201 – Roheisen und Spiegeleisen, in Masseln, Blöcken oder anderen Rohformen Hierunter können einige Waren aus 7205 fallen (Körner und Pulver, aus Roheisen, Spiegeleisen, Eisen oder Stahl)	Roheisen	Kohlendioxid
7202 1 – Ferromangan	FeMn	Kohlendioxid
7202 4 – Ferrochrom	FeCr	Kohlendioxid
7202 6 – Ferronickel	FeNi	Kohlendioxid
7203 – Durch Direktreduktion aus Eisenerzen hergestellte Eisenerzeugnisse und anderer Eisenschwamm	Eisenschwamm (DRI)	Kohlendioxid
7206 – Eisen und nicht legierter Stahl, in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen, ausgenommen Eisen der Position 7203	Rohstahl	Kohlendioxid
7207 – Halbzeug aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7218 – Nicht rostender Stahl in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen; Halbzeug aus nicht rostendem Stahl		
7224 – Anderer legierter Stahl in Rohblöcken (Ingots) oder anderen Rohformen; Halbzeug aus anderem legierten Stahl		
7205 – Körner und Pulver, aus Roheisen, Spiegeleisen, Eisen oder Stahl (falls nicht unter die Kategorie Roheisen fallend)	Eisen- oder Stahlerzeugnisse	Kohlendioxid
7208 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr, warmgewalzt, weder plattiert noch überzogen		
7209 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr, kaltgewalzt, weder plattiert noch überzogen		
7210 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr, plattiert oder überzogen		
7211 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm, weder plattiert noch überzogen		
7212 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm, plattiert oder überzogen		
7213 – Walzdraht aus Eisen oder nicht legiertem Stahl:		
7214 – Stabstahl aus Eisen oder nicht legiertem Stahl, nur geschmiedet, nur warmgewalzt, nur warmgezogen oder nur warmstranggepresst, auch nach dem Walzen verwunden		
7215 – Anderer Stabstahl aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7216 – Profile aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7217 – Draht aus Eisen oder nicht legiertem Stahl		
7219 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus nicht rostendem Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr		

-
- 7220 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus nicht rostendem Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm
- 7221 – Walzdraht aus nicht rostendem Stahl
- 7222 – Stabstahl und Profile, aus nicht rostendem Stahl
- 7223 – Draht aus nicht rostendem Stahl
- 7225 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus anderem legierten Stahl, mit einer Breite von 600 mm oder mehr
- 7226 – Flachgewalzte Erzeugnisse aus anderem legierten Stahl, mit einer Breite von weniger als 600 mm
- 7227 – Walzdraht aus anderem legierten Stahl
- 7228 – Stabstahl und Profile, aus anderem legierten Stahl; Hohlbohrerstäbe aus legiertem oder nicht legiertem Stahl
- 7229 – Draht aus anderem legierten Stahl
- 7301 – Spundwunderzeugnisse aus Eisen oder Stahl, auch gelocht oder aus zusammengesetzten Elementen hergestellt; durch Schweißen hergestellte Profile aus Eisen oder Stahl
- 7302 – Oberbaumaterial für Bahnen, aus Eisen oder Stahl, wie Schienen, Leitschienen und Zahnstangen, Weichenzungen, Herzstücke, Zungenverbindungsstangen und anderes Material für Kreuzungen oder Weichen, Bahnschwellen, Laschen, Schienenstühle, Winkel, Unterlagsplatten, Klemmplatten, Spurplatten und Spurstangen, und anderes für das Verlegen, Zusammenfügen oder Befestigen von Schienen besonders hergerichtetes Material
- 7303 – Rohre und Hohlprofile, aus Gusseisen
- 7304 – Rohre und Hohlprofile, nahtlos, aus Eisen (ausgenommen Gusseisen) oder Stahl
- 7305 – Andere Rohre (z. B. geschweißt oder genietet) mit kreisförmigem Querschnitt und einem äußeren Durchmesser von mehr als 406,4 mm, aus Eisen oder Stahl
- 7306 – Andere Rohre und Hohlprofile (z. B. geschweißt, genietet, gefalzt oder mit einfach aneinander gelegten Rändern), aus Eisen oder Stahl
- 7307 – Rohrformstücke, Rohrverschlussstücke und Rohrverbindungsstücke (z. B. Bogen, Muffen), aus Eisen oder Stahl
- 7308 – Konstruktionen und Konstruktionsteile (z. B. Brücken und Brückenelemente, Schleusentore, Türme, Gittermaste, Pfeiler, Säulen, Gerüste, Dächer, Dachstühle, Tore, Türen, Fenster, und deren Rahmen und Verkleidungen, Tor- und Türschwellen, Tür- und Fensterläden, Geländer), aus Eisen oder Stahl, ausgenommen vorgefertigte Gebäude der Position 9406; zu Konstruktionszwecken vorgearbeitete Bleche, Stäbe, Profile, Rohre und dergleichen, aus Eisen oder Stahl
-

KN-Code**Zusammengefasste
Treibhausgas
Warenkategorie**

7309 – Sammelbehälter, Fässer, Bottiche und ähnliche Behälter, aus Eisen oder Stahl, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von mehr als 300 l, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung

7310 – Sammelbehälter, Fässer, Trommeln, Kannen, Dosen und ähnliche Behälter, aus Eisen oder Stahl, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von 300 l oder weniger, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung

7311 – Behälter aus Eisen oder Stahl, für verdichtete oder verflüssigte Gase

7318 – Schrauben, Bolzen, Muttern, Schwellenschrauben, Schraubhaken, Nieten, Splinte, Keile, Unterlegscheiben (einschließlich Federringe und -scheiben) und ähnliche Waren, aus Eisen oder Stahl

7326 – Andere Waren aus Eisen oder Stahl

Aluminium

7601 – Aluminium in Rohform

**Aluminium in
Rohform**

Kohlendioxid und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC)

7603 – Pulver und Flitter, aus Aluminium

7604 – Stangen (Stäbe) und Profile, aus Aluminium

7605 – Draht aus Aluminium

7606 – Bleche und Bänder, aus Aluminium, mit einer Dicke von mehr als 0,2 mm

7607 – Folien und dünne Bänder, aus Aluminium (auch bedruckt oder auf Papier, Pappe, Kunststoff oder ähnlichen Unterlagen), mit einer Dicke (ohne Unterlage) von 0,2 mm oder weniger

7608 – Rohre aus Aluminium

7609 00 00 – Rohrformstücke, Rohrverschlussstücke und Rohrverbindungsstücke (z. B. Bogen, Muffen), aus Aluminium

7610 – Konstruktionen und Konstruktionsteile (z. B. Brücken und Brückenelemente, Türme, Gittermaste, Pfeiler, Säulen, Gerüste, Dächer, Dachstühle, Tore, Türen, Fenster, und deren Rahmen und Verkleidungen, Tor- und Türschwellen, Geländer), aus Aluminium, ausgenommen vorgefertigte Gebäude der Position 9406; zu Konstruktionszwecken vorgearbeitete Bleche, Stangen (Stäbe), Profile, Rohre und dergleichen, aus Aluminium

Aluminiumerzeugnisse

Kohlendioxid und perfluorierte Kohlenwasserstoffe (PFC)

KN-Code	Zusammengefasste Warenkategorie	Treibhausgas
7611 00 00 – Sammelbehälter, Fässer, Bottiche und ähnliche Behälter, aus Aluminium, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von mehr als 300 l, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung		
7612 – Sammelbehälter, Fässer, Trommeln, Kannen, Dosen und ähnliche Behälter (einschließlich Verpackungsröhrchen und Tuben), aus Aluminium, für Stoffe aller Art (ausgenommen verdichtete oder verflüssigte Gase), mit einem Fassungsvermögen von 300 l oder weniger, ohne mechanische oder wärmetechnische Einrichtungen, auch mit Innenauskleidung oder Wärmeschutzverkleidung		
7613 00 00 – Behälter aus Aluminium für verdichtete oder verflüssigte Gase		
7614 – Litzen, Kabel, Seile und ähnliche Waren, aus Aluminium, ausgenommen isolierte Erzeugnisse für die Elektrotechnik		
7616 – Andere Waren aus Aluminium		

Chemikalien

2804 10 000 – Wasserstoff	Wasserstoff	Kohlendioxid
---------------------------	-------------	--------------

3. PRODUKTIONSWEGE, SYSTEMGRENZEN UND RELEVANTE VORLÄUFERSTOFFE

3.1 Sektorübergreifende Vorschriften

Für die Bestimmung der Aktivitätsrate (hergestellte Menge) der Waren, die in den Gleichungen 50 und 51 (Anhang III Abschnitt F.1) als Nenner verwendet wird, gelten die Überwachungsvorschriften in Anhang III Abschnitt F.2.

Soweit in derselben Anlage für die Herstellung von Waren, die unter denselben KN-Code fallen, mehrere Produktionswege verwendet werden und soweit diese Produktionswege getrennten Herstellungsverfahren zugewiesen werden, werden die mit diesen Waren verbundenen grauen Emissionen für jeden Produktionsweg gesondert berechnet.

Für die Überwachung direkter Emissionen werden alle mit dem Herstellungsverfahren verbundenen Emissionsquellen und Stoffströme überwacht, unter Berücksichtigung der besonderen Anforderungen in den Abschnitten 3.2 bis 3.19 dieses Anhangs, soweit relevant, sowie der Regeln in Anhang III.

Im Fall der CO₂-Abscheidung finden die Vorschriften in Anhang III Abschnitt B.8.2 Anwendung.

Für die Überwachung indirekter Emissionen ist der Gesamtstromverbrauch jedes Herstellungsverfahrens zu bestimmen, und zwar innerhalb der gemäß den Abschnitten 3.2 bis 3.19

dieses Anhangs festgelegten Systemgrenzen sowie gemäß Anhang III Abschnitt A.4, soweit relevant. Der relevante Emissionsfaktor des Stroms ist gemäß Anhang III Abschnitt D.2 zu bestimmen.

Sind relevante Vorläuferstoffe angegeben, so beziehen sich diese auf die entsprechenden zusammengefassten Warenkategorien.

3.2 Gebrannter Ton und Lehm

3.2.1. Besondere Bestimmungen

Für unter KN-Code 2507 00 80 fallenden Ton und Lehm, der nicht gebrannt ist, sind null graue Emissionen anzugeben. Sie sind in den CBAM-Bericht aufzunehmen; zusätzliche Angaben des Ton- oder Lehmherstellers sind nicht erforderlich. Folgende Bestimmungen betreffen nur Ton und Lehm, die unter den genannten KN-Code fallen und gebrannt sind.

3.2.2. Produktionsweg

Für gebrannten Ton umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- Alle direkt oder indirekt mit den Herstellungsverfahren verbundenen Prozesse wie die Rohmaterialaufbereitung, Mischen, Trocknen und Kalzinieren sowie Abgaswäsche.
- CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Rohmaterialien, soweit relevant.

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

3.3 Zementklinker

3.3.1 Besondere Bestimmungen

Zwischen Grau- und Weißzementklinker wird nicht unterschieden.

3.3.2 Produktionsweg

Für Zementklinker umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- die Kalzinierung von Kalkstein und anderen Karbonaten in den Rohstoffen, konventionelle fossile Ofenbrennstoffe, alternative fossile Ofenbrennstoffe und Rohstoffe, Ofenbrennstoffe mit biogenem Anteil (Abfallbrennstoffe), andere Brennstoffe als Ofenbrennstoffe, Gehalt an nicht karbonatischem Kohlenstoff in Kalkstein und Schiefer oder alternative Rohmaterialien wie Flugasche, die im Rohmehl im Ofen verwendet werden, sowie Rohmaterial für die Abgaswäsche.
- Die zusätzlichen Bestimmungen Anhang III Abschnitt B.9.2 finden Anwendung.

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

3.4 Zement

3.4.1 Besondere Bestimmungen

Keine.

3.4.2 Produktionsweg

Für Zement umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- alle CO₂-Emissionen aus der Brennstoffverbrennung, soweit für die Materialtrocknung relevant.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Zementklinker;
- Gebrannter Ton und Lehm, soweit im Prozess verwendet.

3.5 Tonerdezement

3.5.1 Besondere Bestimmungen

Keine.

3.5.2 Produktionsweg

Für Tonerdezement umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- Alle CO₂-Emissionen aus direkt oder indirekt mit dem Prozess verbundener Brennstoffverbrennung.
- Prozessemissionen aus (ggf.) Karbonaten in Rohmaterialien sowie Abgaswäsche.

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

3.6 Wasserstoff

3.6.1 Besondere Bestimmungen

Zu berücksichtigen ist nur die Herstellung von reinem Wasserstoff oder Mischungen von Wasserstoff und Stickstoff zur Verwendung in der Ammoniakherstellung. Hierunter fällt nicht die Herstellung von Synthesegas oder Wasserstoff in Raffinerien oder Anlagen zur Herstellung von organischen Chemikalien, soweit Wasserstoff ausschließlich in den betreffenden Anlagen und nicht zur Herstellung von in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren verwendet wird.

3.6.2 Produktionswege

3.6.2.1 Dampfreformierung und partielle Oxidation

Für diese Produktionswege umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- alle Prozesse, die direkt oder indirekt mit der Wasserstoffherstellung verbunden sind, sowie die Abgaswäsche.
- Alle im Wasserstoffherstellungsprozess verwendeten Brennstoffe, unabhängig von ihrer energetischen oder nichtenergetischen Verwendung, sowie für andere Verbrennungsprozesse verwendete Brennstoffe, auch zum Zweck der Heißwasser- oder Dampfbereitung.

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

3.6.2.2 Wasserelektrolyse

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen, soweit relevant:

- alle Emissionen aus dem direkt oder indirekt mit dem Wasserstoffherstellungsprozess verbundenen Brennstoffeinsatz und aus der Abgaswäsche.

Indirekte Emissionen: Soweit die Konformität des hergestellten Wasserstoffs mit der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission¹ zertifiziert wurde, kann für den Strom als Emissionsfaktor null angegeben werden. In allen anderen Fällen gelten die Vorschriften über indirekte graue Emissionen (Anhang III Abschnitt D).

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

Zuordnung der Emissionen zu den Produkten: Wird der mitproduzierte Sauerstoff abgelassen, werden sämtliche Emissionen des Herstellungsverfahrens dem Wasserstoff zugeordnet. Wird das Nebenprodukt Sauerstoff in anderen Herstellungsverfahren in der Anlage verwendet oder verkauft und sind die direkten oder indirekten Emissionen nicht gleich null, so werden die Emissionen des Herstellungsverfahrens dem Wasserstoff auf Grundlage des Molverhältnisses nach folgender Gleichung zugeordnet:

$$Em_{H_2} = Em_{total} \left(1 - \frac{\frac{m_{O_2,sold}}{M_{O_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{O_2,prod}}{M_{O_2}}} \right) \quad (\text{Gleichung 1})$$

Wobei:

Em_{H_2} = die direkten oder indirekten Emissionen, die im Berichtszeitraum dem Wasserstoff zugeordnet wurden, ausgedrückt in Tonnen CO₂;

Em_{total} = die direkten oder indirekten Emissionen des gesamten Herstellungsverfahrens im Berichtszeitraum, ausgedrückt in Tonnen CO₂;

$m_{O_2,sold}$ = die Masse des im Berichtszeitraum verkauften oder verwendeten Sauerstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{O_2,prod}$ = die Masse des im Berichtszeitraum hergestellten Sauerstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{H_2,prod}$ = die Masse des im Berichtszeitraum hergestellten Wasserstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

M_{O_2} = die Molmasse des O₂ (31,998 kg/kmol), und

M_{H_2} = die Molmasse des H₂ (2,016 kg/kmol).

3.6.2.3 Chlor-Alkali-Elektrolyse und Herstellung von Chloraten

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen, soweit relevant:

- alle Emissionen aus dem direkt oder indirekt mit dem Wasserstoffherstellungsprozess verbundenen Brennstoffeinsatz und aus der Abgaswäsche.

¹ Delegierte Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission vom 10. Februar 2023 zur Ergänzung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates durch die Festlegung einer Unionsmethode mit detaillierten Vorschriften für die Erzeugung flüssiger oder gasförmiger erneuerbarer Kraftstoffe nicht biogenen Ursprungs für den Verkehr (ABl. L 157 vom 20.6.2023, S. 11).

Indirekte Emissionen: Soweit die Konformität des hergestellten Wasserstoffs mit der Delegierten Verordnung (EU) 2023/1184 der Kommission¹ zertifiziert wurde, kann für den Strom als Emissionsfaktor null angegeben werden. In allen anderen Fällen gelten die Vorschriften über indirekte graue Emissionen (Anhang III Abschnitt D).

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

Zuordnung der Emissionen zu den Produkten: Da Wasserstoff in diesem Herstellungsprozess als Nebenprodukt anzusehen ist, werden die Emissionen des Gesamtverfahrens dem Bruchteil des Wasserstoffs, der verkauft oder als Vorläuferstoff in der Anlage verwendet wurde, auf Grundlage des Molverhältnisses zugeordnet. Vorausgesetzt die direkten oder indirekten Emissionen sind nicht gleich null, werden die Emissionen aus dem Herstellungsverfahren dem verwendeten oder verkauften Wasserstoff nach folgenden Gleichungen zugeordnet:

Chlor-Alkali-Elektrolyse:

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{Cl_2,prod}}{M_{Cl_2}} + \frac{m_{NaOH,prod}}{M_{NaOH}}} \right) \quad (\text{Gleichung 2})$$

Herstellung von Natriumchlorat

$$Em_{H_2,sold} = Em_{total} \left(\frac{\frac{m_{H_2,sold}}{M_{H_2}}}{\frac{m_{H_2,prod}}{M_{H_2}} + \frac{m_{NaClO_3,prod}}{M_{NaClO_3}}} \right) \quad (\text{Gleichung 3})$$

Wobei:

$Em_{H_2,sold}$ = entweder die direkten oder die indirekten Emissionen, die im Berichtszeitraum dem als Vorläuferstoff verkauften oder verwendeten Wasserstoff zugeordnet wurden, ausgedrückt in Tonnen CO₂;

Em_{total} = entweder die direkten oder die indirekten Emissionen des gesamten Herstellungsverfahrens im Berichtszeitraum, ausgedrückt in Tonnen CO₂;

$m_{H_2,sold}$ = die Masse des im Berichtszeitraum als Vorläuferstoff verkauften oder verwendeten Wasserstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{H_2,prod}$ = die Masse des im Berichtszeitraum hergestellten Wasserstoffs, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{Cl_2,prod}$ = die Masse des im Berichtszeitraum hergestellten Chlors, ausgedrückt in Tonnen;

$m_{NaOH,prod}$ = Masse des im Berichtszeitraum hergestellten Natriumhydroxids (Natronlauge), ausgedrückt in Tonnen, berechnet als 100 % NaOH;

$m_{NaClO_3,prod}$ = die Masse des im Berichtszeitraum hergestellten Natriumchlorats, ausgedrückt in Tonnen, berechnet als 100 % NaClO₃;

M_{H_2} = die Molmasse des H₂ (2,016 kg/kmol).

M_{Cl_2} = die Molmasse des Cl₂ (70,902 kg/kmol);

M_{NaOH} = die Molmasse des NaOH (39,997 kg/kmol), und

M_{NaClO_3} = die Molmasse des NaClO₃ (106,438 kg/kmol).

3.7 Ammoniak

3.7.1 Besondere Bestimmungen

Sowohl wässriges als auch wasserfreies Ammoniak sind zusammen als 100 % Ammoniak zu melden.

Wird CO₂ aus der Ammoniakherstellung als Ausgangsmaterial für die Herstellung von Harnstoff oder anderen Chemikalien verwendet, findet Anhang III Abschnitt B.8.2 Buchstabe b Anwendung. Soweit gemäß dem Abschnitt ein Abzug von CO₂ zulässig ist und dieser Abzug dazu führen würde, dass der Wert für die spezifischen direkten grauen Emissionen des Ammoniaks negativ wäre, so ist für die spezifischen direkten grauen Emissionen des Ammoniaks null anzugeben.

3.7.2 Produktionswege

3.7.2.1 Haber-Bosch-Verfahren mit Dampfreformierung von Erdgas oder Biogas

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- alle Brennstoffe, die direkt oder indirekt mit der Ammoniakherstellung verbunden sind, sowie die für die Abgaswäsche verwendeten Materialien.
- Es werden alle Brennstoffe überwacht, unabhängig davon, ob sie als energetischer oder nichtenergetischer Input verwendet werden.
- Wird Biogas verwendet, so finden die Vorschriften in Anhang III Abschnitt B.3.3 Anwendung.
- Wird Wasserstoff aus anderen Produktionswegen dem Prozess hinzugefügt, so wird er als Vorläuferstoff mit seinen eigenen grauen Emissionen behandelt.

Relevante Vorläuferstoffe: gesondert hergestellter Wasserstoff, soweit im Prozess verwendet.

3.7.2.2 Haber-Bosch-Verfahren mit Vergasung von Kohle oder anderen Brennstoffen

Dieser Weg findet Anwendung, wenn Wasserstoff durch Vergasung von Kohle, schweren Raffineriebrennstoffen oder anderem fossilen Ausgangsmaterial hergestellt wird. Zu den Inputmaterialien zählt auch Biomasse, für die die Bestimmungen in Anhang III Abschnitt B.3.3 zu berücksichtigen sind.

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- alle Brennstoffe, die direkt oder indirekt mit der Ammoniakherstellung verbunden sind, sowie die für die Abgaswäsche verwendeten Materialien.
- Jeder Brennstoff-Input wird als ein Brennstoffstrom überwacht, unabhängig davon, ob er als energetischer oder nichtenergetischer Input verwendet wird.
- Wird Wasserstoff aus anderen Produktionswegen dem Prozess hinzugefügt, so wird er als Vorläuferstoff mit seinen eigenen grauen Emissionen behandelt.

Relevante Vorläuferstoffe: gesondert hergestellter Wasserstoff, soweit im Prozess verwendet.

3.8 Salpetersäure

3.8.1 Besondere Bestimmungen

Die Mengen hergestellter Salpetersäure werden überwacht und als 100 % Salpetersäure gemeldet.

3.8.2 Produktionsweg

Für Salpetersäure umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus allen Brennstoffen, die direkt oder indirekt mit der Salpetersäureherstellung verbunden sind, sowie die für die Abgaswäsche verwendeten Materialien;
- N₂O-Emissionen aus allen N₂O emittierenden Quellen im Herstellungsverfahren, einschließlich ungeminderter und geminderter Emissionen. Etwaige N₂O-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen sind von der Überwachung ausgenommen.

Relevante Vorläuferstoffe: Ammoniak (als 100 % Ammoniak).

3.9 Harnstoff

3.9.1 Besondere Bestimmungen

Stammt das bei der Harnstoffherstellung verwendete CO₂ aus der Ammoniakherstellung, wird es bei den grauen Emissionen des Ammoniaks als Vorläuferstoff des Harnstoffs als Subtraktion berücksichtigt, sofern ein solcher Abzug gemäß den Bestimmungen in Abschnitt 3.7 dieses Anhangs gestattet ist. Wird jedoch als Vorläuferstoff Ammoniak, das ohne direkte fossile CO₂-Emissionen hergestellt wurde, verwendet, so kann das verwendete CO₂ von den direkten Emissionen der Anlage, in der das CO₂ hergestellt wurde, abgezogen werden, sofern die Harnstoffproduktion in dem auf Artikels 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG² beruhenden delegierten Rechtsakt als ein Fall definiert ist, in dem CO₂ dauerhaft chemisch gebunden ist, sodass es bei normalem Gebrauch – einschließlich der gewöhnlichen Verfahrensweise nach Ablauf des Produktlebenszyklus – nicht in die Atmosphäre gelangt. Würde ein solcher Abzug dazu führen, dass der Wert für die spezifischen direkten grauen Emissionen des Harnstoffs negativ wäre, so ist für die spezifischen direkten grauen Emissionen des Harnstoffs null anzugeben.

3.9.2 Produktionsweg

Für Harnstoff umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus allen Brennstoffen, die direkt oder indirekt mit der Harnstoffherstellung verbunden sind, sowie die für die Abgaswäsche verwendeten Materialien.
- Als Prozess-Input aus einer anderen Anlage bezogenes CO₂, das nicht in Harnstoff gebunden ist, ist als Emission anzusehen, sofern es nicht bereits nach einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem als Emission der Anlage berücksichtigt wurde, in der das CO₂ hergestellt wurde.

Relevante Vorläuferstoffe: Ammoniak (als 100 % Ammoniak).

² Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Union und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. L 275, 25.10.2003, S. 32).

3.10 Gemischte Düngemittel

3.10.1 Besondere Bestimmungen

Dieser Abschnitt findet Anwendung auf die Herstellung aller Arten von stickstoffhaltigen Düngemitteln, einschließlich Ammoniumnitrat, Kalkammonsalpeter, Ammoniumsulfat, Ammoniumphosphate, Lösungen von Harnstoff und Ammoniumnitrat sowie NP-Dünger (Stickstoff und Phosphor), NK-Dünger (Stickstoff und Kalium) und NPK-Dünger (Stickstoff, Phosphor, Kalium). Er gilt für alle Vorgänge wie Mischen, Neutralisieren, Granulieren, Prillieren unabhängig davon, ob es sich nur um ein physisches Mischen handelt oder ob chemische Reaktionen stattfinden.

Die Mengen der verschiedenen Stickstoffverbindungen, die im Endprodukt enthalten sind, sind gemäß der Verordnung (EU) 2019/1009³) aufzuzeichnen:

- N-Gehalt als Ammonium (NH_4^+);
- N-Gehalt als Nitrat (NO_3^-);
- N-Gehalt als Harnstoff;
- N-Gehalt in anderen (organischen) Formen.

Die direkten und indirekten Emissionen der Herstellungsverfahren, die unter diese zusammengefasste Warenkategorie fallen, können für den gesamten Berichtszeitraum bestimmt und allen gemischten Düngemitteln anteilig pro Tonne Endprodukt zugeordnet werden. Die grauen Emissionen werden für jede Düngemittelsorte gesondert berechnet, unter Berücksichtigung der relevanten Masse der verwandten Vorläuferstoffe, wobei für jeden Vorläuferstoff der Durchschnittswert der grauen Emissionen im Berichtszeitraum angesetzt wird.

3.10.2 Produktionsweg

Für gemischte Düngemittel umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO_2 aus allen Brennstoffen, die direkt oder indirekt mit der Düngemittelherstellung verbunden sind, wie etwa Brennstoffe, die in Trockenanlagen und zur Erwärmung von Input-Materialien sowie für die Abgaswäsche verwendet werden.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Ammoniak (als 100 % Ammoniak), soweit im Prozess verwendet;
- Salpetersäure (als 100 % Salpetersäure), soweit im Prozess verwendet;
- Harnstoff, soweit im Prozess verwendet;
- gemischte Düngemittel (insbesondere Salze mit Ammonium oder Nitrat), soweit im Prozess verwendet.

3.11 Eisenerzsinter

³ Verordnung (EU) 2019/1009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit Vorschriften für die Bereitstellung von EU-Düngeprodukten auf dem Markt und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 1069/2009 und (EG) Nr. 1107/2009 sowie zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 2003/2003 (ABl. L 170, 25.6.2019, S. 1)

3.11.1 Besondere Bestimmungen

Diese zusammengefasste Warenkategorie umfasst alle Arten der Herstellung von Eisenerzpellets (zum Verkauf als Pellets wie auch zur direkten Verwendung in derselben Anlage) und die Sintererzeugung. Auch als Vorläuferstoffe für Ferrochrom (FeCr), Ferromangan (FeMn) oder Ferronickel (FeNi) verwendete Eisenerze können erfasst sein, soweit sie unter den KN-Code 2601 12 00 fallen.

3.11.2 Produktionsweg

Für Eisenerzsinter umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen;
- CO₂ aus allen Brennstoffen einschließlich Koks, Restgasen wie Kokereigas, Hochofengas oder Konvertergas, die direkt oder indirekt mit dem Herstellungsverfahren verbunden sind, wie auch aus den für die Abgaswäsche verwendeten Materialien.

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

3.12 FeMn (Ferromangan), FeCr (Ferrochrom) und FeNi (Ferronickel)

3.12.1 Besondere Bestimmungen

Dieser Prozess umfasst nur die Herstellung der Legierungen unter den KN-Codes 7202 1, 7202 4 und 7202 6. Andere Eisenmaterialien mit erheblichem Legierungsgehalt (wie Spiegeleisen) sind nicht erfasst. NPI (Nickelroheisen) fällt darunter, sofern der Nickelgehalt mehr als 10 % beträgt.

