



Leitfaden zur Erstellung von Überwachungsplänen und Emissionsberichten für stationäre Anlagen

4. Handelsperiode (2021–2030) des europäischen Emissionshandels

Impressum

Herausgeber

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt)

im Umweltbundesamt

City Campus

Haus 3, Eingang 3A

Buchholzweg 8

13627 Berlin

Telefon: +49 (0) 30 89 03-50 50

Telefax: +49 (0) 30 89 03-50 10

emissionshandel@dehst.de

Internet: www.dehst.de

Stand: Februar 2024

Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	2
Tabellenverzeichnis	10
Abbildungsverzeichnis.....	11
Abkürzungen	12
Hinweise im Dokument.....	13
Versionshinweise.....	14
Einleitung.....	16

Teil 1: Grundlagen der Überwachung von Emissionen und Überwachungsplan

1 Akteure und ihre Aufgaben	17
1.1 Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen.....	18
1.2 Landesbehörden	19
1.3 Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt)	19
1.4 Prüfstelle.....	20
1.5 Akkreditierungsstelle	20
2 Grundlegende Aspekte des Überwachungsplans.....	21
2.1 Funktion und Bedeutung des Überwachungsplans.....	22
2.2 Relevante Rechtsgrundlagen.....	22
2.3 Genehmigung des Überwachungsplans	22
2.4 Änderungen des Überwachungsplans	23
2.5 Überwachungspflicht bei Wechsel des Betreibers einer Anlage.....	24
2.6 Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse.....	24
3 Elektronische Erstellung und Übermittlung von Überwachungsplänen	25
3.1 Verbindliche elektronische Kommunikation	26
3.2 Formular-Management-System (FMS).....	26
3.3 Virtuelle Poststelle (VPS)	28
3.4 Signatur	28
4 Grundlagen der Überwachung von Emissionen.....	29
4.1 Überwachungsmethoden und Ermittlung der Emissionen (Standardmethode, Massenbilanz und kontinuierliche Emissionsmessung)	30
4.2 Anlagenkategorien (A, B, C), Klassifikation der Stoffströme (emissionsstark, -schwach, de-minimis) und Ebenenanforderungen.....	31
4.3 Abweichungen von den Anforderungen der MVO.....	32
4.3.1 Unverhältnismäßigkeit	32
4.3.2 De-minimis-Stoffströme.....	34
4.3.3 Fall-Back-Konzept.....	34
4.3.4 Kommerzielle Standardbrennstoffe	34

4.4	Anlagen mit geringen Emissionen.....	35
4.5	Anlagen ohne Emissionen	35
4.6	Kleinemittenten nach § 27 TEHG und §§ 16 ff. EHV	36
4.7	Verhängung von Bußgeldern	36
5	Erstellen eines Verbesserungsberichts	37
6	Ermittlung von Stoffmengen und Erstellen von Unsicherheitsnachweisen	39
6.1	Allgemeine Definitionen und Hinweise zur Berechnung von (Mess-)Unsicherheiten	40
6.2	Vorgehensweise einer vollständigen Nachweisführung	43
6.2.1	Beschreibung der Ermittlungsmethode.....	43
6.2.2	Auswahl der Berechnungsformel zur Bestimmung der Gesamtunsicherheit.....	43
6.2.3	Ermittlung der Unsicherheiten der Eingangsgrößen	46
6.2.4	Berechnung der Gesamtunsicherheit und Vergleich mit der nach MVO geforderten Ebene.....	48
6.3	Beispiele für die Unsicherheitsermittlung	49
6.3.1	Ermittlung der Unsicherheit bei der Bestimmung der jährlichen Einsatzmenge Erdgas durch Addition der von zwei Messgeräten gemessenen Mengen (Beispiel einer vollständigen Nachweisführung)	49
6.3.2	Ermittlung der Unsicherheit der mit einer nicht geeichten Förderbandwaage gemessenen Menge.....	54
6.3.3	Ermittlung der Unsicherheit des Lageranfangs- und -endbestands einer Kohlehalde.....	56
6.3.4	Ermittlung der erweiterten Unsicherheit einer geeichten Fahrzeugwaage aus dem Eichwert ..	59
7	Bestimmung von Berechnungsfaktoren.....	60
7.1	Verwendung von Standardfaktoren	61
7.2	Individuelle Ermittlung von Berechnungsfaktoren.....	62
7.2.1	Rangfolge von Normen	62
7.2.2	Probenahme	62
7.2.3	Analyse	63
7.2.4	Eignung der analysierenden Labore.....	64
7.3	Anforderungen an spezielle Berechnungsfaktoren	66
7.3.1	Emissionsfaktoren.....	66
7.3.2	Heizwerte	67

8 Emissionen aus Biomasse	68
8.1 Verwendungszweck der Biomasse und Anforderungen für den Abzug von Emissionen aus Biomasse	70
8.1.1 Stofflicher Einsatz von Biomasse (Prozessmaterial)	70
8.1.2 Verbrennung von Biomasse (Brennstoff)	71
8.2 Bestimmung des Biomasseanteils	71
8.2.1 Reine Biomasse-Stoffströme	71
8.2.2 Gemischte Biomasse-Stoffströme.....	72
8.3 Rechtsrahmen, Akteure und ihre Aufgaben sowie Übergangsregelungen für die Nachweisführung der Nachhaltigkeit	74
8.3.1 Rechtsrahmen.....	74
8.3.2 Akteure und ihre Aufgaben.....	74
8.3.3 Übergangsregelungen nach § 3a EHV für das Jahr 2023	76
8.4 Für die Abzugsfähigkeit des nachhaltigen Biomasseanteils nachzuweisende RED II-Kriterien	79
8.4.1 Einstufung in Biomasse-Kategorie	81
8.4.2 Anforderungen an die Massenbilanzierung	81
8.4.3 Flächenbezogene Nachhaltigkeitskriterien.....	81
8.4.4 Treibhausgasminderung	81
8.5 Biomethan aus dem Erdgasnetz	84
8.5.1 Stofflicher Einsatz von Biomethan	84
8.5.2 Energetischer Einsatz von Biomethan	85
8.5.3 Abbildung in FMS	86
8.6 Nachweisvereinfachung für Abfallbrennstoffe	87
8.6.1 Zulässige Kontrollsysteme	87
8.6.2 RED II-Compliance-Nachweis für die jährliche Emissionsberichterstattung	89
8.7 Biomasse im Überwachungsplan.....	90
8.7.1 Hinweise zur Bezeichnung des Stoffstroms und zur Stoffstromklassifizierung	90
8.7.2 Verfahrensbeschreibung über die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen	90
8.7.3 Änderung des Überwachungsplans	92
8.8 Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen	92
8.8.1 Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen für flüssige Biomasse	93
8.8.2 Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen für feste und gasförmige Biomasse.....	93
8.8.3 Abzugsfähiger biogener Anteil bei Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises	94
8.9 Überprüfung von Nachhaltigkeitsanforderungen durch Prüfstellen	96
8.10 Überprüfung von Nachhaltigkeitsanforderungen durch Prüfstellen	98
8.10.1 Prüfinhalt bezüglich Nachhaltigkeitsanforderungen bei jedem Biomasse-Stoffstrom	98
8.10.2 Überprüfung der RED II-Kriterien bei Abfallbrennstoffen.....	99

9	Kontinuierliche Emissionsmessung (KEMS)	100
9.1	Grundsätzliche Anforderungen	101
9.2	Auswertung der Emissionsdaten	102
9.3	Qualitätssicherung und Nachweisführung für KEMS.....	104
9.4	Unsicherheitsbestimmung	105
9.4.1	Ermittlung der Gesamtunsicherheit des THG-Massenstroms.....	105
9.4.2	Unterschiedliche Bezugsgrößen bei der Kalibrierung nach QAL2	107
9.5	Laufende Überwachung und Ermittlung von Ersatzwerten	108
10	Verfahrensanweisungen	109
11	Risikobewertung	111
11.1	Ergebnisse der Risikobewertung	112
11.2	Empfehlung für Inhalte einer internen Risikobewertung	112
12	Angaben zur Anlage und zu übergeordneten Themen	115
12.1	Zuordnung und Beschreibung der Anlage (Formular „Anlage“)	116
12.2	Angaben zu Anlagenkapazität und Produktion sowie zu Anlagenteilen (Formulare „Produktion“, „Anlagenteil“, „Produktion (Anlagenteil)“)	118
12.3	Angaben zur Tätigkeit (Formular „Berichts-anlagenteil“)	118
12.4	Angaben zu Messgeräten (Formular „Messgerät“)	120
12.5	Angaben zu Analyseverfahren (Formular „Analyseverfahren“)	122
12.6	Angaben zu Laboren (Formular „Labor“)	122
12.7	Angaben zum Datenmanagement und Kontrollsystem (Formular „Datenmanagement“)	123
13	Überwachung von CO₂-Emissionen	125
13.1	Brennstoff- und Materialströme (Stoffstrom-Formulare „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“, „Materialstrom“)	126
13.1.1	Zuordnung von Brennstoff- und Materialströmen zu Berichts-anlagenteilen	126
13.1.2	Beschreibung der Brennstoff- und Materialströme	126
13.1.3	Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung	127
13.1.4	Angaben zur Probenahme	127
13.1.5	Angaben zu Stoffmengen	128
13.1.6	Angaben zu Berechnungsfaktoren	129
13.1.7	Angaben zum Bezug von weitergeleiteten Gasen	130
13.2	Kohlenstoffbilanzen (Formular „Massenbilanz“)	130
13.3	Kontinuierliche Messung von CO ₂ (Formular „CO ₂ -Messung“)	130
13.4	Weiterleitung von inhärentem CO ₂	133
13.4.1	Weiterleitung auf dem Massenbilanzglied.....	133
13.4.2	Überwachung von weitergeleiteten CO ₂ -Emissionen mittels kontinuierlicher Emissionsmessung.....	134

14 Überwachung von N₂O-Emissionen	135
14.1 Kontinuierliche Messung von N ₂ O (Formular „N ₂ O-Messung“)	136
14.2 Weitergeleitetes N ₂ O (Formular „N ₂ O-Weiterleitung“)	137
14.3 Angaben zum Bezug von weitergeleitetem N ₂ O	137
15 Überwachung von PFC-Emissionen (Formular „Zelltyp“)	138

Teil 2: Emissionsbericht

16 Grundlegende Aspekte	141
16.1 Funktion und Bedeutung des Emissionsberichts	142
16.2 Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse	142
17 Elektronische Erstellung und Übermittlung von Emissionsberichten	143
17.1 Verbindliche elektronische Kommunikation	144
17.2 Das Formular-Management-System (FMS)	144
17.3 Virtuelle Poststelle (VPS)	145
18 Anforderungen an die Emissionsberichterstattung	146
18.1 Vollständigkeit des Emissionsberichts	147
18.2 Berichts- und Abgabepflicht bei Wechsel des Betreibers einer Anlage	147
18.3 Anlagen ohne Emissionen	147
18.4 Eintrag der geprüften Emissionen ins Unionsregister	148
18.5 Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflicht	148
18.5.1 Kontosperrung	148
18.5.2 Sanktion wegen Verletzung der Abgabepflicht	149
18.5.3 Verhängung von Bußgeldern	149
18.6 Zusammenwirken von EU-ETS und dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS)	150
19 Übergeordnete Themen und Angaben zur Anlage	151
19.1 Zusammenfassung der Treibhausgasemissionen (Formular „Zusammenfassung“)	152
19.2 Dem Emissionsbericht zugrunde liegender Überwachungsplan (Formular „Überwachungsplan“)	152
19.3 Abbildung von Änderungen der Ebene und/oder der Überwachungsmethode während des Berichts- jahrs	153
19.4 Umgang mit Datenlücken und Nichtkonformitäten	154
19.4.1 Pfad 1: Direkt reproduzierbare Ersatzdaten derselben Ebene	155
19.4.2 Pfad 2: Direkt reproduzierbare Ersatzdaten mit Qualitätsverlust	156
19.4.3 Pfad 3: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten niedrigerer Ebenen	158
19.4.4 Pfad 4: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis einer Korrelation von Parametern	159
19.4.5 Pfad 5: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis historischer Datensätze	160
19.4.6 Pfad 6: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis von Expertengutachten	162

19.5	Beschreibung der Anlage (Formular „Anlage“), Angaben zu den Anlagenteilen und zur Produktion (Formular „Anlagenteil und Produktion“)	162
19.6	Angaben zur Tätigkeit (Formular „Berichtsanlagenteil“)	162
20	Berichterstattung von CO₂-Emissionen	163
20.1	Brennstoff- und Materialströme (Stoffstrom-Formulare „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“ und „Materialstrom“)	164
20.1.1	Angaben zum Gültigkeitszeitraum	164
20.1.2	Angaben zu Stoffmengen und Berechnungsfaktoren	164
20.1.3	Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung	167
20.1.4	Angaben zum Bezug von weitergeleiteten Stoffen	168
20.2	Kohlenstoffbilanzen (Formular „Massenbilanz“)	169
20.3	Kontinuierliche Messung von CO ₂ (Formular „CO ₂ -Messung“)	170
20.3.1	Angaben zum Gültigkeitszeitraum	170
20.3.2	Angaben zur CO ₂ -Messung	170
20.4	Weiterleitung von CO ₂	172
20.4.1	Abbildung der Weiterleitung auf dem Formular „Massenbilanz“	172
20.4.2	Abbildung der Weiterleitung auf dem Formular „CO ₂ -Messung“	173
20.5	Automatische Berechnung der CO ₂ -Emissionen im FMS	174
21	Berichterstattung von N₂O-Emissionen (Formular „N₂O-Messung“)	176
22	Berichterstattung von PFC-Emissionen (Formular „Zelltyp“)	179
23	Prüfstelle	181
23.1	Rechtsrahmen	182
23.2	Akkreditierte Prüfstellen	182
23.3	Prüftätigkeit	183
23.4	Bewertung des Emissionsberichts und Prüfbericht	183
23.5	Rotation des leitenden Prüfers	185
23.6	Verzicht auf die Standortbegehung	185
23.6.1	Allgemeines	185
23.6.2	Voraussetzungen für einen Verzicht	186
23.6.3	Hinweise zur Antragstellung	187
23.7	Virtuelle Standortbegehung	187
23.7.1	Allgemeines	187
23.7.2	Voraussetzungen eines Antrags nach Art. 34a Abs. 2 AVR	188
23.7.3	Hinweise zur Antragstellung	189
23.8	Abbildung von Hinweisen auf offene Falschangaben und Nichtkonformitäten sowie Abweichungen von der MVO und Empfehlungen für Verbesserungen im FMS	189

24 Tätigkeitsspezifische Anforderungen	191
24.1 Energieanlagen und Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen (Anhang 1 Teil 2 Nr. 1 bis 6 TEHG)	192
24.2 Mineralölraffinerien (Anhang 1 Teil 2 Nr. 7 TEHG).....	193
24.3 Kokereien, Röst- und Sinteranlagen sowie Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Roheisen oder Stahl sowie Anlagen zur Herstellung oder Verarbeitung von Eisenmetallen (Anhang 1 Teil 2 Nr. 8–11 TEHG)	201
24.4 Anlagen zur Herstellung von Primäraluminium (Anhang 1 Teil 2 Nr. 12 TEHG)	202
24.5 Anlagen zur Herstellung von Zementklinker (Anhang 1 Teil 2 Nr. 14 TEHG)	202
24.6 Anlagen zum Brennen von Kalkstein, Magnesit oder Dolomit (Anhang 1 Teil 2 Nr. 15 TEHG)	203
24.7 Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse (Anhang 1 Teil 2 Nr. 17 TEHG)	204
24.8 Anlagen mit N ₂ O-Emissionen (Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure und Glyoxal oder Glyoxylsäure) (Anhang 1 Teil 2 Nr. 23 bis 25 TEHG)	205
24.9 Anlagen zur Herstellung von Ammoniak (Anhang 1 Teil 2 Nr. 26 TEHG).....	206
24.10 Anlagen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien (Anhang 1 Teil 2 Nr. 27 TEHG)	206
24.11 Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas (Anhang 1 Teil 2 Nr. 28 TEHG)	207
24.12 Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe (Anhang 1 Teil 2 Nr. 15 TEHG)	209
24.13 Anlagen zur Herstellung von Glas (auch aus Altglas), einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern (Anhang 1 Teil 2 Nr. 16 TEHG).....	210
25 Anhang.....	211
Anhang 1: Hinweise zur Probenahme und Analyse.....	212
Anhang 2: Anforderungen an die Probenahme	213
Anhang 3: Anforderungen an die Analyse.....	215
Anhang 4: Standardfaktoren (DEHSt-Liste).....	218
Anhang 5: Gesetzliches Messwesen in Deutschland	220
Anhang 6: Übersicht über die Einflussgrößen.....	224
Anhang 7: Eichung, Konformitätsprüfung, Kalibrierung und Justierung	231
Anhang 8: Übersicht Veröffentlichungen	232

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Individuelle Unsicherheitsbetrachtung für die Eingangsgröße „gemessenes Betriebsvolumen mit Messgerät 2“ ($U(x_{B,2})$).....	52
Tabelle 2:	Individuelle Unsicherheitsbetrachtung für die Eingangsgröße „Zustandszahl an Messgerät 2“ ($U(\text{Zustandszahl}_2)$)	53
Tabelle 3:	Handlungsleitende Fragen für Umsetzungsvorkehrungen zur Anerkennung nachhaltiger Biomasse	70
Tabelle 4:	Fossile Vergleichswerte nach RED II.....	85
Tabelle 5:	Formular „Brennstoffstrom_HW“, Seite 4, Angaben zu „Biogener Anteil am Gesamtkohlenstoffgehalt“ bei Biomethan aus Erdgasnetzen.....	87
Tabelle 6:	Beispiel für eine Liste von Nachweisen zur nachhaltigen Biomasse als Begleitdokument zum Emissionsbericht über das Berichtsjahr 2023	98
Tabelle 7:	Übersicht der einzelnen Arbeitsschritte einer Risikobewertung	113
Tabelle 8:	Kategorisierung für die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses	114
Tabelle 9:	Kategorisierung für den Einfluss des Ereignisses auf die Emissionsmenge	114
Tabelle 10:	Formular „Anlage“, Seite 2 und 3, Eigenschaften der Anlage, Zuordnung der Anlage	117
Tabelle 11:	Gegenüberstellung der Tätigkeiten nach TEHG und EHRL (Nummern gemäß EUTL)	118
Tabelle 12:	Tätigkeiten nach Anhang 1 Teil 2 TEHG und Anhang IV MVO.....	120
Tabelle 13:	Formular „Messgerät“, Seite 1, Angaben zum Messgerät.....	121
Tabelle 14:	Formular „Messgerät“, Seite 1, Angaben zur Qualitätssicherung.....	122
Tabelle 15:	Formular „Datenmanagement“, Seite 1, Datenfluss.....	124
Tabelle 16:	Formular „Datenmanagement“, Seite 2, Kontrollaktivitäten	124
Tabelle 17:	Formular „Datenmanagement“, Seite 1, Datenlücken	125
Tabelle 18:	Stoffstrom-Formulare, Seite 3, Verbrauchsmenge bzw. Einsatzmenge	129
Tabelle 19:	Formular „CO ₂ -Messung“, Seite 1, Angaben zur Bestimmung der CO ₂ -Konzentration	132
Tabelle 20:	Formular „CO ₂ -Messung“, Seite 2, Angaben zur Bestimmung des Abgasstroms.....	132
Tabelle 21:	Formular „CO ₂ -Messung“, Seite 3, Angaben zur Ermittlung der CO ₂ -Emissionen	133
Tabelle 22:	Formular „N ₂ O-Messung“, Seite 2, Angaben zur Bestimmung des Abgasstroms.....	137
Tabelle 23:	Formular „Zelltyp“, Seite 1, Jährliche Produktionsmenge Aluminium (Pr_{Al})	140
Tabelle 24:	Treibhausgaspotenziale	153
Tabelle 25:	Beispiele für Pfad 1	156
Tabelle 26:	Bestimmung des Aufschlags auf die Ersatzdaten bei Vergleichsuntersuchungen	157
Tabelle 27:	Beispiele für Pfad 2	158
Tabelle 28:	Beispiele für Pfad 3	159
Tabelle 29:	Beispiele für Pfad 4	161
Tabelle 30:	Beispiele für Pfad 5	162
Tabelle 31:	Beispiele für Pfad 6	163
Tabelle 32:	Stoffstrom-Formular, Seite 2	166

Tabelle 33:	Stoffstrom-Formular, Seite 2, andere Datenquelle	167
Tabelle 34:	Umrechnung der Berechnungsfaktoren	167
Tabelle 35:	Formular „CO ₂ -Messung“, Seite 1, Angaben zur Ermittlung der CO ₂ -Emissionen aus der Quelle	171
Tabelle 36:	Formular „Massenbilanz“, Seite 4, Weiterleitung von Stoffen	173
Tabelle 37:	Formular „CO ₂ -Messung“, Seite 2, Angaben zur Weiterleitung von CO ₂	174
Tabelle 38:	Berechnung der CO ₂ -Emissionen auf den Stoffstrom-Formularen „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“, „Materialstrom“	175
Tabelle 39:	Berechnung der CO ₂ -Emissionen auf dem Stoffstrom-Formular „Massenbilanz“	176
Tabelle 40:	Berechnung der CO ₂ -Emissionen auf dem Formular „CO ₂ -Messung“	176
Tabelle 41:	Formular „N ₂ O-Messung“, Seite 1, Angaben zur Ermittlung der N ₂ O-Emissionen aus der Quelle	178
Tabelle 42:	Formular „Zelltyp“, Seite 2	181
Tabelle 43:	Unsicherheiten bei der Korrektur der Volumenmessung der zugeführten Luft und des Stickstoffs.....	197
Tabelle 44:	Typischer Arbeitsbereich, relative und absolute Unsicherheit	197
Tabelle 45:	Einflussgrößen und mögliche Datenquellen für die Unsicherheitsangabe im Rahmen der Erstellung individueller Unsicherheitsberechnungen.....	225

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Aufgabenverteilung der Akteure im jährlichen Compliance Cycle	18
Abbildung 2:	Struktur der Formulare im FMS.....	27
Abbildung 3:	Verzeichnisbaum im FMS.....	28
Abbildung 4:	Darstellung Wegfall der Zertifizierungspflicht nach § 3 Absatz 2 EHV bei Einsatz zertifizierter Biomasse in Anlagen mit erstmaliger Biomassenutzung vor dem 31. Dezember 2020.....	77
Abbildung 5:	Darstellung der Übergangsbestimmungen nach § 3 a EHV im Berichtsjahr 2023	78
Abbildung 6:	Übersicht über nachzuweisende RED II-Kriterien nach Biomasse-Kategorie	81
Abbildung 7:	Übersicht über die zulässigen Kontrollsysteme bei Abfallbrennstoffen	89
Abbildung 8:	Geplante Nachweiserfassung für feste und gasförmige Biomasse in der Datenbank Nabisy (Fall 1)	94
Abbildung 9:	Geplante Nachweiserfassung für feste und gasförmige Biomasse in der Datenbank Nabisy (Fall 2)	94
Abbildung 10:	Varianten der kontinuierlichen Emissionsmessung	102
Abbildung 11:	Korrekturgrößen	108
Abbildung 12:	Bewertungsraster für Risiken	115
Abbildung 13:	Methoden zur Schließung von Datenlücken bzw. Korrektur von Nichtkonformitäten.....	155
Abbildung 14:	Formularfelder auf dem Formular "Massenbilanz"	170
Abbildung 15:	Schema der FCC-Anlage.....	201

Abkürzungen

AVR	Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (EU) 2018/2067
AMS	Automatische Messeinrichtung
AST	Jährlicher Funktionstest („Annual Surveillance Test“)
BEP	Bundeseinheitliche Praxis bei der Überwachung der Emissionen
BiMas	Bioerdgas-Massenbilanzsystem der Green Navigation GmbH
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BioKraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
CCS	CO ₂ -Abscheidung und Speicherung (Carbon Capture and Storage)
CEN	Europäisches Komitee für Normung
CO₂-Äq	Kohlenstoffdioxid-Äquivalent
DAkKS	Deutsche Akkreditierungsstelle
dena	Deutsche Energie-Agentur
DIN	Deutsches Institut für Normung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
eBAnz	Elektronischer Bundesanzeiger
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EHRL	Emissionshandelsrichtlinie
EHV	Emissionshandelsverordnung
EN	Europäische Norm
EU-ETS	Europäisches Emissionshandelssystem
FMS	Formular-Management-System
GUM	Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement
ISO	Internationale Organisation für Normung
IEC	Internationale Elektrotechnische Kommission für Normung
KEMS	Kontinuierliches Emissionsmesssystem
MVO	Monitoring-Verordnung (EU) 2018/2066
Nabisy	Nachhaltige-Biomasse-Systeme, Datenbank der BLE
nEHS	Nationales Emissionshandelssystem
QAL	Qualitätssicherung („Quality Assurance Level“) für kontinuierliche Emissionsmessung
QES	Qualifizierte elektronische Signatur
RED I	Renewable Energy Directive 2009/28/EG
RED II	Renewable Energy Directive (EU) 2018/2001
SBS	Sekundärbrennstoff
TEHG	Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz)
THG	Treibhausgas
VPS	Virtuelle Poststelle
XML	Mensch-/maschinelesbare Auszeichnungssprache zur Darstellung hierarchisch strukturierter Daten im Format einer Textdatei (Extensible Markup Language)

Hinweise im Dokument



Achtung, besonderer Hinweis.



Hinweis auf Neuerungen gegenüber der letzten Handelsperiode.



Hinweis für Beispiele.



Hinweis auf weitere Informationen.



Hinweis für Prüfstellen.

Hinweis

Schaltflächen und anklickbare Elemente sind zur besseren Übersicht und Nachvollziehbarkeit der Bedienung blau hinterlegt und mit „>>“ gekennzeichnet.

Neu

Die grauen Linien am Seitenrand geben den Hinweis auf die aktuellen Änderungen im Dokument.

- ▶ **Anpassung:** Der Text wurde überarbeitet oder es wurde eine Korrektur vorgenommen.
- ▶ **Ergänzung:** Im Text wurde z. B. ein Absatz ergänzt.
- ▶ **Neu:** Es wurde z. B. ein neuer Infokasten eingefügt.