Werden Restgase oder andere Abgase ungemindert emittiert, wird das im Restgas enthaltene CO als moläquivalente Menge CO₂-Emissionen betrachtet.

3.12.2 Produktionsweg

Für FeMn, FeCr und FeNi umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂-Emissionen, die durch Brennstoff-Input verursacht sind, unabhängig davon, ob diese der energetischen oder nichtenergetischen Verwendung dienen;
- CO₂-Emissionen aus Prozess-Inputs wie Kalkstein und aus der Abgaswäsche;
- CO₂-Emissionen aus dem Verbrauch von Elektroden oder Elektrodenpasten;
- im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibender Kohlenstoff, der durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt wird.

Relevante Vorläuferstoffe: Eisenerzsinter, soweit im Prozess verwendet.

3.13 Roheisen

3.13.1 Besondere Bestimmungen

Diese zusammengefasste Warenkategorie beinhaltet nichtlegiertes Roheisen aus Hochöfen sowie Roheisen, die eine Legierung enthalten (z. B. Spiegeleisen), unabhängig von der physikalischen Form

(z. B. Ingots, Granulat). NPI (Nickelroheisen) fällt darunter, sofern der Nickelgehalt weniger als 10 % beträgt. In integrierten Stahlwerken ist das flüssige Roheisen („Heißmetall“), mit dem der Sauerstoffkonverter direktchargiert wird, das Produkt zwischen dem Roheisenherstellungsverfahren und dem Rohstahlherstellungsverfahren. Handelt es sich um eine Anlage, die das Roheisen weder an andere Anlagen verkauft noch weiterleitet, ist keine gesonderte Überwachung der Emissionen aus der Roheisenherstellung erforderlich. Es kann ein gemeinsames Herstellungsverfahren festgelegt werden, das die Rohstahlherstellung und – vorbehaltlich der Vorschriften in Anhang III Abschnitt A.4 – weitere nachgelagerte Produktionsschritte umfasst.

3.13.2 Produktionswege

3.13.2.1 Produktionsweg: Hochofen

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Koks, Koksstaub, Kohle, Heizölen, Kunststoffabfällen, Erdgas, Holzabfällen, Holzkohle sowie aus Restgasen wie Kokereigas, Hochofengas oder Konvertergas.
- Wird Biomasse verwendet, so finden die Vorschriften in Anhang III Abschnitt B.3.3 Anwendung.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen; Materialien für die Abgaswäsche.
- Kohlenstoff, der im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode berücksichtigt, so wie in Anhang III Abschnitt B.3.2.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Eisenerzsinter;
- Roheisen oder direkt reduziertes Eisen (DRI) aus anderen Anlagen oder Herstellungsverfahren, soweit im Prozess verwendet;
- FeMn, FeCr, FeNi, soweit im Prozess verwendet;
- Wasserstoff, soweit im Prozess verwendet.

3.13.2.2 Schmelzreduktion

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Koks, Koksstaub, Kohle, Heizölen, Kunststoffabfällen, Erdgas, Holzabfällen, Holzkohlen, Restgasen aus dem Prozess oder Konvertergas usw.
- Wird Biomasse verwendet, so finden die Vorschriften in Anhang III Abschnitt B.3.3 Anwendung.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen; Materialien für die Abgaswäsche.
- Kohlenstoff, der im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Eisenerzsinter;
- Roheisen oder DRI aus anderen Anlagen oder Herstellungsverfahren, soweit im Prozess verwendet;
- FeMn, FeCr, FeNi, soweit im Prozess verwendet;
- Wasserstoff, soweit im Prozess verwendet.

3.14 DRI (Direkt reduziertes Eisen)

3.14.1 Besondere Bestimmungen

Es ist nur ein Produktionsweg festgelegt, obwohl bei den verschiedenen Technologien Erze verschiedener Qualität verwendet werden können, die unter Umständen Pelletieren oder Sintern erfordern, sowie verschiedene Reduktionsmittel (Erdgas, verschiedene fossile Brennstoffe oder Biomasse, Wasserstoff). Die Vorläuferstoffe Eisenerzsinter oder Wasserstoff können deshalb relevant sein. Was die Erzeugnisse angeht, können Eisenschwamm, heißgepresstes Eisen (Hot Briquetted Iron (HBI)) oder andere Arten von direkt reduziertem Eisen relevant sein, auch DRI, mit dem Elektrolichtbogenöfen oder andere nachgelagerte Prozesse direkt beschickt werden.

Handelt es sich um eine Anlage, die das DRI weder an andere Anlagen verkauft noch weiterleitet, ist keine gesonderte Überwachung der Emissionen aus der DRI-Herstellung erforderlich. Es kann ein gemeinsames Herstellungsverfahren festgelegt werden, das die Stahlherstellung und – vorbehaltlich der Vorschriften in Anhang III Abschnitt A.4 – weitere nachgelagerte Produktion umfasst.

3.14.2 Produktionsweg

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus Brennstoffen und Reduktionsmitteln wie Erdgas, Heizölen, Restgasen aus dem Prozess oder Konvertergas usw.
- Bei Verwendung von Biogas oder anderen Arten von Biomasse finden die Vorschriften in Anhang III Abschnitt B.3.3 Anwendung.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen; Materialien für die Abgaswäsche;
- im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibender Kohlenstoff, der durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt wird.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Eisenerzsinter, soweit im Prozess verwendet;
- Wasserstoff, soweit im Prozess verwendet;
- Roheisen oder DRI aus anderen Anlagen oder Herstellungsverfahren, soweit im Prozess verwendet;
- FeMn, FeCr, FeNi, soweit im Prozess verwendet;

3.15 Rohstahl

3.15.1 Besondere Bestimmungen

Die Systemgrenzen umfassen alle für die Rohstahlgewinnung erforderlichen Vorgänge und Einheiten:

- Beginnt der Prozess mit Heißmetall (flüssigem Roheisen), so umfassen die Systemgrenzen den LD-Konverter, Vakuumentgasung, Sekundärmetallurgie, Argon-Sauerstoff-Entkohlung / Vakuüm-Sauerstoff-Entkohlung, Stranggießen oder Blockgießen, ggf. Warmwalzen oder Schmieden sowie alle erforderlichen unterstützenden Vorgänge wie Weiterleitung, Wiedererwärmung und Abgaswäsche.
- Wird im Prozess ein Elektrolichtbogenofen eingesetzt, so umfassen die Systemgrenzen alle relevanten Vorgänge und Einheiten wie den Elektrolichtbogenofen selbst, Sekundärmetallurgie, Vakuumentgasung, Argon-Sauerstoff-Entkohlung / Vakuüm-Sauerstoff-Entkohlung, Stranggießen oder Blockgießen, ggf. Warmwalzen oder Schmieden sowie alle erforderlichen unterstützenden Vorgänge wie Weiterleitung, Erwärmen von Rohstoffen und Ausrüstung, Wiedererwärmung und Abgaswäsche.
- In dieser zusammengefassten Warenkategorie sind nur primäres Warmwalzen und Vorformung durch Schmieden zur Erzeugung der unter die KN-Codes 7207, 7218 und 7224 fallenden Halbzeuge erfasst. Alle sonstigen Walz- und Schmiedeprozesse fallen unter die zusammengefasste Warenkategorie „Eisen- oder Stahlerzeugnisse“.

3.15.2 Produktionswege

3.15.2.1 Linz-Donawitz-Verfahren

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus Brennstoffen wie Kohle, Erdgas, Heizölen, Restgasen wie Hochofengas, Kokereigas oder Konvertergas usw.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen; Materialien für die Abgaswäsche.
- Kohlenstoff, der in Schrott, Legierungen, Grafit usw. in den Prozess gelangt, wie auch Kohlenstoff, der im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Roheisen, DRI, soweit im Prozess verwendet;
- FeMn, FeCr, FeNi, soweit im Prozess verwendet;
- Rohstahl aus anderen Anlagen oder Herstellungsverfahren, soweit im Prozess verwendet.

3.15.2.2 Elektrolichtbogenofen

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus Brennstoffen wie Kohle, Erdgas, Heizölen sowie aus Restgasen wie Hochofengas, Kokereigas oder Konvertergas.
- CO₂ aus dem Verbrauch von Elektroden oder Elektrodenpasten.
- CO₂ aus Prozessmaterialien wie Kalkstein, Magnesit und anderen Karbonaten oder karbonatischen Erzen; Materialien für die Abgaswäsche.
- Kohlenstoff, der zum Beispiel in Schrott, Legierungen, Grafit usw. in den Prozess gelangt, wie auch Kohlenstoff, der im Erzeugnis oder in Schlacken oder Abfällen verbleibt, wird durch Anwendung einer Massenbilanzmethode gemäß Anhang III Abschnitt B.3.2 berücksichtigt.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Roheisen, DRI, soweit im Prozess verwendet;
- FeMn, FeCr, FeNi, soweit im Prozess verwendet;
- Rohstahl aus anderen Anlagen oder Herstellungsverfahren, soweit im Prozess verwendet.

3.16 Eisen- oder Stahlerzeugnisse

3.16.1 Besondere Bestimmungen

Vorbehaltlich der Vorschriften in Anhang III Abschnitt A.4 und in den Abschnitten 3.11 bis 3.15 dieses Anhangs kann in folgenden Fällen das Herstellungsverfahren für Eisen- oder Stahlerzeugnisse Anwendung finden:

- Systemgrenzen, die sämtliche Prozessschritte eines integrierten Stahlwerks erfassen, von der Herstellung von Roheisen oder DRI, Rohstahl, Halbzeugen bis zu den fertigen Stahlerzeugnissen, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes fallen;
- Systemgrenzen, die die Herstellung von Rohstahl, Halbzeugen und fertigen Stahlerzeugnissen umfassen, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes fallen;
- Systemgrenzen, die die Herstellung von fertigen Stahlerzeugnissen umfassen, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes fallen, beginnend mit Rohstahl, Halbzeugen oder mit anderen fertigen Stahlerzeugnissen, die unter die in Abschnitt 2 aufgeführten KN-Codes fallen, die entweder aus anderen Anlagen bezogen oder innerhalb derselben Anlage, jedoch in einem gesonderten Herstellungsverfahren erzeugt werden.

Doppelzählungen oder Lücken in der Überwachung der Herstellungsverfahren einer Anlage sind zu vermeiden. Das Herstellungsverfahren für „Eisen- oder Stahlerzeugnisse“ umfasst folgende Produktionsstufen:

- alle Produktionsstufen für die Herstellung von Waren, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes für die zusammengefasste Warenkategorie „Eisen- oder Stahlerzeugnisse“ fallen und die nicht bereits von gesonderten Herstellungsverfahren für Roheisen, DRI oder Rohstahl erfasst sind, so wie nach den Abschnitten 3.11 bis 3.15 dieses Anhangs erforderlich und in der Anlage angewendet.
- alle in der Anlage durchgeführten Produktionsstufen, beginnend mit dem Rohstahl, einschließlich – wobei dies keine abschließende Aufzählung ist: Wiedererwärmung,

Wiedereinschmelzen, Gießen, Warmwalzen, Kaltwalzen, Schmieden, Beizen, Glühen, Plattieren, Beschichten, Verzinken, Drahtziehen, Schneiden, Schweißen, Veredeln.

Für Erzeugnisse mit einem Massenanteil von mehr als 5 % anderer Materialien, z. B. Wärmeschutzverkleidungen des KN-Codes 7309 00 30, ist als Masse der hergestellten Waren lediglich die Masse an Eisen oder Stahl anzugeben.

3.16.2 Produktionsweg

Für Eisen- oder Stahlerzeugnisse umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- alle CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen und Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung, die mit den Produktionsstufen in der Anlage verbunden sind, einschließlich – wobei dies keine abschließende Aufzählung ist: Wiedererwärmung, Wiedereinschmelzen, Gießen, Warmwalzen, Kaltwalzen, Schmieden, Beizen, Glühen, Aufbringen von Metall- und sonstigen Beschichtungen, Verzinken, Drahtziehen, Schneiden, Schweißen, Veredeln von Eisen- oder Stahlerzeugnissen.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Rohstahl, soweit im Prozess verwendet;
- Roheisen, DRI, soweit im Prozess verwendet;
- FeMn, FeCr, FeNi, soweit im Prozess verwendet;
- Eisen- oder Stahlerzeugnisse, soweit im Prozess verwendet.

3.17 Aluminium in Rohform

3.17.1 Besondere Bestimmungen

Diese zusammengefasste Warenkategorie umfasst sowohl legiertes als auch nichtlegiertes Aluminium in für Metalle in Rohform typischer physischer Form, zum Beispiel in Form von Ingots, Brammen, Vorblöcken oder Granulat. Im Falle integrierter Aluminiumwerke fällt darunter auch flüssiges Aluminium, mit dem das Herstellungsverfahren für Aluminiumerzeugnisse direkt beschickt wird. Handelt es sich um eine Anlage, die das Aluminium in Rohform weder an andere Anlagen verkauft noch weiterleitet, ist keine gesonderte Überwachung der Emissionen aus der Herstellung von Aluminium in Rohform erforderlich. Es kann ein gemeinsames Herstellungsverfahren festgelegt werden, das die Herstellung von Aluminium in Rohform und – vorbehaltlich der Vorschriften in Anhang III Abschnitt A.4 – weitere nachgelagerte Prozesse zur Herstellung von Aluminiumerzeugnissen umfasst.

3.17.2 Produktionswege

3.17.2.1 Primärschmelze (elektrolytisch)

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂-Emissionen aus dem Verbrauch von Elektroden oder Elektrodenpasten;
- CO₂-Emissionen aus allen verwendeten Brennstoffen (z. B. für Trocknen und Vorwärmen von Rohmaterialien, Vorwärmen von Elektrolysezellen, erforderliche Wärme für das Gießen);

- CO₂-Emissionen aus der Rauchgasreinigung, aus Sodaasche oder Kalkstein (ggf.);
- durch Anodeneffekte verursachte PFC-Emissionen, die gemäß Anhang III Abschnitt B7 überwacht werden.

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

3.17.2.2 Sekundärschmelze (Recycling)

Bei der Sekundärschmelze von Aluminium sind Aluminiumabfälle der Haupteinsatzstoff. Wird jedoch Aluminium in Rohform aus anderen Quellen hinzugefügt, so wird es als Vorläuferstoff behandelt. Enthält das in diesem Prozess erzeugte Produkt mehr als 5 % Legierungselemente, werden die grauen Emissionen des Produkts so berechnet, als ob es sich bei der Masse der Legierungselemente um Aluminium in Rohform aus der Primärschmelze handelte.

Für diesen Produktionsweg umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- CO₂ aus allen Brennstoffen, die für das Trocknen und Vorwärmen von Rohmaterialien, für Schmelzöfen, für die Vorbehandlung von Schrott, zum Beispiel für Entlackung und Entölung, sowie für die Verbrennung der damit verbundenen Rückstände verwendet werden, sowie CO₂ aus den Brennstoffen, die für das Gießen von Ingots, Vorblöcken oder Brammen erforderlich sind;
- CO₂-Emissionen aus allen Brennstoffen, die in damit verbundenen Vorgängen verwendet werden, etwa in der Behandlung von Rückständen aus der Aluminiumabschöpfung und Schlackeaufbereitung;
- CO₂-Emissionen aus der Rauchgasreinigung, aus Sodaasche oder Kalkstein, soweit relevant.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Aluminium in Rohform aus anderen Quellen, soweit im Prozess verwendet.

3.18 – Aluminiumerzeugnisse

3.18.1 Besondere Bestimmungen

Vorbehaltlich der Vorschriften in Anhang III Abschnitt A.4 und des Abschnitts 3.17 dieses Anhangs kann in folgenden Fällen das Herstellungsverfahren für Aluminiumerzeugnisse Anwendung finden:

- Systemgrenzen, die sämtliche Schritte eines integrierten Aluminiumwerks als einen Prozess erfassen, von der Herstellung von Aluminium in Rohform über Halbzeuge bis zu den Aluminiumerzeugnissen, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes fallen;
- Systemgrenzen, die die Herstellung von Aluminiumerzeugnissen umfassen, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes fallen, beginnend mit Halbzeugen oder mit anderen unter die in Abschnitt 2 aufgeführten KN-Codes fallenden Aluminiumerzeugnissen, die entweder aus anderen Anlagen bezogen oder innerhalb derselben Anlage, jedoch in einem gesonderten Herstellungsverfahren erzeugt werden.

Doppelzählungen oder Lücken in der Überwachung der Herstellungsverfahren einer Anlage sind zu vermeiden. Das Herstellungsverfahren für „Aluminiumerzeugnisse“ umfasst folgende Produktionsstufen:

- alle Produktionsstufen für die Herstellung von Waren, die unter die in Abschnitt 2 dieses Anhangs aufgeführten KN-Codes für die zusammengefasste Warenkategorie „Aluminiumerzeugnisse“ fallen und die nicht bereits von gesonderten Herstellungsverfahren für Aluminium in Rohform erfasst sind, so wie nach Abschnitt 3.17 dieses Anhangs erforderlich und in der Anlage angewendet;
- alle in der Anlage durchgeführten Produktionsstufen, beginnend mit dem Aluminium in Rohform, einschließlich – wobei dies keine abschließende Aufzählung ist: Wiedererwärmung, Wiedereinschmelzen, Gießen, Walzen, Strangpressen, Schmieden, Beschichten, Verzinken, Drahtziehen, Schneiden, Schweißen, Veredeln.

Hat das Erzeugnis einen Massenanteil von mehr als 5 % Legierungselementen, werden die mit dem Erzeugnis verbundenen grauen Emissionen so berechnet, als ob es sich bei der Masse der Legierungselemente um Aluminium in Rohform aus Primärschmelze handelte.

Für Erzeugnisse mit einem Massenanteil von mehr als 5 % anderer Materialien, z. B. Wärmeschutzverkleidungen des KN-Codes 7611 00 00, ist als Masse der hergestellten Waren lediglich die Masse an Eisen oder Stahl anzugeben.

3.18.2 Produktionsweg

Für Aluminiumerzeugnisse umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- alle CO₂-Emissionen aus dem Brennstoffverbrauch bei der Herstellung von Aluminiumerzeugnissen und aus der Abgaswäsche.

Relevante Vorläuferstoffe:

- Aluminium in Rohform, soweit im Herstellungsverfahren verwendet (Primär- und Sekundäraluminium sind, sofern die Daten bekannt sind, gesondert zu berücksichtigen);
- für den Herstellungsprozess verwendete Aluminiumerzeugnisse.

3.19 Strom

3.19.1 Besondere Bestimmungen

Für Strom werden nur die direkten Emissionen überwacht und gemeldet. Der relevante Emissionsfaktor des Stroms ist gemäß Anhang III Abschnitt D.2 zu bestimmen.

3.19.2 Produktionswege

Für Strom umfasst die Überwachung der direkten Emissionen:

- alle Verbrennungsemissionen und Prozessemissionen aus der Rauchgasreinigung.

Relevante Vorläuferstoffe: Keine.

ANHANG III

Vorschriften für die Bestimmung von Daten einschließlich Emissionen auf Anlagenebene, Herstellungsverfahren zugeordneter Emissionen und mit Waren verbundener grauer Emissionen

A. GRUNDSÄTZE

A.1 Gesamtansatz

1. Die grauen Emissionen, die mit den in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren verbunden sind, werden wie folgt bestimmt:
 - a) Die Herstellungsverfahren für die in der Anlage hergestellten Waren werden nach den zusammengefassten Warenkategorien in Anhang II Abschnitt 2 sowie den Produktionswegen in Anhang II Abschnitt 3 angegeben, unter Berücksichtigung der Vorschriften für die Festlegung der Systemgrenzen von Herstellungsverfahren gemäß Abschnitt A.4 dieses Anhangs.
 - b) Auf der Ebene der die Waren herstellenden Anlage werden die direkten Treibhausgasemissionen, die in Anhang II für diese Waren aufgeführt sind, nach den Methoden in Abschnitt B dieses Anhangs überwacht.
 - c) Soweit messbare Wärme in die Anlage eingeführt, in ihr erzeugt oder verbraucht oder aus ihr ausgeführt wird, werden die Nettowärmeströme und die Emissionen, die mit der betreffenden Wärmeerzeugung verbunden sind, nach den Methoden in Abschnitt C dieses Anhangs überwacht.
 - d) Zur Überwachung der indirekten grauen Emissionen der hergestellten Waren, wird der Stromverbrauch in den betreffenden Herstellungsverfahren nach den Methoden in Abschnitt D.1 dieses Anhangs überwacht. Wird der Strom in der Anlage oder durch eine Quelle mit direkter technischer Verbindung erzeugt, sind die mit dieser Stromerzeugung verbundenen Emissionen zu überwachen, um den Emissionsfaktor dieses Stroms zu bestimmen. Bezieht die Anlage Netzstrom, ist der Emissionsfaktor dieses Stroms gemäß Abschnitt D.2.3 dieses Anhangs zu bestimmen. Strommengen, die zwischen Herstellungsverfahren übertragen oder aus der Anlage ausgeführt werden, sind ebenfalls zu überwachen.
 - e) Die direkten Emissionen in den Anlagen (einschließlich Wärmeerzeugung und -verbrauch, Stromerzeugung und -verbrauch, sowie aller relevanten Restgasströme) sind den Herstellungsverfahren für die hergestellten Waren gemäß den Vorschriften in Abschnitt F dieses Anhangs zuzuordnen. Diese zugeordneten Emissionen sind für die Berechnung der spezifischen direkten und indirekten grauen Emissionen der hergestellten Waren zugrunde zu legen, unter Anwendung von Abschnitt F dieses Anhangs.
 - f) Sind in Anhang II Abschnitt 3 relevante Vorläuferstoffe für die in den Anlagen hergestellten Waren festgelegt, sodass es sich bei den Waren um „komplexe Waren“ handelt, so sind die grauen Emissionen der relevanten Vorläuferstoffe gemäß Abschnitt E dieses Anhangs zu bestimmen und den grauen Emissionen der hergestellten komplexen Waren hinzurechnen, unter Anwendung der Vorschriften in Abschnitt G dieses Anhangs. Bei Vorläuferstoffen, die selbst komplexe Waren sind, wird dieser Prozess so lange wiederholt, bis es keine Vorläuferstoffe mehr gibt.

2. Ist es einem Betreiber nicht möglich, die tatsächlichen Daten für einen oder mehrere Datensätze unter Anwendung der Methoden in Abschnitt A.3 dieses Anhangs angemessen zu bestimmen, und steht keine andere Methode zur Schließung von Datenlücken zur Verfügung, so kann auf die Standardwerte, die von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellt und veröffentlicht werden, zurückgegriffen werden, wenn die in Artikel 4 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Bedingungen erfüllt sind. In diesem Fall ist kurz zu begründen, weshalb keine tatsächlichen Daten verwendet wurden.
3. Die Überwachung umfasst einen Berichtszeitraum, sodass sichergestellt ist, dass auf kurzfristigen Schwankungen der Herstellungsverfahren beruhende nicht repräsentative Daten und Datenlücken so weit wie möglich vermieden werden. Der Standardberichtszeitraum ist ein Kalenderjahr. Alternativ kann der Betreiber:
 - a) den Berichtszeitraum eines zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystems wählen, das die Anlage einzuhalten verpflichtet ist, sofern dieser Zeitraum mindestens drei Monate umfasst;
 - b) das Geschäftsjahr des Betreibers wählen, sofern dieser Zeitraum eine höhere Datenqualität gewährleistet als das Kalenderjahr.

Für die Berechnung der mit Waren verbundenen grauen Emissionen ist auf den Durchschnitt des gewählten Berichtszeitraums abzustellen.

4. Für außerhalb der Anlagengrenzen anfallende Emissionen, die für die Berechnung grauer Emissionen relevant sind, sind die Daten für den letzten verfügbaren Berichtszeitraum zugrunde zu legen, so wie diese vom Lieferanten des Inputs (z. B. Strom, Wärme, Vorläuferstoff) mitgeteilt wurden. Außerhalb der Anlagengrenzen anfallende Emissionen sind:
 - a) indirekte Emissionen, wenn Strom aus dem Netz bezogen wird;
 - b) Emissionen aus Strom und Wärme, die aus anderen Anlagen eingeführt werden;
 - c) direkte und indirekte graue Emissionen, die mit aus anderen Anlagen bezogenen Vorläuferstoffen verbunden sind.
5. Emissionsdaten über einen vollen Berichtszeitraum sind in Tonnen CO₂e, gerundet auf die nächste volle Tonne, auszudrücken.

Sämtliche zur Emissionsberechnung verwendeten Parameter werden so gerundet, dass alle für die Berechnung der Emissionen und die diesbezügliche Berichterstattung signifikanten Stellen enthalten sind.

Spezifische direkte und indirekte graue Emissionen werden in Tonnen CO₂e je Tonne Waren ausgedrückt und so gerundet, dass alle signifikanten Stellen bis auf maximal fünf Stellen hinter dem Komma angegeben sind.

A.2 Überwachungsgrundsätze

Für die Überwachung der tatsächlichen Daten auf Anlagenebene sowie für Datensätze, die für die Zuordnung der Emissionen zu Waren erforderlich sind, gelten folgende Grundsätze:

1. Vollständigkeit: Die Überwachungsmethode muss alle Parameter abdecken, die erforderlich sind, um die grauen Emissionen, die mit den in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten Waren verbunden sind, gemäß den Methoden und Formeln in diesem Anhang zu berechnen.

- a) Direkte Emissionen auf Anlagenebene umfassen Verbrennungs- und Prozessemissionen.
 - b) Zu den direkten grauen Emissionen zählen die Emissionen, die den relevanten Herstellungsverfahren gemäß Abschnitt F dieses Anhangs zugeordnet sind, auf Grundlage der direkten Emissionen in der Anlage und der Emissionen, die mit den relevanten Wärmeströmen und Materialströmen zwischen den Prozesssystemgrenzen verbunden sind, ggf. einschließlich Restgasen. Zu den direkten grauen Emissionen zählen auch die direkten grauen Emissionen, die mit den relevanten Vorläuferstoffen verbunden sind.
 - c) Die indirekten Emissionen auf Anlagenebene umfassen die Emissionen, die mit dem Stromverbrauch innerhalb der Anlage verbunden sind.
 - d) Die indirekten grauen Emissionen beinhalten die indirekten Emissionen, die mit in der Anlage hergestellten Waren verbunden sind, sowie die indirekten grauen Emissionen, die mit den relevanten Vorläuferstoffen verbunden sind.
 - e) Für jeden Parameter ist eine angemessene Methode gemäß Abschnitt A.3 dieses Anhangs auszuwählen, wobei Doppelzählung und Datenlücken zu vermeiden sind.
2. Stetigkeit und Vergleichbarkeit: Überwachung und Berichterstattung erfolgen konsistent und in der Zeitreihe vergleichbar. Damit die Methoden einheitlich angewendet werden, sind die ausgewählten Methoden in einer Dokumentation zur Überwachungsmethodik schriftlich festzuhalten. Die Methode darf nur geändert werden, wenn dies objektiv gerechtfertigt ist. Stichhaltige Gründe sind:
- a) Änderungen der Anlagenkonfiguration der verwendeten Technologie, der Input-Materialien und Brennstoffe oder der hergestellten Waren;
 - b) Notwendigkeit der Einführung neuer Datenquellen oder Überwachungsmethoden, weil hinsichtlich der Handelspartner, die für die in der Überwachungsmethode verwendeten Daten verantwortlich sind, Änderungen eingetreten sind;
 - c) Möglichkeiten, die Daten zu verbessern, Datenströme zu vereinfachen oder das Kontrollsystem zu verbessern.
3. Transparenz: Die Überwachungsdaten werden eingeholt, aufgezeichnet, zusammengestellt und analysiert, einschließlich Annahmen, Bezugnahmen, Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Berechnungsfaktoren, Daten zu grauen Emissionen zugekaufter Vorläuferstoffe, messbarer Wärme und messbarem Strom, Standardwerten für graue Emissionen, Angaben zum zu entrichtenden CO₂-Preis sowie allen sonstigen für die Zwecke dieses Anhangs relevanten Daten, und zwar auf transparente Weise, die die Reproduzierbarkeit der Emissionsdatenbestimmung, auch durch unabhängige Dritte wie etwa akkreditierte Prüfer, ermöglicht. Alle Änderungen der Methode sind in der Dokumentation aufzuzeichnen.

In der Anlage werden vollständige und transparente Aufzeichnungen über alle für die Bestimmung der mit den hergestellten Waren verbundenen grauen Emissionen, einschließlich der erforderlichen Belege, geführt und für einen Zeitraum von mindestens vier Jahren nach Ablauf des Berichtszeitraums aufbewahrt. Diese Aufzeichnungen können berichtspflichtigen Anmeldern offengelegt werden.

4. Genauigkeit: Mit der gewählten Überwachungsmethode ist gewährleistet, dass die Emissionsbestimmung weder systematisch noch wesentlich falsch ist. Etwaige Fehlerquellen sind anzugeben und weitmöglichst zu reduzieren. Alle Arbeiten sind mit der erforderlichen Sorgfalt auszuführen, um sicherzustellen, dass die auf Berechnung bzw. Messung beruhende

Emissionsbestimmung möglichst genaue Ergebnisse zeigt.

Falls Datenlücken auftreten oder voraussichtlich unvermeidbar sind, müssen die Ersatzdaten konservativen Schätzungen entsprechen. Auch in folgenden Fällen sind die Emissionsdaten auf konservative Schätzungen zu stützen:

- a) Für in die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) gilt, dass es als moläquivalente Menge CO₂ behandelt wird.
 - b) Für alle Biomasseemissionen in Massenbilanzen und bei weitergeleitetem CO₂ gilt, dass die Emissionen als Emissionen aus fossilem Kohlenstoff anzusehen sind, wenn sich der Biomassegehalt in Materialien oder Brennstoffen nicht bestimmen lässt.
5. Integrität der Methode: Die ausgewählte Überwachungsmethode muss die Integrität der zu meldenden Emissionsdaten hinreichend gewährleisten. Die Emissionen sind anhand der in diesem Anhang angeführten geeigneten Überwachungsmethoden zu bestimmen. Die gemeldeten Emissionsdaten dürfen keine wesentlichen Falschangaben enthalten, und bei der Auswahl und Präsentation der Informationen sind Verzerrungen zu vermeiden; in den Berichten sind die grauen Emissionen der in der Anlage hergestellten Waren in glaubhafter und ausgewogener Weise darzustellen.
 6. Optionale Maßnahmen gemäß Abschnitt H dieses Anhangs können ergriffen werden, um die Qualität der zu meldenden Daten, insbesondere die Datenfluss- und Kontrolltätigkeiten, zu verbessern.
 7. Kosteneffizienz: Bei der Wahl der Überwachungsmethode sind die Vorzüge einer größeren Genauigkeit gegen den zusätzlichen Kostenaufwand abzuwiegen. Bei der Überwachung von Emissionen und der diesbezüglichen Berichterstattung wird stets größtmögliche Genauigkeit angestrebt, sofern dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßigen Kosten verursacht.
 8. Kontinuierliche Verbesserung: Es ist regelmäßig zu prüfen, ob sich die Überwachungsmethoden verbessern lassen. Werden die Emissionsdaten überprüft, so sind in den Überprüfungsberichten gegebene Verbesserungsempfehlungen in angemessenem Zeitraum umzusetzen, es sei denn, die Verbesserung würde unverhältnismäßige Kosten verursachen oder wäre technisch unmöglich.

A.3 Auf die beste verfügbare Datenquelle gestützte Methoden

1. Für die Bestimmung der mit Waren verbundenen grauen Emissionen und für die zugrunde liegenden Datensätze (etwa für Emissionen, die mit einzelnen Stoffströmen oder Emissionsquellen oder Mengen messbarer Wärme verbunden sind) gilt der übergeordnete Grundsatz, dass stets die beste verfügbare Datenquelle zu wählen ist. Hierfür gelten folgende Leitprinzipien:
 - a) Vorzugsweise sind die in diesem Anhang beschriebenen Überwachungsmethoden zu wählen. Falls es für einen bestimmten Datensatz keine in diesem Anhang beschriebene Überwachungsmethode gibt oder eine solche unverhältnismäßige Kosten verursachen würde oder technisch unmöglich wäre, können gemäß Artikel 4 Absatz 2 dieser Verordnung Überwachungsmethoden aus einem anderen zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem verwendet werden, sofern sie den erforderlichen Datensatz umfassen. Sollten solche Methoden nicht verfügbar oder technisch unmöglich sein oder unverhältnismäßige Kosten verursachen, können gemäß Nummer 2 indirekte Methoden zur Bestimmung des Datensatzes verwendet werden. Sollten solche Methoden nicht verfügbar oder technisch unmöglich sein oder unverhältnismäßige Kosten verursachen, ist es gemäß Artikel 4 Absatz 3 dieser

Verordnung möglich, Standardwerte zu verwenden, die von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellt und veröffentlicht werden.

- b) Für direkte und indirekte Bestimmungsmethoden gilt, dass eine Methode als geeignet anzusehen ist, wenn gewährleistet ist, dass alle Messungen, Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen zur Bestimmung des spezifischen Datensatzes unter Anwendung der in den einschlägigen EN- oder ISO-Normen festgelegten Methoden durchgeführt werden. Gibt es keine derartige Normen, sind nationale Normen zu verwenden. 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 der Probenahme und Messung begrenzen.
 - c) Innerhalb einer Methode im Sinne von Buchstabe a ist Messinstrumenten oder Laboruntersuchungen, die der Kontrolle des Betreibers unterliegen, der Vorzug zu geben gegenüber Messinstrumenten oder Laboruntersuchungen, die der Kontrolle einer anderen Rechtsperson (etwa des Brennstoff- oder Materiallieferanten oder Handelspartnern für die hergestellten Waren) unterliegen.
 - d) Messinstrumente sind so auszuwählen, dass sie, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, die geringste Messunsicherheit im Gebrauch aufweisen. Instrumente, die gesetzlicher messtechnischer Kontrolle unterliegen, sind zu bevorzugen, es sei denn, es gibt andere Instrumente mit deutlich geringerer Messunsicherheit im Gebrauch. Instrumente sind ausschließlich in Umgebungen zu verwenden, die laut ihrer Einsatzspezifikation geeignet sind.
 - e) Soweit Laboranalysen verwendet werden oder Laboratorien Probenbehandlungen, Kalibrierungen, Methodvalidierungen oder Tätigkeiten im Zusammenhang mit der kontinuierlichen Emissionsmessung ausführen, gelten die Anforderungen in Abschnitt B.5.4.3 dieses Anhangs.
2. Methoden der indirekten Bestimmung: Gibt es für den benötigten Datensatz keine direkte Bestimmungsmethode, kann insbesondere in Fällen, in denen messbare Nettowärme in verschiedene Herstellungsverfahren einfließt, eine Methode der indirekten Bestimmung angewandt werden, zum Beispiel:
- a) Berechnung auf Basis eines bekannten chemischen oder physikalischen Prozesses, gegebenenfalls unter Heranziehung anerkannter Literaturwerte für die chemischen oder physikalischen Eigenschaften der beteiligten Stoffe, geeigneter stöchiometrischer Faktoren und thermodynamischer Eigenschaften wie Reaktionsenthalpien;
 - b) Berechnung auf Basis der Auslegungsdaten der Anlage, etwa Energieeffizienz der technischen Einheiten oder berechneter Energieverbrauch pro Produkteinheit;
 - c) Korrelationen auf der Grundlage empirischer Tests zur Bestimmung von Schätzwerten für den benötigten Datensatz aus nicht kalibrierten Geräten oder in den Produktionsprotokollen dokumentierten Daten. Zu diesem Zweck ist dafür Sorge zu tragen, dass die Korrelation den Verfahrensregeln der guten Ingenieurspraxis entspricht und nur auf Werte angewandt wird, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden. Die Gültigkeit solcher Korrelationen ist mindestens einmal jährlich zu bewerten.
3. Zur Bestimmung der besten verfügbaren Datenquellen ist die unter Nummer 1 am höchsten bewertete Datenquelle auszuwählen, die bereits in der Anlage verfügbar ist. Ist es allerdings, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, technisch möglich, eine höher bewertete Datenquelle anzuwenden, so ist die bessere Datenquelle unverzüglich anzuwenden. Gibt es

für denselben Datensatz verschiedene Datenquellen, die in Nummer 1 gleich gut bewertet sind, ist die Datenquelle zu wählen, die den Datenfluss am deutlichsten, mit dem geringsten inhärenten Risiko und Kontrollrisiko in Bezug auf Falschangaben wiedergibt.

4. Für die Bestimmung und Meldung grauer Emissionen sind die unter Nummer 3 gewählten Datenquellen zu verwenden.
5. Soweit dies umsetzbar ist, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, sind für die Zwecke des Kontrollsystems gemäß Abschnitt H dieses Anhangs zusätzliche Datenquellen oder Methoden für die Bestimmung der Datensätze zu ermitteln, die die Bestätigung der Datenquellen unter Nummer 3 ermöglichen. Gegebenenfalls sind die ausgewählten Datenquellen in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik anzugeben.
6. Empfohlene Verbesserungen: Im Hinblick auf die Verbesserung der Überwachungsmethoden ist in regelmäßigen Abständen, mindestens jedoch einmal jährlich, zu prüfen, ob inzwischen neue Datenquellen verfügbar geworden sind. Werden solche neuen Datenquellen je nach der unter Nummer 1 vorgestellten Rangfolge für genauer erachtet, so werden sie in die Dokumentation zur Überwachungsmethodik aufgenommen und ab dem frühestmöglichen Zeitpunkt angewendet.
7. Technische Machbarkeit: Wird geltend gemacht, dass die Anwendung einer bestimmten Bestimmungsmethode technisch nicht machbar sei, so ist dies in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik zu begründen. Bei den regelmäßigen Überprüfungen gemäß Nummer 6 ist diese Begründung neu zu prüfen. Die Begründung muss darauf abstellen, ob die technischen Mittel der Anlage den Anforderungen einer vorgeschlagenen Datenquelle oder Überwachungsmethode gerecht werden und fristgerecht für die Zwecke dieses Anhangs eingesetzt werden können. Zu den technischen Mitteln zählt auch die Verfügbarkeit der erforderlichen Techniken und Technologie.
8. Unverhältnismäßige Kosten: Wird behauptet, dass die Anwendung einer bestimmten Bestimmungsmethode für einen Datensatz unverhältnismäßige Kosten verursache, so ist dies in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik zu begründen. Bei den regelmäßigen Überprüfungen gemäß Nummer 6 ist diese Begründung neu zu prüfen. Die Unverhältnismäßigkeit der Kosten ist nach folgenden Kriterien zu bestimmen.

Die Kosten für die Bestimmung eines bestimmten Datensatzes sind als unverhältnismäßig anzusehen, wenn die vom Anlagenbetreiber veranschlagten Kosten den Nutzen der spezifischen Bestimmungsmethode überwiegen. Zur Berechnung des Nutzens wird der Verbesserungsfaktor mit einem Referenzpreis von 20 EUR je Tonne CO₂e multipliziert, wobei die Kosten gegebenenfalls eine angemessene Abschreibung über die wirtschaftliche Lebensdauer der Ausrüstung einschließen.

Der Verbesserungsfaktor ist:

- a) die Verbesserung der geschätzten Messunsicherheit (ausgedrückt in Prozent) multipliziert mit den geschätzten damit verbundenen Emissionen im Berichtszeitraum. Damit verbundene Emissionen bezeichnet:
 1. die durch den Stoffstrom oder die Emissionsquelle verursachten direkten Emissionen;
 2. die einer Menge messbarer Wärme zugeordneten Emissionen;
 3. die mit der betreffenden Strommenge verbundenen indirekten Emissionen;
 4. die mit einem hergestellten Material oder einem verbrauchten Vorläuferstoff verbundenen grauen Emissionen.

- b) 1 % der damit verbundenen Emissionen, wenn die Messunsicherheit nicht verbessert wird.

Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik einer Anlage, deren Gesamtkosten 2000 EUR pro Jahr nicht überschreiten, sind nicht als unverhältnismäßig anzusehen.

A.4 Untergliederung von Anlagen in Herstellungsverfahren

Anlagen sind in Herstellungsverfahren mit Systemgrenzen zu untergliedern, die die Überwachung der relevanten Inputs, Outputs und Emissionen gemäß den Abschnitten B bis E dieses Anhangs sowie die Zuordnung der direkten und indirekten Emissionen zu den in Anhang II Abschnitt 2 festgelegten Warengruppen gemäß den Vorschriften in Abschnitt F dieses Anhangs gewährleisten.

Anlagen sind wie folgt in Herstellungsverfahren zu untergliedern:

- a) Für jede der in Anhang II Abschnitt 2 festgelegten zusammengefassten Warenkategorien, die für die Anlage relevant sind, ist ein einziges Herstellungsverfahren festzulegen.
- b) Abweichend von Buchstabe a können für jeden Produktionsweg gesonderte Herstellungsverfahren festgelegt werden, wenn es in derselben Anlage für dieselbe zusammengefasste Warenkategorie verschiedene Produktionswege gemäß Anhang II Abschnitt 3 gibt oder wenn der Betreiber freiwillig für verschiedene Waren oder Warengruppen eine gesonderte Überwachung wählt. Eine stärker untergliederte Festlegung der Herstellungsverfahren ist auch zulässig, wenn dies mit einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem, dem die Anlage unterliegt, im Einklang steht.
- c) Abweichend von Buchstabe a kann, sofern zumindest ein Teil der für komplexe Waren relevanten Vorläuferstoffe in derselben Anlage hergestellt wird wie die komplexen Waren und sofern die jeweiligen Vorläuferstoffe nicht zum Weiterverkauf oder zur Verwendung in anderen Anlagen weitergeleitet werden, die Herstellung von Vorläuferstoffen und komplexen Waren auch in einem gemeinsamen Herstellungsverfahren erfasst werden. In solchen Fällen unterbleibt die gesonderte Berechnung der mit den Vorläuferstoffen verbundenen grauen Emissionen.
- d) Sektorale Abweichungen von Buchstabe a sind in folgenden Fällen möglich:
 1. Bei Herstellung von zwei oder mehr Waren aus den zusammengefassten Warenkategorien Eisenerzsinter, Roheisen, FeMn, FeCr, FeNi, DRI, Rohstahl oder Eisen- oder Stahlerzeugnisse in derselben Anlage kann zur Überwachung der grauen Emissionen ein gemeinsames Herstellungsverfahren für alle diese Waren festgelegt werden.
 2. Bei Herstellung von zwei oder mehr Waren aus den Gruppen Aluminium in Rohform oder Aluminiumerzeugnisse in derselben Anlage kann zur Überwachung der grauen Emissionen ein gemeinsames Herstellungsverfahren für alle diese Waren festgelegt werden.
 3. Bei der Herstellung gemischter Düngemittel kann die Überwachung und Berichterstattung über das jeweilige Herstellungsverfahren

dadurch vereinfacht werden, dass für die grauen Emissionen ein Einheitswert je Tonne des im gemischten Düngemittel enthaltenen Stickstoffs festgelegt wird, unabhängig von der chemischen Form des Stickstoffs (Ammonium, Nitrat oder Harnstoff).

- e) Dient ein Teil der Anlage der Herstellung von Waren, die nicht in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführt sind, wird zur Verbesserung empfohlen, den betreffenden Teil als ein zusätzliches Herstellungsverfahren zu überwachen, um die Vollständigkeit der Gesamtemissionsdaten der Anlage zu bestätigen.

B. ÜBERWACHUNG DER DIREKTEN EMISSIONEN AUF ANLAGENEBENE

B.1 Vollständige Erfassung der Stoffströme und Emissionsquellen

Die Grenzen der Anlage und ihrer Herstellungsverfahren müssen dem Betreiber eindeutig bekannt und in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik festgelegt sein, unter Berücksichtigung der sektorspezifischen Anforderungen in Anhang II Abschnitt 2 sowie in Abschnitt B.9 dieses Anhangs. Es gelten folgende Grundsätze:

1. Die Mindestanforderung ist, dass alle relevanten Treibhausgasemissionsquellen und Stoffströme erfasst werden, die direkt oder indirekt mit der Herstellung der in Anhang II Abschnitt 2 aufgeführten Waren verbunden sind.
2. Zur Verbesserung wird empfohlen, alle Emissionsquellen und Stoffströme der Gesamtanlage zu erfassen, um Plausibilitätskontrollen durchzuführen und die Energie- und Emissionseffizienz der gesamten Anlage zu kontrollieren.
3. Zu berücksichtigen sind alle Emissionen aus dem Regelbetrieb wie auch aus außergewöhnlichen Ereignissen, einschließlich Anfahren, Herunterfahren und Notfallsituationen, die im Berichtszeitraum anfallen.
4. Emissionen zu Beförderungszwecken eingesetzter mobiler Geräte sind ausgenommen.

B.2 Wahl der Überwachungsmethodik

Es ist unter folgenden zwei Methoden zu wählen:

1. der auf Berechnung beruhenden Methodik, nach der Emissionen aus Stoffströmen anhand von Tätigkeitsdaten ermittelt werden, die durch Messsysteme und zusätzliche Parameter aus Laboranalysen oder Standardwerten gewonnen werden; der auf Berechnung beruhenden Methodik, die gemäß der Standardmethode oder der Massenbilanzmethode implementiert werden kann.
2. Die auf Messung beruhende Methodik, nach der Emissionen aus einer Emissionsquelle durch kontinuierliche Messung der relevanten Treibhausgaskonzentration im Abgasstrom und durch kontinuierliche Messung des Abgasstroms als solchem ermittelt werden.

Davon abweichend können unter den in Artikel 4 Absätze 2 und 3 und in Artikel 5 dieser Verordnung vorgesehenen Bedingungen andere Methoden angewandt werden.

Zu wählen ist die Überwachungsmethodik, die die genauesten und zuverlässigsten Ergebnisse liefert, sofern nicht wegen in Abschnitt B.9 aufgeführter sektorspezifischer Anforderungen eine bestimmte Methodik vorgeschrieben ist. Bei der angewandten Überwachungsmethodik kann es sich um eine

Kombination von Methoden handeln, bei der verschiedene Teile der Anlagenemissionen nach jeweils einer der Anwendung findenden Methoden überwacht werden.

In der Dokumentation zur Überwachungsmethodik ist Folgendes eindeutig anzugeben:

- a) für welchen Stoffstrom die auf Berechnung beruhende Standardmethode oder die Massenbilanzmethode angewandt wird, einschließlich detaillierter Beschreibung der Bestimmung jedes der in Abschnitt B.3.4 dieses Anhangs genannten relevanten Parameter;
- b) für welche Emissionsquelle eine auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, einschließlich der Beschreibung aller in Abschnitt B.6 dieses Anhangs genannten relevanten Elemente;
- c) in Form eines geeigneten Diagramms oder einer Prozessbeschreibung der Anlage geführter Nachweis, dass die Angaben zu den Anlagenemissionen weder auf Doppelzählungen beruhen noch Datenlücken aufweisen.

Die Anlagenemissionen werden nach folgender Gleichung bestimmt

$$Em_{Inst} = \sum_{i=1}^n Em_{calc,i} + \sum_{j=1}^m Em_{meas,j} + \sum_{k=1}^l Em_{other,k} \quad (\text{Gleichung 4})$$

Wobei:

- a) Em_{Inst} = die (direkten) Anlagenemissionen, ausgedrückt in Tonnen CO₂e;

$Em_{calc,i}$ = die Emissionen aus Stoffstrom i , bestimmt nach einer auf Berechnung beruhenden Überwachungsmethodik, ausgedrückt in Tonnen CO₂e;

$Em_{meas,j}$ = die Emissionen aus Emissionsquelle j , bestimmt nach einer auf Messung beruhenden Methodik, ausgedrückt in Tonnen CO₂e, sowie

$Em_{other,k}$ = nach einer anderen Methode bestimmte Emissionen, Index k ausgedrückt in Tonnen CO₂e.

B.3 Formeln und Parameter für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik für CO₂

B.3.1 Standardmethode

Die Emissionen werden für jeden Stoffstrom gesondert berechnet, und zwar wie folgt:

B.3.1.1 Verbrennungsemissionen

Verbrennungsemissionen werden wie folgt nach der Standardmethode berechnet:

$$Em_i = AD_i \cdot EF_i \cdot OF_i \quad (\text{Gleichung 5})$$

Wobei:

Em_i = die Emissionen [t CO₂], verursacht durch Brennstoff i ;

EF_i = der Emissionsfaktor [t CO₂ / TJ] des Brennstoffs i ;

AD_i = die Tätigkeitsdaten [TJ] des Brennstoffs i , berechnet als $AD_i = FQ_i \cdot NCV_i$ (Gleichung 6);

FQ_i = die verbrauchte Brennstoffmenge [t oder m³] des Brennstoffs i ;

NCV_i = der untere Heizwert [TJ/t oder TJ/m³] des Brennstoffs i ;

OF_i = der Oxidationsfaktor (dimensionslos) des Brennstoffs i , berechnet als

$$OF = 1 - C_{ash}/C_{total} \quad (\text{Gleichung 7});$$

C_{ash} = der in Asche und Rauchgasreinigungsstaub enthaltene Kohlenstoff und

C_{total} = der Gesamtkohlenstoffgehalt des verbrannten Brennstoffs.

Zur Reduzierung des Überwachungsaufwands darf stets die konservative Annahme zugrunde gelegt werden, dass $OF = 1$ ist.

Sofern dies zu größerer Genauigkeit führt, darf die Standardmethode für die Emissionen aus der Verbrennung wie folgt geändert werden:

- a) Die Tätigkeitsdaten werden ausgedrückt als Brennstoffmenge (d. h. in t oder m³);
- b) der EF wird ausgedrückt in t CO₂/t Brennstoff oder t CO₂/m³ Brennstoff und
- c) der NCV darf bei der Berechnung ausgelassen werden. Zur Verbesserung wird jedoch empfohlen, den NCV anzugeben, um Kohärenzkontrollen und die Überwachung der Energieeffizienz des gesamten Herstellungsverfahrens zu ermöglichen.

Für die Berechnung des Emissionsfaktors eines Brennstoffs i aus den Analysen des Kohlenstoffgehalts und des NCV ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$EF_i = CC_i \cdot f / NCV_i \quad (\text{Gleichung 8});$$

Für die Berechnung des in t CO₂/t ausgedrückten Emissionsfaktors eines Materials oder Brennstoffs aus den Analysen des Kohlenstoffgehalts ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$EF_i = CC_i \cdot f \quad (\text{Gleichung 9})$$

Wobei:

f = das Verhältnis der Molmassen von CO₂ und C: $f = 3,664$ t CO₂/t C.

Der Emissionsfaktor von Biomasse ist, sofern die in Abschnitt B.3.3 genannten Kriterien erfüllt sind, null, wobei dies bei Brennstoffgemischen (d. h. Brennstoffen, die sowohl fossile als auch Biomassekomponenten enthalten) wie folgt berücksichtigt werden kann:

$$EF_i = EF_{pre,i} \cdot (1 - BF_i) \quad (\text{Gleichung 10})$$

Wobei:

$EF_{pre,i}$ = der vorläufige Emissionsfaktor des Brennstoffs i (d. h. der Emissionsfaktor beruht auf der Annahme, dass der gesamte Brennstoff fossil ist) und

BF_i = der Biomasseanteil (dimensionslos) des Brennstoffs i .

Bei fossilen Brennstoffen und unbekanntem Biomasseanteil, ist der BF_i auf den konservativen Wert null zu setzen.

B.3.1.2 Prozessemissionen

Prozessemissionen werden wie folgt nach der Standardmethode berechnet:

$$Em_j = AD_j \cdot EF_j \cdot CF_j \quad (\text{Gleichung 11})$$

Wobei:

AD_j = die Tätigkeitsdaten [t Material] des Materials j ;

EF_i = der Emissionsfaktor [t CO₂ / t] des Materials j , und

CF_j = der Umsetzungsfaktor (dimensionslos) des Materials j .

Zur Reduzierung des Überwachungsaufwands darf stets die konservative Annahme zugrunde gelegt werden, dass $CF_j = 1$ ist.

Im Falle gemischter Input-Materialien, die sowohl anorganische als auch organische Formen von Kohlenstoff enthalten, kann der Anlagenbetreiber entweder:

1. einen vorläufigen Emissionsfaktor für das Materialgemisch bestimmen, indem der Gesamtkohlenstoffgehalt (CC_j) analysiert und ein Umsetzungsfaktor sowie gegebenenfalls der Biomasseanteil und untere Heizwert bezogen auf diesen Gesamtkohlenstoffgehalt angewandt wird; oder
2. den Gehalt an organischen und anorganischen Stoffen getrennt bestimmen und sie als zwei getrennte Stoffströme behandeln.

Im Hinblick auf die zur Verfügung stehenden Messsysteme für Tätigkeitsdaten und Methoden zur Bestimmung des Emissionsfaktors für Emissionen aus der Zersetzung von Karbonaten ist für jeden Stoffstrom diejenige der beiden folgenden Methoden zu wählen, die die genaueren Ergebnisse liefert:

- Methode A (Input-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die Menge des im Prozess eingesetzten Material-Inputs. Es sind die in Tabelle 3 des Anhangs VIII angegebenen Standard-Emissionsfaktoren für reine Karbonate zu verwenden, unter Berücksichtigung der gemäß Abschnitt B.5 dieses Anhangs bestimmten Materialzusammensetzung.
- Methode B (Output-Betrachtung): Der Emissionsfaktor, der Umsetzungsfaktor und die Tätigkeitsdaten beziehen sich auf die Menge des im Prozess erzeugten Outputs. Es sind die in Tabelle 4 des Anhangs VIII angegebenen Standard-Emissionsfaktoren von Metalloxiden nach der Entkarbonisierung zu verwenden, unter Berücksichtigung der gemäß Abschnitt B.5 dieses Anhangs bestimmten Materialzusammensetzung.

Für CO₂-Prozessemissionen, die nicht aus Karbonaten stammen, ist Methode A anzuwenden.

B.3.2 Massenbilanzmethode

Die für jeden Stoffstrom relevanten CO₂-Mengen sind auf Grundlage des Kohlenstoffgehalts jedes Materials zu berechnen, ohne Unterscheidung zwischen Brennstoffen und Prozessmaterialien. Kohlenstoff, der nicht emittiert wird, sondern die Anlage in Produkten verlässt, wird unter Berücksichtigung der Output-Stoffströme berücksichtigt, deren Tätigkeitsdaten deshalb negativ sind.

Die mit dem einzelnen Stoffstrom verbundenen grauen Emissionen sind wie folgt zu berechnen:

$$Em_k = f \cdot AD_k \cdot CC_k \quad (\text{Gleichung 12})$$

Wobei:

AD_k = die Tätigkeitsdaten [t] des Materials k ; bei Outputs ist AD_k negativ;

f = das Verhältnis der Molmassen von CO₂ und C: $f = 3,664 \text{ t CO}_2/\text{t C}$, und

CC_k = der Kohlenstoffgehalt des Materials k (dimensionslos und positiv).

Für die Berechnung des Kohlenstoffgehalts eines Brennstoffs k aus einem in t CO₂/TJ ausgedrückten Emissionsfaktor ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$CC_k = EF_k \cdot NCV_k / f \quad (\text{Gleichung 13})$$

Für die Berechnung des Kohlenstoffgehalts eines Materials oder Brennstoffs k aus einem in t CO₂/t ausgedrückten Emissionsfaktor ist folgende Gleichung zu verwenden:

$$CC_k = EF_k / f \quad (\text{Gleichung 14})$$

Bei Brennstoffgemischen, d. h. bei Brennstoffen, die sowohl fossile als auch Biomassekomponenten enthalten, oder bei Materialgemischen, kann der Biomasseanteil, sofern die in Abschnitt B.3.3 genannten Kriterien erfüllt sind, wie folgt berücksichtigt werden:

$$CC_k = CC_{pre,k} \cdot (1 - BF_k) \quad (\text{Gleichung 15})$$

Wobei:

$CC_{pre,k}$ = der vorläufige Kohlenstoffgehalt des Brennstoffs k (d. h. der Emissionsfaktor beruht auf der Annahme, dass der gesamte Brennstoff fossil ist) und

BF_k = der Biomasseanteil (dimensionslos) des Brennstoffs k (dimensionslos).