Versionshinweise

Nr.	Datum	Abschnitt	Seite	Bemerkung
1	06.05.2020			Erstveröffentlichung
2	29.05.2020	6.2.2.1	42	Korrektur Formel 4
		6.2.2.2	42	Korrektur Überschrift und Formel 7
		6.3.1	48	Korrektur Formel 13
		7.2.3	62	Ergänzung Infobox
		Anhang 8	201	Umstrukturierung
3	09.07.2020	3.2	26	Korrektur Abbildung 2
		4.4	34	Ergänzung eines Hinweises zu Unverhältnismäßigkeitsnachweisen bei Anlagen mit geringen Emissionen
		6.2.4	47	Ergänzung eines Hinweises auf das DVGW Arbeitsblatt G 693(A)
		6.3.1	48	Korrektur Formel 12 und der dazugehörigen Legende, Ergänzung der Legende zu Formel 13
		6.3.3	56	Korrektur Formel 25 und 26
		6.3.4	58	Korrektur des Beispiels unter Berücksichtigung der Fehlergrenzkurve der Hinwaage
		7.2.4	63	Ergänzung eines Hinweises zur Nutzung nicht akkreditierter Labore bei Anlagen mit geringen Emissionen
		16	114	Korrektur Überschrift
		Anhang 5	189	Legende unter 9): Korrektur der Erläuterung zur Berechnung der prozentualen Angabe der Unsicherheit
4		Teil 1	16	Ergänzung der Überschrift Teil 1
		Teil 2	ab 114	Ergänzung Teil 2 für die Erstellung des Emissionsberichts
		2.3	21	Pflicht zur Vorlage des Überwachungsplans bei Neuanlagen vor dem Zeitpunkt der erstmaligen Pflichten nach § 5 TEHG
		3.3	27	Ergänzung eines Hinweises zum Export des Überwachungsplans als ZIP-Datei und Weiterleitung der ZIP-Datei über die VPS.
		4.2	31	Ergänzung eines Beispiels zum Zusammenspiel zwischen den höchsten Ebenen nach Anhang II MVO und den branchenspezifischen Besonderheiten nach Anhang IV MVO.
		4.7	35	Ergänzung eines Hinweises zu Bußgeldern für den Fall, dass Überwachungspläne gemäß § 6 Abs. 3 Satz 1 TEHG nicht unverzüglich angepasst werden.
		7.1	60	Hinweise zu mit der Behörde individuell vereinbarten Stoffwerten
		8	67	Ergänzung von Hinweisen zur Umsetzung der Anforderungen an die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparung gemäß Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) im EU-ETS
		24.10	177	Konkretisierung der Anforderungen an Reinstoffe bei Anlagen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien.
		24.13	179	Aufnahme eines Kapitels zur Beschreibung von tätigkeitsspezifischen Anforderungen bei Anlagen zur Herstellung von Glas (auch aus Altglas), einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern.
5	03.06.2022	8	67	Anpassung der Hinweise zur Umsetzung der Anforderungen an die Nachhaltigkeit und Treibhausgaseinsparung gemäß Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) im EU-ETS.
		8.3	70	Bei Biomethan aus dem Erdgasnetz werden nur Registerauszüge anerkannt, bei denen der Entnahmezeitraum im Berichtsjahr liegt.
		13.2	103	Ergänzung eines Hinweises zu Massenbilanzen mit großen Input- und Outputstoffströmen und niedrigen Emissionen im chemischen Bereich.

Nr.	Datum	Abschnitt	Seite	Bemerkung
6	17.04.2023	2.4	23	Ergänzung eines Hinweises, dass bei Änderung des Überwachungsplans im FMS-Feld „Überwachungsplan ist gültig ab“ anzugeben ist, ab wann der geänderte Überwachungsplan gelten soll.
		3.2	28	Ergänzung eines Hinweises zum Export des Überwachungsplans als ZIP-Datei.
		7.1	62	Ergänzung von Hinweisen zu Standardfaktoren nach Anhang VI MVO.
		8	67–91	Grundlegende Überarbeitung des Kapitels 8 zu Biomasse wegen Umsetzung der Anforderungen der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II) und der Emissionshandelsverordnung (EHV).
		20.1.2, 20.2	156, 160	Anpassungen von Feldern auf den Stoffstrom-Formularen in FMS.
7	22.06.2023	8.6.2	86	Ergänzung des Hinweises zur Muster-Vorlage als PDF-Formular für die Verfahrensbeschreibung.
8	09.02.2024	Einleitung	16	Die nationale Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie ist in Vorbereitung. Die nächste umfassende Aktualisierung dieses Leitfadens erscheint nach Neufassung des TEHG.
		4.3.1	32	Anpassung des Kapitels zur Unverhältnismäßigkeit an die Aktualisierungen in der novellierten Monitoring-Verordnung vom 12. Oktober 2023.
		4.3.2	34	Ergänzung eines Hinweises, dass ein Stoffstrom-Splitting nicht zulässig ist, um einzelne Teilströme als de-minimis-Ströme auszuweisen und damit Erleichterungen in Anspruch zu nehmen.
		5	37	Anpassung des Kapitels an die in der novellierten Monitoring-Verordnung vom 12. Oktober 2023 geänderten Intervalle zur Einreichung der Verbesserungsberichte für Anlagen der Kategorie A, B und C.
		7.2.3	63	Ergänzung eines Hinweises zur Beschreibung des im DVGW Arbeitsblatt G 693 beschriebenen alternativen Berechnungsverfahrens im Überwachungsplan. Wegen angehobener Schwellenwerte für die Verhältnismäßigkeit in Art. 18 Abs. 4 MVO ist die individuelle Bestimmung von Berechnungsfaktoren für Erdgas in Anlagen der Kategorie B und C in der Regel verhältnismäßig.
		8	68	Ergänzung und Konkretisierung des Kapitels zu Biomasse vor allem bezüglich Nachweisvereinfachungen bei Abfallbrennstoffen und zu Angaben im Emissionsbericht
		9.2 und 9.3	103,105	Die Anforderungen an die Emissionsdatenauswertung sind in VDI 4204, Blatt 1 festgelegt worden. Anpassung der entsprechenden Verweise im Leitfaden.
		9.4.2	108	Korrektur eines Fehlers in der Abbildung „Korrekturgrößen“. Im rechten Zweig, bei dem sich die THG-Konzentration auf den Zustand „Basis: Nm ³ , feuchtes Abgas“ und der Abgasvolumenstrom auf „Nm ³ trocken“ beziehen, muss bei der Berechnung des THG-Massenstroms die Korrekturgröße q einbezogen werden. Daher muss es im mittleren Pfad „Korrektur mit q“ heißen.
		18.6	151	Ergänzung eines Kapitels zum Zusammenwirken von EU-ETS und nEHS (Verweis auf Leitfaden Zusammenwirken von EU-ETS und nEHS)
		23.5	186	Konkretisierung zur Rotation des leitenden Prüfers.
23.7	188	Ergänzung eines Kapitels zur virtuellen Standortbegehung durch die Prüfstelle		
24.6	206	Ergänzung, dass bei Kalkstein, welcher in der Lebensmittelindustrie eingesetzt wird, der Nachweis des Kohlenstoffanteils entfallen kann.		
Anhang 4	219	Ergänzung eines Hinweises zum Heizwert von Dieselmotorkraftstoff		

Einleitung

Im Emissionshandel müssen Betreiber emissionshandelspflichtiger stationärer Anlagen die resultierenden Treibhausgasemissionen CO₂, N₂O und PFC entsprechend der in Anhang 1 Teil 2 TEHG aufgeführten Tätigkeiten (im Folgenden: Emissionen) ab 1. Januar 2021 nach den Vorgaben der europäischen Monitoring-Verordnung 2018/2066 (Verordnung EU 2018/2066; MVO) überwachen und berichten. Die MVO ist für alle Anlagenbetreiber, zuständige Behörden und Prüfstellen in den Mitgliedstaaten der EU unmittelbar verbindlich. Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) mit der deutschen Emissionshandelsverordnung (EHV) enthalten spezifische nationale Regelungen für die Überwachung und Berichterstattung. Für die vorgeschriebene Prüfung der Emissionsberichte durch eine unabhängige Prüfstelle ist die europäische Akkreditierungs- und Verifizierungs-Verordnung (Verordnung EU 2018/2067; AVR) anzuwenden.

Anpassung

Am 05. Juni 2023 ist die Novelle der Emissionshandelsrichtlinie 2003/87/EG (EHRL, EU Amtsblatt L 130 vom 16.5.2023, Seite 134) in Kraft getreten. Die nationale Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie ist in Vorbereitung. Die nächste umfassende Aktualisierung dieses Leitfadens erscheint nach Neufassung des TEHG.

Teil 1 des Leitfadens erläutert Anforderungen an die Überwachungsmethoden, die vom emissionshandelspflichtigen Anlagenbetreiber im anlagenspezifischen Überwachungsplan dargelegt und von der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt) genehmigt werden. Teil 2 befasst sich mit der Erstellung der Emissionsberichte sowie mit den Anforderungen an die Verifizierung durch die Prüfstelle. Besonderheiten einzelner Tätigkeiten bei der Überwachung und Berichterstattung werden separat im Kapitel 24 „Tätigkeitsspezifische Anforderungen“ dargestellt. In beiden Teilen wird auf die erforderlichen Angaben in der IT-Anwendung zur Datenerfassung (Formular-Management-System, FMS) eingegangen.

Teil 1: Grundlagen der Überwachung von Emissionen und Überwachungsplan

1

Akteure und ihre Aufgaben

1.1	Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen	18
1.2	Landesbehörden	19
1.3	Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt)	19
1.4	Prüfstelle	20
1.5	Akkreditierungsstelle	20

Die Überwachung, Berichterstattung und Verifizierung von Emissionen spielen eine zentrale Rolle für die Integrität und Robustheit eines Emissionshandelssystems, da sie sicherstellen, dass für eine emittierte Tonne CO₂-Äq. auch eine Tonne berichtet wird.

In Deutschland gehören zu den Akteuren neben Anlagenbetreibern emissionshandelspflichtiger Anlagen die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt), die Prüfstellen und die nationale Akkreditierungsstelle DAkKS. Die Abbildung zeigt die Aufgaben der wichtigsten Akteure vor Beginn der Handelsperiode und die regelmäßig wiederkehrenden Aufgaben, den jährlichen Compliance Cycle.

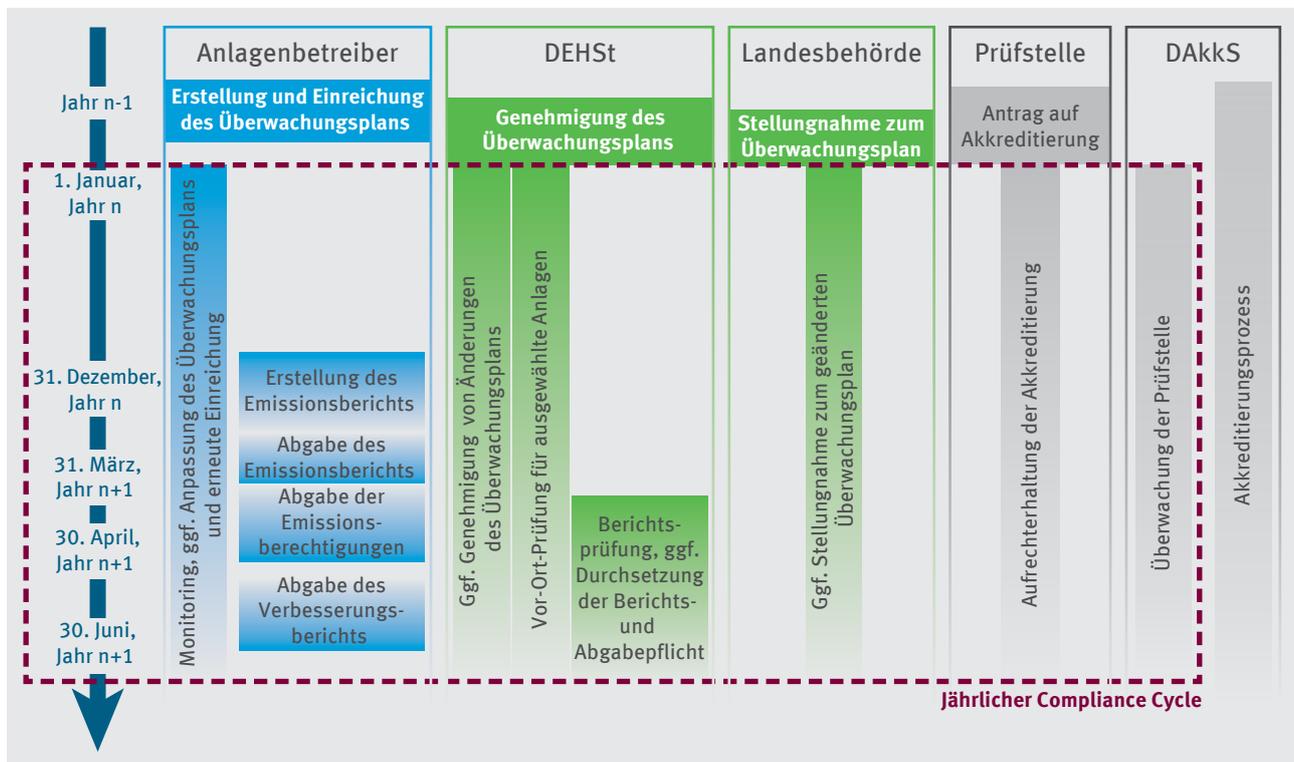


Abbildung 1: Aufgabenverteilung der Akteure im jährlichen Compliance Cycle¹

Im Folgenden werden die Aufgaben der Akteure im Einzelnen beschrieben.

1.1 Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen

Betreiber von Anlagen, die mindestens eine der in Anhang 1 Teil 2 TEHG genannten Tätigkeiten durchführen, benötigen für die Freisetzung von Emissionen aus diesen Anlagen eine Genehmigung nach § 4 Abs. 1 TEHG von der zuständigen Landesbehörde. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2013 nach Bundes-Immissionsschutzgesetz genehmigt wurden, erfüllt die vorhandene immissionsschutzrechtliche Genehmigung diese Anforderung (§ 4 Abs. 4 TEHG). Es kann aber auch für diese Anlagen eine separate Genehmigung beantragt werden (vgl. Kapitel 1.3).

Außerdem sind Betreiber emissionshandelspflichtiger Anlagen nach § 5 Abs. 1 Satz 1 TEHG verpflichtet, die resultierenden Emissionen gemäß Anhang 2 Teil 2 TEHG und im Übrigen nach der MVO zu ermitteln und zu berichten.

Die Methoden zur Überwachung der Emissionen werden in einem anlagenspezifischen Überwachungsplan vom Betreiber festgelegt und bedürfen der Genehmigung durch die DEHSt. Der genehmigte Überwachungsplan ist verbindliche Grundlage für die Emissionsüberwachung und -berichterstattung (vgl. Art. 11 MVO).

Auf der Basis des genehmigten Überwachungsplans und der darin festgelegten Überwachungsmethoden ermittelt der Anlagenbetreiber die Emissionen seiner Anlage und erstellt seinen jährlichen Emissionsbericht.

Anpassung

¹ Ab 2024 ist der Termin für die Abgabe der Emissionsberechtigungen geändert auf 30.09. Diese und weitere Änderungen der EHRL werden erst nach Inkrafttreten der Neufassung des TEHG in einen umfassend überarbeiteten Leitfaden aufgenommen, siehe „Versionshinweise“.

Diesen übermittelt der Betreiber der DEHSt jeweils bis zum 31. März für das vorangegangene Kalenderjahr. Der Bericht muss vor Abgabe durch eine akkreditierte Prüfstelle geprüft (verifiziert) werden.

Im nächsten Schritt gibt der Anlagenbetreiber die Menge an Emissionsberechtigungen ab, die den durch seine Tätigkeit(en) verursachten Emissionen in Tonnen CO₂-Äquivalent (CO₂-Äq) entspricht. Die Emissionsberechtigungen sind jeweils bis zum 30. April² für das vorangegangene Kalenderjahr abzugeben.

Außerdem sind die Berichtspflichtigen zur Verbesserung der Überwachungsmethodik gem. Art. 69 MVO zu beachten (vgl. Kapitel 5).

Die DEHSt behält sich vor, die Angaben auch vor-Ort in der Anlage zu prüfen. Der Zutritt zur Anlage ist der DEHSt zu gewähren (vgl. § 20 Abs. 2 TEHG).

Auf Anforderung der DEHSt sind alle notwendigen Unterlagen und Auskünfte zur Verfügung zu stellen.

1.2 Landesbehörden

Alle dem Anwendungsbereich des TEHG unterliegenden Anlagen benötigen eine Emissionsgenehmigung.

Die nach dem Immissionsschutzrecht zuständigen Landesbehörden sind für die Erteilung der Emissionsgenehmigung zuständig (vgl. § 4 TEHG und § 19 Abs. 1 Nr. 1 TEHG). Mit dieser Genehmigung entscheiden die Landesbehörden darüber, was (d. h. welche Anlagen und Tätigkeiten) zu überwachen ist.

Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2012 nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigt wurden, benötigen keine separate Emissionsgenehmigung. Für sie gilt die immissionsschutzrechtliche Genehmigung auch als Emissionsgenehmigung. Die BImSchG-Genehmigung bestimmt gemäß § 2 Abs. 4 TEHG dann auch, in welchem Umfang die einzelne Anlage emissionshandels- und damit überwachungspflichtig ist. Unabhängig davon können für diese Anlagen separate Emissionsgenehmigungen nach § 4 Abs. 1 und 4 TEHG bei der zuständigen Landesbehörde beantragt werden. Das ist insbesondere dort empfehlenswert, wo eine Abgrenzung des TEHG-Anwendungsbereichs allein anhand der BImSchG-Genehmigung(en) schwierig ist.

Für Anlagen, die keiner Genehmigung nach dem BImSchG bedürfen, ist gemäß § 19 Abs. 1 Nr. 3 TEHG die DEHSt zuständige Behörde für die Erteilung der Emissionsgenehmigung.

1.3 Deutsche Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt (DEHSt)

Die DEHSt ist für die Genehmigung von Überwachungsplänen zuständig (vgl. § 19 Abs. 1 Nr. 3 TEHG). In Verfahren der Erst- oder Änderungsgenehmigung von Überwachungsplänen wird der zuständigen Landesbehörde gemäß § 6 Abs. 2 TEHG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

Zudem ist die DEHSt für die abschließende Bewertung der Emissionsberichte zuständig. Liegt der DEHSt bis zum 31. März kein den Anforderungen des § 5 TEHG – und somit auch dem Anhang 2 TEHG sowie der MVO – entsprechender Emissionsbericht vor oder wurde die Abgabepflicht nicht bis zum 30. April³ des auf das Berichtsjahr folgenden Jahres erfüllt, muss sie die Berichts- und Abgabepflichten durchsetzen (vgl. §§ 29 und 30 TEHG).

Die DEHSt ist dazu berechtigt (§ 20 Abs. 2 TEHG), Vor-Ort-Prüfungen durchzuführen, um die Qualität der Überwachung und Berichterstattung sicherzustellen.

Hinweise zum Anwendungsbereich finden sich im Online-Dokument [„TEHG-Anwendungsbereich“](#) der DEHSt. Es enthält Interpretationen des Anwendungsbereichs für ausgewählte Tätigkeiten und Fragestellungen. Für die Länder sind diese bei ihren Entscheidungen zum Anwendungsbereich des TEHG nicht verbindlich.

In Verfahren, in denen die Landesbehörde Emissionsgenehmigungen erteilt, wird der DEHSt gemäß § 4 Abs. 6 TEHG Gelegenheit zur Stellungnahme gegeben.

² Ab 2024 geändert auf 30.09. Diese und weitere Änderungen der EHRL werden erst nach Inkrafttreten der Neufassung des TEHG in einen umfassend überarbeiteten Leitfaden aufgenommen, siehe „Versionshinweise“.

³ Ab 2024 geändert auf 30.09. Diese und weitere Änderungen der EHRL werden erst nach Inkrafttreten der Neufassung des TEHG in einen umfassend überarbeiteten Leitfaden aufgenommen, siehe „Versionshinweise“.

1.4 Prüfstelle

Weiterer Akteur im Rahmen der jährlichen Emissionsberichterstattung ist die Prüfstelle. Eine Prüfstelle ist ein unabhängiger Dritter, der gem. § 5 Abs. 2 TEHG vom Anlagenbetreiber mit der Verifizierung des Emissionsberichts beauftragt wird, bevor der Betreiber diesen der DEHSt vorlegt.

Im Detail sind die Aufgaben der Prüfstelle in der Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (Verordnung EU 2018/2067; AVR) geregelt. Danach ist primäre Aufgabe der Prüfstelle, den Emissionsbericht und die Daten, die ihm zugrunde liegen, auf Richtigkeit und Vollständigkeit zu prüfen. Ziel der Prüfung ist es, festzustellen, ob der Emissionsbericht „mit hinreichender Sicherheit“ frei von „wesentlichen“ Falschangaben ist.

Der Prüfbericht ist in die Erfassungssoftware für den Emissionsbericht des Betreibers integriert.

Neben der Prüfung des Emissionsberichts und der ihm zugrunde liegenden Genehmigungen und Nachweise ist es gemäß den Nutzungsbedingungen des Registers in Verbindung mit Art. 31 Abs. 4 EU-Registerverordnung (EU-Verordnung Nr. 2019/1122) Aufgabe der Prüfstelle, die Richtigkeit der im Register eingetragenen Emissionen einer Anlage zu bestätigen.

1.5 Akkreditierungsstelle

Zum Zeitpunkt der Ausstellung des Prüfberichts und des Testats müssen Prüfstellen akkreditiert, das heißt durch eine Akkreditierungsstelle in Deutschland oder einem anderen EU-Mitgliedstaat für die entsprechende Prüftätigkeit zugelassen sein. Die nationale Akkreditierungsstelle in Deutschland ist die Deutsche Akkreditierungsstelle (DAkkS). Die nationalen Akkreditierungsstellen entscheiden über beantragte Zulassungen nach der Prüfung (fachliche Kompetenz, Unabhängigkeit, Unparteilichkeit) und der Begutachtung (Dokumentation, Geschäftsstelle und Prüftätigkeit) der Prüfstelle auf Grundlage der Regelungen in Kapitel IV AVR. Die Akkreditierungsurkunde gilt für maximal fünf Jahre. In dieser Zeit überwacht die Akkreditierungsstelle die Prüfstelle jährlich durch festgeschriebene Maßnahmen gem. Art. 50 AVR.

2

Grundlegende Aspekte des Überwachungsplans

2.1	Funktion und Bedeutung des Überwachungsplans.....	22
2.2	Relevante Rechtsgrundlagen	22
2.3	Genehmigung des Überwachungsplans	22
2.4	Änderungen des Überwachungsplans	23
2.5	Überwachungspflicht bei Wechsel des Betreibers einer Anlage	24
2.6	Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse.....	24

2.1 Funktion und Bedeutung des Überwachungsplans

Der Überwachungsplan ist die Basis des jährlichen Emissionsberichts. In ihm werden die Emissionsquellen beschrieben und die Methoden zur Ermittlung der Emissionen festgelegt. Grundsätzlich muss die Überwachung der Emissionen transparent, vollständig, vergleichbar, konsistent und genau sein (vgl. Kapitel 1 Abschnitt 2 MVO).

Mit dem Überwachungsplan werden die Anforderungen des TEHG, der MVO sowie gegebenenfalls der EHV konkretisiert. Um die Erstellung der Überwachungspläne zu erleichtern, stellt die DEHSt Formulare im FMS zur Verfügung, die die erforderlichen Angaben, Daten und Informationen vorstrukturiert abfragen (vgl. Kapitel 3.2).

2.2 Relevante Rechtsgrundlagen

Die Anforderungen an die Emissionsermittlung sind in Anhang 2 TEHG, in der MVO und in der Emissionshandelsverordnung (EHV) geregelt.

Wie Emissionen zu überwachen sind und berichtet werden müssen, ist grundsätzlich in der MVO geregelt. Die MVO verweist an zahlreichen Stellen auf „anerkannte Standards“ (CEN-, ISO-, DIN-Normen usw.). Diese Normen müssen bei Durchführung der nach der MVO erforderlichen Mess-, Probenahme- und Analyseverfahren entsprechend der Hierarchievorgabe der MVO (vgl. Art. 32 und 42 MVO) beachtet und angewendet werden.

Als Besonderheit gilt – wie bislang schon –, dass das TEHG die Verwendung eines Oxidationsfaktors mit dem Wert 1 verbindlich vorschreibt.

Außerdem sehen TEHG und EHV eine Reihe von Erleichterungen für nach § 27 TEHG befreite Kleinemittenten (Anlagen, die in jedem der Jahre 2016, 2017 und 2018 jeweils weniger als 15.000 t CO₂-Äq emittiert haben) vor.

Art. 31 Abs. 1 c) MVO gestattet es der DEHSt, Standardfaktoren für bestimmte Stoffe zu veröffentlichen. Entsprechende Standardfaktoren sind auf den Internetseiten der DEHSt veröffentlicht und im FMS in Auswahllisten hinterlegt.

2.3 Genehmigung des Überwachungsplans

Betreiber von Anlagen, die spätestens am 29.02.2020 in Betrieb genommen wurden, mussten ihren Überwachungsplan gemäß Anhang 2 Teil 1 Nr. 1.a TEHG bis 31.07.2020 bei der DEHSt zur Genehmigung einreichen.

Neuanlagen⁴ müssen nach § 6 Absatz 1 in Verbindung mit Anhang 2 Teil 1 Buchstabe b TEHG den Überwachungsplan vor dem Zeitpunkt, zu dem sie erstmals den Pflichten nach § 5 TEHG unterliegen, vorlegen. Im Unterschied zur 3. Handelsperiode sind Überwachungspläne daher nicht erst bis zur Inbetriebnahme, sondern bereits vor dem erstmaligen Ausstoß von Treibhausgasen vorzulegen. Das heißt, dass bspw. auch Emissionen im Probetrieb überwacht werden müssen, ungeachtet dessen, ob der Betreiber bereits selbst über die Anlage verfügt oder diese noch vom Anlagenerbauer getestet wird. Kann der Betreiber zu einem solch frühen Zeitpunkt noch nicht alle nach MVO notwendigen Angaben machen, sollte er den Überwachungsplan so weit wie möglich erstellen, bei der DEHSt einreichen und die notwendigen Ergänzungen sowie den dafür notwendigen Zeitrahmen abstimmen. In jedem Fall muss er auch die nicht unter seiner Kontrolle entstandenen Emissionen überwachen und berichten sowie Emissionsberechtigungen dafür abgeben.

Die Entscheidung der Landesbehörde darüber, „was“ überwacht werden muss, ist Grundlage für die Entscheidung der DEHSt, „wie“ zu überwachen ist. Die Landesbehörden werden von der DEHSt beteiligt, damit sie zu den zur Genehmigung vorgelegten Überwachungsplänen Stellung nehmen können (vgl. § 6 Abs. 2 Satz 4 TEHG). Auch bei Änderungen des Überwachungsplans werden die Landesbehörden beteiligt, wenn die Änderung die Zuständigkeit der Landesbehörden betrifft, das heißt wenn der Anlagenbetrieb sich im immissionsschutzrechtlichen Sinne ändert (neue Stoffströme, zusätzliche oder wegfallende Emissionsquellen, Änderungen an der TEHG-Tätigkeit). Es wird daher darauf hingewiesen, dass die Genehmigung des Überwachungsplans in diesen Fällen – aufgrund der für die Landesbehörden eingeräumten Stellungnahmefrist von sechs Wochen – mehr Zeit in Anspruch nimmt.

⁴ Neuanlagen sind alle Anlagen, die nach dem 29.02.2020 in Betrieb gegangen sind. Die Definition nach EU ZUVU ist hier nicht maßgeblich.