Bei fossilen Brennstoffen oder Materialien und bei unbekanntem Biomasseanteil ist der BF auf den konservativen Wert null zu setzen. Wird Biomasse als Input-Material oder Brennstoff verwendet und enthalten die Output-Materialien Kohlenstoff, ist der Biomasseanteil in der Gesamtmassenbilanz konservativ zu behandeln, d. h. der Biomasseanteil am Gesamtkohlenstoffgehalt des Outputs darf den Gesamtbiomasseanteil an den Input-Materialien und Brennstoffen nicht überschreiten, es sei denn, der Betreiber weist mittels einer stöchiometrischen Methode („Trace-the-atom“) oder ¹⁴C-Analysen einen höheren Biomasseanteil in den Output-Materialien nach.

B.3.3 Kriterien für Nullansatz von Biomasseemissionen

Wird als Brennstoff für die Verbrennung Biomasse verwendet, muss diese den Kriterien in diesem Abschnitt genügen. Genügt die für die Verbrennung verwendete Biomasse nicht diesen Kriterien, so ist ihr Kohlenstoffgehalt als fossiler Kohlenstoff anzusehen.

1. Die Biomasse muss den Nachhaltigkeitskriterien und den Kriterien für Treibhausgaseinsparungen in Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 der Richtlinie (EU) 2018/2001⁴ genügen.
2. Abweichend vom vorstehenden Unterabsatz muss Biomasse, die in Abfällen und Reststoffen – mit Ausnahme von Reststoffen aus Landwirtschaft, Aquakultur, Fischerei oder Forstwirtschaft – enthalten ist oder daraus hergestellt wird, 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 Brennstoffen zuerst zu einem anderen Produkt verarbeitet werden.
3. 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.
4. 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.

⁴ Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 82).

5. 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.

B.3.4 Relevante Parameter

Im Einklang mit den Formeln in den Abschnitten B.3.1 bis B.3.3 dieses Anhangs sind für jeden Stoffstrom folgende Parameter zu bestimmen:

1. Standardmethode, Verbrennung:

- Mindestanforderungen: Brennstoffmenge (t oder m³), Emissionsfaktor (t CO₂/t oder t CO₂/m³).
- Empfohlene Verbesserungen: Brennstoffmenge (t oder m³), NCV (TJ/t oder TJ/m³), Emissionsfaktor (t CO₂/TJ), Oxidationsfaktor, Biomasseanteil, Nachweis für die Erfüllung der Kriterien in Abschnitt B.3.3.

2. Standardmethode, Prozessemissionen:

- Mindestanforderungen: Tätigkeitsdaten (t oder m³), Emissionsfaktor (t CO₂/t oder t CO₂/m³).
- Empfohlene Verbesserungen: Tätigkeitsdaten (t oder m³), Emissionsfaktor (t CO₂/t oder t CO₂/m³), Umsetzungsfaktor.

3. Massenbilanz:

- Mindestanforderungen: Materialmenge (t), Kohlenstoffgehalt (t C /t Material).
- Empfohlene Verbesserungen: Materialmenge (t), Kohlenstoffgehalt (t C /t Material), NCV (TJ/t), Biomasseanteil, Nachweis für die Erfüllung der Kriterien in Abschnitt B.3.3.

B.4 Anforderungen an Tätigkeitsdaten

B.4.1 Kontinuierliche oder chargenweise Messung

Für die auf den Berichtszeitraum bezogene Bestimmung der Menge von Brennstoffen oder Materialien (einschließlich Waren oder Zwischenerzeugnissen) kann eine der folgenden Methoden gewählt und in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik angegeben werden:

1. eine Methode, die auf der kontinuierlichen Messung in dem Prozess beruht, in dem das Material verbraucht oder erzeugt wird;
2. eine Methode, die auf der Aggregation von gesondert vorgenommenen (chargenweisen) Messungen der gelieferten oder erzeugten Mengen unter Berücksichtigung relevanter Bestandsveränderungen beruht. Für diese Zwecke gilt:
 - a) Die im Berichtszeitraum verbrauchte Brennstoff- oder Materialmenge wird berechnet als die im Berichtszeitraum in die Anlage eingeführte Brennstoff- oder Materialmenge abzüglich der aus der Anlage ausgeführten Brennstoff- oder Materialmenge, 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;

- b) die Produktionsmengen der Waren oder Zwischenerzeugnisse werden berechnet als die im Berichtszeitraum ausgeführte Menge, abzüglich der eingeführten Menge, abzüglich der zu Beginn des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Erzeugnis- oder Materialmenge und zuzüglich der am Ende des Berichtszeitraums auf Lager befindlichen Erzeugnis- oder Materialmenge. Zur Vermeidung von Doppelzählungen werden Erzeugnisse aus einem Herstellungsverfahren, die in dasselbe Herstellungsverfahren zurückfließen, von den Produktionsmengen abgezogen.

Sollte die Bestimmung auf Lager befindlicher Mengen durch direkte Messung technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so können diese Mengen auf einer der folgenden Grundlagen geschätzt werden:

1. anhand von Vorjahresdaten in Korrelation mit geeigneten Aktivitätsraten für den Berichtszeitraum;
2. anhand dokumentierter Verfahren und der entsprechenden Daten in den geprüften Finanzberichten für den Berichtszeitraum.

Sollte die Bestimmung der Mengen von Erzeugnissen, Materialien oder Brennstoffen für den gesamten Berichtszeitraum technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen, so kann der nächste bestgeeignete Tag gewählt werden, um einen Berichtszeitraum vom folgenden abzugrenzen. Es ist eine entsprechende Abstimmung für den Berichtszeitraum vorzunehmen. Abweichungen für die einzelnen Erzeugnisse, Materialien oder Brennstoffe werden genau festgehalten, um als Grundlage für einen für den Berichtszeitraum repräsentativen Wert und einen einheitlichen Vergleich mit dem Folgejahr zu dienen.

B.4.2 Kontrolle des Betreibers über die Messsysteme

Die bevorzugte Methode für die Bestimmung der Mengen von Erzeugnissen, Materialien oder Brennstoffen ist, dass der Anlagenbetreiber seiner Kontrolle unterliegende Messsysteme verwendet. Messsysteme, die sich der Kontrolle des Betreibers entziehen, insbesondere solche, die der Kontrolle des Material- oder Brennstofflieferanten unterliegen, können in folgenden Fällen verwendet werden:

1. wenn der Betreiber kein eigenes Messsystem zur Bestimmung des betreffenden Datensatzes hat;
2. wenn die Bestimmung des Datensatzes mit dem eigenen Messsystem des Betreibers technisch nicht machbar ist bzw. unverhältnismäßige Kosten verursachen würde;
3. wenn der Betreiber nachweist, dass das sich seiner Kontrolle entziehende Messsystem zuverlässigere Ergebnisse liefert und weniger fehlerträchtig ist.

Bei der Verwendung von Messsystemen, die sich der Kontrolle des Betreibers entziehen, sind die einschlägigen Datenquellen:

1. die Mengen, die in den von einem Handelspartner ausgestellten Rechnungen ausgewiesen sind, sofern eine kommerzielle Transaktion zwischen zwei unabhängigen Handelspartnern stattfindet;
2. die Werte, die durch direkte Ablesung von den Messsystemen ermittelt werden.

B.4.3 Anforderungen an Messsysteme

Es muss fundiertes Bewusstsein dafür vorhanden sein, dass die Messung von Brennstoff- und Materialmengen mit Messunsicherheit verbunden ist, unter anderem wegen Einflüssen aus der Betriebsumgebung sowie ggf. Unsicherheit bei der Bestandsbestimmung. Es sind Messinstrumente zu wählen, die, ohne unverhältnismäßige Kosten zu verursachen, möglichst geringe Unsicherheit

gewährleisten und die nach den einschlägigen technischen Normen und Anforderungen für die Umgebung, in der sie benutzt werden, geeignet sind. Soweit verfügbar, sind Instrumente, die der gesetzlichen messtechnischen Kontrolle unterliegen, zu bevorzugen. In diesem Fall 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.

Muss ein Messinstrument ersetzt werden (sei es wegen Fehlfunktion oder weil die Kalibrierung ergibt, dass es den Anforderungen nicht mehr genügt), so ist es durch Instrumente zu ersetzen, bei denen gewährleistet ist, dass ihr Unsicherheitsgrad mindestens so gut ist wie der des zuvor verwendeten Instruments.

B.4.4 Empfohlene Verbesserung

Zur Verbesserung wird empfohlen, eine Messunsicherheit zu erzielen, die den Gesamtemissionen des Stoffstroms oder der Emissionsquelle angemessen ist, und zwar mit der geringsten Unsicherheit für den größten Teil der Emissionen. Zur Orientierung: Für Emissionen von mehr als 500 000 t CO₂ pro Jahr muss die Unsicherheit über den gesamten Berichtszeitraum (ggf. unter Berücksichtigung von Bestandsveränderungen) 1,5 % oder besser sein. Für Emissionen unter 10 000 t CO₂ pro Jahr genügt eine Unsicherheit unter 7,5 %.

B.5 Anforderungen an die Berechnungsfaktoren für CO₂

B.5.1 Methoden für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren

Für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren, die für die auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik erforderlich sind, kann eine der folgenden Methoden gewählt werden:

1. Verwendung von Standardwerten;
2. Verwendung von Proxywerten auf der Grundlage empirischer Korrelationen zwischen dem relevanten Berechnungsfaktor und anderen leichter messbaren Eigenschaften;
3. Verwendung auf Laboranalysen beruhender Werte.

Die Berechnungsfaktoren sind für den Zustand zu bestimmen, der für die entsprechenden Tätigkeitsdaten zugrunde gelegt wird, d. h. unter Bezugnahme auf 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. Soweit dies unverhältnismäßige Kosten verursachen würde oder sich eine größere Genauigkeit erreichen ließe, können Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für den Zustand gemeldet werden, in dem die Laboranalysen durchgeführt werden.

B.5.2 Einschlägige Standardwerte

Typ-I-Standardwerte kommen nur in Betracht, wenn für den Parameter, das Material oder den Brennstoff kein Typ-II-Standardwert verfügbar ist.

Typ-I-Standardwerte sind:

- a) die in Anhang VIII angegebenen Standardfaktoren;

- b) die in den gültigen IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare⁵ angegebenen Standardfaktoren;
- c) Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Laboranalysen beruhen, nicht mehr als fünf Jahre alt sind und als repräsentativ für den Brennstoff oder das Material angesehen werden.

Typ-II-Standardwerte sind:

- a) Standardfaktoren, die das Land, in dem sich die Anlage befindet, für sein jüngstes dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorgelegtes nationales Inventar verwendet;
- b) Werte, die von nationalen Forschungseinrichtungen, Behörden, Normungsorganisationen, Statistikämtern usw. für eine detailliertere Emissionsberichterstattung als die im vorhergehenden Unterabsatz genannte veröffentlicht werden;
- c) vom Lieferanten eines Brennstoffs oder Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern nachgewiesen wird, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95%iges Konfidenzintervall von höchstens 1 % aufweist;
- d) stöchiometrische Werte für den Kohlenstoffgehalt und dazugehörige Literaturwerte für den unteren Heizwert (NCV) eines reinen Stoffs;
- e) Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Laboranalysen beruhen, nicht mehr als zwei Jahre alt sind und als repräsentativ für den Brennstoff oder das Material gelten.

Um die Kohärenz im Zeitverlauf zu gewährleisten, sind alle verwendeten Standardwerte in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik anzugeben und sie dürfen nur geändert werden, wenn der neue Wert für den verwendeten Brennstoff oder das verwendete Material nachweislich angemessener und repräsentativer ist als der vorherige Wert. Für Standardwerte, die sich jährlich ändern, ist in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik anstatt des eigentlichen Werts die maßgebliche Quelle für den Wert anzugeben.

B.5.3 Feststellung von Korrelationen für die Bestimmung von Proxywerten

Der Näherungswert für den Kohlenstoffgehalt oder Emissionsfaktor kann bei Vorliegen einer empirischen Korrelation, die zumindest einmal jährlich gemäß den in Abschnitt B.5.4 dieses Anhangs genannten Anforderungen an Laboranalysen festgestellt wird, aus folgenden Parametern abgeleitet werden:

- a) der Dichtemessung bestimmter Öle oder Gase, einschließlich solcher, die üblicherweise in Raffinerien oder in der Stahlindustrie eingesetzt werden;
- b) dem unteren Heizwert bestimmter Kohlearten.

⁵ United Nations International Panel on Climate Change (IPCC) (Zwischenstaatlicher Ausschuss für Klimaänderungen): IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories (IPCC-Leitlinien für nationale Treibhausgasinventare).

Die Korrelation muss den Anforderungen der industriellen Praxis genügen und darf nur auf Proxywerte angewandt werden, die in das Spektrum fallen, für das sie ermittelt wurden.

B.5.4 Anforderungen an Laboranalysen

Sind Laboranalysen erforderlich, um Eigenschaften (einschließlich Feuchtigkeit, Reinheit, Konzentration, Kohlenstoffgehalt, Biomasseanteil, unterem Heizwert, Dichte) von Erzeugnissen, Materialien, Brennstoffen oder Restgasen zu bestimmen oder um für die Zwecke der indirekten Bestimmung erforderlicher Daten Korrelationen zwischen Parametern festzustellen, so müssen die Analysen den Anforderungen in diesem Abschnitt genügen.

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 sind die Ergebnisse aller in Bezug auf diesen Parameter durchgeführten Analysen heranzuziehen.

B.5.4.1 Anwendung von Normen

Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren erfolgen nach Methoden, die auf entsprechenden ISO-Normen beruhen. Gibt es keine ISO-Normen, so sind die Methoden auf geeignete EN- oder nationale Normen oder Anforderungen zu stützen, die in einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem festgelegt sind. Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so sind geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen anzuwenden, um systematische Fehler bei der Probenahme und Messung in Grenzen zu halten.

B.5.4.2 Empfehlungen zum Probenahmeplan und zur Mindesthäufigkeit der Analysen

Für die Analysen der relevanten Brennstoffe und Materialien sind die in Tabelle 1 dieses Anhangs aufgeführten Mindesthäufigkeiten einzuhalten. In folgenden Fällen kommt eine andere Analysehäufigkeit in Betracht:

- a) keine Angabe der Mindesthäufigkeit in der Tabelle;
- b) Festlegung einer anderen Mindesthäufigkeit der Analysen für dieselbe Art Material oder Brennstoff in einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem;
- c) Verursachung unverhältnismäßiger Kosten bei Anwendung der in Table 1 dieses Anhangs angegebenen Mindesthäufigkeit;
- d) auf historischen Daten, einschließlich Analysewerten für die betreffenden Brennstoffe oder Materialien aus dem dem laufenden Berichtszeitraum unmittelbar vorangegangenen Berichtszeitraum, beruhender Nachweis, dass die Abweichung bei den Analysewerten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material nicht mehr als 1/3 des Unsicherheitswerts für die Bestimmung der Tätigkeitsdaten für den betreffenden Brennstoff oder das betreffende Material ausmacht.

Wird eine Anlage nicht das ganze Jahr über betrieben oder werden Brennstoffe oder Materialien in Chargen geliefert, die über einen längeren Zeitraum als einen Berichtszeitraum verbraucht werden, so kann ein geeigneterer Zeitplan für die Analysen gewählt werden, sofern die erzielte Unsicherheit der im letzten Buchstaben des vorstehenden Unterabsatzes genannten vergleichbar ist.

Tabelle 1: Mindesthäufigkeiten der Analysen

Brennstoff/Material	Mindesthäufigkeit der Analysen
Erdgas	Mindestens wöchentlich
Andere Gase, insbesondere Synthesegas und Prozessgase wie Raffineriemischgas, Kokereigas, Hochofengas, Konvertergas, Ölfeldgas und Gasfeldgas	Mindestens täglich – nach geeigneten Verfahren zu unterschiedlichen Tageszeiten
Heizöle (z. B. leichtes, mittelschweres, schweres Heizöl, Bitumen)	Alle 20 000 Tonnen Brennstoff und mindestens sechsmal jährlich
Kohle, Kokskohle, Koks, 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 5000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Flüssige Abfälle, vorbehandelte feste Abfälle	Alle 10 000 Tonnen Abfall und mindestens viermal jährlich
Karbonatminerale (einschließlich Kalkstein und Dolomit)	Alle 50 000 Tonnen Material und mindestens viermal jährlich
Tone und Schiefer	Materialmenge, die den Emissionen von 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht, und mindestens viermal jährlich
Andere Materialien (Primär, Zwischen- und Endprodukt)	Je nach Materialart und Heterogenität: Materialmenge, die Emissionen von 50 000 Tonnen CO ₂ entspricht, und mindestens viermal jährlich

Proben müssen für die gesamte Charge oder den Zeitraum der Lieferungen, für die sie genommen werden, repräsentativ sein. Um die Repräsentativität zu gewährleisten, sind die Heterogenität des Materials sowie alle anderen relevanten Aspekte zu berücksichtigen, z. B. die zur Verfügung stehende Ausrüstung für die Probenahme, etwaige Phasentrennung oder lokale Partikelgrößenverteilung, Probenstabilität usw. Die Methode für die Probenahme ist in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik festzulegen.

Zur Verbesserung wird empfohlen, für die einzelnen relevanten Materialien und Brennstoffe jeweils einen speziellen, einschlägigen Normen folgenden Probenahmeplan zu verwenden, der die einschlägigen Angaben zu den Methoden für die Probenvorbereitung, einschließlich Angaben zu den Verantwortlichkeiten, Orten, Häufigkeiten und Mengen, sowie zu den Methoden für die Lagerung und Beförderung der Proben enthält.

B.5.4.3 Empfehlungen für Laboratorien

Laboratorien, die für die Durchführung von Analysen zur Bestimmung von Berechnungsfaktoren eingesetzt werden, müssen gemäß EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden akkreditiert sein. Nicht akkreditierte Laboratorien dürfen nur dann für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren herangezogen werden, wenn nachgewiesen wird, dass die Einschaltung akkreditierter Laboratorien technisch nicht

machbar ist oder unverhältnismäßige Kosten verursachen würde und dass das nicht akkreditierte Labor hinreichend kompetent ist. Ein Labor ist als ausreichend kompetent anzusehen, wenn es folgende Voraussetzungen erfüllt:

1. Es ist wirtschaftlich unabhängig vom Betreiber oder zumindest organisatorisch vor der Einflussnahme durch die Leitung der Anlage geschützt;
2. es wendet die für die angeforderten Analysen geltenden Normen an;
3. es beschäftigt Personal mit der für die übertragenen Aufgaben erforderlichen Kompetenz;
4. Probenahme und Probearbeitung, einschließlich Kontrolle der Unversehrtheit der Probe, werden im Labor angemessen gehandhabt;
5. Kalibrierung, Probenahme und Analysemethoden des Labors unterliegen regelmäßiger Qualitätssicherung durch geeignete Methoden, einschließlich regelmäßiger Teilnahme an Eignungsprüfungsprogrammen, Anwendung von Analysemethoden auf zertifizierte Referenzmaterialien oder Vergleichsuntersuchung mit einem akkreditierten Labor;
6. es betreibt geeignetes Gerätemanagement, einschließlich Pflege und Implementierung von Verfahren für die Kalibrierung, Justierung, Wartung und Reparatur von Geräten, und führt entsprechende Aufzeichnungen.

B.5.5 Empfohlene Methoden für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren

Zur Verbesserung wird empfohlen, Standardwerte nur für Stoffströme anzuwenden, auf die geringe Emissionsmengen entfallen, und für alle emissionsstarken Stoffströme Laboranalysen zu verwenden. In der folgenden Liste sind die einschlägigen Methoden aufsteigend nach Datenqualität aufgeführt:

1. Typ-I-Standardwerte;
2. Typ-II-Standardwerte;
3. Korrelationen für die Bestimmung von Proxywerten;
4. Analysen, deren Durchführung sich der Kontrolle des Betreibers entzieht, z. B. vom Lieferanten des Brennstoffs oder Materials durchgeführte Analysen, in Kaufunterlagen enthaltene Analysen, Analysen ohne nähere Angaben zu den angewandten Methoden;
5. Analysen, die in nicht akkreditierten Laboratorien oder zwar in akkreditierten Laboratorien, jedoch mit vereinfachten Methoden für die Probenahme durchgeführt werden;
6. von akkreditierten Laboratorien unter Anwendung bewährter Probenahmeverfahren durchgeführte Analysen.

B.6 Anforderungen an eine auf Messung beruhende Methodik für CO₂ und N₂O

B.6.1 Allgemeine Bestimmungen

Für eine auf Messung beruhende Methodik ist es erforderlich, ein System zur kontinuierlichen Emissionsmessung (KEMS) zu verwenden, das an einem geeigneten Messpunkt installiert ist.

Für die Überwachung von N₂O-Emissionen ist die Verwendung einer auf Messung beruhenden Methodik vorgeschrieben. Für CO₂ darf sie nur verwendet werden, wenn sie nachweislich genauere Daten ergibt als eine auf Berechnung beruhende Überwachungsmethodik. Die Anforderungen an Messsystemunsicherheiten in Abschnitt B.4.3 dieses Anhangs finden Anwendung.

In die Atmosphäre emittiertes Kohlenmonoxid (CO) wird als moläquivalente Menge CO₂ behandelt.

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.

B.6.2 Methode und Berechnung

B.6.2.1 Emissionen im Berichtszeitraum (Jahresemissionen)

Zur Bestimmung der auf den Berichtszeitraum entfallenden Gesamtemissionen aus einer Emissionsquelle werden alle Stundenwerte der gemessenen Treibhausgaskonzentration im Berichtszeitraum addiert und mit den Stundenwerten des Abgasstroms multipliziert, wobei die Stundenwerte jeweils den Durchschnittswerten aller Einzelmessergebnisse während der betreffenden Betriebsstunde entsprechen; die Formel lautet:

$$GHGEM_{total}[t] = \sum_{i=1}^{HoursOp} (GHGconc_{hourly,i} \cdot V_{hourly,i}) \cdot 10^{-6}[t/g] \quad \text{(Gleichung 16)}$$

Wobei:

$GHG Em_{total}$ = jährliche THG-Gesamt-Emissionen in Tonnen;

$GHG conc_{hourly, i}$ = die stündlichen THG-Emissionskonzentrationen (g/Nm³) im Abgasstrom, gemessen während des Betriebs der Anlage für die Stunde oder den kürzeren Referenzzeitraum i ;

$V_{hourly, i}$ = Abgasvolumen in Nm³ für die Stunde oder den kürzeren Referenzzeitraum i , bestimmt durch Integration des Durchflusses über den Referenzzeitraum, und

$HoursOp$ = Gesamtzahl der Stunden (oder kürzeren Referenzzeiträume), in denen die auf Messung beruhende Methodik angewandt wird, einschließlich der Stunden, für die im Einklang mit Abschnitt B.6.2.6 dieses Anhangs Ersatzwerte herangezogen wurden.

Der Index i bezieht sich auf die jeweiligen Betriebsstunden (oder Referenzzeiträume).

Die Stundenmittelwerte für jeden der gemessenen Parameter werden vor der Weiterverarbeitung berechnet, wobei alle in der betreffenden Stunde ermittelten Einzelwerte zu verwenden sind. Können ohne zusätzliche Kosten Daten für kürzere Referenzzeiträume generiert werden, so sind diese Referenzzeiträume für die Bestimmung der Jahresemissionen zu verwenden.

B.6.2.2 Bestimmung der THG-Konzentration

Die THG-Konzentration im Abgas wird durch kontinuierliche Messung an einem repräsentativen Messpunkt nach einem der folgenden Verfahren bestimmt:

- direkte Messung der THG-Konzentration;

- indirekte Messung: Bei hoher Konzentration im Abgas kann die THG-Konzentration unter Verwendung einer indirekten Konzentrationsmessung berechnet werden, wobei die gemessenen Konzentrationswerte aller anderen Bestandteile i des Gasstroms berücksichtigt werden, und zwar nach folgender Formel:

$$GHGconc[\%] = 100\% - \sum_i Conc_i[\%] \quad (\text{Gleichung 17})$$

Wobei:

$conc_i$ = Konzentration des Gasbestandteils i .

B.6.2.3 CO₂-Emissionen aus Biomasse

Etwaige CO₂-Mengen aus Biomasse, die den Kriterien in Abschnitt B.3.3 dieses Anhangs genügen, können vom Gesamtwert der gemessenen CO₂-Emissionen abgezogen werden, sofern die Menge der CO₂-Emissionen aus Biomasse nach einer der folgenden Methoden bestimmt wird:

1. einer auf Berechnung beruhenden Überwachungsmethodik, wozu auch auf Analysen und Probenahmen gestützte Methoden nach ISO 13833 zählen (Emissionen aus stationären Quellen – Bestimmung des Verhältnisses von Kohlendioxid aus Biomasse (biogen) und aus fossilen Quellen – Probenahme und Bestimmung des radioaktiven Kohlenstoffs);
2. einer anderen auf einer einschlägigen Norm beruhenden Methode, wozu auch ISO 18466 zählt (Emissionen aus stationären Quellen – Ermittlung des biogenen Anteils von CO₂ im Abgas mit der Bilanzmethode);
3. einer anderen von einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem gestatteten Methode.

B.6.2.4 Bestimmung der CO₂e-Emissionen aus N₂O

Für N₂O-Emissionen werden die N₂O-Jahresgesamtemissionen aus allen Emissionsquellen (gemessen in Tonnen und auf drei Dezimalstellen gerundet) nach folgender Formel und unter Zugrundelegung der GWP-Werte gemäß Anhang VIII in jährliche CO₂-Äquivalente (gerundete Tonnen) umgerechnet:

$$CO_{2e} [t] = N_2O_{annual}[t] \times GWP_{N_2O} \quad (\text{Gleichung 18})$$

Wobei:

N_2O_{annual} = N₂O-Jahresgesamtemissionen, berechnet gemäß Abschnitt B.6.2.1 dieses Anhangs.

B.6.2.5 Bestimmung des Abgasstroms

Der Abgasstrom kann nach einer der folgenden Methoden bestimmt werden:

- Berechnung nach einem geeigneten Massenbilanzansatz, der alle maßgeblichen Parameter auf der Input-Seite (für CO₂-Emissionen mindestens eingesetzte Materialmenge, Zuluftstrom und Prozesseffizienz) und auf der Output-Seite (mindestens Produktionsmenge und Konzentration von Sauerstoff (O₂), Schwefeldioxid (SO₂) und Stickoxiden (NO_x)) einbezieht;

- Bestimmung durch kontinuierliche Messung des Durchflusses an einer repräsentativen Messstelle.

B.6.2.6 Behandlung von Messlücken

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

Liegen weniger als 80 % der maximal möglichen Einzelmessungen für einen Parameter vor, wird eine der folgenden Methoden angewandt.

- Im Fall direkt als Konzentration gemessener Parameter wird als Ersatzwert die Summe der durchschnittlichen Konzentration plus zweimal die Standardabweichung von diesem Durchschnitt verwendet, unter Anwendung folgender Gleichung:

$$C_{subst}^* = \bar{C} + 2 \sigma_c \quad (\text{Gleichung 19})$$

Wobei:

\bar{C} = der arithmetische Mittelwert der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, falls beim Datenverlust besondere Umstände vorlagen, während eines im Hinblick auf die besonderen Umstände angemessenen Zeitraums;

σ_c = der beste Schätzwert der Standardabweichung der Konzentration des spezifischen Parameters während des gesamten Berichtszeitraums oder, falls beim Datenverlust besondere Umstände vorlagen, während eines im Hinblick auf die besonderen Umstände angemessenen Zeitraums.

Kommt der Berichtszeitraum wegen erheblicher technischer Veränderungen innerhalb der Anlage für die Bestimmung solcher Ersatzwerte nicht in Betracht, so ist ein anderer repräsentativer Zeitrahmen (falls möglich von mindestens sechs Monaten) für die Bestimmung des Durchschnitts und der Standardabweichung zu wählen.

- Handelt es sich um einen anderen Parameter als eine Konzentration, werden die Ersatzwerte nach einem geeigneten Massenbilanzmodell oder einer Energiebilanz für den Prozess bestimmt. Dieses Modell wird anhand der anderen gemessenen Parameter der auf Messung beruhenden Methodik und der unter normalen Betriebsbedingungen gewonnenen Daten für einen Zeitraum validiert, dessen Dauer derjenigen des Zeitraums, für den Daten fehlen, entspricht.