2.4 Änderungen des Überwachungsplans

Nach Art. 15 MVO ist zwischen erheblichen und nicht erheblichen Änderungen des Überwachungsplans zu unterscheiden. Daraus resultieren unterschiedliche Anzeigepflichten.

Erhebliche Änderungen sind:

- ▶ Aufnahme bisher nicht im Überwachungsplan erfasster Stoffströme und Emissionsquellen,
- ▶ Änderung der angewendeten Ebene,
- ▶ Wechsel der Überwachungsmethode, zum Beispiel von Standardmethode zu Massenbilanz oder von Standardmethode zu kontinuierlicher Emissionsmessung,
- ▶ Messgerätewechsel, wenn sich der Nachweis zur Einhaltung der geforderten Ebene ändert (ausgenommen Austausch eines Messgeräts gegen ein geeichtes Messgerät),
- ▶ Wechsel eines Labors (ausgenommen Wechsel zu einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditierten Labor),
- ▶ Änderung des Probenahmeplans hinsichtlich angewendeter Norm, Vorgehen bei der Probenahme oder Probenaufbereitung, Verringerung der Häufigkeit der Probenahme,
- ▶ Verringerung der Analysenhäufigkeit,
- ▶ Änderung eines im Überwachungsplan festgelegten Standardwerts (gilt nicht für Änderungen von Werten in der sog. „DEHSt-Liste“ oder in Anhang VI MVO),
- ▶ Änderung der Anlagenkategorie oder der Klassifizierung von Stoffströmen, die dazu führt, dass im Vergleich zum genehmigten Überwachungsplan höhere Ebenenanforderungen nach MVO eingehalten werden müssen.

Im Falle einer *erheblichen* Änderung nach Art. 15 Abs. 3 MVO ist der Überwachungsplan nach § 6 Abs. 3 Satz 1 Nr. 3 TEHG unverzüglich anzupassen. Soweit möglich sind erhebliche Änderungen bereits vor ihrer Realisierung bei der DEHSt anzuzeigen.

Wendet ein Betreiber eine geänderte Methode bereits vor ihrer Anzeige an, genehmigt die DEHSt den geänderten Überwachungsplan nur in den Grenzen von Artikel 16 Absatz 1 Satz 1 MVO rückwirkend. Einzelheiten zur Genehmigung von Überwachungsplänen mit Wirkung für die Vergangenheit sind in der FAQ 4. Handelsperiode 003 dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Rückwirkung einer Genehmigung nicht weiter zurückreichen kann als bis zum 01.01. des laufenden Überwachungszeitraums.

Der Anlagenbetreiber reicht einen aktualisierten Überwachungsplan (ZIP-Datei) inklusive gegebenenfalls notwendiger Nachweisdokumente über die Virtuelle Poststelle (VPS) bei der DEHSt ein. Im FMS sind im Feld „Änderungen gegenüber der letzten eingereichten Version“ auf dem Deckblatt und bei Bedarf zusätzlich in einem ausführlicheren Begleitdokument alle vorgenommenen Änderungen zu beschreiben:

- ▶ Erläuterung der Änderung,
- ▶ Begründung der Änderung.

Nicht erhebliche Änderungen (siehe auch § 6 EHV) sind Änderungen, die der Richtigstellung des bislang schon im Überwachungsplan Beschriebenen dienen und alle übrigen Ausnahmen von o.g. erheblichen Änderungen. Dazu gehören zum Beispiel

- ▶ Adressänderungen, Wechsel des Ansprechpartners für die Anlage oder Änderungen von Zuständigkeiten innerhalb der Anlage,
- ▶ Kapazitätsänderung einer Anlage ohne Änderung der Emissionsgenehmigung und ohne Aufnahme neuer Emissionsquellen oder Stoffströme, Änderung von in der Anlage eingesetzten Anlagenteilen bzw. Technologien, Änderung der Anlagenkategorie oder der Klassifizierung von Stoffströmen, ohne dass im Vergleich zum genehmigten Überwachungsplan höhere Ebenenanforderungen nach MVO eingehalten werden müssen,
- ▶ Wechsel des beauftragten Labors, sofern ein akkreditiertes Labor im Sinne von Art. 24 Abs. 1 MVO beauftragt wird,
- ▶ Änderung der Erhebung von Daten durch den Lieferanten, wenn durch Festlegungen im Überwachungsplan sichergestellt ist, dass die Vorgaben der MVO eingehalten werden und darüber Nachweis geführt wird.



Alle nicht erheblichen Änderungen des Überwachungsplans sollen gesammelt und der DEHSt gemeinsam mit der nächsten erheblichen Änderung, spätestens jedoch bis 31.12. des Jahres, angezeigt werden. Dazu wird ein geänderter Überwachungsplan (ZIP-Datei) über die Virtuelle Poststelle (VPS) bei der DEHSt eingereicht.

Nicht anzeigepflichtige Änderungen sind Änderungen, die zu keiner Anpassung der Beschreibung im Überwachungsplan führen und die keine Anpassung der Nachweisdokumente zur Einhaltung der von der MVO geforderten Ebenen (zum Beispiel Unsicherheitsnachweis für die Bestimmung der Stoffmenge oder Gleichwertigkeitsnachweis für ein nicht akkreditiertes Labor) erforderlich machen. Dazu können zum Beispiel gehören:

- ▶ Aktualisierung einer betriebsinternen Verfahrensanweisung. Diese führt der Betreiber in eigener Verantwortung durch.
- ▶ Messgerätewechsel durch „Ringtausch“ (turnusmäßiger Wechsel von Messgeräten, die sich nur in der Seriennummer unterscheiden). Der „Ringtausch“ muss jedoch in den Feldern zur Qualitätssicherung auf dem Formular „Messgerät“ im Überwachungsplan beschrieben sein.

Auch nicht anzeigepflichtige Änderungen wie Messgerätewechsel sind vom Betreiber zu dokumentieren. Die Dokumentationen müssen der Prüfstelle im Rahmen der jährlichen Emissionsberichtsprüfung zur Verfügung gestellt werden, der DEHSt nur auf konkrete Nachfrage im Einzelfall.

Hält die DEHSt eine angezeigte Änderung für nicht genehmigungsbedürftig, teilt sie das dem Betreiber unverzüglich mit (Art. 15 Abs. 2 UAbs. 2 MVO).

2.5 Überwachungspflicht bei Wechsel des Betreibers einer Anlage

Wechselt der Betreiber einer Anlage, ändert sich seine Identität oder Rechtsform, ist dies der DEHSt unverzüglich anzuzeigen. Ist die Anlage nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig, muss dies ebenso unverzüglich auch gegenüber der für die Emissionsgenehmigung zuständigen Landesbehörde angezeigt werden. Der neue Betreiber muss darauf achten, dass er auch über die Emissionen berichtet, für die sein Vorgänger noch keinen Emissionsbericht abgegeben hat (§ 25 Abs. 1 TEHG).

2.6 Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

Bei den in den Überwachungsplänen enthaltenen Daten werden alle Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse nach den gesetzlichen Regeln geschützt und gewahrt.

3

Elektronische Erstellung und Übermittlung von Überwachungsplänen

3.1	Verbindliche elektronische Kommunikation	26
3.2	Formular-Management-System (FMS)	26
3.3	Virtuelle Poststelle (VPS)	28
3.4	Signatur.....	28

3.1 Verbindliche elektronische Kommunikation

Überwachungspläne müssen in den von der DEHSt auf ihren Internetseiten zur Verfügung gestellten elektronischen Vorlagen (Formular-Management-System, FMS) erstellt werden.

Das heißt auch, dass die Kernaussagen zu den vorgesehenen Methoden in die FMS-Formulare einzutragen sind. Alleinige Verweise auf Begleitdokumente oder Handbücher sind nicht ausreichend. Sind detaillierte Beschreibungen für das Verständnis der vorgesehenen Methoden notwendig, können diese zusätzlich mithilfe von Begleitdokumenten veranschaulicht werden.

Die Übermittlung der Überwachungspläne und deren Signatur müssen auf elektronischem Wege über die Virtuelle Poststelle (VPS) erfolgen. (Bekanntmachung im elektronischen Bundesanzeiger, eBAnz AT 14.03.2019 B8 i. V. m. § 23 TEHG und Art. 74 Abs. 1 MVO).

3.2 Formular-Management-System (FMS)

Das FMS ermöglicht den Anwendern eine effiziente Erstellung des Überwachungsplans. Neben der direkten Dateneingabe unterstützt das FMS auch den Import von zuvor mit der Software erstellten und lokal gesicherten Überwachungsplänen.

Versionierung

Die Versionsverwaltung für die Überwachungspläne soll ein einfaches Versionsmanagement ermöglichen.

Dazu kann der Überwachungsplan in zwei Modi versetzt werden:

Lesemodus: Im Lesemodus können die Angaben im Überwachungsplan nur gelesen werden. Mit dem Öffnen eines im FMS vorliegenden Überwachungsplans befindet sich dieser automatisch im Lesemodus. Ein Zurückkehren in den Lesemodus nach Betätigen des Buttons **»Bearbeitungsmodus** ist möglich, indem „Im Lesemodus verbleiben“ ausgewählt wird. Wenn eine Überwachungsplanversion geöffnet wird, um zu prüfen, ob diese als Grundlage für die Erstellung des Emissionsberichts ausgewählt werden soll, empfehlen wir, ausschließlich den Lesemodus zu benutzen und die Version nicht in den Bearbeitungsmodus zu versetzen.

Bearbeitungsmodus: Im Bearbeitungsmodus werden alle Funktionen zur Bearbeitung des Überwachungsplans freigeschaltet. Dies sollte jedoch nur geschehen, wenn der Überwachungsplan tatsächlich geändert werden soll. Um den Bearbeitungsmodus zu aktivieren, wird im geöffneten Überwachungsplan der Button **»Bearbeitungsmodus** ausgewählt.



Der Button **»Bearbeitungsmodus** sieht wie folgt aus:



Nun erscheint die Abfrage „Möchten Sie die ausgewählte Version bearbeiten und ändern?“ sofern mit „Bearbeiten“ des Überwachungsplans fortgesetzt werden soll, ist zu beachten, dass im weiteren Verlauf in jedem Fall eine neue Version des Überwachungsplans angelegt wird. Diese neue Version muss der DEHSt übersandt werden, wenn sie einem Emissionsbericht zugrunde gelegt wird.

Nach Beantworten der Frage mit „Bearbeiten“ erscheint eine weitere Abfrage „Möchten Sie den bisherigen Stand vor der weiteren Bearbeitung sichern?“.

Durch Beantworten der Frage mit „Ja“ wird eine Kopie des geöffneten Überwachungsplans angelegt. Diese Kopie wird in den Bearbeitungsmodus versetzt und geöffnet. Das Original bleibt unverändert im System gesichert. Es kann jederzeit im Daten-Browser ausgewählt werden. Wir empfehlen, bei notwendigen Überarbeitungen des Überwachungsplans auf diese Weise eine neue Version anzulegen, die nach Abschluss der Änderungen der DEHSt zur Genehmigung übermittelt wird.

Ein Beantworten der Frage mit „Nein“ überführt den Überwachungsplan in den Bearbeitungsmodus, ohne dass eine Kopie angelegt wird. Die bisherige Version wird dadurch überschrieben und ist somit im FMS nicht mehr vorhanden. Diese Variante des Bearbeitungsmodus sollte nicht auf eine Version des Überwachungsplans angewendet werden, die als Basis für die Erstellung des Emissionsberichts ausgewählt wurde. Damit die Daten eines Emissionsberichts auch später noch nachvollziehbar sind, sollte der zugrunde gelegte Überwachungsplan dauerhaft gesichert und somit jederzeit reproduzierbar vorliegen.

Formularstruktur

Die Abbildung 2 gibt einen Überblick über die Struktur der Formulare im FMS.

Die fett markierten Formulare sind im Überwachungsplan immer initial angelegt. Alle weiteren Formulare können nach Bedarf vom Anlagenbetreiber wie nachfolgend beschrieben angelegt werden.

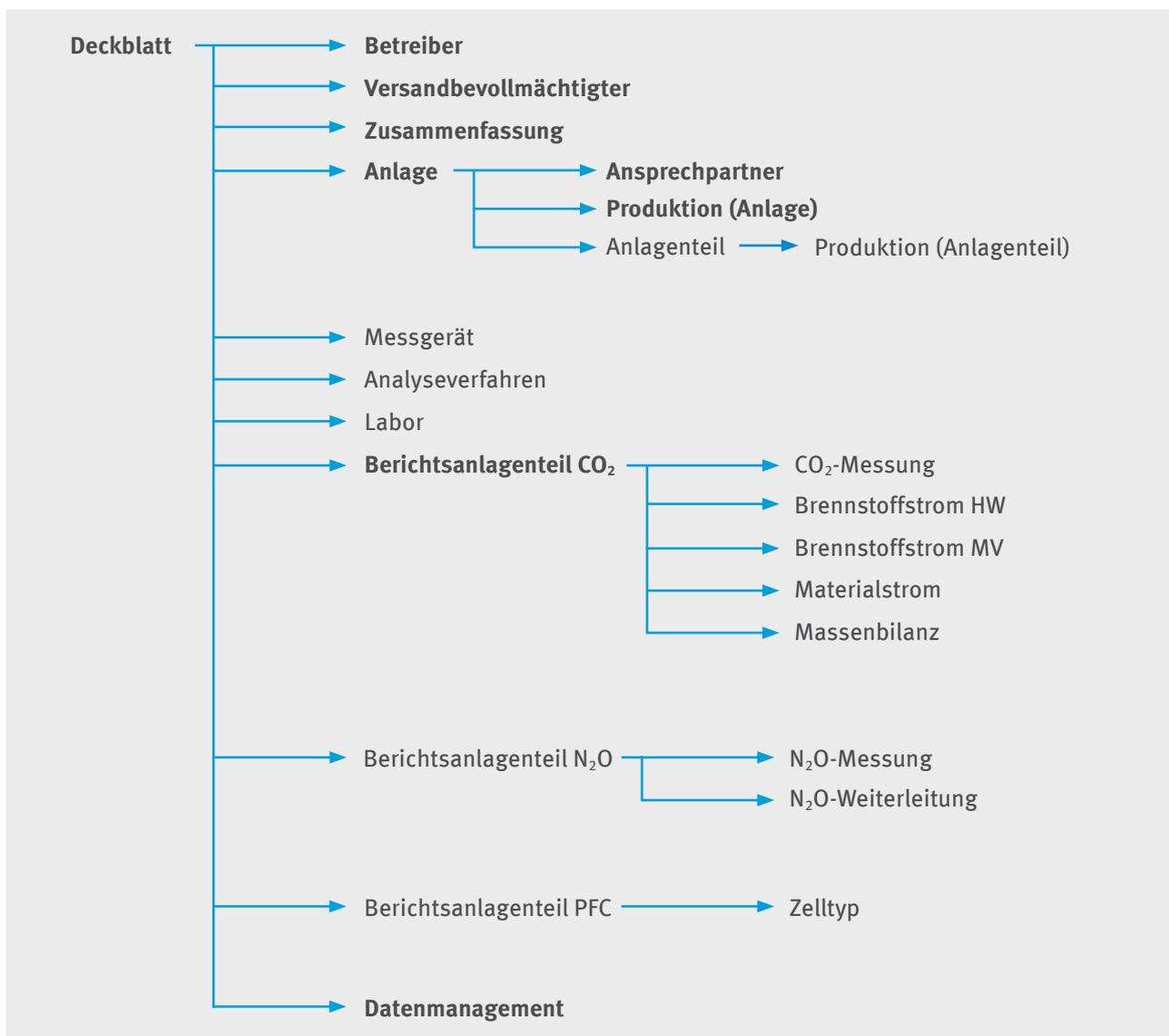


Abbildung 2: Struktur der Formulare im FMS

Um Formulare hinzufügen zu können, ist das übergeordnete Formular im Verzeichnisbaum auszuwählen. Soll zum Beispiel ein Formular „Messgerät“ angelegt werden, wählt der Anlagenbetreiber zunächst das Formular „Deckblatt“ an. Daraufhin erscheinen oberhalb des Verzeichnisbaums die möglichen Formulare, die angelegt werden können (vgl. Abbildung 3). Es sollen nur Formulare angelegt werden, die aufgrund der Anlagenkonstellation benötigt werden.

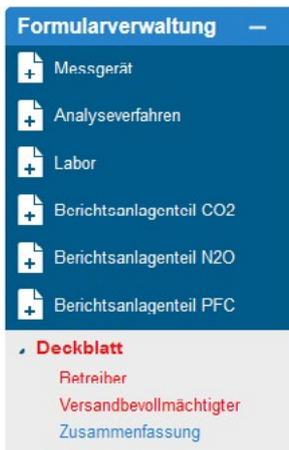


Abbildung 3: Verzeichnisbaum im FMS

Export

Wenn ein Überwachungsplan bei der DEHSt eingereicht werden soll, so ist die Datei über den »Export als ZIP-Datei zu exportieren. Diese ZIP-Datei ist anschließend über die VPS an die DEHSt weiterzuleiten. Durch den Versand als ZIP-Datei ist sichergestellt, dass alle im FMS angehangenen Dokumente zusammen mit dem Überwachungsplan als eine Datei an die DEHSt übermittelt werden.



Der Button »Export als ZIP-Datei befindet sich in der Symbolleiste und sieht wie folgt aus:



Nach dem Start eines Exports wird die angeforderte Datei im Hintergrund erzeugt. Ist der Export beendet, wird mittels einer Nachricht an die hinterlegte E-Mailadresse über die Bereitstellung der Datei informiert. Die erzeugte Datei steht im Anschluss für vierundzwanzig Stunden zum Download unter dem neuen Eintrag „Exporte herunterladen“ des Startmenüs der FMS-Anwendung zur Verfügung.

3.3 Virtuelle Poststelle (VPS)

Die elektronische Kommunikation mit der DEHSt erfolgt über die Virtuelle Poststelle (VPS). Die VPS ist eine Art elektronisches Postamt, an das elektronische Nachrichten auf sicherem Wege gesendet werden können und von dem eingehende Nachrichten abgeholt werden müssen. Mit der VPS wird gewährleistet, dass nur der gewünschte Empfänger die Nachricht entschlüsseln – und damit lesen – kann. Durch die so genannte E2E (Ende zu Ende) Verschlüsselung der Nachricht ist es möglich, Nachrichten sicher im Internet zu übermitteln. Mit Hilfe dieser Anwendung wird auch die qualifizierte elektronische Signatur (QES) unterstützt.

Informationen zum Einrichten und Freischalten eines VPS-Postfachs sind auf der Internetseite der DEHSt unter [Einrichten eines VPS Postfachs](#) veröffentlicht.

3.4 Signatur

Für das Versenden von Nachrichten über die VPS sind eine Signaturkarte (SmartCard) mit einer gültigen qualifizierten Signatur (QES) und ein passendes Kartenlesegerät (SmartCardReader) erforderlich. Informationen zum Erwerb einer Signaturkarte mit QES sind auf der Internetseite der DEHSt unter [Elektronische Signatur](#) veröffentlicht.

4

Grundlagen der Überwachung von Emissionen

4.1	Überwachungsmethoden und Ermittlung der Emissionen (Standardmethode, Massenbilanz und kontinuierliche Emissionsmessung).....	30
4.2	Anlagenkategorien (A, B, C), Klassifikation der Stoffströme (emissionsstark, -schwach, de-minimis) und Ebenenanforderungen.....	31
4.3	Abweichungen von den Anforderungen der MVO	32
	4.3.1 Unverhältnismäßigkeit.....	32
	4.3.2 De-minimis-Stoffströme	34
	4.3.3 Fall-Back-Konzept.....	34
	4.3.4 Kommerzielle Standardbrennstoffe.....	34
4.4	Anlagen mit geringen Emissionen.....	35
4.5	Anlagen ohne Emissionen.....	35
4.6	Kleinemittenten nach § 27 TEHG und §§ 16 ff. EHV	36
4.7	Verhängung von Bußgeldern	36



Hinweis

Alle emissionshandlungspflichtigen Anlagen müssen einen Überwachungsplan erstellen und bei der DEHSt zur Genehmigung einreichen, unabhängig davon, ob sie für den Zeitraum 2021 bis 2030 noch eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen erhalten. Für die Überwachung der Emissionen spielt die Zuteilungsmethodik mit ihren Definitionen für Zuteilungselemente und die Aufgliederung der Anlage in diese grundsätzlich keine Rolle.

4.1 Überwachungsmethoden und Ermittlung der Emissionen (Standardmethode, Massenbilanz und kontinuierliche Emissionsmessung)

Für die Überwachung der Emissionen einer Anlage stehen dem Anlagenbetreiber je nach Treibhausgas auf Berechnung beruhende Methoden und/oder die kontinuierliche Emissionsmessung zur Verfügung (vgl. Art. 21 Abs. 1 MVO). Unter Berechnungsmethoden werden die Standardmethode und die Massenbilanzmethode gefasst.

Werden Emissionen nach der Standardmethode berechnet, ermittelt der Anlagenbetreiber diese auf Grundlage des Brennstoff- bzw. Materialeinsatzes oder der Produktionsmenge der Anlage sowie zusätzlicher Berechnungsfaktoren. Für die fossilen Emissionen aus der Verbrennung eines Stoffstroms ermittelt der Anlagenbetreiber die eingesetzte Brennstoffmenge und multipliziert diese mit dem unteren Heizwert sowie dem entsprechenden Emissionsfaktor und dem fossilen Anteil. Der fossile Anteil berechnet sich aus 100 Prozent minus dem anrechenbaren biogenen Kohlenstoffgehalt (vgl. „biogener Anteil“ in Kapitel 8). Der Oxidationsfaktor ist gemäß Anhang 2 Teil 1 TEHG auf den Wert 1 festgelegt. Fossile Prozessemissionen eines Stoffstroms bestimmt der Anlagenbetreiber durch Multiplikation der eingesetzten Materialmenge oder der Produktionsmenge mit dem entsprechenden Emissionsfaktor und gegebenenfalls einem anlagenspezifischen Umsetzungsfaktor und dem fossilen Anteil (vgl. Art. 24 MVO).

Werden Emissionen mithilfe einer Massenbilanz berechnet, ermittelt der Anlagenbetreiber die CO₂-Menge, die den einzelnen in die Massenbilanz eingehenden bzw. die Massenbilanz verlassenden Stoffströmen (Massenbilanzglieder) zugerechnet wird. Dafür multipliziert er die jeweilige Stoffmenge mit dem Kohlenstoffgehalt des Stoffs, dem Faktor 3,664 t CO₂/t C (vgl. Art. 25 MVO) sowie dem fossilen Anteil.

Für die kontinuierliche Emissionsmessung müssen die Konzentrationen von relevanten Komponenten des Abgasstroms sowie das Volumen des Abgasstroms bestimmt werden. Für die Bestimmung von N₂O-Emissionen gemäß Anhang IV Abs. 16 MVO, von an CCS-Anlagen weitergeleitetem CO₂ gemäß Art. 49 MVO und CO₂-Emissionen bei der Regeneration katalytischer Cracker und anderer Katalysatoren sowie Flexicokern ist die Anwendung kontinuierlicher Emissionsmessungen verpflichtend. Eine flankierende Berechnung ist in diesen Fällen entbehrlich. In allen anderen Fällen, in denen kontinuierliche Emissionsmessung zum Einsatz kommt, bedarf es jedoch einer ebenenunabhängigen flankierenden Berechnung.

Der Anlagenbetreiber kann mit Genehmigung der DEHSt für unterschiedliche, zur selben Anlage gehörende Emissionsquellen und Stoffströme Standardmethode, Massenbilanzmethode und auf Messung beruhende Methode kombinieren, sofern es weder zu Lücken noch zu Doppelerfassungen kommt und die Methode für die jeweilige Tätigkeit nach MVO zulässig ist.

4.2 Anlagenkategorien (A, B, C), Klassifikation der Stoffströme (emissionsstark, -schwach, de-minimis) und Ebenenanforderungen

Art. 19 Abs. 1 MVO legt fest, dass sich die Mindestanforderungen bei der Überwachung (Ebenen) nach der Emissionsmenge der Anlage und der jeweiligen Stoffströme richten. Grundlage für die Kategorisierung einer Anlage sind ihre durchschnittlichen Jahresemissionen der vorangegangenen Handelsperiode (ohne CO₂ aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂). Sind die geprüften durchschnittlichen Jahresemissionen der vorangegangenen Handelsperiode nicht verfügbar oder aufgrund von Änderungen nicht länger repräsentativ, so nimmt der Anlagenbetreiber eine konservative Schätzung der durchschnittlichen Jahresemissionen vor.

Die Bestimmung des Schwellenwerts und die Einordnung der Anlagen in die Kategorien A, B oder C sind in Art. 19 Abs. 2 MVO festgelegt. Dabei gehen sowohl die Emissionen der Stoffströme als auch die der Emissionsquellen ein:

- ▶ Anlagen der Kategorie A: ≤ 50.000 t CO₂-Äq pro Jahr (Anlagen mit geringen Emissionen sind Teil der Kategorie A Anlagen, siehe Kapitel 4.4);
- ▶ Anlagen der Kategorie B: > 50.000 t CO₂-Äq pro Jahr und ≤ 500.000 t CO₂-Äq pro Jahr;
- ▶ Anlagen der Kategorie C: > 500.000 t CO₂-Äq pro Jahr.

Für die Einordnung der Stoffströme vergleicht der Anlagenbetreiber – vor Abzug von weitergeleitetem CO₂ – die Emissionen des Stoffstroms mit der Summe aller absoluten Werte von fossilem CO₂ und CO₂-Äq für alle Stoffströme und Emissionsquellen. Im Fall von Massenbilanzen wird dementsprechend die Summe der Beträge aller Input- und Outputströme gebildet, das heißt auch Outputströme gehen mit positiven Vorzeichen in die Summenbildung ein.

- ▶ emissionschwache Stoffströme: kumuliert < 5.000 t CO₂-Äq pro Jahr oder < 10 % pro Jahr (bis max. 100.000 t CO₂ pro Jahr), wobei der jeweils absolut größere Wert maßgeblich ist;
- ▶ de-minimis Stoffströme: kumuliert < 1.000 t CO₂-Äq pro Jahr oder < 2 % pro Jahr (bis max. 20.000 t CO₂ pro Jahr), wobei der jeweils absolut größere Wert maßgeblich ist;
- ▶ emissionsstarke Stoffströme: alle anderen Stoffströme, die nicht als emissionschwache oder de-minimis Stoffströme eingeordnet wurden.

Sowohl für emissionsstarke als auch für emissionschwache Stoffströme gelten folgende Ebenenanforderungen (vgl. Art. 26 Abs. 1 UAbs. 1 MVO).

- ▶ Für Anlagen der Kategorie A sind die Ebenen nach Anhang V MVO maßgeblich.
- ▶ Für Anlagen der Kategorien B und C sind die höchsten Ebenen nach Anhang II i. V. m. den jeweiligen branchenspezifischen Besonderheiten nach Anhang IV MVO maßgeblich.

Hinweis

Damit besitzt die Klassifikation in emissionsstarke und emissionschwache Stoffströme praktisch keine Relevanz mehr für die Überwachungsmethoden.