B.6.3 Qualitätsanforderungen

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

1. ISO 20181:2023 (Emissionen aus stationären Quellen — Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen);
2. ISO 14164:1999 Emissionen aus stationären Quellen — Bestimmung des Volumenstroms von strömenden Gasen in Leitungen — Automatisches Verfahren
3. ISO 14385-1:2014 Emissionen aus stationären Quellen — Treibhausgase — Teil 1: Kalibrierung automatischer Messeinrichtungen

4. ISO 14385-2:2014 Emissionen aus stationären Quellen — Treibhausgase — Teil 2: Fortlaufende Qualitätslenkung für automatische Messeinrichtungen
5. sonstigen relevanten ISO-Normen, insbesondere ISO 16911-2 (Emissionen aus stationären Quellen — Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Abgaskanälen).

Gibt es keine anwendbaren veröffentlichten Normen, so werden geeignete Normentwürfe, Best-Practice-Leitlinien der Industrie oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen befolgt, die systematische Fehler bei der Probenahme und Messung begrenzen.

Zu berücksichtigen sind alle relevanten Aspekte des Systems zur kontinuierlichen Messung, insbesondere der Standort der Geräte sowie die Kalibrierung, Messung, Qualitätssicherung und Qualitätskontrolle.

Messungen, Kalibrierungen und relevante Geräteprüfungen für Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung müssen von Laboratorien vorgenommen werden, die gemäß ISO/IEC 17025 für die betreffenden Analysemethoden bzw. Kalibriertätigkeiten akkreditiert sind. Ist das Labor nicht entsprechend akkreditiert, ist die hinreichende Kompetenz gemäß Abschnitt B.5.4.3 dieses Anhangs sicherzustellen.

B.6.4 Flankierende Berechnungen

Werden CO₂-Emissionen mit einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt, sind sie durch Berechnung der Jahresemissionen zu bestätigen, die sich für das betreffende Treibhausgas aus denselben Emissionsquellen und Stoffströmen ergeben. Zu diesem Zweck können die Anforderungen in den Abschnitten B.4 bis B.6 dieses Anhangs in angemessener Weise vereinfacht werden.

B.6.5 Mindestanforderungen an kontinuierliche Emissionsmessungen

Die Mindestanforderung ist, dass für THG-Emissionen aus einer Emissionsquelle über den gesamten Berichtszeitraum eine Unsicherheit von 7,5 % erreicht wird. Für kleine Emissionsquellen oder unter außergewöhnlichen Umständen kann eine Unsicherheit von 10 % gestattet werden. Zur Verbesserung wird empfohlen, zumindest für Emissionsquellen, die mehr als 100 000 Tonnen fossiles CO₂e pro Berichtszeitraum ausstoßen, eine Unsicherheit von 2,5 % zu erreichen.

B.7 Anforderungen an die Bestimmung der PFC-Emissionen

Die Überwachung umfasst PFC-Emissionen (perfluorierter Kohlenwasserstoff, PFC) aus Anodeneffekten, einschließlich diffuser PFC-Emissionen. Emissionen, die nicht auf Anodeneffekten beruhen, werden anhand von Schätzmethoden im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie, insbesondere den vom International Aluminium Institute herausgegebenen Leitlinien, bestimmt.

Die Berechnung der PFC-Emissionen berücksichtigt die Emissionen, die in einer Leitung oder einem Kamin gemessen werden können, („Punktquellenemissionen“) sowie diffuse Emissionen, wobei die Abscheideleistung der Leitung zugrunde gelegt wird:

$$PFC \text{ emissions (total)} = PFC \text{ emissions (duct)} / \text{collection efficiency} \text{ (Gleichung 20)}$$

Die Abscheideleistung wird bei der Bestimmung der anlagenspezifischen Emissionsfaktoren gemessen.

Die durch eine Leitung oder einen Kamin emittierten CF₄- und C₂F₆-Emissionen werden nach einer der folgenden Methoden berechnet:

1. Methode A, soweit die Anodeneffekt-Minuten je Zelltag aufgezeichnet werden;
2. Methode B, soweit die Anodeneffekt-Überspannung aufgezeichnet wird.

B.7.1 Berechnungsmethode A – Steigungsmethode („Slope Method“)

Für die Bestimmung der PFC-Emissionen sind folgende Gleichungen zu verwenden:

$$CF_4 \text{ emissions [t]} = AEM \times (SEF_{CF_4}/1\,000) \times Pr_{Al} \quad (\text{Gleichung 21})$$

$$C_2F_6 \text{ emissions [t]} = CF_4 \text{ emissions} \times F_{C_2F_6} (\text{Gleichung 22})$$

Wobei:

AEM = Anodeneffekt-Minuten/Zelltag

SEF_{CF₄} = Steigungskoeffizient, ausgedrückt in (kg CF₄/produzierte t Al) / (Anodeneffekt-Minuten/Zelltag)]. Bei Verwendung verschiedener Zelltypen, können entsprechend unterschiedliche Steigungskoeffizienten (SEF) angewandt werden.

Pr_{Al} = Produktion von Primäraluminium [t] im Berichtszeitraum und

F_{C₂F₆} = Gewichtungsfaktor C₂F₆ [t C₂F₆ / t CF₄].

Anodeneffekt-Minuten je Zelltag = die Häufigkeit von Anodeneffekten (Zahl der Anodeneffekte/Zelltag) multipliziert mit der mittleren Dauer der Anodeneffekte (Anodeneffekt-Minuten/Auftreten):

$$AEM = frequency \times average\ duration \quad (\text{Gleichung 23})$$

Emissionsfaktor: Der Emissionsfaktor für CF₄ (Steigungskoeffizient SEF_{CF₄}) drückt die emittierte Menge CF₄ [kg] je erzeugte Tonne Aluminium je Anodeneffekt-Minute/Zelltag aus. Der Emissionsfaktor für C₂F₆ (Gewichtungsfaktor F_{C₂F₆}) drückt die emittierte Menge C₂F₆ [kg] im Verhältnis zur emittierten Menge CF₄ [kg] aus.

Mindestanforderung: Verwendung der in Table 2 dieses Anhangs aufgeführten technologiespezifischen Emissionsfaktoren.

Empfohlene Verbesserung: Ermittlung anlagenspezifischer Emissionsfaktoren für CF₄ und C₂F₆ durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen. Bestimmung der Emissionsfaktoren im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie, insbesondere den jüngsten Fassungen der vom International Aluminium Institute herausgegebenen Leitlinien. Berücksichtigung auch der nicht mit Anodeneffekten zusammenhängenden Emissionen im Emissionsfaktor. Bestimmung jedes Emissionsfaktors mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von ± 15 %. Bestimmung der Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder – falls relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen – früher. Relevante Änderungen sind Änderungen bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder Änderungen des Kontrollalgorithmus mit Auswirkungen darauf, welche verschiedenen Arten von Anodeneffekten eintreten, oder auf die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts.

Tabelle 2: 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 ₂ F ₆ (F _{C2F6}) [t C ₂ F ₆ /t CF ₄]
Alter Ofen mit Punktdosierung mit vorgebrannten Anoden (PFPB L)	0,122	0,097
Moderner Ofen mit Punktdosierung mit vorgebrannten Anoden (PFPB M)	0,104	0,057
Moderner Ofen mit Punktdosierung mit vorgebrannten Anoden ohne vollautomatisierte Gegenmaßnahmen gegen PFC-Emissionen durch Anodeneffekte (PFPB MW)	– (*)	– (*)
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	0,143	0,121
Seitenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (SWPB)	0,233	0,280
Søderberg-Zelle mit vertikaler Anodenanordnung (VSS)	0,058	0,086
Søderberg-Zelle mit horizontaler Anodenanordnung (HSS)	0,165	0,077

(*) Diesen Faktor muss die Anlage mit ihren eigenen Messungen bestimmen. Ist dies technisch nicht machbar oder mit unverhältnismäßigen Kosten verbunden, sind die Werte für die CWPB-Methodik zu verwenden.

B.7.2 Berechnungsmethode B – Überspannungsmethode („Overvoltage Method“)

Für die Überspannungsmethode sind folgende Gleichungen zu verwenden:

$$CF_4 \text{ emissions [t]} = OVC \times (AEO/CE) \times Pr_{Al} \times 0,001 \quad (\text{Gleichung 24})$$

$$C_2F_6 \text{ emissions [t]} = CF_4 \text{ emissions} \times F_{C_2F_6} \quad (\text{Gleichung 25})$$

Wobei:

OVC = Überspannungskoeffizient („Emissionsfaktor“), ausgedrückt in kg CF₄ 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] und

FC2F6 = der Gewichtungsfaktor C2F6 [t C2F6 / t CF4].

Die Angabe AEO/CE (Anodeneffekt-Überspannung / Stromeffizienz) drückt die zeitintegrierte mittlere Anodeneffekt-Überspannung [mV Überspannung] je mittlerer Stromeffizienz [%] aus.

Mindestanforderung: Verwendung der in Tabelle 3 dieses Anhangs aufgeführten technologiespezifischen Emissionsfaktoren.

Empfohlene Verbesserung: Verwendung anlagenspezifischer Emissionsfaktoren für CF4 [(kg CF4 / t Al) / (mV)] und C2F6 [t C2F6/ t CF4], die durch kontinuierliche oder periodische Feldmessungen ermittelt werden. Bestimmung der Emissionsfaktoren im Einklang mit den Best-Practice-Leitlinien der Industrie, insbesondere den jüngsten Fassungen der vom International Aluminium Institute herausgegebenen Leitlinien. Bestimmung der Emissionsfaktoren mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von jeweils ± 15 %. Bestimmung der Emissionsfaktoren mindestens alle drei Jahre oder – falls relevante Änderungen an der Anlage dies erforderlich machen – früher. Relevante Änderungen sind Änderungen bei der Verteilung der Anodeneffektdauer oder Änderungen des Kontrollalgorithmus mit Auswirkungen darauf, welche verschiedenen Arten von Anodeneffekten eintreten, oder auf die Strategie zum Löschen des Anodeneffekts.

Tabelle 3: Technologiespezifische Emissionsfaktoren, bezogen auf Überspannungsdaten

Technologie	Emissionsfaktor für CF ₄ [(kg CF ₄ /t Al) / mV]	Emissionsfaktor für C ₂ F ₆ [t C ₂ F ₆ /t CF ₄]
Mittenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (CWPB)	1,16	0,121
Seitenbedienter Ofen mit vorgebrannten Anoden (SWPB)	3,65	0,252

B.7.3 Bestimmung von CO₂e-Emissionen

Die CO₂e-Emissionen werden unter Verwendung der in Anhang VIII aufgeführten Werte für das globale Erwärmungspotenzial (GWP) aus den CF₄- und C₂F₆-Emissionen berechnet, und zwar wie folgt:

$$\text{PFC emissions [t CO}_2\text{e]} = \text{CF}_4 \text{ emissions [t]} \times \text{GWP}_{\text{CF}_4} + \text{C}_2\text{F}_6 \text{ emissions [t]} \times \text{GWP}_{\text{C}_2\text{F}_6}$$

(Gleichung 26)

B.8 Anforderungen bei CO₂-Weiterleitungen zwischen Anlagen

B.8.1 In Gasen enthaltenes CO₂ („inhärentes CO₂“)

Inhärentes CO₂, das an eine Anlage weitergeleitet wird, insbesondere solches, das in Erdgas, einem Restgas (wie z. B. Hochofengas oder Kokereigas) oder in Prozess-Inputs (wie z. B. Synthesegas) enthalten ist, wird in den Emissionsfaktor für diesen Stoffstrom einbezogen.

Inhärentes CO₂, das aus der Anlage als Teil eines Stoffstroms an eine andere Anlage weitergeleitet wird, wird den Emissionen der Anlage, aus der es stammt, nicht zugerechnet. Wird jedoch inhärentes CO₂ emittiert (z. B. abgeblasen oder abgefackelt) oder an Anlagen weitergeleitet, die selbst die Emissionen weder gemäß dieser Verordnung noch gemäß einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem überwachen, wird dieses als Emissionen der Anlage, aus der es stammt, gezählt.

B.8.2 Möglichkeit des Abzugs von gespeichertem oder verbrauchtem CO₂

CO₂, das aus fossilem Kohlenstoff und aus Verbrennung oder zu Prozessemissionen führenden Prozessen stammt oder das aus anderen Anlagen (einschließlich in Form von inhärentem CO₂) eingeführt wird, darf in folgenden Fällen als nicht emittiert berücksichtigt werden:

1. bei Verwendung des CO₂ innerhalb der Anlage oder Weiterleitung aus der Anlage an eine der folgenden Stellen:
 - a) eine Anlage zur CO₂-Abscheidung, die die Emissionen gemäß dieser Verordnung oder gemäß einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem überwacht;
 - b) eine Anlage oder ein Transportnetz zum Zwecke der langfristigen geologischen Speicherung von CO₂, die bzw. das die Emissionen gemäß dieser Verordnung oder gemäß einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem überwacht;
 - c) eine Speicherstätte für die langfristige geologische Speicherung, die die Emissionen gemäß dieser Verordnung oder gemäß einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem überwacht.
2. bei Verwendung des CO₂ innerhalb der Anlage oder Weiterleitung aus der Anlage an eine Stelle, die die Emissionen gemäß dieser Verordnung oder gemäß einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem überwacht, zur Herstellung von Erzeugnissen, in denen der Kohlenstoff aus CO₂ dauerhaft chemisch gebunden ist, sodass er bei normalem Gebrauch, einschließlich normaler Tätigkeiten nach dem Ende der Lebensdauer des Erzeugnisses, nicht in die Atmosphäre gelangt, so wie dies im Einzelnen in dem auf Grundlage des Artikels 12 Absatz 3b der Richtlinie 2003/87/EG erlassenen delegierten Rechtsakt festgelegt ist.

CO₂, das zu einem der unter den Nummern 1 und 2 genannten Zwecke an eine andere Anlage weitergeleitet wird, darf nur insoweit als nicht emittiert berücksichtigt werden, als für die gesamte Produktkette bis zur Speicherstätte oder Anlage, in der das CO₂ verwendet wird, einschließlich aller Transportunternehmen, Nachweis über den jeweiligen Anteil des tatsächlich gespeicherten oder für die Herstellung chemisch stabiler Produkte verwendeten CO₂ an der Gesamtmenge des weitergeleiteten, aus der Anlage stammenden CO₂ erbracht wird.

Wird CO₂ innerhalb derselben Anlage für die unter den Nummern 1 und 2 genannten Zwecke verwendet, finden die in den Abschnitten 21 bis 23 des Anhangs IV der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 der Kommission⁶ vorgesehenen Überwachungsmethoden Anwendung.

B.8.3 Überwachungsvorschriften für CO₂-Weiterleitungen

Identität und Kontaktdaten der aufseiten der annehmenden Anlagen oder Unternehmen verantwortlichen Person sind in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik eindeutig anzugeben. Die Menge CO₂, die als nicht emittiert anzusehen ist, ist in der Mitteilung gemäß Anhang IV zu melden.

⁶ 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 (ABl. L 334 vom 31.12.2018, S. 1).

Identität und Kontaktdaten der verantwortlichen Person aufseiten der Anlagen oder Unternehmen, aus denen CO₂ bezogen wurde, sind in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik eindeutig anzugeben. Die bezogene Menge CO₂ ist in der Mitteilung gemäß Anhang IV zu melden.

Die von einer Anlage an eine andere weitergeleitete CO₂-Menge wird nach einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt. Die dauerhaft chemisch gebundene CO₂-Menge wird nach einer auf Berechnung beruhenden Überwachungsmethodik bestimmt, vorzugsweise unter Verwendung einer Massenbilanz. Die angewendeten chemischen Reaktionen sowie alle relevanten stöchiometrischen Faktoren sind in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik anzugeben.

B.9 Sektorspezifische Anforderungen

B.9.1 Zusätzliche Vorschriften für Verbrennungseinheiten

Emissionen aus der Verbrennung umfassen alle CO₂-Emissionen aus der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Brennstoffe, einschließlich Abfällen, unabhängig von jeglicher sonstigen Klassifizierung der Emissionen oder Brennstoffe. Ist unklar, ob ein Material als Brennstoff oder Prozess-Input (z. B. zur Reduktion von Metallerzen) fungiert, unterliegen die Emissionen des Materials derselben Überwachung wie Emissionen aus der Verbrennung. Zu den stationären Verbrennungseinheiten zählen unter anderem Heizkessel, Brenner, Turbinen, Erhitzer, Industrieöfen, Verbrennungsöfen, Kalzinierungsöfen, Brennöfen, Öfen, Trockner, Motoren, Brennstoffzellen, CLC-Einheiten („Chemical Looping Combustion Units“), Fackeln sowie thermische oder katalytische Nachbrenner.

Die Überwachung umfasst darüber hinaus CO₂-Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, insbesondere CO₂ aus Kalkstein oder anderen Karbonaten für die Entschwefelung und ähnliche Abgasreinigung, sowie aus in Entstickungsanlagen (De-NO_x) verwendetem Harnstoff.

B.9.1.1 Entschwefelung und andere Sauer gaswäsche

Prozessbedingte CO₂-Emissionen aus dem Abgasstrom, die durch den Einsatz von Karbonaten für die Sauer gaswäsche entstehen, werden auf der Grundlage des verbrauchten Karbonats (Methode A) berechnet. Im Fall der Entschwefelung kann die Berechnung alternativ auch auf die erzeugte Gipsmenge gestützt werden (Methode B). In letzterem Fall entspricht der Emissionsfaktor dem stöchiometrischen Verhältnis von Trockengips (CaSO₄ × 2H₂O) zu emittiertem CO₂: 0,2558 t CO₂/t Gips.

B.9.1.2 Entfernung von Stickoxiden (De-NO_x)

Wird in einer Entstickungsanlage Harnstoff als Reduktionsmittel verwendet, sind die prozessbedingten CO₂-Emissionen aus seiner Verwendung nach Methode A zu berechnen, wobei der Emissionsfaktor auf dem stöchiometrischen Verhältnis von 0,7328 t CO₂/t Harnstoff beruht.

B.9.1.3 Überwachung von Fackeln

Bei der Berechnung der Emissionen aus dem Abfackeln von Gasen werden die Emissionen aus routinemäßigen und operationellen Abfackelvorgängen (Auslösen, Anfahren, Abschalten und Notbetrieb) berücksichtigt. Inhärentes CO₂ in den abgefackelten Gasen ist zu berücksichtigen.

Ist eine genauere Überwachung technisch nicht machbar oder würde sie zu unverhältnismäßigen Kosten führen, ist ein Referenzemissionsfaktor von 0,00393 t CO₂/Nm³ zu verwenden, der aus der

Verbrennung von reinem Ethan abgeleitet ist und als konservativer Proxywert für Fackelgase verwendet wird.

Zur Verbesserung wird empfohlen, anlagenspezifische Emissionsfaktoren mittels Prozessmodellierung auf Basis von Industriestandardmodellen aus einem Schätzwert des Molekulargewichts des Fackelgasstromes abzuleiten und den gewichteten Jahresmittelwert für das Molekulargewicht des Fackelgases aus den relativen Anteilen und Molekulargewichten der jeweiligen Stoffströme zu errechnen.

Für Tätigkeitsdaten ist eine höhere Messunsicherheit hinnehmbar als bei anderen verbrannten Brennstoffen.

B.9.2 Zusätzliche Vorschriften für Emissionen aus der Zementklinkerherstellung

B.9.2.1 Zusätzliche Vorschriften für Methode A (Input-Basis)

Bei Anwendung von Methode A (auf Basis des Ofen-Inputs) zur Bestimmung der Prozessemissionen gelten die folgenden besonderen Vorschriften:

- Werden Zementofenstaub (cement kiln dust, CKD) oder Bypass-Staub aus dem Ofensystem abgeschieden, so sind die betreffenden Rohmaterialmengen nicht als Prozess-Input zu berücksichtigen. Emissionen aus Zementofenstaub werden nach Maßgabe von Abschnitt B.9.2.3 dieses Anhangs überwacht.
- Es kann entweder auf das Rohmehl insgesamt oder auf die einzelnen Input-Materialien abgestellt werden; Doppelerfassungen oder Nichterfassungen wegen Materialrücklauf bzw. Bypass-Material sind zu vermeiden. 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.

B.9.2.2 Zusätzliche Vorschriften für Methode B (Output-Basis)

Bei Anwendung von Methode B (auf Basis des Klinker-Outputs) zur Bestimmung der Prozessemissionen, gelten die folgenden besonderen Vorschriften:

Die Tätigkeitsdaten werden anhand der Klinkerproduktion [t] im Berichtszeitraum bestimmt, und zwar

- entweder durch direktes Wiegen des Klinkers
- oder auf Basis der Zementzulieferungen nach folgender Formel (Materialbilanz unter Berücksichtigung des Klinkerversands, der Klinkerzulieferung und der Veränderungen des Klinkerbestands):

$$Cli_{prod} = (Cem_{deliv} - Cem_{SV}) \cdot CCR - Cli_s + Cli_d - Cli_{SV} \quad (\text{Gleichung 27})$$

Wobei:

Cli_{prod} = Menge des erzeugten Klinkers, ausgedrückt in Tonnen;

Cem_{deliv} = Menge der Zementzulieferungen, ausgedrückt in Tonnen;

Cem_{SV} = Veränderung des Zementbestands, ausgedrückt in Tonnen;

CCR = Klinker-Zement-Verhältnis (Tonnen Klinker je Tonne Zement);

Cli_{prod} = Menge des zugelieferten Klinkers, ausgedrückt in Tonnen;

$Cl_{i,prod}$ = Menge des versandten Klinkers, ausgedrückt in Tonnen, und

$Cl_{i,prod}$ = Veränderung des Klinkerbestands, ausgedrückt in Tonnen.

Das Klinker-Zement-Verhältnis wird entweder für jedes der verschiedenen Zementprodukte einzeln auf Grundlage von Laboranalysen gemäß Abschnitt B.5.4 bestimmt oder als Quotient aus der Differenz zwischen Zementzulieferungen und Bestandsveränderungen und allen als Zusatzstoffe im Zement verwendeten Materialien wie Bypass-Staub und Zementofenstaub berechnet.

Als Mindestanforderung zur Bestimmung des Emissionsfaktors ist ein Standardwert von 0,525 t CO₂/t Klinker anzuwenden.

B.9.2.3 Emissionen bezogen auf Staubabscheidungen

Den Emissionen hinzuzurechnen sind CO₂-Emissionen aus dem Ofensystem abgeschiedenem Bypass-Staub oder Zementofenstaub (CKD), bereinigt um die teilweise CKD-Kalziniierung.

Mindestanforderung: Es ist ein Emissionsfaktor von 0,525 t CO₂/t Staub anzuwenden.

Empfohlene Verbesserung: den Emissionsfaktor (EF) mindestens einmal jährlich nach den Vorschriften in Abschnitt B.5.4 dieses Anhangs zu bestimmen, und zwar nach folgender Formel:

$$EF_{CKD} = \left(\frac{EF_{cli}}{1+EF_{cli}} \cdot d \right) / \left(1 - \frac{EF_{cli}}{1+EF_{cli}} \cdot d \right) \quad (\text{Gleichung 28})$$

Wobei:

EF_{CKD} = Emissionsfaktor für teilweise kalzinierten Zementofenstaub [t CO₂/t CKD];

EF_{cli} = anlagenspezifischer Emissionsfaktor für Klinker [t CO₂/t clinker], und

d = Grad der CKD-Kalziniierung (freigesetztes CO₂ als prozentualer Anteil des Gesamtkarbonat-CO₂ in der Rohmischung).

B.9.3 Zusätzliche Vorschriften für Emissionen aus der Salpetersäureherstellung

B.9.3.1 Allgemeine Vorschriften für die Messung von N₂O

N₂O-Emissionen werden nach einer auf Messung beruhenden Methodik bestimmt. Für jede Emissionsquelle werden die N₂O-Konzentrationen im Abgasstrom an einer repräsentativen Stelle gemessen, im Falle der Emissionsminderung hinter der Nox/N₂O-Emissionsminderungsvorrichtung. Dabei werden Techniken angewandt, mit denen die N₂O-Konzentrationen sowohl geminderter als auch ungeminderter Emissionen aus sämtlichen Quellen gemessen werden können. Alle Messungen werden erforderlichenfalls auf Trockengas bezogen und systematisch gemeldet.

B.9.3.2 Bestimmung des Abgasstroms

Die Messung des Abgasstroms zu Überwachungszwecken erfolgt nach der Massenbilanzmethode (vgl. Abschnitt B.6.2.5 dieses Anhangs), es sei denn, dies ist technisch nicht machbar. In diesem Fall ist es möglich, eine alternative Methode – auch eine andere, auf signifikanten Parametern wie dem Ammoniak-Einsatz beruhende Massenbilanzmethode – anzuwenden oder den Abgasstrom durch kontinuierliche Messung des Emissionsstroms zu bestimmen.

Der Abgasstrom wird nach folgender Formel berechnet:

$$V_{flue\ gas\ flow} [Nm^3/h] = V_{air} \times (1 - O_{2,air}) / (1 - O_{2,flue\ gas}) \quad (\text{Gleichung 29})$$

Wobei:

V_{air} = Gesamtzuluftstrom in Nm³/Std. unter Standardbedingungen,

$O_{2,air}$ = Volumenanteil O₂ in Trockenluft (= 0,2095), und

$O_{2,flue\ gas}$ = Volumenanteil O₂ im Abgas.

V_{air} = Summe aller Luftströme, die der Salpetersäureanlage zugeführt werden, insbesondere primärer und sekundärer Zuluftstrom sowie gegebenenfalls Sperrluftstrom.

Alle Messungen werden auf Trockengas bezogen und systematisch gemeldet.

B.9.3.3 Sauerstoffkonzentrationen (O₂)

Die Sauerstoffkonzentrationen im Abgas werden gemessen, soweit dies für die Berechnung des Abgasstroms gemäß Abschnitt B.9.3.2 dieses Anhangs erforderlich ist; dabei sind die Anforderungen in Abschnitt B.6.2.2 dieses Anhangs zu beachten. Alle Messungen werden auf Trockengas bezogen und systematisch gemeldet.

C. WÄRMESTRÖME

C.1 Vorschriften für die Bestimmung der Nettomenge messbarer Wärme

C.1.1 Grundsätze

Die angegebenen Mengen messbarer Wärme beziehen sich immer auf die Nettomenge messbarer Wärme, bestimmt als Wärmegehalt (Enthalpie) des an den wärmeverbrauchenden Prozess oder den externen Nutzer transportierten Wärmestroms, abzüglich des Wärmegehalts des Rückstroms.

Wärmeverbrauchende Prozesse, die – wie Entgasung, Aufbereitung von Zusatzwasser und regelmäßiges Abblasen – für die Wärmeerzeugung und -verteilung erforderlich sind, werden beim Wirkungsgrad des Wärmesystems wie auch bei den mit Waren verbundenen grauen Emissionen berücksichtigt.

Wird derselbe Wärmeträger durch mehrere aufeinanderfolgende Prozesse genutzt und seine Wärme ausgehend von unterschiedlichen Temperaturstufen verbraucht, so wird die Menge Wärme, die von jedem wärmeverbrauchenden Prozess verbraucht wurde, gesondert bestimmt, es sei denn, die Prozesse sind Teil des Gesamtherstellungsverfahrens derselben Waren. Die Wiedererwärmung des Wärmeträgers zwischen aufeinanderfolgenden wärmeverbrauchenden Prozessen wird als zusätzliche Wärmeerzeugung behandelt.

Wird Wärme über einen Absorptions-Kühlprozess zur Kühlung verwendet, so wird dieser Kühlprozess als wärmeverbrauchender Prozess betrachtet.

C.1.2 Methodik für die Bestimmung von Nettomengen messbarer Wärme

Für die Auswahl von Datenquellen für die Quantifizierung von Energieströmen gemäß Abschnitt A.4 dieses Anhangs werden die folgenden Methoden für die Bestimmung von Nettomengen messbarer Wärme betrachtet:

C.1.2.1 Methode 1: Mittels Messungen

Bei dieser Methode werden alle relevanten Parameter gemessen, insbesondere Temperatur, Druck, Zustand des transportierten wie auch des zurückgeleiteten Wärmeträgers. Im Fall von Dampf

bezieht sich der Zustand des Mediums auf seine Sättigung oder den Grad der Überhitzung. Es wird Volumenstrom des Wärmeträgers gemessen. Auf Grundlage der Messwerte werden die Enthalpie und das spezifische Volumen des Wärmeträgers anhand geeigneter Dampftabellen oder Ingenieursoftware bestimmt.

Der Massenstrom des Wärmeträgers wird wie folgt berechnet:

$$\dot{m} = \dot{V}/v \quad (\text{Gleichung 30})$$

Wobei:

\dot{m} = Massenstrom in kg/s;

\dot{V} = Volumenstrom in m³/s und

v das spezifische Volumen in m³/kg.

Da für den transportierten und den zurückgeleiteten Wärmeträger derselbe Massenstrom angenommen wird, wird der Wärmestrom anhand der Differenz der Enthalpie zwischen dem transportierten und dem zurückgeleiteten Strom wie folgt berechnet:

$$\dot{Q} = (h_{flow} - h_{return}) \cdot \dot{m} \quad (\text{Gleichung 31})$$

Wobei:

\dot{Q} = Wärmestrom in kJ/s;

h_{flow} = Enthalpie des transportierten Stroms in kJ/kg;

h_{return} = Enthalpie des Rückflusses in kJ/kg, und

\dot{m} = Massenstrom in kg/s;

Wird Dampf oder heißes Wasser als Wärmeträger verwendet und das Kondensat nicht rückgeführt oder kann die Enthalpie des rückgeführten Kondensats nicht geschätzt werden, so ist h_{return} auf der Grundlage einer Temperatur von 90 °C zu bestimmen.

Ist bekannt, dass die Massenströme nicht identisch sind, gilt Folgendes:

- Verbleibt das Kondensat nachweislich im Erzeugnis (z. B. bei Verfahren mit direkter Dampfinjektion („live steam injection“)), wird die betreffende Menge Kondensatenthalpie nicht abgezogen;
- ist bekannt, dass der Wärmeträger verloren geht (z. B. durch Leckagen oder Abwasser), so wird ein Schätzwert des entsprechenden Massenstroms von dem Massenstrom des transportierten Wärmeträgers abgezogen.

Der jährliche Nettowärmestrom wird aus den oben genannten Daten bestimmt, und zwar, je nach verfügbaren Messgeräten und Datenverarbeitungssystem, nach einer der folgenden Methoden:

- indem die jährlichen Durchschnittswerte für die Parameter zur Bestimmung der jährlichen durchschnittlichen Enthalpie des transportierten und zurückgeleiteten Wärmeleiters bestimmt und nach Gleichung 31 mit dem jährlichen Gesamtmassenstrom multipliziert werden;
- indem die Stundenwerte des Wärmestroms bestimmt und diese Werte über die jährliche Gesamtbetriebsdauer des Wärmesystems summiert werden. Abhängig vom Datenverarbeitungssystem können die Stundenwerte gegebenenfalls durch andere Zeitintervalle ersetzt werden.

C.1.2.2 Methode 2: Berechnung eines Proxywerts auf Grundlage des gemessenen Wirkungsgrads

Bestimmung der Menge messbarer Nettowärme auf der Grundlage des Brennstoff-Inputs und des gemessenen Wirkungsgrads der Wärmeerzeugung:

$$Q = \eta_H \cdot E_{In} \quad (\text{Gleichung 32})$$

$$E_{In} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \quad (\text{Gleichung 33})$$

Wobei:

Q = Wärmemenge, ausgedrückt in TJ;

η_H = gemessener Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung;

E_{In} = Energie-Input aus Brennstoffen;

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der Brennstoffe i , und

NCV_i = unterer Heizwert der Brennstoffe i .

Der Wert von η_H wird über einen hinreichend langen Zeitraum gemessen, der die verschiedenen Lastzustände der Anlage hinreichend berücksichtigt, oder der Dokumentation des Herstellers entnommen. Diesbezüglich ist der spezifischen Teillastkurve durch Verwendung des jährlichen Lastfaktors Rechnung zu tragen:

$$L_F = \frac{E_{In}}{E_{Max}} \quad (\text{Gleichung 34})$$

Wobei:

L_F = Lastfaktor;

E_{In} = Energie-Input im Berichtszeitraum, bestimmt nach Gleichung 33, und

E_{Max} = maximaler Brennstoff-Input, wenn die Wärmeerzeugungseinheit über das gesamte Kalenderjahr bei voller Nennlast betrieben würde.

Der Wirkungsgrad sollte auf der vollständigen Rückleitung des Kondensats beruhen. Für das zurückgeleitete Kondensat wird eine Temperatur von 90 °C angenommen.

C.1.2.3 Methode 3: Berechnung eines Proxywerts auf Grundlage des Referenzwirkungsgrads

Diese Methode ist mit Methode 3 identisch, wobei jedoch in Gleichung 32 ein Referenzwirkungsgrad von 70 % ($\eta_{Ref,H} = 0,7$) eingesetzt wird.

C.1.3 Besondere Vorschriften

Verbraucht eine Anlage (z. B. in der Herstellung von Ammoniak oder Salpetersäure) messbare Wärme, die aus anderen exothermen chemischen Prozessen als aus Verbrennung erzeugt wird, so ist die betreffende verbrauchte Wärmemenge gesondert von anderer messbarer Wärme zu bestimmen, und dem betreffenden Wärmeverbrauch werden null CO₂e-Emissionen zugewiesen.

Wird messbare Wärme aus nicht messbarer Wärme, die aus Brennstoffen erzeugt und nach dieser Nutzung in Herstellungsverfahren verwendet wird, zurückgewonnen, zum Beispiel aus Abgasen, so wird, um eine Doppelzählung zu vermeiden, die betreffende Menge messbarer Nettowärme dividiert durch einen Referenzwirkungsgrad von 90 % vom Brennstoff-Input abgezogen.

C.2 Bestimmung des Emissionsfaktors des Brennstoffmixes für messbare Wärme

Verbraucht ein Herstellungsverfahren innerhalb der Anlage erzeugte messbare Wärme, so sind die wärmebezogenen Emissionen nach einer der folgenden Methoden zu bestimmen.

C.2.1 Emissionsfaktor in der Anlage erzeugter messbarer Wärme (ausgenommen Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung)

Für messbare Wärme, die durch die Verfeuerung von Brennstoffen (ausgenommen durch Kraft-Wärme-Kopplung) innerhalb der Anlage erzeugt wird, ist der Emissionsfaktor des betreffenden Brennstoffmixes zu bestimmen, wobei die dem Herstellungsverfahren zuzuordnenden Emissionen wie folgt berechnet werden:

$$Em_{Heat} = EF_{mix} \cdot Q_{consumed} / \eta \quad (\text{Gleichung 35})$$

Wobei:

Em_{Heat} = wärmebezogene Emissionen des Herstellungsverfahrens in t CO₂;

EF_{mix} = Emissionsfaktor des jeweiligen Brennstoffmixes, ausgedrückt in t CO₂/TJ ggf. einschließlich der Emissionen aus der Abgaswäsche;

$Q_{consumed}$ = im Herstellungsverfahren verbrauchte Menge messbarer Wärme, ausgedrückt in TJ, und

η = Wirkungsgrad des Wärmeerzeugungsprozesses.

$Ef_{mix_{mix}}$ zu berechnen als:

$$EF_{mix} = (\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / (\sum AD_i \cdot NCV_i) \quad (\text{Gleichung 36})$$

Wobei:

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der für die Erzeugung messbarer Wärme verwendeten Brennstoffe i , ausgedrückt in Tonnen oder Nm³;

NCV_i = untere Heizwerte der Brennstoffe i , ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm³;

EF_i = Emissionsfaktoren der Brennstoffe i , ausgedrückt in t CO₂/TJ, und

Em_{FGC} = Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, ausgedrückt in t CO₂.

Ist ein Restgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes und ist der Emissionsfaktor des Restgases höher als der in Tabelle 1 des Anhangs VIII angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas, so ist für die Berechnung von EF_{mix} der Standard-Emissionsfaktor anstelle des Emissionsfaktors des Restgases zu verwenden.

C.2.2 Emissionsfaktor in der Anlage durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter messbarer Wärme

Wird messbare Wärme und Strom durch Kraft-Wärme-Kopplung (d. h. in einem Heizkraftwerk) erzeugt, so werden die relevanten Emissionen, die der messbaren Wärme und dem messbaren Strom zuzuordnen sind, nach den Vorschriften in diesem Abschnitt bestimmt. Soweit relevant, gelten die Vorschriften über Strom auch für die Erzeugung mechanischer Energie.

Die Emissionen eines KWK-Blocks werden wie folgt bestimmt:

$$Em_{CHP} = \sum_i AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FCG} \quad (\text{Gleichung 37})$$

Wobei:

Em_{CHP} = Emissionen des KWK-Blocks im Berichtszeitraum, ausgedrückt in t CO₂;

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der für den KWK-Block verwendeten Brennstoffe i , ausgedrückt in Tonnen oder Nm³;

NCV_i = untere Heizwerte der Brennstoffe i , ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm³;

EF_i = Emissionsfaktoren der Brennstoffe i , ausgedrückt in t CO₂/TJ, und

Em_{FGC} = Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, ausgedrückt in t CO₂.

Der Energie-Input des KWK-Blocks wird nach der Gleichung 33 berechnet. Die jeweiligen durchschnittlichen Wirkungsgrade der Wärmeerzeugung und der Stromerzeugung im Berichtszeitraum (oder gegebenenfalls der Erzeugung mechanischer Energie) werden wie folgt berechnet:

$$\eta_{heat} = \frac{Q_{net}}{E_{In}} \quad (\text{Gleichung 38})$$

$$\eta_{el} = \frac{E_{El}}{E_{In}} \quad (\text{Gleichung 39})$$

Wobei:

η_{heat} = durchschnittlicher Wirkungsgrad der Wärmeerzeugung im Berichtszeitraum (dimensionslos),

Q_{net} = in TJ ausgedrückte Nettomenge der im Berichtszeitraum durch den KWK-Block erzeugten Wärme, so wie diese gemäß Abschnitt C.1.2 bestimmt wird;

E_{in} = Energie-Input, bestimmt nach Gleichung 33, ausgedrückt in TJ;

η_{el} = durchschnittlicher Wirkungsgrad der Stromerzeugung im Berichtszeitraum (dimensionslos),
und

E_{el} = Nettostromerzeugung des KWK-Blocks im Berichtszeitraum, ausgedrückt in TJ.

Ist die Bestimmung der Wirkungsgrade η_{heat} und η_{el} technisch nicht machbar oder würde sie unverhältnismäßige Kosten verursachen, werden Werte aus der technischen Dokumentation (Auslegungswerte) der Anlage herangezogen. Sind solche Werte nicht verfügbar, werden die konservativen Standardwerte für $\eta_{heat} = 0,55$ und $\eta_{el} = 0,25$ verwendet.

Die Zuordnungsfaktoren für Wärme und Strom aus KWK werden wie folgt berechnet:

$$F_{CHP,heat} = \frac{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{Gleichung 40})$$

$$F_{CHP,el} = \frac{\frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}}{\frac{\eta_{heat}}{\eta_{ref,heat}} + \frac{\eta_{el}}{\eta_{ref,el}}} \quad (\text{Gleichung 41})$$

Wobei:

$F_{CHP,Heat}$ = Zuordnungsfaktor für Wärme (dimensionslos);

$F_{CHP,El}$ = Zuordnungsfaktor für Strom (oder gegebenenfalls für mechanische Energie) (dimensionslos);

$\eta_{ref,heat}$ = Referenzwirkungsgrad für die Wärmeerzeugung in einem Einzelkessel (dimensionslos),
und

$\eta_{ref,el}$ = Referenzwirkungsgrad der Stromerzeugung ohne Kraft-Wärme-Kopplung (dimensionslos).

Die jeweiligen brennstoffspezifischen Referenzwirkungsgrade sind in Anhang IX angegeben.

Der spezifische Emissionsfaktor für die KWK-bezogene messbare Wärme, mit dem die wärmebezogenen Emissionen Herstellungsverfahren zuzuordnen sind, wird wie folgt berechnet:

$$EF_{CHP,Heat} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,Heat} / Q_{net} \quad (\text{Gleichung 42})$$

Wobei:

$EF_{CHP,heat}$ = Emissionsfaktor für die Erzeugung messbarer Wärme im KWK-Block, ausgedrückt in t CO₂/TJ und

Q_{net} = im KWK-Block erzeugte Nettowärme, ausgedrückt in TJ.

Der spezifische Emissionsfaktor für den KWK-bezogenen Strom, der für Zuordnung der indirekten Emissionen zu Herstellungsverfahren zu verwenden ist, wird wie folgt berechnet:

$$EF_{CHP,El} = Em_{CHP} \cdot F_{CHP,El} / E_{El,prod} \quad (\text{Gleichung 43})$$

Wobei:

$E_{El,prod}$ = im KWK-Block erzeugter Strom.

Ist ein Restgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes und ist der Emissionsfaktor des Restgases höher als der in Tabelle 1 des Anhangs VIII angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas, so ist für die Berechnung von EF_{mix} der Standard-Emissionsfaktor anstelle des Emissionsfaktors des Restgases zu verwenden.

C.2.3 Emissionsfaktor außerhalb der Anlage erzeugter messbarer Wärme

Verbraucht ein Herstellungsverfahren außerhalb der Anlage erzeugte messbare Wärme, so sind die wärmebezogenen Emissionen nach einer der folgenden Methoden zu bestimmen.

1. Unterliegt die Anlage, in der die messbare Wärme erzeugt wird, einem zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystem oder stellt der Betreiber der Anlage, in der die messbare Wärme verbraucht wird, durch einschlägige Bestimmungen im Wärmeliefervertrag sicher, dass die die Wärme erzeugende Anlage eine diesem Anhang genügende Emissionsüberwachung durchführt, so ist der Emissionsfaktor der messbaren Wärme nach den einschlägigen Gleichungen in Abschnitt C.2.1 oder C.2.2 zu bestimmen, und zwar auf Grundlage der vom Betreiber der Anlage, in der die messbare Wärme erzeugt wird, zur Verfügung gestellten Daten.
 - b)
2. Steht die in Nummer 1 vorgesehene Methode nicht zur Verfügung, wird ein Standardwert verwendet, der auf dem Standard-Emissionsfaktor für den Brennstoff beruht, der in dem Industriezweig des Landes am häufigsten verwendet wird, wobei ein Kesselwirkungsgrad von 90 % angenommen wird.

D. STROM

D.1 Berechnung der strombezogenen Emissionen

Für die Zwecke der Berechnung grauer Emissionen gemäß Abschnitt F.1 werden die mit der Stromerzeugung oder dem Stromverbrauch verbundenen Emissionen nach folgender Gleichung berechnet:

$$Em_{el} = E_{el} \cdot EF_{el} \quad (\text{Gleichung 44})$$

Wobei:

Em_{el} = mit der Stromerzeugung oder dem Stromverbrauch verbundene Emissionen, ausgedrückt in t CO₂;

E_{el} = Stromerzeugung oder Stromverbrauch, ausgedrückt in MWh oder TJ, und

EF_{el} = Emissionsfaktor des eingesetzten Stroms, ausgedrückt in t CO₂/MWh oder t CO₂/TJ.

D.2 Vorschriften für die Bestimmung des Emissionsfaktors für Strom als eingeführte Ware

Für die Bestimmung der spezifischen tatsächlichen grauen Emissionen von Strom als eingeführter Ware werden nur die direkten Emissionen berücksichtigt, vgl. Anhang IV Abschnitt 2 der Verordnung (EU) 2023/956.

Der Emissionsfaktor für die Berechnung der spezifischen tatsächlichen grauen Emissionen von Strom wird wie folgt bestimmt:

- a) für ein Drittland, eine Gruppe von Drittländern oder eine Region innerhalb eines Drittlands ist als relevanter CO₂-Emissionsfaktor der spezifische Standardwert zu verwenden, so wie in Abschnitt D.2.1 dieses Anhangs vorgesehen;
- b) gibt es keinen spezifischen Standardwert im Sinne von Buchstabe a, ist der in Abschnitt D.2.2 dieses Anhangs vorgesehene CO₂-Emissionsfaktor für die EU zu verwenden;
- c) legt ein berichtspflichtiger Anmelder auf amtlichen und allgemein zugänglichen Informationen beruhenden hinreichenden Nachweis dafür vor, dass der CO₂-Emissionsfaktor im Drittland, in der Gruppe von Drittländern oder in der Region innerhalb eines Drittlands, von wo der Strom eingeführt wird, niedriger ist als die Werte gemäß den Buchstaben a und b, und sind die Bedingungen in Abschnitt D.2.3 dieses Anhangs erfüllt, so werden die behaupteten niedrigeren Werte auf Grundlage der verfügbaren und zuverlässigen Daten bestimmt;
- d) anstatt auf die Standardwerte für die Berechnung der grauen Emissionen des eingeführten Stroms kann der berichtspflichtige Anmelder auf die tatsächlichen grauen Emissionen abstellen, sofern die in den Unterabsätzen a bis d des Anhangs IV Abschnitt 5 der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten kumulativen Kriterien erfüllt sind und die Berechnung auf Daten beruht, die vom Stromerzeuger gemäß diesem Anhang bestimmt wurden, berechnet gemäß Abschnitt D.2.3 dieses Anhangs.

D.2.1 CO₂-Emissionsfaktor auf Basis spezifischer Standardwerte

Gemäß Anhang IV Abschnitt 4.2.1 der Verordnung (EU) 2023/956 sind die CO₂-Emissionsfaktoren in dem Drittland, in der Gruppe von Drittländern oder in der Region innerhalb eines Drittlands zu verwenden, die auf den besten der Kommission vorliegenden Daten beruhen. Für die Zwecke dieser Verordnung sind diese CO₂-Emissionsfaktoren auf die Daten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu stützen und von der Kommission im CBAM-Übergangsregister bereitzustellen.

D.2.2 CO₂-Emissionsfaktor in der EU

Gemäß Anhang IV Abschnitt 4.2.2 der Verordnung (EU) 2023/956 findet der CO₂-Emissionsfaktor in der Union Anwendung. Für die Zwecke dieser Verordnung ist der CO₂-Emissionsfaktor in der

Union auf die Daten der Internationalen Energieagentur (IEA) zu stützen und von der Kommission im CBAM-Übergangsregister bereitzustellen.

D.2.3 CO₂-Emissionsfaktor auf Basis vom berichtspflichtigen Anmelder vorgelegter zuverlässiger Daten

Für die Zwecke von Abschnitt D.2 Buchstabe c dieses Anhangs muss der berichtspflichtige Anmelder die Datensätze aus alternativen amtlichen Quellen (einschließlich nationaler Statistiken) für den Fünfjahreszeitraum vorlegen, der zwei Jahre vor der Berichterstattung endet.

Zur Berücksichtigung der Auswirkungen der Dekarbonisierungspolitik (etwa des Ausbaus der Erzeugung erneuerbarer Energien) wie auch der klimatischen Bedingungen (z. B. besonders kalter Jahre) auf die jährliche Stromversorgung in den betreffenden Ländern berechnet der berichtspflichtige Anmelder den CO₂-Emissionsfaktor auf Grundlage des gewichteten Durchschnitts des CO₂-Emissionsfaktors für den Fünfjahreszeitraum, der zwei Jahre vor der Berichterstattung endet.

Zu diesem Zweck berechnet der berichtspflichtige Anmelder die jährlichen CO₂-Emissionsfaktoren pro Fossilbrennstoff-Technologie und deren jeweiliger Bruttostromerzeugung in dem Drittland, das zur Stromausfuhr in die EU in der Lage ist, nach folgender Gleichung:

$$Em_{el,y} = \frac{\sum_i^n EF_i \times E_{el,i,y}}{E_{el,y}} \quad (\text{Gleichung 45})$$

Wobei:

$Em_{el,y}$ = jährlicher CO₂-Emissionsfaktor für alle Fossilbrennstoff-Technologien in dem betreffenden Jahr in dem Drittland, das zur Stromausfuhr in die EU in der Lage ist;

$E_{el,y}$ = gesamte Bruttostromerzeugung aus allen Fossilbrennstoff-Technologien in dem Jahr; EF_i = CO₂-Emissionsfaktor für jede Fossilbrennstoff-Technologie „i“, und

$E_{el,i,y}$ = jährliche Bruttostromerzeugung aus jeder Fossilbrennstoff-Technologie „i“.

Der berichtspflichtige Anmelder berechnet den CO₂-Emissionsfaktor als gleitenden Durchschnitt der betreffenden Jahre, beginnend mit dem laufenden Jahr minus zwei, nach folgender Gleichung:

$$Em_{el} = \frac{\sum_{y-6}^{y-2} Em_{el,i}}{5} \quad (\text{Gleichung 46})$$

Wobei:

Em_{el} = CO₂-Emissionsfaktor aus dem gleitenden Durchschnitt der CO₂-Emissionsfaktoren der vorangegangenen 5 Jahre, beginnend mit dem laufenden Jahr minus zwei Jahre, bis zum aktuellen Jahr minus 6 Jahre;

$Em_{el,y}$ = CO₂-Emissionsfaktor für jedes Jahr „i“;

i = variabler Index für die zu berücksichtigenden Jahre, und

y = aktuelles Jahr.

D.2.4 CO₂-Emissionsfaktor auf Basis der tatsächlichen CO₂-Emissionen der Anlage

Anstelle der Standardwerte für die grauen Emissionen des eingeführten Stroms kann der berichtspflichtige Anmelder gemäß Anhang IV Abschnitt 5 der Verordnung (EU) 2023/956 die tatsächlichen grauen Emissionen anwenden, sofern die in dem Abschnitt in den Buchstaben a bis d genannten kumulativen Kriterien erfüllt sind.

f)

D.3 Vorschriften für die Bestimmung der für die Erzeugung anderer Waren als Strom verwendeten Strommengen

Zur Bestimmung der grauen Emissionen wird bei der Messung der Strommengen nur die Wirkleistung berücksichtigt, nicht die Scheinleistung (komplexe Leistung). Gemessen wird nur die Wirkleistungskomponente; die Scheinleistung bleibt außer Betracht.

Was die Stromerzeugung angeht, bezieht sich die Aktivitätsrate auf den Nettostrom, der die Systemgrenzen des Kraftwerks oder KWK-Blocks verlässt, nach Abzug des intern verbrauchten Stroms.

D.4 Vorschriften für die Bestimmung der indirekten grauen Emissionen des Stroms als Input für die Herstellung anderer Waren als Strom

Im Übergangszeitraum sind die Emissionsfaktoren für Strom auf einer der folgenden Grundlagen zu bestimmen:

- a) dem durchschnittlichen Emissionsfaktor des Stromnetzes im Ursprungsland, der auf Grundlage der Daten der Internationalen Energieagentur (IEA) von der Kommission im CBAM-Übergangsregister bereitgestellt wird; oder
- b) einem anderen Emissionsfaktor des Stromnetzes im Ursprungsland, der auf allgemein zugänglichen Daten beruht und entweder den durchschnittlichen Emissionsfaktor oder den CO₂-Emissionsfaktor, auf den in Anhang IV Abschnitt 4.3 der Verordnung (EU) 2023/956 verwiesen wird, darstellt.

Abweichend von den Buchstaben a und b können in den Fällen, die in den Abschnitten D.4.1 bis D.4.3 genannt sind, tatsächliche Emissionsfaktoren für Strom verwendet werden.

D.4.1 Emissionsfaktor des in der Anlage erzeugten Stroms (ausgenommen Erzeugung durch Kraft-Wärme-Kopplung)

Für Strom, der durch die Verfeuerung von Brennstoffen (ausgenommen durch Kraft-Wärme-Kopplung) innerhalb der Anlage erzeugt wird, ist der Emissionsfaktor des Stroms EF_{El} auf Grundlage des relevanten Brennstoffmixes zu bestimmen, wobei die der Stromerzeugung zuzuordnenden Emissionen wie folgt berechnet werden:

$$EF_{El} = (\sum AD_i \cdot NCV_i \cdot EF_i + Em_{FGC}) / El_{prod}$$

(Gleichung 47)

Wobei:

AD_i = jährliche Tätigkeitsdaten (d. h. verbrauchte Mengen) der für die Stromerzeugung verwendeten Brennstoffe i , ausgedrückt in Tonnen oder Nm³;

NCV_i = untere Heizwerte der Brennstoffe i , ausgedrückt in TJ/t oder TJ/Nm³;

EF_i = Emissionsfaktoren der Brennstoffe i , ausgedrückt in t CO₂/TJ;

Em_{FGC} = Prozessemissionen aus der Abgaswäsche, ausgedrückt in t CO₂, und

El_{prod} = Nettomenge des erzeugten Stroms, ausgedrückt in MWh; Darin können Strommengen enthalten sein, die aus anderen Quellen als durch Brennstoffverfeuerung erzeugt wurden.

Ist ein Restgas Teil des verwendeten Brennstoffmixes und ist der Emissionsfaktor des Restgases höher als der in Tabelle 1 des Anhangs VIII angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas, so ist für die Berechnung von EF_{El} der Standard-Emissionsfaktor anstelle des Emissionsfaktors des Restgases zu verwenden.

D.4.2 **Emissionsfaktor** des in der Anlage durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms

Der Emissionsfaktor des durch Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stroms wird gemäß Abschnitt C.2.2 dieses Anhangs bestimmt.

D.4.3 **Emissionsfaktor des außerhalb der Anlage erzeugten Stroms**

1. Wird der Strom aus einer Quelle mit direkter technischer Verbindung bezogen und sind die relevanten Daten verfügbar, so ist der Emissionsfaktor für diesen Strom gemäß den Abschnitten D.4.1 oder D.4.2 zu bestimmen.
2. Wird der Strom aufgrund eines Strombezugsvertrags von einem Stromerzeuger bezogen, so ist der Emissionsfaktor für diesen Strom gemäß den Abschnitten D.4.1 oder D.4.2 zu bestimmen, soweit dieser dem Betreiber vom Stromerzeuger mitgeteilt und gemäß Anhang IV zur Verfügung gestellt wird.

E. ÜBERWACHUNG VON VORLÄUFERSTOFFEN

Sind aus der Beschreibung der Produktionswege, die für die in der Anlage stattfindenden Herstellungsverfahren festgelegt sind, relevante Vorläuferstoffe ersichtlich, so ist die Menge aller in den Herstellungsverfahren in der Anlage verbrauchten Vorläuferstoffe zu bestimmen, um die gesamten grauen Emissionen zu berechnen, die mit den gemäß Abschnitt G dieses Anhangs hergestellten komplexen Waren verbunden sind.

Abweichend vom vorstehenden Absatz wird in Fällen, in denen die Herstellung und Verwendung eines Vorläuferstoffs unter dasselbe Herstellungsverfahren fallen, nur die Menge der verwendeten zusätzlichen Vorläuferstoffe bestimmt, die aus anderen Anlagen oder aus anderen Herstellungsverfahren bezogen werden.

Die verbrauchte Menge und die Emissionseigenschaften sind für jede Anlage, aus der der Vorläuferstoff bezogen wird, gesondert zu bestimmen. Die verwendeten Methoden für die Bestimmung der erforderlichen Daten sind in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik der Anlage festzuhalten; dafür gelten folgende Vorschriften:

1. Wird der Vorläuferstoff innerhalb der Anlage erzeugt, jedoch nach den Zuweisungsvorschriften in Abschnitt A.4 dieses Anhangs in einem anderen Herstellungsverfahren, sind u. a. folgende Datensätze zu ermitteln:
 - a) die spezifischen direkten und indirekten grauen Emissionen des Vorläuferstoffs im Durchschnitt des Berichtszeitraums, ausgedrückt in Tonnen CO₂e je Tonne Vorläuferstoff;
 - b) die Menge des Vorläuferstoffs, die in jedem Herstellungsverfahren der Anlage, für das dieser ein relevanter Vorläuferstoff ist, verbraucht wird.
2. Wird der Vorläuferstoff aus einer anderen Anlage bezogen, sind u. a. folgende Datensätze zu ermitteln:

- a) das Ursprungsland der eingeführten Waren;
- b) die Anlage, in der die Waren hergestellt wurden, mit folgenden Angaben zur Identifizierung:
 - die eindeutige Anlagenkennung, falls vorhanden;
 - der einschlägige Ortscode der Vereinten Nationen für Handel und Transport (UN/LOCODE) für den Standort;
 - die genaue Anschrift und deren englische Transkription sowie
 - die geografischen Koordinaten der Anlage.
- c) die verwendeten Produktionswege im Sinne der Definition in Anhang II Abschnitt 3;
- d) die Werte der einschlägigen spezifischen Parameter, die für die Bestimmung der grauen Emissionen erforderlich sind, so wie diese in Anhang IV Abschnitt 2 aufgeführt sind;
- e) die spezifischen direkten und indirekten grauen Emissionen des Vorläuferstoffs im Durchschnitt des jüngsten Berichtszeitraums, für den Daten vorliegen, ausgedrückt in Tonnen CO_{2e} je Tonne Vorläuferstoff;
- f) Anfangs- und Enddatum für den von der Anlage, aus der der Vorläuferstoff bezogen wurde, verwendeten Berichtszeitraum;
- g) Angaben zum zu entrichtenden CO₂-Preis für den Vorläuferstoff, sofern relevant.