Für De-minimis-Stoffströme können Erleichterungen in Anspruch genommen werden (vgl. Kapitel 4.3.2).

Überschreitet eine Anlage oder ein Stoffstrom die Schwelle in einem Kalenderjahr, muss dies der DEHSt unverzüglich angezeigt und ein entsprechend geänderter Überwachungsplan zur Genehmigung vorgelegt werden (vgl. Kapitel 2.4). Der Überwachungsplan muss nur dann nicht geändert werden, wenn der Betreiber nachweist, dass die Schwelle in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen nicht überschritten wurde und auch in Zukunft nicht noch einmal überschritten wird (Art. 19 Abs. 2 UAbs. 2 und Art. 19 Abs. 3 UAbs. 2 MVO).

i

Hinweis

Im Zusammenspiel zwischen den höchsten Ebenen nach Anhang II und den branchenspezifischen Besonderheiten nach Anhang IV MVO ist zu beachten, dass die branchenspezifischen Besonderheiten in Anhang IV in der Regel nur für bestimmte Ebenen definiert sind. Beispielsweise ist bei Emissionen aus der Verbrennung eines Stoffstroms die höchste Ebene nach Anhang II Abschnitt 2.1 MVO die Ebene 3. Wenn ein solcher Stoffstrom in einer Fackel verbrannt wird, regelt Anhang IV Abschnitt 1 D. MVO von Anhang II MVO abweichende Anforderungen, dies jedoch ausdrücklich nur für die Ebenen 1 und 2b. D. h. der Betreiber ist verpflichtet, auch bei Fackeln grundsätzlich die Ebene 3 nach Anhang II Abschnitt 2.1 MVO einzuhalten. Nur wenn dies nachweislich unverhältnismäßig ist (vgl. Kapitel 4.3.1), kann die nächste niedrigere Ebene und damit auf die in Anhang IV Abschnitt 1.D abweichende Methode abgestellt werden.

Eine Ausnahme liegt nur bei der Abgaswäsche vor. Abweichend von Anhang II Abschnitt 4 gelten die Vorgaben in Anhang IV Abschnitt C.

4.3 Abweichungen von den Anforderungen der MVO

Art. 26 Abs. 1 UAbs. 2 MVO ermöglicht dem Anlagenbetreiber, von den geforderten Ebenen nach Art. 26 Abs. 1 UAbs. 1 MVO (vgl. Kapitel 4.2) abzuweichen, wenn der DEHSt nachgewiesen wird, dass die geforderte Ebene unverhältnismäßig (nicht zumutbar) ist (vgl. Kapitel 4.3.1). Grundsätzlich zulässige Abweichungen sind die Erleichterungen für De-minimis-Stoffströme (vgl. Kapitel 4.3.2) sowie das Fall-Back-Konzept (vgl. Kapitel 4.3.3).

i

Hinweis

Eine Abweichung im Sinne dieses Leitfadens liegt nur dann vor, wenn der Anlagenbetreiber auf eine geringere Ebene als von der MVO gefordert zurückfällt. Die Anwendung einer höheren Ebene stellt keine Abweichung dar. Sie bedarf keiner Begründung und ist im Einzelfall – wenn Anlagenbetreiber ohnehin über genauere Daten verfügen – sogar geboten.

4.3.1 Unverhältnismäßigkeit

Unverhältnismäßige Kosten und technische Nichtmachbarkeit sind in der MVO als Voraussetzungen genannt, unter denen von den Anforderungen der MVO abgewichen werden kann.

Die Kosten einer Maßnahme werden als unverhältnismäßig angesehen, wenn diese ihren erwarteten Gesamtnutzen übersteigen. Der erwartete Gesamtnutzen wird bestimmt durch die Multiplikation eines „Verbesserungsfaktors“ mit dem Referenzpreis von 80 Euro für eine Emissionsberechtigung. Bei den Kosten für eine Maßnahme muss eine angemessene Abschreibungsdauer berücksichtigt werden (Art. 18 Abs. 1 MVO). Hierzu sind die vom Bundesfinanzministerium herausgegebenen AfA-Tabellen heranzuziehen und die lineare Abschreibungsmethode anzuwenden.

Bei Stoffmengen wird für den Verbesserungsfaktor die Differenz zwischen der aktuell erreichten Unsicherheit und der Unsicherheit der geforderten Ebene multipliziert mit der durchschnittlichen Emissionsmenge des betroffenen Stoffstroms der letzten drei Jahre angesetzt (Art. 18 Abs. 2 MVO). Sind die Emissionsmengen der letzten drei Jahre nicht bekannt oder nicht länger repräsentativ, ist vom Anlagenbetreiber eine konservative Schätzung der durchschnittlichen jährlichen Emissionen vorzunehmen (ohne CO₂-Emissionen aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂).

Anpassung



Beispiel

Ein Betreiber verwendet für die Ermittlung der Stoffmenge eines Kuppelgases ein nicht geeichtes und nicht kalibriertes Durchflussmessgerät mit einer individuell bestimmten Unsicherheit von 2,4 %. Die jährlichen Betriebskosten (inkl. Kalibrierung) des Messgeräts betragen 4.000 Euro. Die Emissionen, die aus dem Stoffstrom resultieren, betragen 45.000 t CO₂ pro Jahr. Die durchschnittlichen Jahresemissionen der Anlage betragen 300.000 t CO₂. Damit ist für die Bestimmung der Stoffmenge des Kuppelgases die Ebene 4 (1,5 %) maßgeblich. Um die geforderte Ebene einzuhalten, muss der Betreiber das vorhandene Durchflussmessgerät durch ein neues, genauer arbeitendes ersetzen, das auf dem Markt für 70.000 Euro verfügbar ist. Die Installationskosten betragen 10.000 Euro, die jährlichen Betriebskosten (inkl. Kalibrierung) betragen 4.000 Euro.

$$\text{Kosten}_{\text{neues_Messgerät}} = \frac{70.000 \text{ Euro} + 10.000 \text{ Euro}}{8 \text{ Jahre}} + 4.000 \text{ Euro/Jahr} = 14.000 \text{ Euro/Jahr}$$

$$\text{Kosten}_{\text{altes_Messgerät}} = 4.000 \text{ Euro/Jahr}$$

$$\text{Nutzen} = (2,4 \% - 1,5 \%) * 45.000 \text{ t CO}_2/\text{Jahr} * 80 \text{ Euro/ t CO}_2 = 32.400 \text{ Euro/Jahr}$$

In diesem vereinfachten Beispiel unterschreiten die jährlichen Mehrkosten der Maßnahme von 10.000 Euro (14.000 Euro/Jahr – 4.000 Euro/Jahr) den Nutzen von 32.400 Euro pro Jahr. Die Maßnahme ist damit verhältnismäßig.

Für Maßnahmen, die die Qualität berichteter Emissionen verbessern (zum Beispiel Erhöhung der Anzahl von Analysen, Art. 18 Abs. 3 MVO), die sich jedoch nicht unmittelbar auf die Genauigkeit auswirken, wird zur Bewertung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses mit einem Verbesserungsfaktor von 1 Prozent der durchschnittlichen Jahresemissionen des entsprechenden Stoffstroms in den letzten drei Jahren gerechnet.

Bezüglich der Kosten für Analysen sind, um eine Gleichbehandlung unter Anlagenbetreibern zu gewährleisten, 40 Euro für eine Einzelkomponentenanalyse (zum Beispiel Heizwert) und 200 Euro für eine Mehrkomponentenanalyse (zum Beispiel Heizwert, Kohlenstoffgehalt) anzusetzen. Davon abweichende Kosten sind vom Anlagenbetreiber zu rechtfertigen und nachzuweisen.

Gemäß Art. 18 Abs. 4 MVO sind Maßnahmen zur Verbesserung der Überwachungsmethoden einer Anlage immer verhältnismäßig, wenn sie 4.000 Euro oder weniger kosten, bei Anlagen mit geringen Emissionen (vgl. Kapitel 4.4) 1.000 Euro oder weniger.

Hinweis

Für den Nachweis der Unverhältnismäßigkeit bei Inanspruchnahme eines nicht akkreditierten Labors vgl. Kapitel 7.2.4.



4.3.2 De-minimis-Stoffströme

Für De-minimis-Stoffströme kann von den Ebenenanforderungen ohne Nachweis der Unverhältnismäßigkeit abgewichen werden. Es kann eine konservative Schätzung anstelle von Ebenen verwendet werden, es sei denn eine Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar. Es ist nicht zulässig einen Stoffstrom in mehrere Teilströme zu unterteilen, um damit einzelne Teilströme als de-Minimis-Ströme auszuweisen und für diese Erleichterungen in Anspruch zu nehmen.

4.3.3 Fall-Back-Konzept

Der Anlagenbetreiber kann für einzelne Stoffströme oder Emissionsquellen eine nicht auf Ebenen basierende Überwachungsmethode (im Folgenden: „Fall-Back-Konzept“) anwenden (vgl. Art. 22 MVO), wenn folgende Bedingungen erfüllt sind:

- ▶ Die Anwendung der Ebene 1 als Minimum im Rahmen einer Berechnungsmethode ist für einen oder mehrere emissionsstarke oder emissionsschwache Stoffströme technisch nicht machbar oder führt zu unverhältnismäßigen Kosten
- ▶ *und* auch die Anwendung der Ebene 1 im Rahmen einer kontinuierlichen Emissionsmessung für mindestens eine mit denselben Stoffströmen verbundene Emissionsquelle ist technisch nicht machbar oder führt zu unverhältnismäßigen Kosten.

In diesem Fall muss der Anlagenbetreiber eine umfassende Beschreibung des „Fall-Back-Konzepts“ und der Unsicherheitsbewertung vornehmen, die nachweist, dass die Gesamtunsicherheitsschwelle für die jährlichen Emissionen für die gesamte Anlage nicht überschritten wird (Anlage der Kategorie A: 7,5 %, Anlage der Kategorie B: 5,0 %, Anlage der Kategorie C: 2,5 %).

4.3.4 Kommerzielle Standardbrennstoffe

Für Berechnungsfaktoren kommerzieller Standardbrennstoffe können unabhängig von der Anlagenkategorie die Ebenen nach Anhang V MVO angewendet werden.

Kommerzielle Standardbrennstoffe werden in Art. 3 Nr. 32 MVO definiert. Demnach sind alle international standardisierten handelsüblichen Brennstoffe, die in Bezug auf ihren spezifischen Heizwert eine Streuung von weniger als 1 Prozent aufweisen, kommerzielle Standardbrennstoffe.

Für die Berechnungsfaktoren kommerzieller Standardbrennstoffe wie Heizöl EL sowie chemisch reine Gase wie Ethan, Propan, Butan sowie für Dieselmotorkraftstoff (Gasöl) können unabhängig von der Anlagenkategorie die Ebenen nach Anhang V MVO angewendet werden.

Erdgase der 2. Gasfamilie (insbesondere Erdgas L und H) weisen nach dem technischen Arbeitsblatt DVGW G 260 deutlich größere Schwankungsbereiche für den Brennwert und den Heizwert auf. Die genannten Erdgase stellen daher keine kommerziellen Standardbrennstoffe im Sinne der MVO dar.

Folgende Stoffe sind als kommerzielle Standardbrennstoffe im Formular-Management-System (FMS) hinterlegt:

- ▶ Dieselmotorkraftstoff
- ▶ Ethan
- ▶ Fluggasturbinenkraftstoff
- ▶ Flüssiggas
- ▶ Flüssiggas (100 % Butan)
- ▶ Flüssiggas (100 % Propan)
- ▶ Heizöl EL nach DIN 51603, Teil 1
- ▶ Ottomotorkraftstoff
- ▶ Petroleum
- ▶ Wasserstoff
- ▶ Wasserstoff (in [t])

4.4 Anlagen mit geringen Emissionen

Als Anlagen mit geringen Emissionen gelten Anlagen, die jährlich weniger als 25.000 t CO₂-Äq emittieren. Sie sind Teil der Kategorie A Anlagen. Für die Einordnung wird auf die in der 3. Handelsperiode berichteten durchschnittlichen Jahresemissionen abgestellt (ohne CO₂ aus Biomasse und vor Abzug von weitergeleitetem CO₂, vgl. Art. 47 Abs. 2 MVO). Sind diese Emissionen aufgrund betrieblicher Änderungen nicht länger aussagekräftig oder hat die Anlage in dieser Zeit noch nicht am Emissionshandel teilgenommen, wird konservativ geschätzt, ob die o.g. Mengenschwelle in den kommenden fünf Jahren unterschritten wird.

Anlagen mit geringen Emissionen können gemäß Art. 47 Abs. 3 bis 7 MVO – neben den allgemeinen (vgl. Kapitel 4.3.1 bis 4.3.4) – folgende besondere Erleichterungen in Anspruch nehmen. Für Tätigkeiten mit N₂O-Emissionen ist die Nutzung dieser Erleichterungen allerdings nicht zulässig, vgl. Art. 47 Abs. 1 U Abs. 2 MVO:

- ▶ Die Einhaltung der im Überwachungsplan festgelegten Ebenen und Unsicherheiten für die einzelnen Aktivitätsdaten und Berechnungsfaktoren muss nicht belegt werden.
- ▶ Die Übermittlung des Ergebnisses der Risikobewertung gemäß Art. 12 Abs. 1 U Abs. 3 b) MVO ist nicht erforderlich.
- ▶ Ein Verbesserungsbericht nach Art. 69 Abs. 4 MVO aufgrund von Empfehlungen zur Verbesserung der Überwachung im Prüfbericht der Prüfstelle ist entbehrlich (vgl. Kapitel 5).
- ▶ Eingesetzte Brennstoff- und Materialmengen können anhand von Rechnungsunterlagen belegt und Lagerbestandsveränderungen können geschätzt werden.
- ▶ Bei der Bestimmung von Tätigkeitsdaten und Berechnungsfaktoren genügt es, wenn die Ebene 1 eingehalten wird. Es sei denn, der Betreiber verfügt ohnehin über genauere Werte.
- ▶ Bei Bestimmung der Berechnungsfaktoren mittels Analysen kann jedes Labor verwendet werden, das fachlich kompetent und in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren technisch stichhaltige Ergebnisse zu erzielen und Qualitätssicherungsmaßnahmen gem. Art. 34 Abs. 3 nachweist. Ein Unverhältnismäßigkeitsnachweis ist nicht erforderlich.

Da es sich um zulässige Erleichterungen und nicht um Abweichungen von den geforderten Ebenen handelt, ist ein Unverhältnismäßigkeitsnachweis bei Anlagen mit geringen Emissionen nicht erforderlich.



Überschreitet eine Anlage mit geringen Emissionen die Schwelle von weniger als 25.000 t CO₂-Äq in einem Kalenderjahr, muss dies der DEHSt unverzüglich angezeigt und ein entsprechend geänderter Überwachungsplan zur Genehmigung vorgelegt werden. Der Überwachungsplan muss nur dann nicht geändert werden, wenn der Betreiber nachweist, dass die Schwelle in den vorangegangenen fünf Berichtszeiträumen nicht überschritten wurde und auch in Zukunft nicht noch einmal überschritten wird (Art. 47 Abs. 8 MVO).

4.5 Anlagen ohne Emissionen

Nach dem Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 28.02.2018 (Rs. C-577/16), fallen Anlagen, die keine direkten Emissionen erzeugen, nicht unter den Anwendungsbereich der Emissionshandelsrichtlinie. Anlagen, bei denen genehmigungsrechtlich ausgeschlossen ist, dass sie über Emissionsquellen nach § 4 Abs. 3 Nummer 4 TEHG verfügen, fallen daher nicht unter den Anwendungsbereich des TEHG. Betroffene Anlagenbetreiber können bei der zuständigen Landesbehörde nach § 4 Abs. 4 Satz 2 TEHG eine gesonderte Genehmigung nach § 4 Abs. 1 TEHG auf Feststellung beantragen, dass die Anlage als sog. Nullemissionsanlage nicht emissionshandelspflichtig ist.

Anlagen, durch deren Tätigkeiten Treibhausgase entstehen, diese aber nicht durch eigene Schornsteine freigesetzt, sondern vollständig an andere Anlagen zur Weiterverarbeitung oder Abfackelung weitergegeben werden, bleiben emissionshandelspflichtig. Derartige Anlagen müssen weiterhin einen vollständigen Überwachungsplan erstellen

und bei der DEHSt zu Genehmigung einreichen. Gleiches gilt für Anlagen, die nur tatsächlich keine Emissionen erzeugen, obwohl sie dies genehmigungsrechtlich dürfen, etwa da sie Emissionsquellen tatsächlich nicht nutzen oder nicht nutzen können.

Anlagenbetreiber von Anlagen ohne Emissionen, die eine Befreiung nach §§ 16 ff EHV erhalten haben, müssen die Emissionen dieser Anlage überwachen und entsprechende Emissionsberichte einreichen. Für die Überwachung gelten lediglich einige Erleichterungen. Diese Erleichterungen sind in Kapitel 4.1 des [Hinweispapiers](#) dargestellt.

4.6 Kleinemittenten nach § 27 TEHG und §§ 16 ff. EHV

Für Betreiber von Anlagen, die als Kleinemittent gemäß §§ 16 ff. EHV von einzelnen Pflichten des Emissionshandels befreit sind, bestehen nach § 23 EHV 2030 Erleichterungen bei der Emissionsüberwachung. Es bleibt jedoch auch für Kleinemittenten bei der grundsätzlichen Pflicht zur Vorlage eines Überwachungsplans nach § 6 TEHG und zur jährlichen Einreichung eines Emissionsberichtes.

Bei der Erstellung von Überwachungsplänen können Betreiber von Anlagen, die als Kleinemittent befreit sind, folgende Erleichterung in Anspruch nehmen:

- ▶ Der zur Genehmigung vorzulegende Überwachungsplan muss keine Angaben nach Art. 12 Abs. 2 Buchstabe c bis g MVO zu den innerbetrieblichen Verfahren zur Überwachung und Berichterstattung nach Anhang I Teil 1 MVO enthalten.

Bei Anlagen, die in den Jahren 2016 bis 2018 weniger als 5.000 t CO₂-Äq emittiert haben,

- ▶ entfällt die Pflicht zur Übermittlung eines Probenahmeplans,
- ▶ sofern eine solche Anlage zur Durchführung der Analysen ein betriebseigenes Labor nutzt, entfällt zudem die Pflicht zur Vorlage eines Gleichwertigkeits- und Unverhältnismäßigkeitsnachweises für das genutzte Labor und
- ▶ entfällt die Pflicht zur Übermittlung eines Verbesserungsberichts nach Art. 69 Abs. 4 MVO.

Einzelheiten zu diesen Erleichterungen sind auf der DEHSt-Internetseite [Kleinemittenten](#) und in dem dort bereitstehenden [Hinweispapier](#) dargestellt.

Anlagen, die erst im Laufe der 4. Handelsperiode emissionshandelspflichtig werden, können erst wieder im Jahr 2024 für den Zuteilungszeitraum 2026 bis 2030 einen Antrag auf die Befreiung als Kleinemittent stellen.

4.7 Verhängung von Bußgeldern

In § 32 TEHG sind eine Reihe von Ordnungswidrigkeiten benannt, für die Bußgelder verhängt werden können. Von diesen sind für die Emissionsüberwachung im Wesentlichen folgende relevant:

- ▶ Reicht ein Betreiber für die Handelsperiode keinen Überwachungsplan ein oder legt er diesen der DEHSt nicht rechtzeitig innerhalb der in Anhang 2 Teil 1 Buchstaben a und b genannten Fristen vor, droht ihm gemäß § 32 Abs. 3 Nr. 4 i. V. m. § 32 Abs. 4 TEHG ein Bußgeld bis zu 50.000 Euro.
- ▶ Ein Bußgeld bis zu 50.000 Euro droht auch Betreibern die gemäß § 6 Abs. 3 Satz 1 TEHG den Überwachungsplan nicht unverzüglich anpassen und bei der DEHSt einreichen. Die Pflicht nach § 6 Abs. 3 Satz 1 TEHG betrifft dabei insbesondere die Fälle von erheblichen Änderungen der Überwachung nach Art. 15 Abs. 3 MVO.
- ▶ Ein Bußgeld bis zu 50.000 Euro droht auch Betreibern, die die DEHSt in ihrer Aufgabenwahrnehmung behindern, indem sie bspw. die Erteilung von Auskünften oder die Einreichung angeforderter Unterlagen verweigern oder wenn sie solche Informationen nicht rechtzeitig oder fehlerhaft geben.

5

Erstellen eines Verbesserungsberichts



Ein Verbesserungsbericht ist gemäß Art. 69 Abs. 1 bis 3 MVO bei der DEHSt einzureichen

- ▶ für emissionsstarke und emissionsschwache Stoffströme sowie große und kleine Emissionsquellen in Anlagen der Kategorie B und C (Anlagen mit über 50.000 t CO₂-Äq/a), wenn bei deren Überwachung bislang nicht die höchsten Ebenen nach MVO eingehalten werden,
- ▶ für emissionsstarke und emissionsschwache Stoffströme sowie große und kleine Emissionsquellen in Anlagen der Kategorie A (Anlagen mit höchstens 50.000 t CO₂-Äq/a), wenn bei deren Überwachung bislang hinter den von der MVO bereits gestatteten Erleichterungen zurückgeblieben wird,
- ▶ für eine Fall-Back-Überwachungsmethode gemäß Art. 22 MVO.

Der Verbesserungsbericht muss in einem von der MVO vorgegebenen Intervall aktualisiert und erneut eingereicht werden, um gegebenenfalls die Unverhältnismäßigkeit der Ebeneneinhaltung unter den dann aktuellen Gegebenheiten nachzuweisen. Kann hingegen die jeweilige Ebene nun oder in absehbarer Zeit eingehalten werden, unterbreitet der Anlagenbetreiber der DEHSt mit dem Verbesserungsbericht einen Vorschlag, wann die notwendigen Änderungen der Überwachung umgesetzt werden sollen.

Anpassung

Betroffene Anlagen der Kategorie C müssen einen Verbesserungsbericht nach Novellierung der Monitoring-Verordnung vom 12. Oktober 2023 für die Jahre der 4. Handelsperiode ab dem Jahr 2024 bis 30. Juni 2025 und danach alle zwei Jahre bei der DEHSt vorlegen, betroffene Anlagen der Kategorie B alle drei Jahre (erstmalig nach Novellierung der Monitoring-Verordnung vom 12. Oktober 2023 zum 30. Juni 2026) und betroffene Anlagen der Kategorie A alle fünf Jahre (erstmalig nach Novellierung der Monitoring-Verordnung vom 12. Oktober 2023 zum 30. Juni 2028).



Falls die Gründe für die Unverhältnismäßigkeit nachweislich für einen längeren Zeitraum bestehen bleiben, kann die DEHSt eine Verlängerung der Fristen, d. h. maximal eine Verdoppelung des Abstandes zwischen den Verbesserungsberichten genehmigen (Art. 69 Abs. 1 UAbs. 3 MVO).

Eine grundsätzliche Pflicht zur Einreichung eines Verbesserungsberichts zum 30. Juni besteht (Art. 69 Abs. 4 MVO), wenn die Prüfstelle im Prüfbericht offene Nichtkonformitäten oder Verbesserungsempfehlungen für die Überwachung dokumentiert. Anlagen mit geringen Emissionen (< 25.000 t CO₂-Äq/a) sind von der Berichterstattung als Reaktion auf die Verbesserungsempfehlung der Prüfstelle befreit (Art. 47 Abs. 3 MVO, vgl. Kapitel 4.4). Wurden die Verbesserungspotenziale in den genannten Fällen bereits realisiert und entsprechend geänderte Überwachungspläne bei der DEHSt eingereicht, muss kein zusätzlicher Verbesserungsbericht eingereicht werden. Das Gleiche gilt, wenn im Einzelfall bereits mit der DEHSt abgestimmt wurde, wie mit Verbesserungsbedarf bei der Überwachung umgegangen werden soll.

6

Ermittlung von Stoffmengen und Erstellen von Unsicherheitsnachweisen

6.1	Allgemeine Definitionen und Hinweise zur Berechnung von (Mess-)Unsicherheiten.....	40
6.2	Vorgehensweise einer vollständigen Nachweisführung	43
6.2.1	Beschreibung der Ermittlungsmethode	43
6.2.2	Auswahl der Berechnungsformel zur Bestimmung der Gesamtunsicherheit	43
6.2.2.1	Berechnung der Stoffmenge aus Einzelmessungen verschiedener Messgeräte (unabhängige Unsicherheit)	44
6.2.2.2	Berechnung der Stoffmenge aus Einzelmessungen desselben Messgeräts (abhängige Unsicherheit)	45
6.2.2.3	Berechnung der Stoffmenge aus Einzelmessungen sowohl eines als auch verschiedener .. Messgeräte (Kombination aus unabhängigen und abhängigen Unsicherheiten)	45
6.2.3	Ermittlung der Unsicherheiten der Eingangsgrößen	46
6.2.4	Berechnung der Gesamtunsicherheit und Vergleich mit der nach MVO geforderten Ebene	48
6.3	Beispiele für die Unsicherheitsermittlung.....	49
6.3.1	Ermittlung der Unsicherheit bei der Bestimmung der jährlichen Einsatzmenge Erdgas durch Addition der von zwei Messgeräten gemessenen Mengen (Beispiel einer vollständigen Nachweisführung).....	49
6.3.2	Ermittlung der Unsicherheit der mit einer nicht geeichten Förderbandwaage gemessenen Menge.....	54
6.3.3	Ermittlung der Unsicherheit des Lageranfangs- und -endbestands einer Kohlehalde	57
6.3.4	Ermittlung der erweiterten Unsicherheit einer geeichten Fahrzeugwaage aus dem Eichwert	59

Für die Ermittlung der jährlichen Menge eines Stoffstroms sind gemäß Art. 27 Abs. 1 a) und b) MVO folgende Verfahren zulässig:

- ▶ Methode a): kontinuierliche Messungen der eingesetzten, produzierten oder exportierten Mengen von Stoffen am Prozess, der die Emissionen verursacht,
- ▶ Methode b): Aggregieren der Liefermengen unter Berücksichtigung der Lagerbestandsveränderung.

Bei kommerziellen Transaktionen zwischen unabhängigen Handelspartnern können die Liefermengen den ausgestellten Rechnungen entnommen werden (vgl. Art. 29 Abs. 1 a) MVO). Voraussetzung ist jedoch, dass auch hier die Unsicherheit der Bestimmung der gelieferten Mengen nachgewiesen wird.

Abhängig von der Emissionshöhe der Anlage und von der jeweils durchgeführten Tätigkeit (vgl. Art. 19 Abs. 2 und 3 MVO) sind für die anlagenspezifischen Stoffströme maximale Unsicherheiten bei der Bestimmung der emissionsrelevanten Stoffmengen einzuhalten. Diese werden im FMS automatisch als Soll-Ebene angezeigt. Für jeden Stoffstrom (außer De-minimis) ist daher nachzuweisen, dass die für die jeweilige Anlage geltenden Unsicherheitsschwellenwerte der MVO eingehalten werden.