Die relevanten Angaben werden von der den Vorläuferstoff erzeugenden Anlage mitgeteilt, vorzugsweise mittels der in Artikel 3 Absatz 5 des Anhangs IV erwähnten elektronischen Vorlage.

3. Für jede Vorläuferstoffmenge, für die Daten gemäß Nummer 2 mitgeteilt wurden, die unvollständig oder schlüssig sind, können die von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellten und veröffentlichten einschlägigen Standardwerte unter den in Artikel 4 Absatz 3 dieser Verordnung genannten Voraussetzungen verwendet werden.

F. VORSCHRIFTEN ÜBER DIE ZUORDNUNG VON ANLAGENEMISSIONEN ZU WAREN

F.1 Berechnungsmethoden

Für die Zuweisung der Anlagenemissionen zu Waren werden die Emissionen, Inputs und Outputs den gemäß Abschnitt A.4 dieses Anhangs festgelegten Produktionsprozessen zugeordnet, und zwar im Falle direkter Emissionen nach Gleichung 48 und im Falle indirekter Emissionen nach Gleichung 49, wobei für die in der Gleichung angegebenen Parameter die Gesamtzahlen für den gesamten Berichtszeitraum verwendet werden. Die zugeordneten direkten und indirekten Emissionen werden dann nach den Gleichungen 50 und 51 in spezifische direkte und indirekte graue Emissionen der in dem Produktionsprozess erzeugten Waren umgerechnet.

$$AttrEm_{Dir} = DirEm^* + Em_{H,imp} - Em_{H,exp} + WG_{corr,imp} - WG_{corr,exp} - Em_{el,prod} \quad (\text{Gleichung 48})$$

Ergibt sich für $AttrEm_{Dir}$ ein negativer Wert, so wird dieser auf null gesetzt.

$$AttrEm_{indir} = Em_{el,cons} \quad (\text{Gleichung 49})$$

$$SEE_{g,Dir} = \frac{AttrEm_{g,Dir}}{AL_g} \quad (\text{Gleichung 50})$$

$$SEE_{g,Indir} = \frac{AttrEm_{g,Indir}}{AL_g} \quad (\text{Gleichung 51})$$

Wobei:

<i>AttrEm_{Dir}</i>	= zugeordnete direkte Emissionen des Herstellungsverfahrens über den gesamten Berichtszeitraum, ausgedrückt in t CO ₂ e;
<i>AttrEm_{indir}</i>	= zugeordnete indirekte Emissionen des Herstellungsverfahrens über den gesamten Berichtszeitraum, ausgedrückt in Tonnen CO ₂ e;
<i>DirEm*</i>	= Emissionen aus dem Herstellungsverfahren, die direkt zugeordnet werden können und deren Bestimmung für die Berichtszeiträume nach den Vorschriften in Abschnitt B dieses Anhangs und nach den folgenden Vorschriften erfolgt: Messbare Wärme: Werden Brennstoffe für die Erzeugung messbarer Wärme verbraucht, die außerhalb des betrachteten Herstellungsverfahrens verbraucht wird oder die in mehr als einem Herstellungsverfahren verwendet wird (was auch Situationen einschließt, in denen sie aus anderen Anlagen eingeführt oder an andere Anlagen ausgeführt wird), so werden die Brennstoffemissionen nicht bei den Emissionen, die direkt dem Herstellungsverfahren zugeordnet werden können, sondern unter dem Parameter $Em_{H,import}$ berücksichtigt, um Doppelzählungen zu vermeiden. Restgase: Die durch Restgase verursachten Emissionen, die innerhalb desselben Herstellungsverfahrens erzeugt und vollständig verbraucht werden, sind unter $DirEm^*$ erfasst. Die Emissionen aus der Verbrennung von Restgasen, die aus dem Herstellungsverfahren ausgeführt werden, sind in vollem Umfang in $DirEm^*$ enthalten, unabhängig davon, wo sie verbraucht werden. Für ausgeführte Restgase ist jedoch der Term $WG_{corr,export}$ zu berechnen. Emissionen aus der Verbrennung von Restgasen, die aus anderen Herstellungsverfahren eingeführt werden, werden nicht in $DirEm^*$ berücksichtigt. Stattdessen ist der Term $WG_{corr,import}$ zu berechnen;
<i>Em_{H,imp}</i>	= die Emissionen, die der Menge der in das Herstellungsverfahren eingeführten messbaren Wärme entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Abschnitt C dieses Anhangs und nach den folgenden Vorschriften erfolgt: Emissionen, die mit der messbaren Wärme verbunden sind, die aus anderen Anlagen oder aus anderen Herstellungsverfahren innerhalb derselben Anlage in ein Herstellungsverfahren eingeführt wird, wie auch mit Wärme, die aus einer technischen Einheit (z. B. aus einem zentralen Kraftwerk in der Anlage oder einem komplexen Dampfnetz mit mehreren Wärme erzeugenden Einheiten) bezogen wird, die mehr als ein Herstellungsverfahren mit Wärme versorgt. Mit messbarer Wärme verbundene Emissionen sind nach folgender Formel zu berechnen:

$$Em_{H,imp} = Q_{imp} \cdot EF_{heat} \quad (\text{Gleichung 52})$$

Wobei:

EF_{heat} der gemäß Abschnitt C.2 dieses Anhangs bestimmte Emissionsfaktor für die Erzeugung messbarer Wärme ist, ausgedrückt in t CO₂/TJ und

Q_{imp} die in das Herstellungsverfahren eingeführte und verbrauchte Menge Nettowärme ist, ausgedrückt in TJ;
 $Em_{H,exp}$ = die Emissionen, die der Menge der aus dem Herstellungsverfahren ausgeführten messbaren Wärme entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Abschnitt C dieses Anhangs erfolgt. Für die ausgeführte Wärme ist entweder auf die Emissionen des tatsächlich bekannten Brennstoffmixes gemäß Abschnitt C.2 abzustellen oder – falls der Brennstoffmix nicht bekannt ist – auf den Standard-Emissionsfaktor des Brennstoffs, der in dem Land und Industriezweig am häufigsten verwendet wird, wobei ein Kesselwirkungsgrad von 90 % angenommen wird. Wärmerückgewinnung aus strombetriebenen Verfahren und aus der Salpetersäureherstellung wird nicht berücksichtigt;
 $WG_{corr,imp}$ = die zugeordneten direkten Emissionen eines Herstellungsverfahrens, bei dem aus anderen Herstellungsverfahren eingeführte Restgase verbraucht werden, nach folgender Formel für den Berichtszeitraum bereinigt:

$$WG_{corr,imp} = V_{WG} \cdot NCV_{WG} \cdot EF_{NG} \quad (\text{Gleichung 53})$$

Wobei:

V_{WG} das Volumen des eingeführten Restgases ist;
 NCV_{WG} der untere Heizwert des eingeführten Restgases, und
 EF_{NG} der in Anhang VIII angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas;
 $WG_{corr,exp}$ = die Emissionen, die der aus dem Herstellungsverfahren ausgeführten Restgasmenge entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Abschnitt B dieses Anhangs und nach folgender Formel erfolgt:

$$WG_{corr,exp} = V_{WG,exp} \cdot NCV_{WG} \cdot EF_{NG} \cdot Corr_{\eta} \quad (\text{Gleichung 54})$$

Wobei:

$V_{WG,exported}$ = das aus dem Herstellungsverfahren ausgeführte Restgasvolumen;
 NCV_{WG} = der untere Heizwert des Restgases;
 EF_{NG} = der in Anhang VIII angegebene Standard-Emissionsfaktor für Erdgas, und $Corr_{\eta}$ der Faktor, mit dem der Unterschied im Wirkungsgrad bei der Verwendung von Restgas und bei der Verwendung des Referenzbrennstoffs Erdgas berücksichtigt wird. Der Standardwert ist $Corr_{\eta} = 0,667$;
 $Em_{el,prod}$ = die Emissionen, die der innerhalb der Grenzen des Herstellungsverfahrens erzeugten Strommenge entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Abschnitt D dieses Anhangs erfolgt;
 $Em_{el,cons}$ = die Emissionen, die der innerhalb der Grenzen des Herstellungsverfahrens verbrauchten Strommenge entsprechen, deren Bestimmung für den Berichtszeitraum nach den Vorschriften in Abschnitt D dieses Anhangs erfolgt;
 $SEE_{g,Dir}$ = die spezifischen direkten grauen Emissionen der Waren g, ausgedrückt in t CO_{2e} je Tonne, gültig für den Berichtszeitraum;
 $SEE_{g,Indir}$ = die spezifischen indirekten grauen Emissionen der Waren g, ausgedrückt in t CO_{2e} je Tonne, gültig für den Berichtszeitraum;
 AL_g = die Aktivitätsrate der Waren g, d. h. die Menge der im Berichtszeitraum in dieser Anlage hergestellten Waren g, bestimmt gemäß Abschnitt F.2 dieses Anhangs, ausgedrückt in Tonnen.

F.2 Überwachungsmethodik für Aktivitätsraten

Die Aktivitätsrate eines Herstellungsverfahrens wird als die Gesamtmasse sämtlicher Waren berechnet, die im Berichtszeitraum für die in Anhang I der Verordnung (EU) 2023/956 aufgeführten

Waren das Herstellungsverfahren verlassen, aufgeschlüsselt nach der zusammengefassten Warenkategorie nach Anhang II Abschnitt 2, auf die sich das Herstellungsverfahren bezieht. Umfasst die Festlegung eines Herstellungsverfahrens auch die Erzeugung von Vorläuferstoffen, wird Doppelzählung vermieden, indem nur die Endprodukte gezählt werden, die die Systemgrenzen des Herstellungsverfahrens verlassen. Etwaige besondere Vorschriften, die in Anhang II Abschnitt 3 für das Herstellungsverfahren oder den Produktionsweg festgelegt sind, sind zu berücksichtigen. Werden in derselben Anlage für die Herstellung von Waren, die unter denselben KN-Code fallen, mehrere Produktionswege verwendet und sind diese Produktionswege getrennten Herstellungsverfahren zugewiesen, so werden die mit den Waren verbundenen grauen Emissionen für jeden Produktionsweg gesondert berechnet.

Zu berücksichtigen sind nur Waren, die verkauft oder direkt in einem anderen Herstellungsverfahren als Vorläuferstoff verwendet werden können. In Herstellungsverfahren anfallende nicht spezifikationsgemäße Erzeugnisse, Nebenprodukte, Abfälle und Ausschuss werden unabhängig davon, ob sie in Herstellungsverfahren zurückgeführt, an andere Anlagen geliefert oder entsorgt werden, bei der Bestimmung der Aktivitätsrate nicht berücksichtigt. Ihnen sind deshalb, wenn sie in einem anderen Herstellungsverfahren zugeführt werden, null graue Emissionen zuzuweisen.

Für die Bestimmung der Aktivitätsraten gelten die Messanforderungen in Abschnitt B.4 dieses Anhangs.

F.3 Überwachungsmethoden für die Zuordnung von Emissionen zu Herstellungsverfahren

F.3.1 Grundsätze für die Zuordnung von Daten zu Herstellungsverfahren

1. Die Methoden, die für die Zuordnung von Datensätzen zu Herstellungsverfahren gewählt werden, sind in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik festzuhalten. Sie werden regelmäßig überprüft, um, soweit möglich, die Datenqualität zu verbessern, so wie in Abschnitt A dieses Anhangs vorgesehen.
2. Soweit Daten für spezifische Datensätze nicht für jedes Herstellungsverfahren verfügbar sind, wird eine angemessene Methode für die Bestimmung der für jedes einzelne Herstellungsverfahren erforderlichen Daten gewählt. Zu diesem Zweck findet einer der folgenden Grundsätze Anwendung, je nachdem, welcher Grundsatz genauere Ergebnisse liefert:
 - a) Soweit an derselben Produktionslinie nacheinander unterschiedliche Waren hergestellt werden, werden Inputs, Outputs und die diesbezüglichen Emissionen sequenziell auf Basis der Nutzungszeit pro Jahr und Herstellungsverfahren zugeordnet;
 - b) Inputs, Outputs und die diesbezüglichen Emissionen werden auf Basis der Masse oder des Volumens der jeweils hergestellten Waren oder anhand von Schätzungen auf Basis des Verhältnisses der freien Reaktionsenthalpien der beteiligten chemischen Reaktionen oder anhand eines anderen geeigneten wissenschaftlich fundierten Verteilungsschlüssels zugeordnet.
3. Tragen mehrere Messinstrumente unterschiedlicher Qualität zu den Messergebnissen bei, können die auf Anlagenebene vorliegenden Daten zu den Mengen von Materialien, Brennstoffen, messbarer Wärme oder Strom nach einer der folgenden Methoden auf die Herstellungsprozesse aufgeteilt werden:

- a) Bestimmung der Aufteilung auf Grundlage einer Bestimmungsmethode wie Messung mit Unterzählern, Schätzung, Korrelation, die für jedes Herstellungsverfahren in gleicher Weise angewendet wird. Weicht die Summe der Herstellungsverfahrensdaten von den gesondert für die Anlage bestimmten Daten ab, wird zur einheitlichen Berichtigung ein einheitlicher „Abgleichfaktor“ wie folgt angewendet, um zu dem Zahlenwert für die Gesamtanlage zu gelangen:

$$RecF = D_{Inst} / \sum D_{PP} \quad (\text{Gleichung 55})$$

Wobei:

$RecF$ = Abgleichfaktor;

D_{Inst} = der für die Gesamtanlage bestimmte Datenwert; und

D_{PP} = die Datenwerte für die verschiedenen Herstellungsverfahren.

Die Daten für jedes der Herstellungsverfahren werden dann wie folgt berichtigt, wobei $D_{PP,corr}$ der berichtigte Wert für D_{PP} ist:

$$D_{PP,corr} = D_{PP} \times RecF \quad (\text{Gleichung 56})$$

- b) Handelt es sich um nur ein Herstellungsverfahren, für das keine Daten bekannt oder die Daten von geringerer Qualität sind als die Daten der anderen Herstellungsverfahren, so können bekannte Herstellungsverfahrensdaten von den Daten für die Gesamtanlage subtrahiert werden. Diese Methode wird vorzugsweise nur bei Herstellungsprozessen angewandt, die kleinere Mengen zu der auf die Anlage entfallenden Zuordnung beitragen.

F.3.2 Verfahren für die Verfolgung der KN-Codes von Waren und Vorläuferstoffen

Zum Zwecke der ordnungsgemäßen Zuordnung von Daten zu Herstellungsverfahren führt die Anlage eine Liste aller in der Anlage hergestellten Waren und Vorläuferstoffe sowie der von außerhalb der Anlage bezogenen Vorläuferstoffe und deren KN-Codes. Auf Grundlage dieser Liste:

1. erfolgt die Zuordnung der Waren und ihrer Jahresproduktionszahlen zu Herstellungsprozessen gemäß den in Anhang II Abschnitt 2 aufgeführten zusammengefassten Warenkategorien;
2. werden diese Angaben bei der Zuordnung von Inputs, Outputs und Emissionen zu Herstellungsverfahren gesondert berücksichtigt.

Zu diesem Zweck wird ein Verfahren eingerichtet, dokumentiert, angewandt und aufrechterhalten, nach dem regelmäßig kontrolliert wird, ob die in der Anlage hergestellten Waren und Vorläuferstoffe den bei Erstellung der Dokumentation zur Überwachungsmethodik verwendeten KN-Codes entsprechen. Dieses Verfahren muss darüber hinaus Bestimmungen vorsehen, nach denen ermittelt wird, ob die Anlage neue Waren herstellt, und die sicherstellen, dass ggf. der einschlägige KN-Code für die neue Ware bestimmt und diese in die Liste der Waren für die Zuordnung der damit verbundenen Inputs, Outputs und Emissionen zum betreffenden Herstellungsverfahren aufgenommen wird.

F.4 Weitere Vorschriften über die Zuordnung direkter Emissionen

- (1) Emissionen aus Stoffströmen oder Emissionsquellen, die nur ein Herstellungsverfahren bedienen, werden diesem Herstellungsverfahren vollständig zugeordnet. Wird eine Massenbilanz verwendet, so werden Stoffströme, die das Herstellungsverfahren verlassen, gemäß Abschnitt B.3.2 dieses Anhangs abgezogen. Zur Vermeidung der Doppelzählung werden Stoffströme, die in Restgase umgesetzt werden, ausgenommen Restgase, die im selben

Herstellungsverfahren erzeugt und vollständig verbraucht werden, nach den Gleichungen 53 und 54 zugeordnet. Die erforderliche Überwachung des unteren Heizwerts (NCV) und des Volumens des jeweiligen Restgases erfolgt nach den Vorschriften in den Abschnitten B.4 und B.5 dieses Anhangs.

- (2) Nur wenn Stoffströme oder Emissionsquellen mehr als ein Herstellungsverfahren bedienen, sind die folgenden Methoden für die Zuordnung direkter Emissionen anwendbar:
- Emissionen aus Stoffströmen oder Emissionsquellen, die zur Erzeugung von messbarer Wärme dienen, werden den Herstellungsverfahren gemäß Abschnitt F.5 dieses Anhangs zugeordnet.
 - Werden Restgase innerhalb des Herstellungsverfahrens, in dem sie erzeugt werden, nicht verwendet, so werden die Emissionen aus Restgasen gemäß den Vorschriften und Gleichungen in Abschnitt F.1 dieses Anhangs zugeordnet.
 - Werden die Mengen der Herstellungsverfahren zuzuordnenden Stoffströme durch Messung vor ihrer Verwendung in dem Herstellungsverfahren bestimmt, so ist die geeignete Methodik gemäß Abschnitt F.3.1 dieses Anhangs anzuwenden.
 - Können Emissionen aus Stoffströmen oder Emissionsquellen nicht nach anderen Methoden zugeordnet werden, so werden sie mithilfe von korrelierten Parametern zugeordnet, die den Herstellungsverfahren bereits gemäß Abschnitt F.3.1 dieses Anhangs zugeordnet sind. Zu diesem Zweck werden die Stoffstrommengen und ihre jeweiligen Emissionen proportional zu dem Verhältnis zugeordnet, in dem diese Parameter den Herstellungsverfahren zugeordnet sind. Zu den geeigneten Parametern gehören die Masse der erzeugten Waren, die Masse oder das Volumen des verbrauchten Brennstoffs oder Materials, die erzeugte Menge nicht messbarer Wärme, Betriebsstunden oder bekannte Wirkungsgrade von Geräten.

F.5 Weitere Vorschriften über die Zuordnung von Emissionen aus messbarer Wärme

Die allgemeinen Berechnungsgrundsätze in Abschnitt F.1 dieses Anhangs finden Anwendung. Die relevanten Wärmeströme werden gemäß Abschnitt C.1 dieses Anhangs und der Emissionsfaktor messbarer Wärme gemäß Abschnitt C.2 dieses Anhangs bestimmt.

Werden Verluste messbarer Wärme gesondert von den in Herstellungsverfahren verwendeten Mengen bestimmt, werden die mit diesen Wärmeverlusten verbundenen Emissionen proportional den Emissionen sämtlicher Herstellungsverfahren, in denen in der Anlage erzeugte messbare Wärme verwendet wird, hinzugerechnet, um sicherzustellen, dass die Menge messbarer Nettowärme, die in der Anlage erzeugt oder in die Anlage eingeführt oder aus ihr ausgeführt wird, wie auch die zwischen Herstellungsverfahren weitergeleiteten Mengen zu 100 % den Herstellungsverfahren zugeordnet wird, ohne Auslassung oder Doppelzählung.

G. BERECHNUNG DER SPEZIFISCHEN GRAUEN EMISSIONEN KOMPLEXER WAREN

Gemäß Anhang IV der Verordnung (EU) 2023/956 werden die spezifischen grauen Emissionen SEE_g komplexer Waren g wie folgt berechnet:

$$SEE_g = \frac{AttrEm_g + EE_{InpMat}}{AL_g} \quad (\text{Gleichung 57})$$

$$EE_{InpMat} = \sum_{i=1}^n M_i \cdot SEE_i \quad (\text{Gleichung 58})$$

Wobei:

SEE_g = die spezifischen direkten oder indirekten grauen Emissionen der (komplexen) Waren g , ausgedrückt in t CO₂e je Tonne der Waren g ;

$AttrEm_g$ = die zugeordneten direkten oder indirekten Emissionen des Herstellungsverfahrens, aus dem die Waren g hervorgehen, gemäß Abschnitt F.1 dieses Anhangs für den Berichtszeitraum ermittelt, ausgedrückt in t CO₂e;

AL_g = die Aktivitätsrate des Herstellungsverfahrens g , aus dem die Waren g hervorgehen, gemäß Abschnitt F.2 dieses Anhangs für den Berichtszeitraum ermittelt, ausgedrückt in Tonnen;

EE_{InpMat} = die direkten oder indirekten Emissionen aller im Berichtszeitraum verbrauchten Vorläuferstoffe, die gemäß den Vorschriften in Anhang II Abschnitt 3 für das Herstellungsverfahren für die Waren g relevant sind, ausgedrückt in t CO₂e;

M_i = die Masse des Vorläuferstoffs i , der im Berichtszeitraum in dem Herstellungsverfahren, aus dem g hervorgeht, verwendet wird, ausgedrückt in Tonnen des Vorläuferstoffs i , und

SEE_i = die spezifischen direkten oder indirekten grauen Emissionen des Vorläuferstoffs i , ausgedrückt in t CO₂e je Tonne Vorläuferstoff i .

Bei dieser Berechnung werden nur Vorläuferstoffe berücksichtigt, die nicht unter dasselbe Herstellungsverfahren fallen wie die Waren g . Wird der Vorläuferstoff aus verschiedenen Anlagen bezogen, so wird der Vorläuferstoff aus jeder Anlage gesondert behandelt.

Hat ein Vorläuferstoff i seinerseits Vorläuferstoffe, sind zunächst diese Vorläuferstoffe nach derselben Berechnungsmethode zu berücksichtigen, um die grauen Emissionen des Vorläuferstoffs i zu berechnen, bevor diese für die Berechnung der grauen Emissionen der Waren g verwendet werden. Diese Methode wird für alle Vorläuferstoffe, die komplexe Waren sind, rekursiv angewendet.

Der Parameter M_i bezieht sich auf die Gesamtmasse des Vorläuferstoffs, der zur Erzeugung der Menge AL_g erforderlich ist. Er beinhaltet auch Mengen des Vorläuferstoffs, die nicht in den komplexen Waren enden, sondern im Herstellungsverfahren verschüttet, abgeschnitten, verbrannt oder chemisch verändert usw. werden und das Verfahren als Nebenprodukte, Ausschuss, Rückstände, Abfälle oder Emissionen verlassen.

Um Daten zu liefern, die unabhängig von den Aktivitätsraten verwendbar sind, wird der spezifische Massenverbrauch m_i für jeden Vorläuferstoff i bestimmt und in die Mitteilung gemäß Anhang IV aufgenommen:

$$m_i = M_i / AL_g \quad (\text{Gleichung 59})$$

Damit können die spezifischen grauen Emissionen der komplexen Waren g ausgedrückt werden als:

$$SEE_g = ae_g + \sum_{i=1}^n (m_i \cdot SEE_i) \quad (\text{Gleichung 60})$$

Wobei:

ae_g = die spezifischen zugeordneten direkten oder indirekten grauen Emissionen des Herstellungsverfahrens, aus dem die Waren g hervorgehen, ausgedrückt in t CO₂e je Tonne g , wobei diese den spezifischen grauen Emissionen ohne die grauen Emissionen der Vorläuferstoffe äquivalent sind:

$$ae_g = AttrEm_g / AL_g \quad (\text{Gleichung 61})$$

m_i = der spezifische Massenverbrauch des Vorläuferstoffs i , der in dem Herstellungsverfahren verwendet wird, aus dem eine Tonne der Waren g hervorgeht, ausgedrückt in Tonnen des Vorläuferstoffs i je Tonne der Waren g (d. h., dimensionslos), und

SEE_i = die spezifischen direkten oder indirekten grauen Emissionen des Vorläuferstoffs i , ausgedrückt in t CO_{2e} je Tonne Vorläuferstoff i .

H. OPTIONALE MAßNAHMEN ZUR VERBESSERUNG DER DATENQUALITÄT

1. In der Mitteilung gemäß Anhang IV sind Fehlerquellen im Datenfluss von den Primärdaten bis zu den endgültigen Daten anzugeben. Es ist ein effizientes Kontrollsystem einzuführen, zu dokumentieren, anzuwenden und aufrechtzuerhalten, um sicherzustellen, dass aus Datenflussaktivitäten resultierende Mitteilungen keine Falschangaben enthalten und mit der Dokumentation zur Überwachungsmethodik und den Bestimmungen dieses Anhangs in Einklang stehen.

Die Risikobewertung gemäß Unterabsatz 1 wird der Kommission und der zuständigen Behörde auf Verlangen zur Verfügung gestellt. Entscheidet sich der Anlagenbetreiber entsprechend den empfohlenen Verbesserungen, von der Überprüfung Gebrauch zu machen, so stellt er die Risikobewertung auch für die Zwecke der Überprüfung zur Verfügung.

2. Für die Zwecke der Risikobewertung werden schriftliche Verfahren für Datenfluss- und Kontrollaktivitäten eingeführt, dokumentiert, angewendet, umgesetzt und aufrechterhalten, wobei in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik auf diese Verfahren zu verweisen ist.
3. Kontrollaktivitäten gemäß Absatz 2 umfassen gegebenenfalls
 - a) die Qualitätssicherung der entsprechenden Messeinrichtungen;
 - b) die Qualitätssicherung der Informationstechnologiesysteme, die gewährleistet, dass die entsprechenden Systeme auf eine Weise entwickelt, dokumentiert, erprobt, umgesetzt, kontrolliert und gepflegt werden, die unter Berücksichtigung der in der Risikobewertung genannten Risiken sicherstellt, dass zuverlässige, genaue und aktuelle Daten verarbeitet werden;
 - 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. Für die Zwecke von Absatz 3 Buchstabe a ist dafür zu sorgen, dass alle maßgeblichen Messeinrichtungen auch vor ihrer Verwendung in angemessenem Verhältnis zu den festgestellten Risiken in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und kontrolliert sowie anhand von Messstandards geprüft werden, die — soweit vorhanden — auf international anerkannte Messstandards zurückgeführt werden können.

Können Teile der Messsysteme nicht kalibriert werden, so sind diese Teile in der Dokumentation zur Überwachungsmethodik anzugeben und es sind alternative Kontrolltätigkeiten vorzusehen.

Stellt sich heraus, dass die Einrichtungen die geforderte Leistung nicht erbringen, so werden unverzüglich die erforderlichen Abhilfemaßnahmen getroffen.

5. Für die Zwecke von Absatz 3 Buchstabe d sind die Daten, die sich aus den in Absatz 2 genannten Datenflussaktivitäten ergeben, regelmäßig zu überprüfen und zu validieren. Eine solche Datenüberprüfung und -validierung umfasst
 - a) eine Prüfung der Vollständigkeit der Daten;
 - b) einen Vergleich der über den vorangegangenen Bezugszeitraum bestimmten Daten sowie insbesondere Kohärenzkontrollen auf der Grundlage von Zeitreihen der Treibhausgasemissionen der relevanten Herstellungsverfahren;
 - c) einen Vergleich der Daten und Werte aus verschiedenen operationellen Datenerhebungssystemen, insbesondere für Produktionsprotokolle, Verkaufszahlen und Lagerbestände relevanter Produkte;
 - d) Vergleiche und Vollständigkeitsprüfungen von Daten auf der Ebene der Anlage und der Herstellungsverfahren relevanter Waren.
6. Für die Zwecke des Absatzes 3 Buchstabe e wird sichergestellt, dass Korrekturmaßnahmen ergriffen und betroffene Daten umgehend korrigiert werden, wenn festgestellt wird, dass Datenfluss- oder Kontrollaktivitäten nicht wirksam funktionieren oder die in der Verfahrensdokumentation für diese Aktivitäten festgelegten Vorschriften nicht eingehalten werden.
7. Sind eine oder mehrere der Datenfluss- bzw. Kontrollaktivitäten gemäß Absatz 1 aus der Anlage ausgelagert, so sind für die Zwecke des Absatzes 3 Buchstabe f alle nachstehenden Maßnahmen zu treffen:
 - a) Prüfung der Qualität der ausgelagerten Datenfluss- und Kontrollaktivitäten im Einklang mit diesem Anhang;
 - b) Festlegung geeigneter Anforderungen an die Ergebnisse der ausgelagerten Prozesse sowie an die in diesen Prozessen angewendeten Methoden;
 - c) Prüfung der Qualität der Ergebnisse und Methoden gemäß Buchstabe b dieses Absatzes;
 - d) Gewährleistung, dass die ausgelagerten Aktivitäten so durchgeführt werden, dass auf die in der Risikobewertung identifizierten inhärenten Risiken und Kontrollrisiken reagiert wird.
8. Im Fall der Überprüfung wird die Effizienz des Kontrollsystems u. a. durch interne Überprüfungen und unter Berücksichtigung der Feststellungen der Prüfstelle überwacht.

Stellt sich heraus, dass das Kontrollsystem ineffizient oder den identifizierten Risiken nicht angemessen ist, so ist das Kontrollsystem zu verbessern und die Dokumentation zur Überwachungsmethodik zu aktualisieren, einschließlich der zugrunde liegenden schriftlichen Verfahren für Datenflussaktivitäten, Risikobewertungen und Kontrollaktivitäten.
9. Empfohlene Verbesserung: Der Anlagenbetreiber kann die Emissionsdaten der Anlage und die Daten zu den spezifischen grauen Emissionen der Waren, so wie diese gemäß Anhang IV zusammengestellt werden, freiwillig von einer unabhängigen gemäß ISO 14065 akkreditierten Prüfstelle oder nach den Vorschriften des für die Anlage relevanten zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystems überprüfen lassen.

ANHANG IV

Inhalt der empfohlenen Mitteilung von Anlagenbetreibern an berichtspflichtige Anmelder

(1) INHALT DER VORLAGE FÜR DIE EMISSIONSDATENMITTEILUNG

Allgemeine Angaben

1. Angaben zur Anlage:
 - a) Name und Kontaktangaben des Anlagenbetreibers;
 - b) Name der Anlage;
 - c) Kontaktangaben für die Anlage;
 - d) die eindeutige Anlagenkennung, falls vorhanden;
 - e) der einschlägige Ortscode der Vereinten Nationen für Handel und Transport (UN/LOCODE) für den Standort;
 - f) die genaue Anschrift und deren englische Transkription;
 - g) geografische Koordinaten der Hauptemissionsquelle der Anlage.

2. Angabe der Produktionsverfahren und -wege für alle in Tabelle 1 des Anhangs II aufgeführten zusammengefassten Warenkategorien;

3. Angaben für jede der Waren (gesondert nach KN-Code oder in zusammengefassten Warenkategorien gemäß Anhang II Abschnitt 2):
 - a) spezifische direkte graue Emissionen der einzelnen Waren;
 - b) Angaben zu Datenqualität und verwendeten Methoden, insbesondere dazu, ob die grauen Emissionen ausschließlich auf Grundlage der Überwachung bestimmt wurden oder ob von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellte und veröffentlichte Standardwerte verwendet wurden;
 - c) spezifische indirekte graue Emissionen der einzelnen Waren sowie die zur Bestimmung des Emissionsfaktors verwendete Methode und Informationsquelle;
 - d) für Strom als eingeführte Ware verwendeter Emissionsfaktor, ausgedrückt in Tonnen CO₂e pro MWh sowie die für die Bestimmung des Emissionsfaktors von Strom verwendete Datenquelle oder Methode, soweit diese von den von der Kommission im CBAM-Übergangsregister zur Verfügung gestellten Emissionsfaktoren abweichen;
 - e) soweit anstelle tatsächlicher Daten für die spezifischen grauen Emissionen von der Kommission für den Übergangszeitraum zur Verfügung gestellte und veröffentlichte Standardwerte verwendet werden: kurze Begründung für diese Vorgehensweise;
 - f) soweit relevant, sektorspezifische Angaben gemäß Abschnitt 2 dieses Anhangs;

- g) gegebenenfalls Angaben zum zu entrichtenden CO₂-Preis. Ist für aus anderen Anlagen bezogenen Vorläuferstoffen ein CO₂-Preis zu entrichten, sind die zu entrichtenden CO₂-Preise für solche Vorläuferstoffe gesondert nach Ursprungsland aufzuführen.

Empfohlene Verbesserung zu „Allgemeine Angaben“

1. Gesamtemissionen der Anlage, einschließlich:
 - a) Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren für jeden verwendeten Stoffstrom;
 - b) Emissionen jeder der nach einer auf Messung beruhenden Methodik überwachten Emissionsquellen;
 - c) nach anderen Methoden bestimmte Emissionen;
 - d) Menge CO₂, die aus anderen Anlagen bezogen oder an andere Anlagen ausgeführt wurde, sei es zur geologischen Speicherung oder als Input für Erzeugnisse, in denen CO₂ dauerhaft chemisch gebunden ist.
2. Bilanz der messbaren Wärme, der Restgase und des Stroms, die importiert, erzeugt, verbraucht bzw. ausgeführt wurden;
3. Menge aller aus anderen Anlagen bezogenen Vorläuferstoffe und deren spezifische direkte und indirekte graue Emissionen;
4. Menge der in jedem Herstellungsverfahren verwendeten Vorläuferstoffe, ohne die in derselben Anlage hergestellten Vorläuferstoffe;
5. Angaben dazu, wie die zugeordneten direkten und indirekten Emissionen jedes Herstellungsverfahrens berechnet wurden;
6. Aktivitätsrate und zugeordnete Emissionen jedes der Herstellungsverfahren;
7. Liste aller relevanten hergestellten Waren nach KN-Code, einschließlich nicht unter gesonderte Herstellungsverfahren fallender Vorläuferstoffe;
8. kurze Beschreibung der Anlage, ihrer Hauptherstellungsverfahren, nicht für CBAM-Zwecke berücksichtigter Herstellungsverfahren, Hauptelemente der verwendeten Überwachungsmethodik; Angaben zur Einhaltung der Vorschriften eines zulässigen Überwachungs-, Berichterstattungs- und Prüfsystems und zu den zur Verbesserung der Datenqualität ergriffenen Maßnahmen, insbesondere ob irgendeine Form von Überprüfung vorgenommen wurde;
9. ggf. Angaben zu dem im Strombezugsvertrag genannten Strom-Emissionsfaktor.

(2) IN DIE MITTEILUNG AUFZUNEHMENDE SEKTORSPEZIFISCHE PARAMETER

Zusammengefasste Warenkategorie	Anforderungen an Angaben im CBAM-Bericht
Gebrannter Ton und Lehm	– Kalziniert oder nicht kalziniert?

Zusammengefasste Warenkategorie	Anforderungen an Angaben im CBAM-Bericht
Zementklinker	– entfällt
Zement	– Massenverhältnis von Tonnen verbrauchter Zementklinker je erzeugte Tonne Zement (Klinker-Zement-Verhältnis in Prozent)
Tonerdezement	– entfällt
Wasserstoff	– entfällt
Harnstoff	– Reinheit (Masse-% enthaltener Harnstoff, % enthaltener N)
Salpetersäure	– Konzentration (Masse-%)
Ammoniak	– Konzentration, falls wässrige Lösung.
Gemischte Düngemittel	– Ohnehin nach Verordnung (EU) 2019/1009 erforderliche Angaben: – N-Gehalt als Ammonium (NH ₄ ⁺); – N-Gehalt als Nitrat (NO ₃ ⁻); – N-Gehalt als Harnstoff; – N-Gehalt in anderen (organischen) Formen.
Eisenerzsinter	– entfällt
Roheisen	– Hauptsächlich verwendetes Reduktionsmittel. – Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente.
FeMn Ferromangan	– Masse-% Mn und Kohlenstoff.
FeCr – Ferrochrom	– Masse-% Cr und Kohlenstoff.
FeNi – Ferronickel	– Masse-% Ni und Kohlenstoff.
DRI (Direkt reduziertes Eisen)	– Hauptsächlich verwendetes Reduktionsmittel. – Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente.
Rohstahl	– Für Vorläuferstoff verwendetes Hauptreduktionsmittel, falls bekannt. – Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente. – Zur Erzeugung von 1 t Rohstahl verwendeter Ausschuss, in Tonnen. – %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss.
Eisen- oder Stahlerzeugnisse	– In der Herstellung des Vorläuferstoffs verwendetes Hauptreduktionsmittel, falls bekannt. – Masse-% Mn, Cr, Ni, Gesamt-Masse-% sonstige Legierungselemente.

Zusammengefasste Warenkategorie	Anforderungen an Angaben im CBAM-Bericht
	<ul style="list-style-type: none"> – Masse-% der enthaltenen Materialien, abgesehen von Eisen oder Stahl, sofern deren Masse mehr als 1 % bis 5 % der Gesamtwarenmasse ausmacht. – Zur Erzeugung von 1 t Ware verwendeter Ausschuss, in Tonnen. – %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss.
Aluminium in Rohform	<ul style="list-style-type: none"> – Zur Erzeugung von 1 t Ware verwendeter Ausschuss, in Tonnen. – %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss. – Der Gesamtprozentsatz anderer Elemente als Aluminium, wenn ihr Gesamtgehalt mehr als 1 % ausmacht.
Aluminiumerzeugnisse	<ul style="list-style-type: none"> – Zur Erzeugung von 1 t Ware verwendeter Ausschuss, in Tonnen. – %-Anteil von Produktionsausschüssen am Gesamtausschuss. – Der Gesamtprozentsatz anderer Elemente als Aluminium, wenn ihr Gesamtgehalt mehr als 1 % ausmacht.

ANHANG V
EORI-DATEN

Tabelle 1 enthält die vorgefundenen Angaben zu den Wirtschaftsbeteiligten im AEO-System, das mit dem CBAM-Übergangsregister interoperabel ist.

Tabelle 1: EORI-Daten

System für zugelassene Wirtschaftsbeteiligte (AEO-System) EORI
Kundenidentifikation
EORI Länderkennung und nationale EORI-Kennnummer
EORI Länderkennung
EORI Gültigkeitsbeginn
EORI Gültigkeitsende
Zoll-Kundenidentifikation
EORI Name/Firma (Kurzform)
EORI Name (vollständige Namensangabe)
EORI Sprache
EORI Niederlassungsdatum
EORI Rechtsform
EORI wirtschaftliche Tätigkeit
Anschriftenliste der EORI Niederlassungen
Anschriften der Niederlassungen
EORI Anschrift
EORI Sprache
EORI Name
Ansässigkeit in der Union
EORI Anschrift – Gültigkeitsbeginn
EORI Anschrift – Gültigkeitsende
Mehrwertsteuernummer oder Steuernummer
„USt-IdNr.“/„UID“ oder „IdNr.“/„TIN“
Länderkennung + Mehrwertsteuernummer oder Steuernummer (Zusammensetzung aus Länderkennung mit nationaler Kennnummer)
EORI Rechtsform
EORI Rechtsform – Sprache
EORI Rechtsform
EORI Rechtsform – Anfangs- und Enddatum
Liste der Kontaktpersonen
Kontaktperson
EORI Kontaktperson – Anschrift
EORI Kontaktperson – Sprache
EORI Kontaktperson – vollständige Namensangabe
EORI Kontaktperson – Name
Einverständnis mit der Veröffentlichung – Kennzeichen
Anschrittsfelder – Bezeichnung

Straße und Hausnummer
Postleitzahl
Stadt
Ländercode
Mitteilungsliste (detailliert)
Art der Mitteilung

ANHANG VI

Ergänzende Datenanforderungen bei aktiver Veredelung

In Tabelle 1 sind die Angaben aus den dezentralen Zollsystemen aufgeführt, die gemäß Artikel 17 dieser Verordnung mit dem CBAM-Übergangsregister interoperabel sein müssen.

Tabelle 1: Zusätzliche Angaben bei aktiver Veredelung

Datenanforderung von den Zollbehörden nach Abrechnung der aktiven Veredelung, sofern nicht dem berichtspflichtigen Anmelder gegenüber davon abgesehen wurde
Ausstellendes Land
Datensatz Referenz
Datensatz Versionsnummer
Datensatz Versionsstatus
Anfangsdatum des Berichtszeitraums
Enddatum des Berichtszeitraums
Überwachungszollstelle (SCO) (SCO bei aktiver Veredelung)
Bewilligung der aktiven Veredelung – Aktenzeichen
Kennung des Einführers / Inhaber der Bewilligung der aktiven Veredelung
Einfuhrland
Positionsnummer (Ifd. Nr.)
Code der Unterposition des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
Warenbezeichnung
Code für das beantragte Verfahren
Code für das vorhergehende Verfahren:
Code für das Ursprungsland
Code für das Bestimmungsland
Versendungsland
Eigenmasse
Art der Maßeinheit
Besondere Maßeinheiten
Statistischer Wert

Eigenmasse der tatsächlich in Veredelungserzeugnissen verwendeten Erzeugnisse, die zum zollrechtlich freien Verkehr überlassen wurden
Eigenmasse als tatsächlich unter derselben Warennummer zum zollrechtlich freien Verkehr überlassenen Erzeugnisse
Kennung und Status des Vertreters
Verkehrszweig an der Grenze

ANHANG VII
Nationale Systemdaten

In Tabelle 1 sind die Angaben aus den dezentralen Systemen aufgeführt, die gemäß Artikel 17 dieser Verordnung mit dem CBAM-Übergangsregister interoperabel sein müssen.

Nationale Systemdaten
Aussteller
Datensatz Referenz
Datensatz Versionsnummer
Datensatz Versionsstatus
Nummer der Einfuhranmeldung
Positionsnummer in der Anmeldung
Datum der Anmeldungsannahme
Code für das beantragte Verfahren
Code für das vorhergehende Verfahren:
Code für das Ursprungsland
Code für das Präferenzursprungsland
Code für das Bestimmungsland
Versendungsland
Laufende Nummer des Kontingents
Warenbezeichnung
Code der Unterposition des Harmonisierten Systems
Code der Kombinierten Nomenklatur
TARIC-Code
Eigenmasse
Statistischer Wert
Besondere Maßeinheiten
Art der Anmeldung
Art der zusätzlichen Anmeldung
Format
Kennung des Einführers
Einfuhrland
Kennung des Empfängers
Kennung des Anmelders
Kennung des Bewilligungsinhabers
Art des Bewilligungsinhabers
Aktenzeichen der Bewilligung
Kennung des Vertreters
Verkehrszweig an der Grenze
Inländischer Verkehrszweig

Anhang VIII

Standardfaktoren zur Verwendung in der Überwachung direkter Emissionen auf Anlagenebene

1. BRENNSTOFF-EMISSIONSFAKTOREN, BEZOGEN AUF DEN UNTEREN HEIZWERT (NCV)

Tabelle 1: Brennstoff-Emissionsfaktoren, bezogen auf den unteren Heizwert (NCV), und untere Heizwerte je Brennstoffmasse

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO₂/TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)	Quelle
Rohes Öl	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
Leuchtöl (Kerosin) (außer Flugturbinenkraftstoff)	71,9	43,8	IPCC GL 2006
Schieferöl	73,3	38,1	IPCC GL 2006
Gas-/Dieselöl	74,1	43,0	IPCC GL 2006
Rückstandsheizöl	77,4	40,4	IPCC GL 2006
Verflüssigtes Erdgas	63,1	47,3	IPCC GL 2006
Ethan	61,6	46,4	IPCC GL 2006
Naphtha	73,3	44,5	IPCC GL 2006
Bitumen	80,7	40,2	IPCC GL 2006
Schmiermittel	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
Testbenzin und Industriebrennstoffe	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Andere Mineralölprodukte	73,3	40,2	IPCC GL 2006
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
Steinkohlebriketts	97,5	20,7	IPCC GL 2006
Kokereikoks u. Braunkohlenkoks	107,0	28,2	IPCC GL 2006

Brennstofftyp	Emissionsfaktor (t CO ₂ /TJ)	Unterer Heizwert (TJ/Gg)	Quelle
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
Hochofengas (Gichtgas)	260	2,47	IPCC GL 2006
Konvertergas	182	7,06	IPCC GL 2006
Erdgas	56,1	48,0	IPCC GL 2006
Industrieabfälle	143	entf.	IPCC GL 2006
Ölabfälle	73,3	40,2	IPCC GL 2006
Torf	106,0	9,76	IPCC GL 2006
Altreifen	85,0 ⁷	entf.	World Business Council for Sustainable Development – Cement Sustainability Initiative (WBCSD CSI)
Kohlenmonoxid	155,2 ⁸	10,1	J. Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.
Methan	54,9 ⁹	50,0	J. Falbe und M. Regitz, Römpp Chemie Lexikon, Stuttgart, 1995.

Tabelle 2: Brennstoff-Emissionsfaktoren, bezogen auf den unteren Heizwert (NCV), und untere Heizwerte je Masse des Biomassematerials.

Biomassematerial	Vorläufiger EF [t CO ₂ / TJ]	NCV [GJ/t]	Quelle
Holz / Holzabfälle (lufttrocken ¹⁰)	112	15,6	IPCC GL 2006

⁷ Dieser Wert ist der vorläufige Emissionsfaktor, d. h. gegebenenfalls vor Anwendung eines Biomasseanteils.

⁸ Auf Basis eines NCV von 10,12 TJ/t.

⁹ Auf Basis eines NCV von 50,01 TJ/t.

¹⁰ Der angegebene Emissionsfaktor beruht auf der Annahme von 15 % Wassergehalt des Holzes. Frisches Holz kann einen Wassergehalt von bis zu 50 % aufweisen. Der NCV von absolut trockenem (darrtrockenem) Holz wird nach folgender Gleichung bestimmt:

$$NCV = NCV_{dry} \cdot (1 - w) - \Delta H_v \cdot w$$

Biomassematerial	Vorläufiger EF [t CO₂ / TJ]	NCV [GJ/t]	Quelle
Sulfitlauge (Schwarzlauge)	95,3	11,8	IPCC GL 2006
Andere primäre feste Biomasse	100	11,6	IPCC GL 2006
Holzkohle	112	29,5	IPCC GL 2006
Biobenzin	70,8	27,0	IPCC GL 2006
Biodiesel	70,8	37,0	IPCC 2006 GL ¹¹
Andere flüssige Biokraftstoffe	79,6	27,4	IPCC GL 2006
Deponiegas ¹²	54,6	50,4	IPCC GL 2006
Klärgas ¹⁰	54,6	50,4	IPCC GL 2006
Sonstiges Biogas ¹⁰	54,6	50,4	IPCC GL 2006
Haushaltsabfälle (Biomasseanteil) ¹³	100	11,6	IPCC GL 2006

2. EMISSIONSFAKTOREN, BEZOGEN AUF PROZESSEMISSIONEN

Tabelle 3: Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung (Methode A)

Karbonat	Emissionsfaktor (t CO₂/t Karbonat)
CaCO ₃	0,440
MgCO ₃	0,522
Na ₂ CO ₃	0,415
BaCO ₃	0,223
Li ₂ CO ₃	0,596
K ₂ CO ₃	0,318
SrCO ₃	0,298
NaHCO ₃	0,524
FeCO ₃	0,380

Dabei ist NCV_{dry} der NCV des absolut trockenen Materials, w ist der Wassergehalt (Massenanteil) und $\Delta H_v = 2,4\text{GJ/t } H_2O$ ist die Verdampfungsenthalpie von Wasser. Nach derselben Gleichung kann aus dem trockenen NCV der NCV für einen bestimmten Wassergehalt zurückberechnet werden.

¹¹ Der NCV-Wert ist Anhang III der Richtlinie (EU) 2018/2001 entnommen.

¹² Für Deponiegas, Klärgas und sonstiges Biogas: Die Standardwerte beziehen sich auf reines Biomethan. Um zu den richtigen Standardwerten zu gelangen, ist eine Bereinigung um den Methangehalt des Gases erforderlich.

¹³ In den IPCC-Leitlinien sind auch Werte für den fossilen Anteil von Haushaltsabfällen angegeben: EF = 91,7 t CO₂/TJ; NCV = 10 GJ/t

Karbonat	Emissionsfaktor (t CO₂/t Karbonat)
Allgemeines	Emissionsfaktor = $[M(\text{CO}_2)] / \{ Y * [M(x)] + Z * [M(\text{CO}_3^{2-})] \}$ X = Metall M(x) = Molekulargewicht von X in [g/mol] M(CO ₂) = Molekulargewicht von CO ₂ in [g/mol] M(CO ₃ ²⁻) = Molekulargewicht von CO ₃ ²⁻ in [g/mol] Y = stöchiometrische Zahl von X Z = stöchiometrische Zahl von CO ₃ ²⁻

Tabelle 4: Stöchiometrischer Emissionsfaktor für Prozessemissionen aus der Karbonatzersetzung auf Basis von Erdalkalioxiden (Methode B)

Oxid	Emissionsfaktor (t CO₂/t Oxid)
CaO	0,785
MgO	1,092
BaO	0,287
Allgemeines X _Y O _Z	Emissionsfaktor = $[M(\text{CO}_2)] / \{ Y * [M(x)] + Z * [M(\text{O})] \}$ 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 5: Emissionsfaktoren für Prozessemissionen aus anderen Prozessmaterialien (Eisen- und Stahlproduktion und Verarbeitung von Eisenmetallen)¹⁴

Input- oder Output-Material	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO₂/t)
Direkt reduziertes 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

¹⁴ IPCC-Leitlinien 2006 für Nationale Treibhausgasinventare.

Input- oder Output-Material	Kohlenstoffgehalt (t C/t)	Emissionsfaktor (t CO₂/t)
Petrolkoks	0,8706	3,19
Roheisen	0,0409	0,15
Eisen/Eisenschrott	0,0409	0,15
Stahl/Stahlschrott	0,0109	0,04

3. TREIBHAUSPOTENZIALE ANDERER TREIBHAUSGASE ALS CO₂

Tabelle 6: Treibhauspotenziale

Gas	Treibhauspotenzial
N ₂ O	265 t CO ₂ e / t N ₂ O
CF ₄	6 630 t CO ₂ e / t CF ₄
C ₂ F ₆	11 100 t CO ₂ e / t C ₂ F ₆

ANHANG IX

Harmonisierte Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme

Die in den nachstehenden Tabellen angegebenen harmonisierten Wirkungsgrad-Referenzwerte für die getrennte Erzeugung von Strom und Wärme beruhen auf dem unteren Heizwert (auch: Netto-Heizwert) und atmosphärischen ISO-Standardbedingungen (15 °C Umgebungstemperatur bei 1,013 bar und 60 % relativer Luftfeuchtigkeit).

Tabelle 1: Referenz-Effizienzfaktoren für die Stromerzeugung

Kategorie	Art des Brennstoffs		Baujahr		
			Vor 2012	2012- 2015	Ab 2016
Feststoffe	S1	Steinkohle einschließlich Anthrazit, bituminöser Kohle, subbituminöser Kohle, Koks, Schwelkoks, Petrolkoks	44,2	44,2	44,2
	S2	Braunkohle, Braunkohlebriketts, Schieferöl	41,8	41,8	41,8
	S3	Torf/Torfbriketts	39,0	39,0	39,0
	S4	Trockene Biomasse einschließlich Holz und sonstiger fester Biomasse einschließlich Holzpellets und -briketts, Holzhackgut, sauberer und trockener Holzabfälle, Nusschalen sowie Olivenkernen und anderer Kerne	33,0	33,0	37,0
	S5	Sonstige feste Biomasse einschließlich aller nicht unter S4 genannten Holzarten sowie Schwarzlauge und Braunlauge	25,0	25,0	30,0
	S6	Siedlungs- und Industrieabfälle (nicht erneuerbar) sowie erneuerbare/biologisch abbaubare Abfälle	25,0	25,0	25,0
Flüssige Brennstoffe	L7	Schweres Heizöl, Gas-/Dieselöl, sonstige Ölprodukte	44,2	44,2	44,2
	L8	Biobrennstoffe einschließlich Biomethanol, Bioethanol, Biobutanol, Biodiesel und anderer flüssiger Biobrennstoffe	44,2	44,2	44,2
	L9	Flüssige Abfälle einschließlich biologisch abbaubarer und nicht erneuerbarer Abfälle (einschließlich Talg, Fett und ausgelaugter Körner)	25,0	25,0	29,0
Gase	G10	Erdgas, LPG, LNG und Biomethan	52,5	52,5	53,0
	G11	Raffineriegase, Wasserstoff und Synthesegas	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogas aus anaerober Zersetzung, Deponiegas und Klärgas	42,0	42,0	42,0
	G13	Kokereigas, Hochofengas, Grubengas und sonstiges Konvertergas (mit Ausnahme von Raffineriegas)	35,0	35,0	35,0
Sonstige	O14	Abwärme (einschließlich Hochtemperatur-Verfahrensabgasen, Produkten aus exothermen chemischen Reaktionen)			30,0

Tabelle 2: Referenz-Effizienzfaktoren für die Wärmeerzeugung

Kategorie		Art des Brennstoffs	Baujahr					
			Vor 2016			Ab 2016		
			Heißwasser	Dampf ¹⁵	Unmittelbare Nutzung von Abgasen ¹⁶	Heißwasser	Dampf ¹⁵	Unmittelbare Nutzung von Abgasen ¹⁶
Feststoffe	S1	Steinkohle einschließlich Anthrazit, bituminöser Kohle, subbituminöser Kohle, Koks, Schwelkoks, Petrolkoks	88	83	80	88	83	80
	S2	Braunkohle, Braunkohlebriketts, Schieferöl	86	81	78	86	81	78
	S3	Torf/Torfbriketts	86	81	78	86	81	78
	S4	Trockene Biomasse einschließlich Holz und sonstiger fester Biomasse einschließlich Holzpellets und -briketts, Holzhackgut, sauberer und trockener Holzabfälle, Nussschalen sowie Olivenkernen und anderer Kerne	86	81	78	86	81	78
	S5	Sonstige feste Biomasse	80	75	72	80	75	72

¹⁵ Wird bei Dampfanlagen die Kondensatrückführung bei der Berechnung des KWK-Wärmewirkungsgrades (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) nicht berücksichtigt, sollten die in der vorstehenden Tabelle angegebenen Dampf-Wirkungsgrade um 5 Prozentpunkte erhöht werden.

¹⁶ Die Werte für die unmittelbare Nutzung von Abgasen sind zu verwenden, wenn die Temperatur 250 °C oder mehr beträgt.

		einschließlich aller nicht unter S4 genannten Holzarten sowie Schwarzlauge und Braunlauge						
	S6	Siedlungs- und Industrieabfälle (nicht erneuerbar) sowie erneuerbare/biologisch abbaubare Abfälle	80	75	72	80	75	72
Flüssige Brennstoffe	L7	Schweres Heizöl, Gas-/Dieselöl, sonstige Ölprodukte	89	84	81	85	80	77
	L8	Biobrennstoffe einschließlich Biomethanol, Bioethanol, Biobutanol, Biodiesel und anderer flüssiger Biobrennstoffe	89	84	81	85	80	77
	L9	Flüssige Abfälle einschließlich biologisch abbaubarer und nicht erneuerbarer Abfälle (einschließlich Talg, Fett und ausgelaugter Körner)	80	75	72	75	70	67
Gase	G10	Erdgas, LPG, LNG und Biomethan	90	85	82	92	87	84
	G11	Raffineriegase, Wasserstoff und Synthesegas	89	84	81	90	85	82

	G12	Biogas aus anaerober Zersetzung, Deponiegas und Klärgas	70	65	62	80	75	72
	G13	Kokereigas, Hochofengas, Grubengas und sonstiges Konvertergas (mit Ausnahme von Raffineriegas)	80	75	72	80	75	72
Sonstige	O14	Abwärme (einschließlich Hochtemperatur-Verfahrensabgasen, Produkten aus exothermen chemischen Reaktionen)	—	—	—	92	87	—