Hinweis auf Erleichterungen

Für Anlagen mit geringen Emissionen kann die jährliche Einsatzmenge eines Stoffes anhand von Rechnungsdaten und geschätzten Lagerbestandsveränderungen ohne Unsicherheitsnachweis bestimmt werden (vgl. Art. 47 Abs. 4 MVO).

Wird die Einsatzmenge eines Stoffstroms ausschließlich durch ein oder mehrere geeichte/konformitätsgeprüfte Messgeräte (siehe Anhang 7) bestimmt, so kann als Vereinfachung davon ausgegangen werden, dass die höchste Ebenenanforderung eingehalten wird. Auf eine individuelle Unsicherheitsbetrachtung kann in diesem Fall verzichtet werden.

Als Vereinfachung können Unsicherheiten von Teilen eines Stoffstroms bei der Bestimmung der Gesamtunsicherheit des Stoffstroms vernachlässigt werden. Dies ist der Fall, wenn die Stoffmenge dieser Teile kumuliert höchstens 5 % der jährlich eingesetzten Menge des Gesamtstoffstroms ausmacht und mindestens 95 % des Stoffstroms ausschließlich mit geeichten oder konformitätsbewerteten Messgeräten gemessen wird.

Unsicherheiten aus der Bestimmung von Lagermengen müssen berücksichtigt werden, wenn das Lager mindestens 5 % der jährlich verbrauchten Menge des betreffenden Stoffstroms aufnehmen kann (Art. 28 Abs. 2 MVO).

6.1 Allgemeine Definitionen und Hinweise zur Berechnung von (Mess-)Unsicherheiten

Die Gesamtunsicherheit der jährlichen Einsatzmenge eines Stoffstroms ist eine dynamische Größe. Sowohl die Eingangsgrößen (zum Beispiel Liefermengen) als auch die den Eingangsgrößen zugeordneten Unsicherheiten (zum Beispiel Qualitätssicherung der Messeinrichtung durch jährliche Kalibrierung) können sich von Jahr zu Jahr ändern. Für die mit dem Überwachungsplan einzureichenden Unsicherheitsnachweise sind daher Annahmen über die Eingangsgrößen zu treffen. Diese Annahmen müssen repräsentativ für den Betrieb der Anlage sein.

Der Anlagenbetreiber legt der Prüfstelle im Rahmen der jährlichen Prüfung des Emissionsberichts die Unsicherheitsberechnung mit den aktuellen Daten des Berichtsjahres vor. Die Prüfstelle prüft die Validität der Angaben, mit denen die Unsicherheitsberechnung geführt wurde (Art. 10 Abs. 1 lit. r) i. V. m. Art. 19 Abs. 1 AVR).

Unter **Eingangsgrößen** sind Messgrößen (in Ausnahmefällen auch Rechengrößen oder Konstanten) zu verstehen, die direkt in die Berechnung der Einsatzmenge eines Stoffes einfließen. Jede dieser Eingangsgrößen ist mit einer (Mess-)Unsicherheit behaftet.

Gemäß der Definition des „Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement (GUM)“ wird die als Standardabweichung ausgedrückte Unsicherheit des Ergebnisses einer Messung als **Standardunsicherheit** (auch einfache Unsicherheit, „klein“ u) bezeichnet. Die aus Messungen ermittelte Standardunsicherheit wird je nach Messaufbau und -durchführung durch ein oder mehrere Einflussgrößen beeinflusst. Unter **Einflussgrößen** sind typischerweise Merkmale zu verstehen, die das Ergebnis einer Messung direkt oder indirekt beeinflussen. Relevante Einflussgrößen können zum Beispiel auf

- ▶ das verwendete Messgerät (zum Beispiel Messgenauigkeit von einzelnen Bauteilen),
- ▶ das angewendete Messverfahren (zum Beispiel Störgrößen, die das Messergebnis beeinflussen) und/oder
- ▶ die spezifischen Umgebungsbedingungen (zum Beispiel Umgebungstemperatur am Einbauort eines Messgeräts)

zurückzuführen sein. Unter bestimmten Annahmen und Voraussetzungen kann die Unsicherheit einer Messgröße oder eines Messgeräts zu einem Zeitpunkt anhand einer Standardunsicherheit bestimmt werden. Dies kann zum Beispiel der Fall sein, wenn das Messergebnis eines Messgeräts an dessen Einsatz- oder Einbauort unter realen Bedingungen direkt mit einem zeitgleich erfassten Messergebnis einer Referenzmessung verglichen wird (zum Beispiel Kalibrierung einer Förderbandwaage mit einer referenzierten Menge). Voraussetzung ist, dass alle relevanten Einflussgrößen anhand dieses einen „Messaufbaus“ oder Experiments berücksichtigt werden.

Anmerkung: Die Ermittlung der (Mess-)Unsicherheit durch statistische Analyse von Messreihen wird gemäß GUM als Unsicherheit nach Typ A bezeichnet.

Da in den meisten Fällen jedoch keine Referenzmessung mit einem parallelen Messaufbau vorliegt und sich somit die Standardunsicherheit der Eingangsgröße häufig nicht direkt bestimmen lässt, ist es erforderlich, die Unsicherheit einer Eingangsgröße durch die Gauß'sche Fehlerfortpflanzung zu berechnen. Dabei werden die Standardunsicherheiten mehrerer Einflussgrößen anhand festgelegter Rechenregeln verrechnet (siehe unten). Das Ergebnis dieser Berechnung wird häufig als **kombinierte Unsicherheit** bezeichnet und gilt als normalverteilt. Anmerkung: Die Ermittlung der (Mess-)Unsicherheit durch Auswertung mit anderen Mitteln als der statistischen Analyse von Messreihen wird gemäß GUM als Unsicherheit vom Typ B bezeichnet.

Eine **Normalverteilung** wird durch Mittelwert und Standardabweichung charakterisiert. Mittelwert und Standardabweichung beschreiben das Intervall, in dem das Ergebnis mit einer Wahrscheinlichkeit von 68,3 Prozent liegt. Das bedeutet, dass bei einer Wiederholungsmessung unter identischen Bedingungen die Wahrscheinlichkeit 68,3 Prozent beträgt, einen Wert in diesem Intervall zu messen. Dieses Intervall wird auch als **Vertrauensbereich** oder **Konfidenzintervall** bezeichnet. Bei der Angabe von Messunsicherheiten im Messwesen wird die Angabe der Unsicherheit mit einem Konfidenzintervall von 95 Prozent gefordert. Dieser Wert entspricht der erweiterten Unsicherheit („groß“ U). Einfache Unsicherheiten werden mit dem Faktor 2 in erweiterte Unsicherheiten umgerechnet. Die erweiterten Unsicherheiten sind schließlich diejenigen Unsicherheiten, die mit der Unsicherheitsschwelle der geforderten Ebene (Soll-Ebene) nach MVO verglichen werden.

Als Vereinfachung bei der Berechnung von Unsicherheiten, werden folgende grundsätzliche Annahmen getroffen:

- ▶ Die Verkehrsfehlergrenzen geeichter Messgeräte werden als erweiterte Unsicherheiten mit einem Konfidenzintervall von 95 % betrachtet und gelten daher als normalverteilt. Folglich werden auch die (Eich-)Fehlergrenzen selbst als normalverteilt angenommen.
- ▶ Des Weiteren kann für alle Eingangsgrößen und Einflussgrößen angenommen werden, dass diese normalverteilt sind. Die Anwendung von rechteck-, dreieck- oder trapezförmigen Verteilungen kann somit entfallen.

Hinweis

Bei der Berechnung der Unsicherheit mittels Gauß'scher Fehlerfortpflanzung wird die Rechteckverteilung in der Praxis häufig dann angewandt, wenn die Verteilungsfunktion unbekannt ist oder davon ausgegangen werden kann, dass zumindest keine Normalverteilung vorliegt. Die Annahme einer Rechteckverteilung für einzelne Einflussgrößen bei der Berechnung der Unsicherheit einer Eingangsgröße kann in einigen Fällen richtig und sinnvoll sein (z. B. für den Einfluss der Umgebungstemperatur). Im Unterschied zu einer Normalverteilung ist die Wahrscheinlichkeit innerhalb des Intervalls gleichverteilt. Für die Umrechnung in eine Standardunsicherheit, muss der Wert durch 1,73 (Wurzel aus 3) geteilt werden. Die auf diese Weise berechnete Standardunsicherheit kann dann wiederum als normalverteilt angesehen werden und mit den anderen Standardunsicherheiten zu einer kombinierten Unsicherheit gemäß Fehlerfortpflanzung verrechnet werden.

Je nachdem ob die Mengen durch mehrere verschiedene (unabhängige) Messgeräte oder ein und dasselbe (abhängige) Messgerät bestimmt wird, ist die entsprechende **Fehlerfortpflanzungsformel** anzuwenden:

$$U_Y = \sqrt{\left(\frac{\partial Y}{\partial X_1} * U_{X_1}\right)^2 + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_2} * U_{X_2}\right)^2 + \dots + \left(\frac{\partial Y}{\partial X_n} * U_{X_n}\right)^2}$$

U_Y	Gesamtunsicherheit der Bestimmung der Eingangsgröße Y
$\partial Y / \partial X_1 \dots \partial Y / \partial X_n$	Empfindlichkeits- oder Sensitivitätskoeffizienten
$U_{X_1} \dots U_{X_n}$	erweiterte relative Standardunsicherheit der Einflussgröße X_1 bis X_n
$X_1 \dots X_n$	Einflussgröße X_1 bis X_n

Formel 1: Formel für die Berechnung einer unabhängigen Unsicherheit

$$U_Y = \left(\left| \frac{\partial Y}{\partial X_1} \right| * U_{X_1} \right) + \left(\left| \frac{\partial Y}{\partial X_2} \right| * U_{X_2} \right) + \dots + \left(\left| \frac{\partial Y}{\partial X_n} \right| * U_{X_n} \right)$$

Formel 2: Formel für die Berechnung einer abhängigen Unsicherheit

Darüber hinaus kann die Unsicherheit einer Messgröße auf Basis absoluter oder relativer Unsicherheiten berechnet werden. Die Berechnung relativer Standardunsicherheiten erscheint auf den ersten Blick trivial. Zu beachten ist jedoch, dass der jeweilige Bezugswert korrekt gewählt wird. Für die Berechnung der relativen Unsicherheit ist als Bezugswert immer der Messwert oder Arbeitspunkt zu verwenden.²

Beispiel

Beträgt die absolute Unsicherheit eines ein Meter langen Maßbandes 1 cm, ergibt sich bezogen auf den Messbereichsendwert eine relative Unsicherheit von 1 %. Bei Bezug der absoluten Unsicherheit von 1 cm auf das Ergebnis der Messung, hier 0,5 m, beträgt die relative Unsicherheit bezogen auf das Messergebnis 2 %.

Bei Verwendung absoluter Unsicherheiten müssen sogenannte Empfindlichkeits-/Sensitivitätskoeffizienten in der Gauß'schen Fehlerfortpflanzung berücksichtigt werden. Diese werden für jede Eingangsgröße durch Differentiation der vollständigen Formel zur Ermittlung der Stoffmenge berechnet.

⁵ Als Bezugswert dürfen nicht der Messbereichsendwert oder der Messbereich (Span) verwendet werden. Die Umrechnung auf die Zielgröße (Messwert oder Arbeitspunkt) ist notwendig

6.2 Vorgehensweise einer vollständigen Nachweisführung

Für die stoffstrombezogene Nachweisführung ist folgende Vorgehensweise notwendig:

1. Beschreibung der Ermittlungsmethode (vgl. Kapitel 6.2.1)
2. Auswahl der Berechnungsformel zur Bestimmung der Gesamtunsicherheit (vgl. Kapitel 6.2.2)
3. Ermittlung der Unsicherheit der Eingangsgrößen (vgl. Kapitel 6.2.3)
4. Berechnung der Gesamtunsicherheit und Vergleich mit der nach MVO geforderten Ebene (vgl. Kapitel 6.2.4)

In Kapitel 6.3 wird an einem Beispiel die vollständige Vorgehensweise und an mehreren weiteren Beispielen die Ermittlung der Unsicherheit einzelner Eingangsgrößen veranschaulicht.

6.2.1 Beschreibung der Ermittlungsmethode

Zunächst muss vom Anlagenbetreiber ausführlich, vollständig und transparent beschrieben werden, wie die jährliche Einsatzmenge eines Stoffstroms ermittelt wird. Es ist anzugeben, welche Eingangsgrößen für die Bestimmung der Menge eines Stoffstroms verwendet werden, wie die Eingangsgrößen ermittelt werden und wie aus den Eingangsgrößen die Menge des Stoffstroms bestimmt wird. Es ist sinnvoll, für die Berechnung der Einsatzmenge einen mathematischen Ausdruck anzugeben.

Beispiel:

$$X_{\text{Gesamt}} = X_1 + X_2$$

Formel 3: Summierung der Einzelmengen zur Ermittlung der jährlichen Einsatzmenge

6.2.2 Auswahl der Berechnungsformel zur Bestimmung der Gesamtunsicherheit

Die Formel zur Berechnung der Gesamtunsicherheit ist abhängig von der Ermittlungsmethode (vgl. Kapitel 6.2.1) und damit vom mathematischen Ausdruck. In einigen Fällen kann es erforderlich sein, verschiedene Berechnungsformeln zu verknüpfen, um die angewendete Ermittlungsmethode vollständig abzubilden.

Bei der Auswahl der Berechnungsformel für die Bestimmung der Gesamtunsicherheit muss zwischen unabhängigen und abhängigen Unsicherheiten unterschieden werden. Von unabhängigen Unsicherheiten kann dann ausgegangen werden, wenn verschiedene Messgeräte zur Erfassung von Teil-Stoffströmen angewendet werden. Abhängige Unsicherheiten liegen dagegen vor, wenn Teilmengen eines Stoffstroms durch ein und dasselbe Messsystem erfasst werden.

Die folgenden Unterkapitel veranschaulichen Beispiele für unabhängige und abhängige Unsicherheiten bei einer Summe oder Differenzbildung von gemessenen Stoffmengen eines Stoffstroms.

6.2.2.1 Berechnung der Stoffmenge aus Einzelmessungen verschiedener Messgeräte (unabhängige Unsicherheit)

Beispiel 1: Ermittlung der jährlichen Einsatzmenge eines Brennstoffs durch Addition der von zwei Messgeräten gemessenen Mengen (unabhängige Unsicherheit bei einer Summe)

Die Einsatzmenge des Brennstoffs wird durch Addition der über zwei Messgeräte gemessenen Mengen ermittelt.

$$x_{\text{Gesamt}} = x_1 + x_2$$

Folglich ist die entsprechende Formel zur Ermittlung der Unsicherheit bei einer Summe zu verwenden. Da die Unsicherheiten der beiden Messgeräte unabhängig sind, ergibt sich die Gesamtunsicherheit bei der Bestimmung des Jahresverbrauchs des Brennstoffs aus der nachfolgend dargestellten Berechnungsformel für unabhängige Unsicherheiten bei einer Summe:

$$U_{\text{Gesamt}} = \frac{\sqrt{(U_1 * x_1)^2 + (U_2 * x_2)^2}}{|x_1 + x_2|}$$

U_{Gesamt} Gesamtunsicherheit der Bestimmung der eingesetzten Brennstoffmenge in %

U_1 erweiterte relative Unsicherheit des Messgeräts 1 in %

U_2 erweiterte relative Unsicherheit des Messgeräts 2 in %

x_1, x_2 die über das jeweilige Messgerät ermittelte Brennstoffmenge in t oder Nm³

Formel 4: Berechnung der unabhängigen Unsicherheit bei einer Summe

Beispiel 2: Ermittlung der jährlichen Einsatzmenge Erdgas durch Differenz der gelieferten Gesamtmenge für den Standort und einer abgezweigten Menge (unabhängige Unsicherheit bei einer Differenz)

Ein Anlagenstandort wird mit Erdgas beliefert. Von der gelieferten Gesamtmenge Erdgas wird eine Teilmenge abgezweigt und in einer nicht emissionshandelspflichtigen Anlage verwendet. Die verbleibende Teilmenge wird in der zu betrachtenden emissionshandelspflichtigen Anlage verbrannt. Da die emissionshandelspflichtige Anlage über keine eigenständige Erdgasmessung verfügt, wird die Jahresverbrauchsmenge aus der Messung der Gesamtliefermenge für den Anlagenstandort und der Messung der Abzweigung zur nicht emissionshandelspflichtigen Anlage durch Differenzbildung bestimmt.

$$x_{\text{Einsatz}} = x_{\text{Gesamt}} - x_{\text{Abzweig}}$$

Die Unsicherheit bei der Bestimmung der Jahresverbrauchsmenge ergibt sich wie folgt:

$$U_{\text{Einsatz}} = \frac{\sqrt{(U_{\text{Gesamt}} * x_{\text{Gesamt}})^2 + (U_{\text{Abzweig}} * x_{\text{Abzweig}})^2}}{|x_{\text{Gesamt}} + (-x_{\text{Abzweig}})|}$$

U_{Einsatz} Gesamtunsicherheit der Bestimmung der eingesetzten Erdgasmenge in %

U_{Gesamt} erweiterte relative Unsicherheit der Messung der gelieferten Gesamtmenge für den Anlagenstandort in %

U_{Abzweig} erweiterte relative Unsicherheit der Messung der abgezweigten Teilmenge in %

x_{Gesamt} Gesamtmenge in Nm³

x_{Abzweig} abgezweigte Teilmenge in Nm³

Formel 5: Berechnung der unabhängigen Unsicherheit bei Differenzbildung

6.2.2.2 Berechnung der Stoffmenge aus Einzelmessungen desselben Messgeräts (abhängige Unsicherheit)

Beispiel 3: Ermittlung der jährlichen Einsatzmenge Steinkohle anhand ein und derselben Bandwaage (abhängige Unsicherheit bei einer Summe)

Ein Kraftwerk wird mit Steinkohle befeuert. Der Jahresverbrauch von Steinkohle wird durch Wägung der über das Jahr verteilten Verbrauchsmengen mit Hilfe ein und derselben Bandwaage bestimmt. Zu Beginn der jeweiligen Quartale im Jahr wird eine Kalibrierung der Bandwaage vorgenommen. Die Unsicherheit bei der Bestimmung des Jahresverbrauchs Steinkohle für das Kraftwerk ergibt sich durch nachfolgend dargestellte Berechnungsformel für abhängige Unsicherheiten unter Berücksichtigung der im Quartal bestimmten erweiterten Unsicherheit U_i der Bandwaage sowie der Menge Steinkohle x_i in diesem Quartal:

$$U_{\text{Gesamt}} = \frac{(U_1 * x_1) + (U_2 * x_2) + (U_3 * x_3) + (U_4 * x_4)}{|x_1 + x_2 + x_3 + x_4|}$$

U_{Gesamt}	Gesamtunsicherheit der Bestimmung der Verbrauchsmenge Steinkohle in %
U_1 bis U_4	bei der Kalibrierung festgestellte erweiterte relative Unsicherheit der Bandwaage im jeweiligen Quartal in %
x_1 bis x_4	mit der Bandwaagen ermittelte Mengen in den jeweiligen Quartalen in t
Formel 6:	Berechnung der abhängigen Unsicherheit bei einer Summe

6.2.2.3 Berechnung der Stoffmenge aus Einzelmessungen sowohl eines als auch verschiedener Messgeräte (Kombination aus unabhängigen und abhängigen Unsicherheiten)

Beispiel 4: Ermittlung der jährlichen Einsatzmenge Heizöl anhand von Liefermengen und Zwischenlager (unabhängige und abhängige Unsicherheit bei einer Summe und Differenz)

In der Dampfkesselanlage wird Heizöl als Brennstoff eingesetzt. Die Liefermengen werden mit geeichten Messgeräten in den Tankfahrzeugen gemessen. Das Heizöl wird bis zur Verbrennung in einem Tank zwischengelagert, dessen Füllstand⁶ mit einem kalibrierten Ultraschallmessgerät gemessen wird. Die Eingangsgrößen zur Bestimmung des Lageranfangs- und Lagerendbestands sind als abhängige Unsicherheit bei einer Differenz anzusehen, da zur Bestimmung des Füllstands zu Beginn und Ende des Jahres dasselbe Messgerät eingesetzt wird und die weiterhin benötigten Eingangsgrößen (zum Beispiel Dichte) abhängige Festwerte darstellen. Die jährliche Verbrauchsmenge von Heizöl wird bestimmt als

$$x_{\text{Gesamt}} = x_L + x_A - x_E$$

Die Unsicherheit bei der Bestimmung dieser Größe ergibt sich als Spezialfall aus Formel 4 und Formel 6:

$$U_{\text{Gesamt}} = \frac{\sqrt{(U_L * x_L)^2 + ((U_A * x_A) + (U_E * x_E))^2}}{|x_L + x_A - x_E|}$$

U_{Gesamt}	Gesamtunsicherheit der Bestimmung der eingesetzten Heizölmenge in %
U_L	erweiterte relative Unsicherheit der im Berichtsjahr angelieferten Menge in %
U_A	erweiterte relative Unsicherheit der Bestimmung des Lageranfangsbestands in %
U_E	erweiterte relative Unsicherheit der Bestimmung des Lagerendbestands in %
x_L	Liefermenge in t
x_A	Anfangsbestand des Tanklagers in t
x_E	Endbestand des Tanklagers in t
Formel 7:	Berechnung der Unsicherheit bei einem Stoffstrom mit Zwischenlager (Kombination aus abhängigen und unabhängigen Unsicherheiten)

⁶ Hinweis: Die Menge des gelagerten Heizöls in Tonnen bestimmt sich wiederum aus mehreren Eingangsgrößen: Querschnitt, Höhe und Dichte. Die Unsicherheiten bei der Bestimmung dieser Größen wären in den folgenden Schritten der Vorgehensweise ebenfalls zu betrachten.

Vereinfachung

Wird die Liefermenge an Heizöl im vorherigen Beispiel mit 10 verschiedenen Tankwagen angeliefert, und die gelieferte Menge unabhängig voneinander z. B. mit in den Tankwagen integrierten geeichten Durchflussmessern bestimmt, so können diese als unabhängige Unsicherheiten bei einer Summe betrachtet werden. Die Unsicherheit der Liefermenge verringert sich unter der Annahme einer etwa gleichen Liefermenge je Anlieferung und Fahrzeug und identischen Verkehrsfehlergrenzen der Durchflussmesser zu:

$$U_L = \frac{\text{Verkehrsfehlergrenze des Durchflussmessers}}{\sqrt{\text{Anzahl der verschiedenen Tankfahrzeuge}}}$$

U_L erweiterte relative Unsicherheit der im Berichtsjahr angelieferten Menge in %

Formel 8: Vereinfachte Berechnung der Unsicherheit der Liefermenge als unabhängige Unsicherheit einer Summe

Unter der Annahme, dass das Lager zu Anfang und Ende des Berichtsjahres vollständig gefüllt ist, ändert sich Formel 7 zu:

$$U_{\text{Gesamt}} = \frac{\sqrt{(U_L * x_L)^2 + (2 * U_{\text{Lager}} * x_{\text{Lager}})^2}}{x_L}$$

U_{Gesamt} Gesamtunsicherheit der Bestimmung der eingesetzten Heizölmenge in %

U_L erweiterte relative Unsicherheit der im Berichtsjahr angelieferten Menge in %

U_{Lager} erweiterte relative Unsicherheit der Bestimmung des Lagerbestands in %

x_L Liefermenge in t

x_{Lager} Lagerbestand in t

Formel 9: Vereinfachte Berechnung der Unsicherheit bei einem Stoffstrom mit Zwischenlager (Kombination aus abhängigen und unabhängigen Unsicherheiten)

6.2.3 Ermittlung der Unsicherheiten der Eingangsgrößen

Die erweiterte Unsicherheit (U_i) einer Eingangsgröße (x_i) kann in einigen Fällen direkt bestimmt werden. So kann für geeichte/konformitätsgeprüfte Messgeräte die im gesetzlichen Messwesen angegebene Verkehrsfehlergrenze angesetzt werden (siehe Anhang 5).

Bei kalibrierten oder durch andere Methoden geprüften Messgeräten sind die Kalibrier-/Prüfergebnisse und die spezifischen Betriebsbedingungen des Messgeräts vor Ort zu berücksichtigen. Die für die Unsicherheitsberechnung in jedem Fall zu berücksichtigenden Einflussgrößen sind in Anhang 6 aufgelistet. Unsicherheitsbeiträge der relevanten Einflussgrößen sind gegebenenfalls aus verschiedenen Quellen (zum Beispiel Datenblättern oder eigenen Erhebungen) zusammen zu tragen. Es sind die vom Hersteller genannten⁷ Einsatzgrenzen und maximalen Abweichungen für die relevanten Einflussgrößen aufzuführen und zu beschreiben, welche Maßnahmen zur Einhaltung der Einsatzgrenzen getroffen werden. Die Verwendung der maximalen Abweichungen stellt eine konservative Herangehensweise für das Ableiten der Unsicherheitsbeiträge der Einflussgrößen dar. Falls das Messgerät nicht innerhalb der vorgegebenen Einsatzgrenzen betrieben werden sollte, müssen die Unsicherheitsbeiträge je Einflussgröße individuell bewertet und benannt werden.

Sind genauere Informationen über das Messgerät und/oder die spezifischen Einsatzbedingungen vor Ort bekannt, können auch individuelle und damit meist geringere Unsicherheitsbeiträge angesetzt werden (siehe Beispiel in Kapitel 6.3.1).

⁷ Hersteller kann auch verbindlich erklärt haben, dass sein Messgerät gemäß den betreffenden internationalen Normen oder unter Einhaltung einschlägiger normativer Dokumente (OIML-Empfehlungen) hergestellt wurde. OIML bedeutet Organisation Internationale de Métrologie Légale (OIML) (dt.: Internationale Organisation für das gesetzliche Messwesen). In diesem Fall können die Einsatzgrenzen und maximale Abweichungen der Norm entnommen werden.

Allgemeine Hinweise zu Angaben von Messabweichungen und Messunsicherheiten in Datenblättern

In Datenblättern sind häufig Angaben zur Messgenauigkeit, zu Messfehlern oder Messabweichungen des jeweiligen Messgeräts aufgeführt. Diese Angaben können in vielen Fällen als eine mögliche Datenquelle für eine individuelle Unsicherheitsbetrachtung eines einzelnen Messgeräts herangezogen werden. Die in diesem Zusammenhang verwendeten Begrifflichkeiten und deren Bedeutung sind in der Praxis leider oft nicht eindeutig oder es werden verschiedene Begrifflichkeiten für identische Größen verwendet. Im Folgenden werden daher einige Hinweise zu den gängigsten Begrifflichkeiten gegeben und dargestellt, wie diese Größen in einer individuellen Unsicherheitsberechnung verwendet werden können. Zu beachten gilt, dass die in Datenblättern angegebenen Kenngrößen nur bei Einhaltung der vorgegebenen Einsatzgrenzen des Herstellers gelten.

Messabweichung

Messabweichungen bezeichnen in der Regel die festgestellten Abweichungen der Messwertanzeige des Messgeräts (Prüfling) gegenüber dem Anzeigewert/Nennwert eines Referenz- oder Prüfmittels.

Messfehler

Die Anwendung des Begriffs Messfehler ist im Zusammenhang mit der Angabe von Messunsicherheiten veraltet. Heute wird der Begriff Messabweichung verwendet. Die Messunsicherheit der Messabweichungen wiederum entspricht der Standardabweichung der Messabweichungen. Es gibt aber auch Fehler, bei denen die Verwendung des Begriffs Messfehler zutreffend ist (z. B. Digitalisierungs- oder Linearisierungsfehler).

Messgenauigkeit

Hiermit ist in der Regel die maximale oder gewichtete Messabweichung von der idealen Gerätekennlinie gemeint. Sie wird häufig auch als Kennlinien- oder Linearitätsabweichung bezeichnet. Die Angabe erfolgt zumeist als relativer Wert. Falls als Bezugswert der Messbereichsendwert verwendet wird oder der Bezugswert nicht bekannt ist, muss der angegebene Wert auf den Arbeitspunkt umgerechnet werden. Fehlt eine Angabe zum Konfidenzintervall, ist die aufgeführte Messgenauigkeit bei der Erstellung der Unsicherheitsbilanz als einfache Messunsicherheit zu behandeln. Nicht immer ist aus der Angabe abzuleiten, ob der angegebene Wert tatsächlich nur die Abweichung von der idealen Gerätekennlinie meint oder ob weitere Einflussgrößen wie die Reproduzierbarkeit oder Hysterese (Änderung der Wirkung, die verzögert gegenüber einer Änderung der Ursache auftritt) darin berücksichtigt sind.

Reproduzierbarkeit

Maß für die Streuung der Messergebnisse eines Messgeräts unter gleichen Betriebsbedingungen (z. B. im Rahmen einer Werkskalibrierung). Wird häufig auch als Wiederholpräzision bezeichnet. Die Angabe erfolgt zumeist als relativer Wert. Fehlt eine Angabe zum Konfidenzintervall, ist die Reproduzierbarkeit bei der Erstellung der Unsicherheitsbilanz als einfache Messunsicherheit zu behandeln.

Maximale Abweichung

Die maximale Abweichung entspricht einer „Fehlergrenze“. Sie stellt in der Regel einen garantierten Höchstwert dar, der bei Einhaltung der Einsatzgrenzen im Feld häufig nicht ausgeschöpft wird. Bei der Erstellung der Unsicherheitsbilanz kann der angegebene Wert daher als erweiterte Messunsicherheit verwendet werden.

Temperatureinfluss

Maß für die Änderung des Messsignals bei einer Änderung der Umgebungstemperatur gegenüber den Referenzbedingungen (z. B. 20 °C). Die Angabe erfolgt teilweise als relativer Wert bezogen auf eine Temperaturdifferenz (z. B. 0,3 %/10 °C). In diesem Fall ist es erforderlich, den Anteil der zu berücksichtigen Messabweichung infolge der Abweichung der Umgebungstemperatur von den Referenzbedingungen zu bestimmen. Dies kann z. B. anhand der mittleren Umgebungstemperatur oder der Streubreite der Umgebungstemperatur am Einbauort des Messgeräts durchgeführt werden. Bei der Erstellung der Unsicherheitsbilanz kann der Wert als erweiterte Messunsicherheit verwendet werden, da die Angabe in der Regel als maximale Abweichung zu interpretieren ist.

6.2.4 Berechnung der Gesamtunsicherheit und Vergleich mit der nach MVO geforderten Ebene

Nachdem die einzelnen Unsicherheitsbeiträge (U_i) der Eingangsgrößen (x_i) ermittelt wurden, kann die Gesamtunsicherheit berechnet werden. Durch Einsetzen von $U_{(x_1)}$, $U_{(x_2)}$... $U_{(x_n)}$ und der entsprechenden Mengen x_1 , x_2 ... x_n in die passende Berechnungsformel nach Kapitel 6.2.2 ergibt sich die Gesamtunsicherheit. Diese ist mit der Ebenenanforderung nach MVO zu vergleichen.

Wird die nach MVO vorgegebene Ebene (zum Beispiel Ebene 4: $U_{\text{Gesamt}} < 1,5 \%$) nicht eingehalten, muss einer der folgenden Wege eingeschlagen werden:

1. Überprüfung der Unsicherheitsberechnung (Verwendung genauerer Daten)

Wurden die einzelnen Unsicherheitsbeiträge mit konservativen Annahmen (zum Beispiel maximale Abweichungen aus Herstellerangaben) berechnet, besteht gegebenenfalls die Möglichkeit genauere Daten anzuwenden. Beispielsweise kann bei einem geeichten Erdgaszähler mit Mengenumwerter statt der Verkehrsfehlergrenze von $U = 2,24 \%$ die Unsicherheit von $U = 1,18 \%$ verwendet werden, wenn die im DVGW G 693 Arbeitsblatt A 3.1 vorliegende Konstellation eines geeichten Gaszählers der Genauigkeitsklasse 1,0 mit Mengenumwerter und Fehlerkurven-Korrektion vorliegt.

Für kalibrierte oder durch andere Methoden qualitätsgesicherte Messgeräte können einzelne Unsicherheitsbeiträge zum Beispiel durch die im Rahmen der Prüfung der Messgeräte tatsächlich festgestellten Abweichungen ersetzt werden. Ferner zeigt ein Vergleich der tatsächlichen Einbausituation mit den vorgegebenen Einsatzgrenzen des Messgeräts oftmals, dass einzelne Unsicherheitsbeiträge nachweislich nicht relevant sind (zum Beispiel ungestörte Ein- und Auslaufstrecken) oder nur zu einem wesentlich geringeren Anteil berücksichtigt werden müssen (zum Beispiel klimatisierte Einhausung des Messgeräts), da die Schwankungsbreite der Einflussgröße im Betrieb wesentlich geringer ausfällt.



Hinweis zum Arbeitsblatt DVGW G 693 (A)

Im Arbeitsblatt G 693 finden Sie weitergehende Erläuterungen und Hilfestellungen zur systematischen Ermittlung von Unsicherheiten bei der messtechnischen Bestimmung von Erdgasmengen. In den Anhängen A und B sind Unsicherheitsberechnungen für verschiedene Konstellationen von geeichten und kalibrierten Messanlagen detailliert dargestellt. Bei der Erstellung eines Unsicherheitsnachweises können diese, wo zutreffend, z. B. als Datenquelle genutzt werden.

2. Austausch/Optimierung prüfen (Technische Machbarkeit/Unverhältnismäßige Kosten)

Wird die geforderte Ebene (Soll-Ebene) auch unter Anwendung der genauesten Informationen über die Unsicherheit einzelner Einflussgrößen nicht eingehalten, so ist der Austausch und/oder Optimierung der Messsysteme zu prüfen. Eine Abweichung von der Ebenenanforderung ist mit einem Nachweis der technischen Nichtmachbarkeit oder von unverhältnismäßigen Kosten grundsätzlich möglich (siehe Kapitel 4.3).

6.3 Beispiele für die Unsicherheitsermittlung

6.3.1 Ermittlung der Unsicherheit bei der Bestimmung der jährlichen Einsatzmenge Erdgas durch Addition der von zwei Messgeräten gemessenen Mengen (Beispiel einer vollständigen Nachweisführung)

Beschreibung der Ermittlungsmethode

Die Anlage wird über zwei getrennte Schienen mit Erdgas versorgt. Der Erdgasbezug (Schiene 1) für den Betrieb der Gasturbine wird mit einem konformitätsbewerteten Messgerät (Kombination aus Gaszähler und Zustands-Mengennumwerter) der Klasse 1, welches außerhalb des eigenen Einflussbereichs liegt (Erdgasversorger), erfasst. Das in den Heißwassererzeugern eingesetzte Erdgas von Schiene 2 wird mit einem werkseitigen kalibrierten Ultraschallzähler ohne eigenen Mengennumwerter erfasst. Zur Normierung der Messwerte des kalibrierten Gaszählers werden sowohl gemessene Werte (Gastemperatur) als auch Festwerte (Gasdruck und Kompressibilitätszahl) verwendet. Die Gesamtmenge an Erdgas ergibt sich aus der Summe der über Schiene 1 (x_1) und Schiene 2 (x_2) ermittelten Mengen:

$$X_{\text{Gesamt}} = x_1 + x_2$$

Formel 10: Summierung der Einzelmengen zur Ermittlung der jährlichen Einsatzmenge an Erdgas

Auswahl der Berechnungsformel zur Bestimmung der Gesamtunsicherheit

Da die Unsicherheiten der beiden Messgeräte unabhängig sind, ergibt sich die Gesamtunsicherheit bei der Bestimmung des Jahresverbrauchs Erdgas aus der nachfolgend dargestellten Berechnungsformel für unabhängige Unsicherheiten bei einer Summe:

$$U_{\text{Gesamt}} = \frac{\sqrt{(U_1 * x_1)^2 + (U_2 * x_2)^2}}{|x_1 + x_2|}$$

U_{Gesamt} Gesamtunsicherheit der Bestimmung der eingesetzten Erdgasmenge in %

U_1 erweiterte relative Unsicherheit des konformitätsgeprüften Messgeräts 1 in %

U_2 erweiterte relative Unsicherheit des kalibrierten Messgeräts 2 in %

x_1, x_2 die über das jeweilige Messgerät ermittelte Erdgasmenge in Nm³

Formel 11: Berechnung der unabhängigen Unsicherheit bei einer Summe

Ermittlung der Unsicherheiten der Eingangsgrößen

Für die Ermittlung der Erdgasmenge müssen die mit den Gaszählern 1 und 2 ermittelten Gasvolumen im Betriebszustand ($x_{B,i}$) mit der zugehörigen Zustandszahl in den Normzustand ($x_{N,i}$) umgerechnet werden. Hierzu werden in der Regel weitere Messgeräte zur Erfassung von Druck, Temperatur und gegebenenfalls Kompressibilität eines Gases benötigt. Erst durch Umrechnung mit den genannten Messgrößen kann das für den jährlichen Emissionsbericht erforderliche Volumen im Normzustand bestimmt werden.

$$x_{N,i} = x_{B,i} * \text{Zustandszahl}_i$$

$$\text{mit Zustandszahl} = \frac{T_N}{T_{B,i}} * \frac{p_{amb} + p_{B,i}}{p_N} * \frac{1}{K_i}$$

$x_{N,i}$	Gasvolumen im Normzustand für Messgerät i in Nm ³
$x_{B,i}$	gemessenes Gasvolumen im Betriebszustand für Messgerät i in Bm ³
T_N	Temperatur im Normzustand in K
$T_{B,i}$	Temperatur im Betriebszustand für Messgerät i in K
p_N	Druck im Normzustand in bar oder kPa
$p_{B,i}$	Effektivdruck im Betriebszustand für Messgerät i in bar oder kPa
p_{amb}	Umgebungsdruck in bar oder kPa
K_i	Kompressibilitätszahl für Messgerät i (dimensionslos)

Formel 12: Berechnung des Gasvolumens im Normzustand

Bei der Unsicherheitsbetrachtung ist also neben den Unsicherheiten bei der Bestimmung der Gasvolumen im Betriebszustand auch die Unsicherheit der zur Umrechnung erforderlichen Zustandsgrößen zu berücksichtigen.

Für die Unsicherheit bei der Ermittlung der normierten Erdgasmenge über Gaszähler und Mengenumwerter der **Schiene 1** können die Verkehrsfehlergrenzen der eingesetzten Messgeräte (siehe Anhang 5) verwendet werden, da sowohl für den Gaszähler als auch den Mengenumwerter eine Konformitätsbescheinigung nach MI-002 der 2014/32/EU vorliegt.

$$U(x_{B,i}) = 2 \% \text{ und } U(\text{Zustandszahl}_i) = 1 \%$$

$U(x_{B,1})$ erweiterte relative Unsicherheit des gemessenen Gasvolumen im Betriebszustand für Messgerät 1 in %

$U(\text{Zustandszahl}_i)$ erweiterte relative Unsicherheit der ermittelten Zustandszahl, entspricht hier der relativen erweiterten Unsicherheit des Zustands-Mengenumwerter für Messgerät 1 in % (gemäß MID MI-002, Teil II, Absatz 8 beträgt die Fehlergrenze 0,5 % bei Einhaltung der Umgebungsbedingungen am Einbauort: Umgebungstemperatur von 20 °C ± 3 °C, Umgebungsfeuchte von 60 % ± 15 % und Nennwert der Stromversorgung)

Die erweiterte Unsicherheit für das bezogene Normvolumen aus Schiene 1 berechnet sich als unabhängige Unsicherheiten eines Produkts.

$$U(x_{N,1}) = \sqrt{U(x_{B,1})^2 + U(\text{Zustandszahl}_1)^2} = 2,24 \%$$

Formel 13: Berechnung der erweiterten Unsicherheit für das bezogene Normvolumen der Schiene 1

Die Unsicherheit bei der Ermittlung der normierten Erdgasmenge über den Gaszähler der **Schiene 2** (kalibrierter Ultraschallzähler) wird als kombinierte Unsicherheit aus den Unsicherheitsbeiträgen der einzelnen Eingangsgrößen gemäß Formel 12 berechnet. Für den Effektivdruck im Betriebszustand, den Umgebungsdruck sowie die Kompressibilitätszahl werden Festwerte verwendet. Auch in diesem Fall ist die Unsicherheit dieser Größen zu berücksichtigen. In obigem Beispiel sind T_N und p_N Konstanten, so dass deren Unsicherheiten vernachlässigbar sind:

$$U(x_{N,2}) = \sqrt{U(x_{B,2})^2 + U(T_{B,2})^2 + U(p_{B,2})^2 + U(K_2)^2}$$

- $U(x_{N,2})$ erweiterte kombinierte Unsicherheit des Gasvolumens im Normzustand für Messgerät 2 in %
- $U(x_{B,2})$ erweiterte relative Unsicherheit des gemessenen Gasvolumen im Betriebszustand für Messgerät 2 in %
- $U(T_{B,2})$ erweiterte relative Unsicherheit der Temperatur im Betriebszustand für Messgerät 2 in %
- $U(p_{B,2})$ erweiterte relative Unsicherheit des Drucks im Betriebszustand für Messgerät 2 in %
- $U(K_2)$ erweiterte relative Unsicherheit der Bestimmung des Kompressibilitätszahl für Messgerät 2 in %

Formel 14: Berechnung der kombinierten Unsicherheit des Gasvolumens im Normzustand der Schiene 2

Die Unsicherheit für das gemessene Gasvolumen im Betriebszustand $x_{B,2}$ ergibt sich aus den Unsicherheitsbeiträgen der einzelnen Einflussgrößen gemäß Anhang 6:

- ▶ Abweichung von der Kennlinie (Durchflussbereich Q),
- ▶ Art und Zustand des Mediums (Art, Druck und Temperatur des Mediums M),
- ▶ Einbausituation (Einlaufstörungen D),
- ▶ Umgebungsbedingungen (Umgebungstemperatur T_U),
- ▶ Drift innerhalb des Kalibrier-/Justagezyklus (Langzeitstabilität L),

$$\text{mit } U(x_{B,2})^2 = U(M)^2 + U(Q)^2 + U(D)^2 + U(T_U)^2 + U(L)^2$$

- $U(x_{B,2})$ erweiterte kombinierte relative Unsicherheit des Gasvolumens im Betriebszustand für Messgerät 2 in %
- $U(Q)$ erweiterte relative Unsicherheit im genutzten Durchflussbereich in %
- $U(M)$ erweiterte relative Unsicherheit aufgrund der Art und des Zustands des gemessenen Mediums in %
- $U(D)$ erweiterte relative Unsicherheit infolge der Einbausituation vor Ort in %
- $U(T_U)$ erweiterte relative Unsicherheit verursacht durch Schwankungen der Umgebungstemperatur in %
- $U(L)$ erweiterte relative Unsicherheit der Langzeitstabilität (Drift) in %

Formel 15: Berechnung der kombinierten Unsicherheit des Gasvolumens im Betriebszustand

In der folgenden Tabelle und der daran anschließenden Berechnung ist die Nachweisführung für die individuelle Unsicherheitsbetrachtung der Eingangsgröße „Gasvolumen im Betriebszustand für Messgerät 2“ dargestellt:

Tabelle 1: Individuelle Unsicherheitsbetrachtung für die Eingangsgröße „gemessenes Betriebsvolumen mit Messgerät 2“ ($U(x_{B,2})$)

Nr.	Einflussgröße	Einsatzgrenzen	maximale Abweichung (erweiterte Unsicherheit der Einflussgröße)	Beschreibung der Maßnahmen zur Einhaltung der Einsatzgrenzen
1	Durchflussbereich	$Q_{b,max} = 1000 \text{ m}^3/\text{h}$ $Q_t = 100 \text{ m}^3/\text{h}$ $Q_{min} = 10 \text{ m}^3/\text{h}$	1 % $Q_{max} \dots Q_t$ 2 % $Q_t \dots Q_{min}$	Durchschnittlicher Durchfluss liegt über Q_t (Trenndurchfluss)
2	Temperatur des Mediums	$T_{min} = -10 \text{ }^\circ\text{C}$ $T_{max} = 35 \text{ }^\circ\text{C}$	0,5 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen	Medium wird in einer Leitung unter der Erde transportiert. Zwischen dem Messgerät und dem Punkt, an dem die Leitung die Erde verlässt, ist die Leitung thermisch isoliert.
3	Druck des Mediums	$p_{max} = 10 \text{ bar}$ $p_{min} = 0,9 \text{ bar}$	0,5 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen	Sicherheitsventile garantieren, dass der Druck innerhalb der Spezifikationen bleibt.
4	Art des Mediums	Luft, Erdgas	0,3 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen	Es wird lediglich Erdgas eingesetzt.
5	Einlaufstörungen	10 D gerader Rohrabchnitt (nach Abknick oder Kopfstück)	0,35 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen	Messgerät ist nach einem geraden Rohr von 15 Durchmessern (D) Länge in Strömungsrichtung installiert. Der Durchmesser des Einlaufrohrs ist 1 % größer als der Durchmesser des Messgeräts.
6	Umgebungsbedingungen: Temperaturbereich	$T_{amb} -10\dots + 55 \text{ }^\circ\text{C}$	< 0,2 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen oberhalb von Q_t	Messgerät ist in einem ungeheizten, isolierten Behältnis installiert, das mit einem Ventilator in die Umgebung ausgestattet ist, wenn die Temperatur im Behältnis über 35 °C ansteigen sollte.
7	Langzeitstabilität	Rekalibrierung (5 Jahreszyklus wird empfohlen)	< 0,5 %	Anforderung, die in das Qualitätsmanagement des Betreibers integriert ist

Die Kalibrierung wird durch ein nach ISO 17025 akkreditiertes Institut durchgeführt. Daher entfällt ein zusätzlicher Unsicherheitsbeitrag für das Prüfmittel.

Die erweiterte kombinierte relative Unsicherheit des Gasvolumens im Betriebszustand für Messgerät 2 beträgt:

$$U(x_{B,2}) = \sqrt{1^2 + 0,5^2 + 0,5^2 + 0,3^2 + 0,35^2 + 0,2^2 + 0,5^2} = 1,42 \%$$

Formel 16: **Erweiterte kombinierte relative Unsicherheit des Gasvolumens im Betriebszustand für Messgerät 2**

In der folgenden Tabelle und der daran anschließenden Berechnung ist die Nachweisführung für die individuelle Unsicherheitsbetrachtung der Eingangsgröße „Zustandszahl an Messgerät 2“ dargestellt, die sich wiederum aus den Eingangsgrößen Temperatur, Druck und Kompressibilitätszahl zusammensetzt:

Tabelle 2: Individuelle Unsicherheitsbetrachtung für die Eingangsgröße „Zustandszahl an Messgerät 2“ (U(Zustandszahl₂))

Eingangsgröße	Arbeitsbereich	Erweiterte Unsicherheit am Arbeitspunkt	Beschreibung zur Herleitung der erweiterten Unsicherheit
Temperatur	T _{min} = -10 °C T _{max} = 35 °C	0,7 % bezogen auf den Arbeitspunkt	Die Temperatur des Mediums wird mit einem Pt 100 Thermoelement gemessen. Die erweiterte Unsicherheit am Arbeitspunkt (285,5 K) beträgt 2 K. Einflussgrößen aus der Einbausituation sind nicht relevant.
Druck	p _{max} = 5,1 bar p _{min} = 4,9 bar	2 % Abweichung bezogen auf den Sollwert von 5 bar	Der Druck in der Gasregelstation ist auf einen festen Wert von 5 bar (Arbeitspunkt) eingestellt. Aus den Auslegungsdaten ist bekannt, dass der Ausgangsdruck unter Berücksichtigung der Genauigkeitsklasse und Hysterese des Gas-Druckregelgeräts ± 0,1 bar beträgt. Die max. Abweichung vom Sollwert wird mit 0,1 bar angenommen. Einflussgrößen aus der Einbausituation sind nicht relevant.
Kompressibilitätszahl	K _{min} = 0,985 K _{max} = 0,995	0,5 % Abweichung bezogen auf den Mittelwert von 0,990	Unter den vorliegenden Betriebsbedingungen liegt die Kompressibilitätszahl zwischen 0,985 und 0,995. Der minimale und maximale Wert wurde aus den vorliegenden Daten zur Gasqualität und dem Zustand des Gases der letzten 5 Jahre bestimmt. Zur Berechnung der Zustandszahl wird der Mittelwert von 0,990 verwendet.

Die erweiterte kombinierte relative Unsicherheit für die Zustandszahl an Messgerät 2 beträgt

$$U(\text{Zustandszahl}_2) = \sqrt{0,7^2 + 2^2 + 0,5^2} = 2,18 \%$$

Formel 17: Erweiterte kombinierte relative Unsicherheit für die Zustandszahl an Messgerät 2

Die erweiterte Unsicherheit für das bezogene Normvolumen aus Schiene 2 berechnet sich als unabhängige Unsicherheiten eines Produkts.

$$U(x_{N,2}) = \sqrt{U(x_{B,2})^2 + U(\text{Zustandszahl}_2)^2} = 2,60 \%$$

Formel 18: Erweiterte Unsicherheit für das bezogene Normvolumen aus Schiene 2

Berechnung der Gesamtunsicherheit und Vergleich mit der nach MVO geforderten Ebene

In den vergangenen Jahren lag der jährliche Erdgasbezug aus Schiene 1 bei ca. 50.000.000 Nm³ und aus Schiene 2 bei etwa 10.000.000 Nm³. Mit den beiden ermittelten erweiterten Unsicherheiten für das Normvolumen des bezogenen Erdgases aus Schiene 1 und 2 ergibt sich nach Einsetzen in die entsprechende Berechnungsformel eine Gesamtunsicherheit von 1,92 %.

$$U_{\text{Gesamt}} = \frac{\sqrt{(2,24 \% * 50.000.000 \text{ Nm}^3)^2 + (2,60 \% * 10.000.000 \text{ Nm}^3)^2}}{60.000.000 \text{ Nm}^3} = 1,92 \%$$

Formel 19: Berechnung der Gesamtunsicherheit der jährlichen Verbrauchsmenge

Gemäß den Anforderungen der MVO ist für den Stoffstrom Erdgas Ebene 4 mit einer Unsicherheitsschwelle von 1,5 Prozent einzuhalten. Mit einer erweiterten Unsicherheit von 1,92 Prozent wird die Anforderung demnach nicht eingehalten.

Der Anlagenbetreiber prüft daraufhin seine Unsicherheitsberechnung auf Vorliegen von genaueren Angaben. Für Messgerät 1 liegen folgende Informationen vor:

- ▶ Dem Anlagenbetreiber liegt ein individuelles Prüfzeugnis (teilweise auch Werkskalibrierung genannt) für den Gaszähler vor. Die im Rahmen der Werksprüfung max. festgestellte Abweichung betrug im maßgeblichen Durchflussbereich 0,5 %. Für den konformitätsbewerteten Gaszähler kann somit anstelle der Verkehrsfehlergrenze von 2 % eine erweiterte Unsicherheit von 1 % angenommen werden. Die erweiterte Unsicherheit für das gemessene Normvolumen verringert sich somit von 2,24 % auf 1,41 %.

Nach Überprüfung der tatsächlichen Gegebenheiten vor Ort für das Messgerät 2, stellt der Anlagenbetreiber fest, dass am Ausgang der Gasregelstation eine Druckmessung nachgerüstet wurde. Zur Umwertung können somit gemessene Werte für den vorliegenden Gasdruck verwendet werden.

- ▶ Zur Berechnung der Zustandszahl kann anstelle des Sollwerts von 5 bar der nach der Gasregelstation tatsächlich gemessene Druck verwendet werden. Die erweiterte Unsicherheit der vorhandenen Druckmessung am Arbeitspunkt beträgt gemäß Angaben des Herstellers im Datenblatt 0,5 %. Im Ergebnis reduziert sich durch die Verwendung der genaueren Daten die erweiterte Unsicherheit für die Mengenumwertung auf 1 %. Die erweiterte Unsicherheit für das gemessene Normvolumen verringert sich unter Berücksichtigung der neu berechneten erweiterten Unsicherheit für die Mengenumwertung von 2,60 % auf 1,73 %.

Nachdem die Unsicherheitsbetrachtung überarbeitet wurde, beträgt die Gesamtunsicherheit bei der Bestimmung der jährlichen Verbrauchsmenge an Erdgas 1,21 Prozent. Die Unsicherheitsschwelle von 1,5 Prozent wird somit eingehalten.

$$U_{\text{Gesamt}} = \frac{\sqrt{(1,41 \% * 50.000.000 \text{ Nm}^3)^2 + (1,73 \% * 10.000.000 \text{ Nm}^3)^2}}{60.000.000 \text{ Nm}^3} = 1,21 \%$$

Formel 20: Berechnung der Gesamtunsicherheit der jährlichen Verbrauchsmenge (überarbeitete Unsicherheitsbetrachtung)

6.3.2 Ermittlung der Unsicherheit der mit einer nicht geeichten Förderbandwaage gemessenen Menge

Im Folgenden wird beschrieben, wie der Unsicherheitsbeitrag der Einflussgröße Drift abgeleitet werden kann, wenn der Hersteller hierzu keine Angaben gemacht hat.

Für die Qualitätssicherung (Prüfung der Messunsicherheit) von Förderbandwaagen stehen in der Praxis zwei Möglichkeiten zur Verfügung.

1. Kalibrierung:

Kalibrierung der Bandwaage durch Vergleich mit einer definierten Stoffmenge, die auf einem geeichten Vergleichsmessgerät, bspw. einer geeichten LKW-Waage, gewogen wurde oder die mit einem Prüfmittel überprüft wurde, dessen Unsicherheit weniger als 1/3 der geforderten Unsicherheitsschwelle für den Stoffstrom aufweist.

2. Andere Methode:

Prüfung der Bandwaage durch Prüfung der Wägezelle (zum Beispiel durch Auflegen oder Anhängen von Massestücken oder Rollketten) und Prüfung der Bandgeschwindigkeit mit Prüfmitteln, deren Unsicherheit weniger als 1/3 der geforderten Unsicherheitsschwelle für den Stoffstrom aufweist.

Um den Unsicherheitsbeitrag der Einflussgröße Drift des Messgeräts bestimmen zu können, sind die Ergebnisse der Referenzmessungen sowohl vor als auch nach der Kalibrierung bzw. Prüfung durch die oben beschriebene „Andere Methode“ zu dokumentieren. Die Dokumentation muss mindestens die Angaben enthalten, die in der Vorlage für ein Prüfprotokoll zu finden sind (siehe Excel-Arbeitshilfe [Prüfprotokoll Förderbandwaagen](#)). Ein Nachweis der Justierung eines Messinstruments oder Messsystems ist nicht ausreichend.

Die Gesamtunsicherheit der Förderbandwaage im Kalibrier-/Prüfintervall berechnet sich aus der festgestellten Drift am Null- und Referenz-/Arbeitspunkt sowie der Unsicherheit der Kalibrierung/Prüfung der Förderbandwaage zusammen.

Die Drift ist definiert als die Änderung des Signals am Null- und Arbeitspunkt⁸ der Förderbandwaage zwischen zwei Kalibrierungen/Prüfungen durch Vergleich mit einem Prüfmittel.

Unter der vereinfachten Annahme eines linearen⁹ Anstiegs der Drift im Kalibrier- oder Prüfintervall berechnet sich sowohl für „Kalibrierung“ als auch „Andere Methode“ die Unsicherheit der Einflussgröße Drift der Förderbandwaage für das Kalibrier- oder Prüfintervall am Null- und Referenz-/Arbeitspunkt allgemein wie folgt:

$$U_{\text{Drift}} = \frac{|Abweichung_{\text{Nach Eingriff}}| + |Abweichung_{\text{Vor Eingriff}}|}{2}$$

Abweichung_{Nach Eingriff} Festgestellte Abweichung des Signals der Förderbandwaage am Null- oder am Referenz-/Arbeitspunkt im Vergleich zum Wert des verwendeten Referenzmittels nach dem Eingriff (vorhergehende Kalibrierung/Prüfung)

Abweichung_{Vor Eingriff} Festgestellte Abweichung des Signals der Förderbandwaage am Null- oder am Referenz-/Arbeitspunkt im Vergleich zum Wert des verwendeten Referenzmittels vor dem Eingriff (aktuelle Kalibrierung/Prüfung)

Formel 21: Berechnung der Unsicherheit der Einflussgröße Drift der Förderbandwaage

In der folgenden Formel wird die Kalibrierung/Prüfung der Förderbandwaage durch ein nach ISO 17025 akkreditiertes Institut und/oder mit einem Prüfmittel durchgeführt, das eine Unsicherheit von weniger als 1/3 der geforderten Messunsicherheit des zu kalibrierenden Messgeräts aufweist. Somit kann ein zusätzlicher Unsicherheitsbeitrag durch das akkreditierte Institut und/oder der Unsicherheitsbeitrag durch das Prüfmittel vernachlässigt werden ($U_{\text{Prüfmittel}} = 0$).

Die Unsicherheit der Kalibrierung/Prüfung der Förderbandwaage setzt sich aus der Wiederholpräzision der Kalibrierung/Prüfung am Null- und Referenz-/Arbeitspunkt sowie der Unsicherheit des verwendeten Prüfmittels (Referenzmenge oder Gebrauchsnormals) zusammen.

$$U_{\text{Kalibrierung/Prüfung}} = \sqrt{U_{\text{Nullpunkt}}^2 + U_{\text{Referenz-/Arbeitspunkt}}^2 + U_{\text{Prüfmittel}}^2}$$

$U_{\text{Nullpunkt}}$ Unsicherheit der Prüfung des Nullpunkts der Förderbandwaage

$U_{\text{Referenz-/Arbeitspunkt}}$ Unsicherheit der Kalibrierung/Prüfung des Referenz-/Arbeitspunkts der Förderbandwaage

$U_{\text{Prüfmittel}}$ Unsicherheit des verwendeten Prüfmittels

Formel 22: Berechnung der Unsicherheit der Kalibrierung/Prüfung der Förderbandwaage

⁸ Im Fall der Anwendung der „Anderen Methode“ ist mit Arbeitspunkt der feste Wert des Prüfmittels (Referenz) gemeint

⁹ Der Anlagenbetreiber kann mit Begründung (z. B. Reinigung, Wartung im Zeitraum x) auch eine andere Funktion verwenden.

Im Folgenden wird die Berechnung der Gesamtunsicherheit im Kalibrier-/Prüfintervall dargestellt:

1. Kalibrierung:

Sowohl für den Nullpunkt als auch für den Arbeitspunkt der Förderbandwaage wird jeweils die Drift als auch die Unsicherheit der Prüfung/Kalibrierung vor dem Eingriff und nach dem Eingriff (sofern eine Reinigung, Justierung oder ein anderweitiger Eingriff erfolgt) berechnet.

Erfolgt mit/unmittelbar nach Aufnahme der Abweichung des Nullpunkts vom Sollwert im vorgefundenen Zustand (vor Eingriff) eine Justage am Nullpunkt (Tarierung), ist sowohl die Unsicherheit aus der Drift am Nullpunkt als auch die Unsicherheit der Prüfung des Nullpunkts in der Gesamtunsicherheit zu berücksichtigen. Wird vor der Durchführung der Vergleichsmessungen mit einer referenzierten Stoffmenge keine Tarierung vorgenommen, wird der Einfluss der Drift am Nullpunkt durch die Vergleichsmessungen am Arbeitspunkt berücksichtigt. In diesem Fall muss die Unsicherheit aus der Drift am Nullpunkt als auch die Unsicherheit der Prüfung des Nullpunkts nicht berücksichtigt werden, da diese ansonsten zweimal in die Unsicherheitsbetrachtung eingehen würden.

$$U_{\text{Gesamt}} = \sqrt{U_{\text{Drift Nullpunkt}}^2 + U_{\text{Drift Arbeitspunkt}}^2 + U_{\text{Kalibrierung}}^2}$$

wobei:

U_{Gesamt}	Erweiterte Unsicherheit der Förderbandwaage im Kalibrierintervall
$U_{\text{Drift Nullpunkt}}$	Erweiterte Unsicherheit aus der Drift am Nullpunkt der Förderbandwaage
$U_{\text{Drift Arbeitspunkt}}$	Erweiterte Unsicherheit aus der Drift am Arbeitspunkt der Förderbandwaage
$U_{\text{Kalibrierung}}$	Erweiterte Unsicherheit der Kalibrierung der Förderbandwaage

Formel 23: Berechnung der Gesamtunsicherheit im Kalibrier-/Prüfintervall der Förderbandwaage bei „Kalibrierung“

2. Andere Methode:

Die Berechnung erfolgt grundsätzlich analog zu „Kalibrierung“. Gegenüber der „Kalibrierung“ ist jedoch zusätzlich die Drift und die Unsicherheit der Prüfung der Bandgeschwindigkeit zu berücksichtigen.

$$U_{\text{Gesamt}} = \sqrt{U_{\text{Drift Nullpunkt}}^2 + U_{\text{Drift Referenzpunkt}}^2 + U_{\text{Drift Bandgeschwindigkeit}}^2 + U_{\text{Prüfung}}^2}$$

wobei:

U_{Gesamt}	Erweiterte Unsicherheit der Förderbandwaage im Prüfintervall
$U_{\text{Drift Nullpunkt}}$	Erweiterte Unsicherheit aus der Drift am Nullpunkt der Förderbandwaage
$U_{\text{Drift Referenzpunkt}}$	Erweiterte Unsicherheit aus der Drift am Referenzpunkt der Förderbandwaage
$U_{\text{Drift Bandgeschwindigkeit}}$	Erweiterte Unsicherheit aus der Drift der Bandgeschwindigkeit der Förderbandwaage
$U_{\text{Prüfung}}$	Erweiterte Unsicherheit der Prüfung der Förderbandwaage

Formel 24: Berechnung der Gesamtunsicherheit im Kalibrier-/Prüfintervall der Förderbandwaage bei „Andere Methode“

Hält die ermittelte Gesamtunsicherheit die geforderte Ebene nicht ein, ist das Kalibrier-/Prüfintervall zu verkürzen.

6.3.3 Ermittlung der Unsicherheit des Lageranfangs- und -endbestands einer Kohlehalde

Um die Lagermenge von festen Stoffen zu ermitteln, kann gegebenenfalls die Bestimmung des Lagervolumens und der Lagerdichte¹⁰ des Stoffes erforderlich sein.

Die Formel für die Bestimmung der Lagermenge aus Lagervolumen und Lagerdichte lautet:

$$x_{\text{Lagermenge}}(t) = V (m^3) * \rho \left(\frac{t}{m^3} \right)$$

Formel 25: Bestimmung der Lagermenge aus Lagervolumen und Lagerdichte

Die Unsicherheit der Bestimmung der Lagermenge zum Zeitpunkt der physischen Aufnahme (zum Beispiel photometrische Erfassung des Volumens und experimentelle Bestimmung der Lagerdichte durch Probenahme) berechnet sich wie folgt:

$$U(x_{\text{Lagermenge}}) = \sqrt{U(V)^2 + U(\rho)^2}$$

$U(x_{\text{Lagermenge}})$ erweiterte relative Unsicherheit der Bestimmung der Lagermenge in %

$U(V)$ erweiterte relative Unsicherheit der Bestimmung des Lagervolumens in %

$U(\rho)$ erweiterte relative Unsicherheit der Bestimmung der Lagerdichte in %

Formel 26: Bestimmung der Unsicherheit der Lagermenge

Die Unsicherheit bei der Bestimmung des Lagervolumens kann in der Regel vom beauftragten Vermessungsbüro zur Verfügung gestellt werden oder die Angabe erfolgt zum Beispiel bereits standardmäßig im zugehörigen Messbericht. Für die Ermittlung der Unsicherheit bei der Bestimmung der Lagerdichte werden im Folgenden zwei mögliche Ansätze erläutert. Diese stellen vereinfachte Vorgehensweisen für die Nachweisführung dar. Der Anlagenbetreiber kann mit Bezug auf die Rahmenbedingungen für den Einzelfall die Unsicherheit auch mit einem davon abweichenden individuellen Ansatz nachweisen.

Falls die Bestimmung der Lagermenge nicht zum Anfang oder Ende des Berichtsjahrs durchgeführt wird, muss in der Beschreibung der Ermittlungsmethode angegeben werden, wie die Lagerbestände zwischen der Haldenbestandsaufnahme und dem Anfang bzw. Ende des betreffenden Berichtsjahrs fortgeschrieben werden. In der Unsicherheitsberechnung sind dann neben den Eingangsgrößen Lagerdichte und Lagervolumen auch die Unsicherheiten aus der Bestandsfortschreibung zu berücksichtigen.



¹⁰ In der Literatur (z. B. gemäß DIN 51705 oder Ruhrkohlen-Handbuch) wird der Begriff „Schüttdichte“ als der Quotient aus der Masse des in einen Behälter **geschütteten** Brennstoffs und dem Volumen des Behälters definiert. Gerade wegen Verdichtungseffekten im Lager soll dieser Begriff nicht verwendet werden. Ebenfalls zu beachten ist, dass mit „Lagerdichte“ nicht die Dichte des Stoffstroms gemeint ist, wie sie z. B. für feste Brennstoffe im Labor nach DIN 51700 analytisch ermittelt wird.

Vorgehensweise Nr. 1: Repräsentative Methode zur Bestimmung der Lagerdichte

Der Anlagenbetreiber nimmt zu Beginn oder Ende eines Berichtsjahres mindestens 15 Proben¹¹ zur Bestimmung der lokalen Lagerdichte aus dem Lager. Die Anzahl der Proben und die Orte der Probenahme müssen repräsentativ für die Lagerdichte des zu beprobenden Volumens gewählt sein. Das Verfahren der Probenahme muss für das jeweilige Lager geeignet sein. Aus den ermittelten Werten der lokalen Lagerdichte wird die Lagerdichte als arithmetischer Mittelwert berechnet. Wenn das Probenahmeverfahren keine wesentliche Veränderung der Lagerdichte der Probe bewirkt, kann das Zweifache (95 Prozent Konfidenzintervall) der Standardabweichung des Mittelwerts¹² als Unsicherheit für die Bestimmung der Lagerdichte verwendet werden.

Kann eine wesentliche Veränderung der Lagerdichte durch das Probenahmeverfahren nicht ausgeschlossen werden, ist der Einfluss des Probenahmeverfahrens in die Berechnung der Unsicherheit einzubeziehen. In diesem Fall kann als Vereinfachung das Zweifache der empirischen Standardabweichung¹³ der Messwerte als Unsicherheit der Lagerdichte verwendet werden.

Das Vorgehen zur Bestimmung der Lagerdichte, die Eignung des Probenahmeverfahrens für das zu betrachtende Lager, die Repräsentativität bzgl. Ort und Anzahl der Einzelproben und die Berechnung der Unsicherheit sind im Überwachungsplan zu beschreiben.

Vorgehensweise Nr. 2: Verwendung von Standardwerten

Der Anlagenbetreiber verwendet für die Lagerdichte einen plausiblen Standardwert aus der Literatur oder er verwendet einen Wert, der aus geeigneten Messungen der Lagerdichte des betrachteten oder eines vergleichbaren Lagers abgeleitet wird. Geeignet sind insbesondere Messungen nach Vorgehensweise 1, in Einzelfällen auch nach DIN 51705 bestimmte Schüttdichten.

Die Eignung des gewählten Standardwerts muss begründet werden. Dabei ist insbesondere darzustellen, dass die Bedingungen, unter denen der Standardwert gilt, auf das jeweilige Lager zutreffen oder sich die Verhältnisse im Lager nicht wesentlich von einem Jahr auf das andere Jahr ändern (unter anderem die gleichen Sorten des Stoffes gelagert werden, die Aufgabe- und Entnahmeeinrichtungen gleich geblieben sind etc.).

Für Literaturwerte berechnet sich die Unsicherheit aus der dem Standardwert zugeordneten Schwankungsbreite¹⁴. Für Standardwerte, die aus Messungen hergeleitet werden, ergibt sich die Unsicherheit aus der zweifachen Standardabweichung¹⁵ (95 %-Konfidenzintervall) der Messwerte.

Anmerkung: Wird die Lagerdichte nach Vorgehensweise 1 ermittelt, sind die Unsicherheiten bei der Bestimmung der Lagerbestände (Anfangs- und Endbestand) in jedem Fall als unabhängig anzusehen. Werden Festwerte gemäß Vorgehensweise 2 angewendet, sind die Unsicherheiten bei der Bestimmung der Lagerbestände abhängig zueinander.

11 Angelehnt an die geforderte Anzahl Vergleichsmessungen nach DIN EN 14181.

12 $s_{\bar{x}} = \frac{s}{\sqrt{n}}$

mit $s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$ und

$s_{\bar{x}}$: Standardabweichung des Mittelwerts; s: empirische Standardabweichung; n: Stichprobenumfang (Anzahl der Werte);

X_i : Merkmalsausprägung des i-ten Elements der Stichprobe; \bar{X} : arithmetisches Mittel der Stichprobe

13 $s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$ mit

s: empirische Standardabweichung; n: Stichprobenumfang (Anzahl der Werte);

X_i : Merkmalsausprägung des i-ten Elements der Stichprobe; \bar{X} : arithmetisches Mittel der Stichprobe

14 Beispiel: Schwankungsbreite des Standardwerts: 0,8 t/m³ bis 1,0 t/m³; Mittelwert = 0,9 t/m³; absolute Abweichung vom Mittelwert = ± 0,1 t/m³; relative Abweichung vom Mittelwert = (0,1 t/m³)/(0,9 t/m³) = 0,11 = 11 % (11 % wird als Unsicherheitsbeitrag der Lagerdichte angesetzt)

15 $s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$ mit

s: empirische Standardabweichung; n: Stichprobenumfang (Anzahl der Werte);

X_i : Merkmalsausprägung des i-ten Elements der Stichprobe; \bar{X} : arithmetisches Mittel der Stichprobe

6.3.4 Ermittlung der erweiterten Unsicherheit einer geeichten Fahrzeugwaage aus dem Eichwert

Bei Mengenbestimmungen aus Differenzwägungen ist zu beachten, dass bei der Berechnung der Unsicherheit für die Liefermenge sowohl die Unsicherheit der Hinwaage als auch die der Rückwaage zu berücksichtigen sind. Im Folgenden soll dies am Beispiel einer Heizölanlieferung per LKW und der Bestimmung der Liefermenge mittels Fahrzeugwaage dargestellt werden.

Beispiel: Der Teilungs- oder Eichwert der Fahrzeugwaage (Genauigkeitsklasse III) beträgt 50 kg. Das Bruttogewicht 40.000 kg. Das Leergewicht des LKWs wird mit 15.000 kg bestimmt. Hieraus ergibt sich eine Heizölmenge von 25.000 kg. Für die Ermittlung der erweiterten Unsicherheit sind die Eichfehlergrenzen¹⁶ der Waage zu berücksichtigen.

Hinwaage:

Der Eichfehler der Waage ist der Eichwert, da die Belastung der Waage dem 800-fachem des Teilungswerts ($d = 50$ kg) entspricht. Die erweiterte Unsicherheit der Hinwaage beträgt:

$$U_{\text{Hinwaage}} = 2 * \frac{1,0 * 50 \text{ kg}}{40.000 \text{ kg}} = 0,25 \%$$

Formel 27: Erweiterte Unsicherheit der Hinwaage

Rückwaage:

Der Eichfehler der Waage ist der halbe Eichwert, da die Belastung der Waage dem 300-fachem des Teilungswerts ($d = 50$ kg) entspricht. Die erweiterte Unsicherheit der Rückwaage beträgt:

$$U_{\text{Rückwaage}} = 2 * \frac{0,5 * 50 \text{ kg}}{15.000 \text{ kg}} = 0,33 \%$$

Formel 28: Erweiterte Unsicherheit der Rückwaage

Da es sich im vorliegenden Fall um eine abhängige Unsicherheit handelt, ergibt sich die Unsicherheit der Liefermenge wie folgt:

$$U_{\text{Liefermenge}} = \frac{(0,25 \% * 40.000 \text{ kg}) + (0,33 \% * 15.000 \text{ kg})}{|40.000 \text{ kg} - 15.000 \text{ kg}|} = \frac{150 \text{ kg}}{25.000 \text{ kg}} = 0,6 \%$$

Formel 29: Unsicherheit der Liefermenge

¹⁶ Für Handelswaagen der Klasse III beträgt der Eichfehler
0,5d für den Wägebereich von 20d bis 500d
1,0d für den Wägebereich von 500d bis 2.000d
1,5d für den Wägebereich von 2.000d bis 10.000d

7

Bestimmung von Berechnungsfaktoren

7.1	Verwendung von Standardfaktoren	61
7.2	Individuelle Ermittlung von Berechnungsfaktoren	62
	7.2.1 Rangfolge von Normen	62
	7.2.2 Probenahme.....	62
	7.2.3 Analyse.....	63
	7.2.4 Eignung der analysierenden Labore	64
7.3	Anforderungen an spezielle Berechnungsfaktoren	66
	7.3.1 Emissionsfaktoren	66
	7.3.2 Heizwerte.....	67

Grundsätzlich ist bei Berechnungsfaktoren zwischen der Verwendung von „Standardfaktoren“ (zum Beispiel Stoffwerte nach DEHSt-Liste) und vom Anlagenbetreiber oder Dritten individuell ermittelten Berechnungsfaktoren zu unterscheiden.

Eine individuelle Analyse von Berechnungsfaktoren ist immer dann gefordert, wenn die höchsten Ebenen eingehalten werden müssen (vgl. Kapitel 4.2). Für individuell (d. h. für nach internationalen und nationalen Normen oder nach Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis) ermittelte Berechnungsfaktoren gelten die Vorgaben in Art. 32 bis 35 MVO (vgl. Kapitel 7.2). Diese gelten unabhängig davon, ob der Betreiber selbst oder ein anderer (zum Beispiel der Lieferant) die Analyse durchführt.

7.1 Verwendung von Standardfaktoren

Die MVO definiert eine Hierarchie von Quellen für Standardfaktoren (vgl. Art. 31 Nr. 1 a) bis e)), die je nach Ebenenanforderungen verwendet werden können. Der jeweils geforderte Standardfaktor wird in Anhang II Abschnitt 2 bis 4 MVO definiert.

Ebene 1 verweist dabei auf Anhang VI oder Art. 31 Abs. 1 Buchstabe e) MVO, das heißt

- ▶ die in Anhang VI MVO aufgeführten Standardfaktoren und stöchiometrische Faktoren (kurz: IPCC-Referenzwerte) oder
- ▶ Werte, die auf in der Vergangenheit durchgeführten Analysen basieren, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass diese Werte auch für künftige Chargen desselben Materials repräsentativ sind (kurz: repräsentative, historische Analysenwerte).

Ebene 2a bzw. 2 verweist auf Art. 31 Abs. 1 Buchstabe b), c) oder d), das heißt

- ▶ Standardfaktoren, die die Mitgliedstaaten für ihre dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorgelegten nationalen Inventare verwenden (kurz: Faktoren aus dem nationalen Inventar) oder
- ▶ mit der zuständigen Behörde vereinbarte Literaturwerte, einschließlich von der zuständigen Behörde veröffentlichter Standardfaktoren, die mit den Faktoren gemäß Buchstabe b) vereinbar sind, aber für weniger stark aggregierte Brennstoffströme repräsentativ sind (kurz: Stoffwerte aus der DEHSt-Liste¹⁷),
- ▶ vom Lieferanten eines Materials spezifizierte und garantierte Werte, sofern der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass der Kohlenstoffgehalt ein 95 %-iges Konfidenzintervall von höchstens 1 Prozent aufweist (kurz: vom Lieferanten garantierte Werte).

Werden heizwertbezogener Emissionsfaktor und Heizwert zur Berechnung der Emissionen benötigt, können Werte aus dem nationalen Inventar gemäß Art. 31 Abs. 1 c) i. V. m. Art. 7 und 8 MVO vor (vgl. Kapitel 2.2) nicht verwendet werden, da dort keine Heizwerte aufgeführt werden.

Oft definieren die branchenspezifischen Abschnitte in Anhang IV MVO bestimmte Ebenen für Berechnungsfaktoren abweichend von den allgemeinen Anforderungen in Abschnitt 2 bis 4 in Anhang II MVO. Dies betrifft zum Beispiel Ebene 1 Abschnitt 9 Anhang IV MVO, in dem der Standardfaktor für Zementklinker auf 0,525 t CO₂/t festgelegt wird. Auch darf für die Herstellung von organischen Grundchemikalien nach Abschnitt 18 Anhang IV MVO der Kohlenstoffgehalt auf Basis des stöchiometrischen Kohlenstoffgehaltes des reinen Stoffes und der Konzentration dieses Stoffes bestimmt werden, sofern Referenzwerte in Anhang VI Tabelle 5 MVO genutzt werden dürfen, diese aber nicht vorliegen. Diese branchenspezifischen Regelungen gehen den allgemeinen Bestimmungen des Anhangs II MVO vor, siehe dazu auch Kapitel 24 dieses Leitfadens.

Da sich die Stoffwerte in der DEHSt-Liste aufgrund aktuellerer Datengrundlagen ändern können, legt der Anlagenbetreiber im Überwachungsplan die Datenquelle für den Standardfaktor (DEHSt-Liste) und nicht den Wert selbst fest (vgl. Art. 31 Abs. 2 MVO). Für mit der Behörde individuell vereinbarte Standardwerte nach Art. 31 Abs. 1 Buchstabe c) (mit der Behörde vereinbarte Literaturwerte, die nicht in der DEHSt-Liste aufgeführt sind), Buchstabe d) (vom Lieferanten garantierte Werte), und Buchstabe e) (repräsentative, historische Analysenwerte) ist der Wert hingegen im Überwachungsplan festzuhalten.

¹⁷ Die DEHSt-Liste ist Anhang 4 zu entnehmen.

Aufgrund der Regelung in Art. 24 MVO ist das jeweilige Wertepaar aus Emissionsfaktor und Heizwert für einen Stoff zu verwenden. Da das deutsche Inventar für zahlreiche Stoffe nur heizwertbezogene Emissionsfaktoren enthält, ohne allerdings den Heizwert auszuweisen, darf für solche Stoffe das nationale Inventar als Quelle für einen Standardfaktor nicht verwendet werden.

i

Hinweise zu Standardfaktoren in Anhang VI MVO – Flüssigerdgas

Bedingt durch die Energiekrise wird vermehrt Flüssigerdgas (LNG) nach Deutschland importiert. In der deutschen Version der MVO existieren zwei Einträge „verflüssigtes Erdgas“ und „Flüssigerdgas“. Beide Einträge sind nicht für Flüssigerdgas anwendbar. Es handelt sich um Übersetzungsfehler.

Die englische Bezeichnung des Stoffs „Liquified petroleum gases“ (LPG) wurde in der deutschen Version der MVO fälschlicherweise in „verflüssigtes Erdgas“ statt in Flüssiggas übersetzt. Für Flüssiggase hat die DEHSt eigene Standardwerte veröffentlicht.

Die englische Bezeichnung des Stoffs „Natural gas liquids“ (NGL) wurde in der deutschen Fassung der MVO fälschlicherweise in „Flüssigerdgas“ statt in Erdgaskondensate übersetzt.

Für Flüssigerdgas (LNG) liegen keine Standardfaktoren vor! Mit der DEHSt wären daher geeignete Faktoren individuell zu vereinbaren. Auch wenn verflüssigtes Erdgas zunehmend in das deutsche Erdgasnetz eingespeist wird, können die Werte für Erdgas H und Erdgas L für aus dem Leitungsnetz entnommenes Erdgas weiterhin verwendet werden.

7.2 Individuelle Ermittlung von Berechnungsfaktoren

7.2.1 Rangfolge von Normen

Analysen, Probenahmen, Kalibrierungen und Validierungen für die Bestimmung von Berechnungsfaktoren sind nach den einschlägigen Normen durchzuführen. Hierfür ist die Normenhierarchie der MVO zu beachten (CEN-Normen, ISO-Normen, nationale Normen (zum Beispiel DIN), geeignete Normentwürfe, Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis oder andere wissenschaftlich erprobte Vorgehensweisen, vgl. Art. 32 MVO). Eine Auflistung typischer, in Betracht kommender Normen für Brennstoffe ist dem Leitfaden als Anhang 2 und Anhang 3 beigefügt.

7.2.2 Probenahme

Für jeden Stoffstrom, dessen Berechnungsfaktoren individuell zu ermitteln sind, ist ein Probenahmeplan zu erstellen. Der Probenahmeplan legt das Probenahmeverfahren nachvollziehbar dar und enthält die Vorgehensweise zur Probenvorbereitung, die Probenahmeorte, die Probenahmehäufigkeit und die Probenmenge sowie Informationen zur Lagerung und zum Transport der Proben einschließlich Zuständigkeiten. Er ist zusammen mit dem Überwachungsplan bei der DEHSt zur Genehmigung einzureichen, auch wenn die Probenahme durch ein akkreditiertes Labor durchgeführt wird.

Der Anlagenbetreiber muss sicherstellen, dass Probenahmen für die im Berichtsjahr eingesetzte Menge des Stoffstroms repräsentativ und frei von systematischen Fehlern sind. Sofern die Probenahme nicht von dem Labor durchgeführt wird, das den entsprechenden Stoffstrom analysiert, sind die relevanten Elemente des Probenahmeplans (zum Beispiel Hilfsmittel, Lagerung) mit dem Analyselabor abzustimmen. Der Nachweis dieser Absprache muss aus dem Probenahmeplan hervorgehen. Stellt sich anhand der Analyseergebnisse heraus, dass der betroffene Stoffstrom inhomogener ist als bei Festlegung des Probenahmeplans angenommen, so ist in Abstimmung mit dem Analyselabor und unter Vorbehalt der Genehmigung der zuständigen Behörde, der Probenahmeplan anzupassen (Art. 33 MVO).

Eine Beispielvorlage für einen Probenahmeplan ist in Anhang 8 verlinkt.

Für die Nutzung von Lieferantangaben müssen Anlagenbetreiber im Überwachungsplan und den anzuhängenden Dokumenten alle Angaben zu Probenahme und Analyse machen, die ihnen zu diesem Zeitpunkt möglich sind. Insbesondere sollen sie sich bereits zu den vom Lieferanten anzuwendenden Normen oder Standards äußern.

Können einzelne der notwendigen Informationen zu Probenahme und Analyse durch den Lieferanten noch nicht mitgeteilt werden, muss im Überwachungsplan festgelegt und beschrieben sein, wie die Einhaltung der Vorgaben der MVO in diesen Punkten inkl. der Nachweisführung gewährleistet wird. Im Laufe des Berichtsjahres sind dann die notwendigen Nachweise für die Einhaltung der Vorgaben der MVO zu erheben. Diese sind der Prüfstelle und der DEHSt auf Nachfrage vorzulegen.

Weitere Informationen für die Probenahme von Sekundärbrennstoffen sind in „Hinweise zur Probenahme von festen Sekundärbrennstoffen“ hinterlegt (vgl. Anhang 8). Hinweise zur Repräsentativität der Probenahmen sind in Kapitel 3 des Dokuments „Auswerteverfahren von Analysendaten zur CO₂-Emissionsberichterstattung und statistischen Bewertung der Repräsentativität der Probenahme von Sekundärbrennstoffen“ zu finden (vgl. Anhang 8). In Anhang 8 wird ebenfalls der Link auf eine Excel-Arbeitshilfe zur Berechnung der Repräsentativität der Probenahme von Sekundärbrennstoffen (SBS) zur Verfügung gestellt.

7.2.3 Analyse

Sieht die MVO eine tätigkeitsspezifische Bestimmung der Berechnungsfaktoren vor, ist im Überwachungsplan ein Formular „Analyseverfahren“ anzulegen und das Vorgehen bei der Analyse zu beschreiben (vgl. Formular „Analyseverfahren“).

Bei Analyse nach Norm genügt die Nennung der Analysemethode/n und des/der zugrunde liegenden Standards (zum Beispiel CEN, ISO, öffentlich verfügbare Leitlinien).

Analysen sind nach Art. 35 MVO mindestens in den in Anhang VII festgelegten Häufigkeiten durchzuführen. Abweichend davon kann die DEHSt geringere Analysehäufigkeiten zulassen, wenn

- ▶ die Tabelle in Anhang VII MVO keine Analysehäufigkeit für den betroffenen Stoff enthält. In diesem Fall müssen jedoch mindestens die Rahmenbedingungen für „Andere Materialien“ in Anhang VII MVO eingehalten werden,
- ▶ der Anlagenbetreiber nachweist, dass die Abweichung der Analyseergebnisse (historische Analysedaten des betreffenden Stoffs einschließlich Analysedaten aus dem unmittelbar vorangegangenen Berichtsjahr) 1/3 der maximal für den Stoffstrom zugelassenen Unsicherheit für die Stoffmenge nicht überschreitet (zum Nachweis kann die verlinkte Excel-Arbeitshilfe in Anhang 8 zur Bestimmung der Analysehäufigkeit verwendet werden) oder
- ▶ der Anlagenbetreiber nachweist, dass die in der Tabelle in Anhang VII MVO geforderte Analysehäufigkeit unverhältnismäßig Kosten verursacht (vgl. Kapitel 4.3.1).

Die in die Berechnung der Emissionen einfließenden Parameter (Stoffmenge und Berechnungsfaktoren) müssen gemäß Art. 30 MVO denselben Bezugszustand (zum Beispiel Feuchtegrad) aufweisen.

Hinweise zu Gasanalysen

Zugelassene und eichamtlich betriebene Prozessgaschromatografen dürfen uneingeschränkt für die Bestimmung des Heizwertes und des Emissionsfaktors verwendet werden. Auch für sie ist ein Formular „Analyseverfahren“ anzulegen und auszufüllen. Bei Verwendung von sonstigen Gasbeschaffenheitsmessgeräten sowie von Rekonstruktionssystemen, die eine Bauartenzulassung der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) aufweisen und eichamtlich betrieben werden, können unterer Heizwert und Emissionsfaktor auch durch ein alternatives Berechnungsverfahren auf Grundlage der für die Gasabrechnung benötigten Kennwerte Brennwert H_s , Normdichte p_n und CO_2 -Stoffmengenanteil x_{CO_2} bestimmt werden (vgl. Arbeitsblatt des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V., DVGW G 693 (A) „Verfahren zur Ermittlung der CO_2 -Emissionen von Erdgasverbrennungsanlagen und deren Unsicherheiten für den Emissionshandel“ [www.dvgw.de]).

Für die Bestimmung der Berechnungsfaktoren Heizwert und Emissionsfaktor nach dem im DVGW Arbeitsblatt G 693 beschriebenen alternativen Berechnungsverfahren sind grundsätzlich drei Varianten möglich:

- ▶ Die Bestimmung übernimmt der Lieferant,
- ▶ die Bestimmung wird mit einem kommerziell erhältlichen Programm durchgeführt,
- ▶ der Anlagenbetreiber führt die Bestimmung anhand der Berechnungsformeln selbst durch.

Im Überwachungsplan beschreibt der Betreiber, welche der drei Varianten angewendet wird. Der FAQ 4. Handelsperiode Nummer 002¹⁸ kann entnommen werden, wie die entsprechenden Felder im FMS zur Probenahme und zu Analysen zu füllen sind. Wegen angehobener Schwellenwerte für die Verhältnismäßigkeit in Art. 18 Abs. 4 MVO (siehe Kapitel 4.3.1) sollte die individuelle Bestimmung der genannten Berechnungsfaktoren für Erdgas in Anlagen der Kategorien B und C (und damit auch zum Beispiel die Beschaffung eines kommerziell erhältlichen Programms für das alternative Berechnungsverfahren) in der Regel verhältnismäßig sein.

Im Gegensatz zur Brenn- und Heizwertbestimmung von natürlichen Erdgasen besteht gemäß Eichordnung keine Bauartenzulassung der genannten Messsysteme für die Bestimmung des Kohlenstoffgehaltes und des Heizwertes von anderen gasförmigen Brennstoffen und Materialien wie beispielsweise von Prozessgasen oder Abgasen der chemischen Industrie. Daher hat der Anlagenbetreiber bei der Bestimmung der Berechnungsfaktoren mit nicht eichamtlich betriebener Gasbeschaffenheitsmessgeräte durch eine Erstvalidierung (vgl. Art. 32 Abs. 2 MVO) und eine jährliche Vergleichsuntersuchung (vgl. Art. 32 Abs. 2 MVO) in einem nach EN ISO 17025 akkreditierten Labor nachzuweisen, dass alle kohlenstoffhaltigen Substanzen des Gases erfasst und für die Berechnung des Kohlenstoffgehaltes und des Emissionsfaktors herangezogen werden.

Hinweise zu Sekundärbrennstoffen

Bei Sekundärbrennstoffen sollte der Betreiber das Labor beauftragen, einen Berechnungsparameter, vorzugsweise den Parameter Total Carbon (TC), als Doppelbestimmung durchzuführen und beide Messergebnisse im Analysenprotokoll auszuweisen. Die Einzelergebnisse der Doppelbestimmung werden zum Nachweis der Repräsentativität der Probenahme benötigt. Weitere Informationen sind in „Auswertungsverfahren von Analysendaten zur CO_2 -Emissionsberichterstattung und statistische Bewertung der Repräsentativität der Probenahme von Sekundärbrennstoffen“ zu finden (vgl. Anhang 8). In Anhang 8 wird ebenfalls der Link auf eine „Excel-Arbeitshilfe zur Berechnung von CO_2 -Emissionen sowie Biomasseanteil und Emissionsfaktor für das FMS (Energiebezogener EF)“ für Sekundärbrennstoffe zur Verfügung gestellt.

7.2.4 Eignung der analysierenden Labore

Die MVO stellt in Art. 34 detaillierte Anforderungen an den Nachweis der Eignung der Labore (sowohl für betriebseigene als auch externe Labore). Sie gelten sowohl für Analysen nach festgelegten Normen als auch für nicht normierte Verfahren auf Grundlage von Leitlinien der Industrie für die bewährte Praxis oder wissenschaftlich erprobter Vorgehensweisen.

¹⁸ www.dehst.de/SharedDocs/antworten/DE/euetsstationaer/MVO_4-HP_002_Bestimmung-Stoffmenge-Berechnungsfaktoren-Erdgas.html

Grundsätzlich müssen Analysen von einem nach DIN EN ISO/IEC 17025 für die betreffende Analysemethode akkreditierten Labor vorgenommen werden (vgl. Art. 34 Abs. 1 MVO). Werden akkreditierte Labore genutzt, bedarf es neben der auf Nachfrage zu belegenden Akkreditierung keines weiteren Nachweises der Kompetenz.

Nicht-akkreditierte Labore dürfen nur dann in Anspruch genommen werden, wenn folgende Punkte nachgewiesen sind:

- ▶ die Inanspruchnahme eines akkreditierten Labors ist unverhältnismäßig oder technisch nicht machbar und
- ▶ das nicht-akkreditierte Labor ist in Bezug auf die Arbeitsweisen akkreditierter Labore gleichwertig. Gleichwertigkeit muss sowohl hinsichtlich des Qualitätsmanagements als auch hinsichtlich der fachlichen Kompetenz nachgewiesen werden.

Hinweis

Betreiber von Anlagen mit geringen Emissionen, die ein nicht-akkreditiertes Labor nutzen möchten, müssen keinen Unverhältnismäßigkeitsnachweis einreichen. Sie dürfen nach Art. 47 Abs. 7 MVO jedes Labor in Anspruch nehmen, das fachlich kompetent und geeignet ist sowie Qualitätssicherungsmaßnahmen nachweist.



Nachweis der Unverhältnismäßigkeit

Beispiel 1: Um die höchste Ebene einzuhalten, müsste ein Betreiber gemäß Artikel 34 Abs. 1 MVO ein akkreditiertes Labor nutzen und die in Anhang VII vorgegebene Analysenhäufigkeit einhalten (zum Beispiel wöchentliche Analyse). Dort kosten die erforderlichen 52 Analysen pro Jahr 14.300 Euro (250 Euro pro Analyse * 52 Analysen + 25 Euro Transportkosten * 52 Analysen). Im betriebseigenen, gleichwertigen Labor betragen die Kosten für dieselben Analysen 9.360 Euro (180 Euro pro Analyse * 52 Analysen). Die Bewertung der Unverhältnismäßigkeit im Zusammenhang mit Art. 34 Abs. 2 MVO nimmt die DEHSt nach den Maßgaben des Art. 18 Abs. 4 MVO vor. Dabei sind lediglich die Mehrkosten der nach MVO vorgegebenen Methode zu berücksichtigen, hier 4.940 Euro (14.300 Euro – 9.360 Euro). In diesem vereinfachten Beispiel überschreiten die Mehrkosten von 4.940 Euro den Betrag von 2.000 Euro. Die Maßnahme (Nutzung des akkreditierten Labors) ist nach Art. 18 Abs. 4 MVO unverhältnismäßig.

Beispiel 2: Das gleichwertige, nicht-akkreditierte betriebseigene Labor führt 50 Analysen im Jahr durch. Um die höchste Ebene einzuhalten, müsste gemäß Art. 34 Abs. 1 MVO ein akkreditiertes Labor für nur mindestens vier Analysen gemäß Anhang VII MVO beauftragt werden. Um bei der Berichterstattung nicht hinter die tatsächlich erreichbare Analysenhäufigkeit und -genauigkeit des betriebseigenen Labors zurückzufallen, müssten im akkreditierten Labor zusätzliche Analysen in Auftrag gegeben werden. Bei der Berechnung können daher auch solche Kosten herangezogen werden, die bei Nutzung eines akkreditierten Labors und derselben Analysenhäufigkeit wie im betriebseigenen Labor entstehen würden. Im akkreditierten Labor kosten die Analysen pro Jahr 13.750 Euro (250 Euro pro Analyse * 50 Analysen + 25 Euro Transportkosten * 50 Analysen). Im betriebseigenen, gleichwertigen Labor betragen die Kosten für dieselben Analysen 9.000 Euro (180 Euro pro Analyse * 50 Analysen). Auch hier erfolgt die Bewertung der Unverhältnismäßigkeit nach den Maßgaben des Art. 18 Abs. 4 MVO. Die Mehrkosten von 4.750 Euro überschreiten den Betrag von 2.000 Euro. Die Maßnahme (Nutzung des akkreditierten Labors) ist nach Art. 18 Abs. 4 MVO unverhältnismäßig.

Eine technische Nichtmachbarkeit liegt zum Beispiel vor, wenn für das Analyseverfahren keine akkreditierten Labore existieren.

Nachweis des Qualitätsmanagements

Der Nachweis der Gleichwertigkeit des Qualitätsmanagements kann mittels Zertifizierung nach EN ISO 9001 oder anderer vergleichbarer Systeme erbracht werden. Verfügt das Labor über kein zertifiziertes Qualitätsmanagementsystem, muss der Anlagenbetreiber in einer geeigneten anderen Form belegen, dass es sein Personal, seine Verfahren, Dokumente und Aufgaben zuverlässig steuert.

Der Prüfstelle sind diese Nachweise zur Verfügung zu stellen, der DEHSt auf Nachfrage.

Nachweis der fachlichen Kompetenz

Neben dem Nachweis eines ausreichenden Qualitätsmanagements muss belegt werden, dass das nicht-akkreditierte Labor fachlich kompetent, das heißt in der Lage ist, mit geeigneten Analyseverfahren valide Ergebnisse zu erzielen. Anlagenbetreiber müssen sicherstellen, dass alle der in Art. 34 Abs. 3 MVO genannten Qualitätsanforderungen eingehalten werden. Sie müssen dies während des Berichtszeitraums dokumentieren und der Prüfstelle sowie auf Nachfrage der DEHSt entsprechende Nachweise vorlegen.

Im Überwachungsplan muss allerdings die **Qualitätssicherung für Kalibrierungs- und Untersuchungsergebnisse einschließlich gegebenenfalls erforderlicher Korrekturmaßnahmen** geregelt sein: Das Labor muss die Validität seiner Kalibrier- und Analysenergebnisse regelmäßig, das heißt mindestens einmal pro Jahr, überprüfen. Neben dieser internen Qualitätssicherung muss sich das Labor regelmäßigen Eignungsprüfungen unterziehen. Insoweit muss es die Eignung seiner Methoden durch Analyse zertifizierter Referenzmaterialien oder durch Vergleichsuntersuchungen mit einem akkreditierten Labor kontrollieren. Bei Bedarf können der DEHSt andere Vergleichsuntersuchungen zur Genehmigung vorgeschlagen werden, zum Beispiel Ringversuche.

Sofern bei der Qualitätssicherung im Sinne des Art. 34 Abs. 3 j) MVO eine statistisch signifikante Abweichung (zweifache Standardabweichung) vom Referenzwert festgestellt wird, müssen die berichtsrelevanten Analysenwerte um die Differenz zum Referenzwert angepasst werden. Etwas anderes gilt nur, wenn eine Unterschätzung der Emissionen auf andere Weise ausgeschlossen ist. Kann der Zeitpunkt, ab dem eine Unterschätzung der Emissionen nicht ausgeschlossen ist, nicht näher bestimmt werden, müssen alle seit der letzten erfolgreichen Qualitätskontrolle im Sinne des Art. 34 Abs. 3 j) MVO erhobenen Analysewerte in dieser Weise angepasst werden. Die Werte, die nach dem Scheitern der Qualitätssicherung erhoben wurden, müssen ebenso angepasst werden. Die Anpassung muss bis zu dem Zeitpunkt durchgeführt werden, in dem durch eine Maßnahme im Sinne des Art. 34 Abs. 3 j) MVO bestätigt wird, dass das Labor die Daten wieder mit ausreichender Qualität bestimmt und Emissionsunterschätzungen durch Verwendung dieser Daten ausgeschlossen sind.

Kann kein vollständiger Nachweis erbracht werden, ist entweder ein extern akkreditiertes Labor zu beauftragen oder das eigene Labor zu akkreditieren. Die Mindesthäufigkeit der Analysen nach Art. 35 (1) in Verbindung mit Anhang VII MVO ist zu beachten.

7.3 Anforderungen an spezielle Berechnungsfaktoren

7.3.1 Emissionsfaktoren

In der MVO wird der Begriff „Vorläufiger Emissionsfaktor“ (vgl. Art. 3 Nr. 36 MVO) verwendet. Dieser bezieht sich auf den Gesamtemissionsfaktor eines Stoffes, basierend auf dem Gesamtkohlenstoffgehalt (fossiler und biogener Kohlenstoffgehalt). Im FMS werden immer Angaben zur Bestimmung des Gesamtemissionsfaktors bzw. Gesamtkohlenstoffgehalts sowie die Bestimmung des biogenen Kohlenstoffgehalts abgefragt (Ausnahme siehe Kapitel 8.3).

Der Betreiber kann nach Art. 36 MVO anstelle eines energiebezogenen Emissionsfaktors einen masse- oder volumenbezogenen Emissionsfaktor für Emissionen aus der Verbrennung verwenden, sofern die Nutzung eines energiebezogenen Emissionsfaktors unverhältnismäßig ist oder der masse- oder volumenbezogenen Emissionsfaktor zumindest zur gleich hohen Genauigkeit bei der Ermittlung der Emissionen führt. Dies kann zum Beispiel für die Überwachung von Emissionen aus der thermischen Nachverbrennung von Restgasen oder aus Fackelvorgängen sinnvoll sein, sofern der Heizwert der verbrannten Gase nicht mit einer entsprechenden Genauigkeit bestimmt werden kann.



Hinweis

Die sogenannte Marktraumumstellung (MRU) ist 2015 angelaufen und wird bis 2030 sukzessive Erdgas-L-Netzgebiete im Nordwesten und Westen Deutschlands erreichen. Daher ist zu prüfen, ob der im Überwachungsplan angegebene Stoff noch aktuell ist.

7.3.2 Heizwerte

Es muss sichergestellt werden, dass sich Angaben zum Heizwert, zum Beispiel bei Erdgasen, nicht auf den oberen Heizwert (Brennwert) beziehen. Sofern für die Umrechnung von oberem Heizwert auf unteren Heizwert ein fester Faktor genutzt wird, ist dieser im Überwachungsplan anzugeben.

Im Emissionsbericht sind nach Anhang X Abschnitt 1 Nr. 6) g) i. V. m. Art. 26 Abs. 5 MVO zumindest konservative Schätzungen anstelle von Ebenen für den unteren Heizwert gefordert, wenn sich die Emissionsfaktoren für Brennstoffe auf Masse oder Volumen anstatt Energie beziehen. Außer eine festgelegte Ebene ist ohne zusätzlichen Aufwand erreichbar. Dies soll eine vollständige Berichterstattung gewährleisten.

8

Emissionen aus Biomasse

8.1	Verwendungszweck der Biomasse und Anforderungen für den Abzug von Emissionen aus Biomasse ..	71
8.1.1	Stofflicher Einsatz von Biomasse (Prozessmaterial).....	71
8.1.2	Verbrennung von Biomasse (Brennstoff)	72
8.2	Bestimmung des Biomasseanteils	72
8.2.1	Reine Biomasse-Stoffströme.....	72
8.2.2	Gemischte Biomasse-Stoffströme	73
8.3	Rechtsrahmen, Akteure und ihre Aufgaben sowie Übergangsregelungen für die Nachweisführung der Nachhaltigkeit	75
8.3.1	Rechtsrahmen	75
8.3.2	Akteure und ihre Aufgaben	75
8.3.3	Übergangsregelungen nach § 3a EHV für das Jahr 2023.....	77
8.4	Für die Abzugsfähigkeit des nachhaltigen Biomasseanteils nachzuweisende RED II-Kriterien.....	80
8.4.1	Einstufung in Biomasse-Kategorie	82
8.4.2	Anforderungen an die Massenbilanzierung.....	82
8.4.3	Flächenbezogene Nachhaltigkeitskriterien	82
8.4.4	Treibhausgasminderung	82
8.5	Biomethan aus dem Erdgasnetz	85
8.5.1	Stofflicher Einsatz von Biomethan	85
8.5.2	Energetischer Einsatz von Biomethan.....	86
8.5.3	Abbildung in FMS	87
8.6	Nachweisvereinfachung für Abfallbrennstoffe	88
8.6.1	Zulässige Kontrollsysteme	88
8.6.2	RED II-Compliance-Nachweis für die jährliche Emissionsberichterstattung.....	90
8.7	Biomasse im Überwachungsplan	91
8.7.1	Hinweise zur Bezeichnung des Stoffstroms und zur Stoffstromklassifizierung.....	91
8.7.2	Verfahrensbeschreibung über die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen.....	91
8.7.3	Änderung des Überwachungsplans.....	93
8.8	Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen in der Datenbank Nabisy.....	93

8.8.1	Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen für flüssige Biomasse	94
8.8.2	Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen für feste und gasförmige Biomasse	94
8.8.3	Abzugsfähiger biogener Anteil bei Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises	95
8.9	Biomasse im Emissionsbericht	97
8.10	Überprüfung von Nachhaltigkeitsanforderungen durch Prüfstellen	99
8.10.1	Prüfinhalt bezüglich Nachhaltigkeitsanforderungen bei jedem Biomasse-Stoffstrom.....	99
8.10.2	Überprüfung der RED II-Kriterien bei Abfallbrennstoffen	100
8.10.3	Bereitstellung von Dokumenten durch den Anlagenbetreiber und Prüfbericht.....	100

Wird in einer emissionshandelspflichtigen Anlage Biomasse eingesetzt, kann der Betreiber die biogenen Emissionen unter bestimmten Voraussetzungen im Emissionsbericht abziehen und so seine Abgabeverpflichtung reduzieren.

Für den EU-ETS gelten nach MVO und Emissionshandelsverordnung (EHV)¹⁹ die Definitionen für „Biomasse“, „Biomasse-Brennstoffe“, „flüssige Biobrennstoffe“ und „Biokraftstoffe“ aus der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)²⁰. Damit weicht der Biomasse-Begriff im EU-ETS (Artikel 3 Nummer 21 MVO) vom Biomasse-Begriff im Sinne der Biomasseverordnung²¹ (BiomasseV) und § 2 Absatz 6 der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung²² (BioSt-NachV) ab. Im EU-ETS sind daher auch die biogenen Anteile in z.B. Altholz, Klärschlamm oder Industrieabfällen als Biomasse zu betrachten. Torf, Xylit und andere fossile Anteile von Brennstoff- oder Materialgemischen sind keine Biomasse. Für eine bessere Lesbarkeit wird im Folgenden der Sammelbegriff „Biomasse“ genutzt, sofern keine Unterscheidung notwendig ist.²³

Damit Emissionen aus Biomasse im Emissionsbericht abgezogen werden können, müssen Anlagenbetreiber zuvor im Überwachungsplan und ggf. auch im Hinblick auf die Zertifizierung der Anlage konkrete Umsetzungsvorkehrungen treffen. Folgende Fragestellungen geben dabei eine erste Orientierung:

Tabelle 3: Handlungsleitende Fragen für Umsetzungsvorkehrungen zur Anerkennung nachhaltiger Biomasse

1.	Welche(n) Verwendungszweck(e) hat der Biomasse-Stoffstrom und welche Anforderungen sind für eine Reduzierung der Abgabepflicht zu erfüllen und nachzuweisen? (siehe Kapitel 8.1.1 und 8.1.2 mit 8.4)
2.	Wie wird der Biomasseanteil eines Stoffstroms bestimmt? (siehe Kapitel 8.2)
3.	Besteht für die Anlage eine Zertifizierungspflicht? (siehe Kapitel 8.3.2)
4.	Im Fall einer verpflichtenden oder freiwilligen Zertifizierung: wie ist die eigene und ggf. die Zertifizierung der Vorkette anzustoßen? Welche Anforderungen stellt die Übergangsregelung nach § 3 a EHV für das Berichtsjahr 2023? (siehe Kapitel 8.3.3)
5.	Welche Änderungen sind im Überwachungsplan vorzunehmen? (siehe Kapitel 8.7)
6.	Welche Prozessschritte sind neben Anmeldung und Kontoeröffnung in Nabisy ²⁴ zu beachten? (siehe Kapitel 8.3.2 und 8.8)



Bei der Emissionsberichterstattung werden im FMS die abgabepflichtigen, fossilen Gesamtemissionen für einen Stoffstrom anhand der Einsatzmengen und Stoffparameter für den gesamten Stoffstrom automatisch berechnet. Sofern im Folgenden vom „Abzug biogener Emissionen“ die Rede ist, ist damit die automatisierte Berücksichtigung der Emissionen gemeint, die auf den nachhaltigen biogenen Teil am Gesamtkohlenstoffgehalt entfallen. Die Berücksichtigung erfolgt durch die Angabe des biogenen bzw. nachhaltigen biogenen Anteils des Stoffstroms, der rechnerisch von den Gesamtemissionen abgezogen wird und so die abgaberelevanten Emissionen bestimmt. Der Betreiber kann in die FMS-Berechnung der CO₂-Emissionen nicht manuell eingreifen.

19 Emissionshandelsverordnung 2030 vom 29. April 2019 (BGBl. I S. 538) in der jeweils geltenden Fassung, zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 20. Februar 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 47).

20 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) in der jeweils geltenden Fassung

21 Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 (BGBl. I S. 1234) in der jeweils geltenden Fassung

22 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 2. Dezember 2021 (BGBl. I S. 5126) in der jeweils geltenden Fassung

23 Soweit nachfolgend von biogenem Anteil, biogenem Kohlenstoffgehalt oder Biomasseanteil die Rede ist, ist das Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt in Prozent gemeint.

24 Nachhaltige-Biomasse-System (Nabisy) der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE).

8.1 Verwendungszweck der Biomasse und Anforderungen für den Abzug von Emissionen aus Biomasse

Die MVO erlaubt den Abzug von Emissionen aus Biomasse in zwei Fällen:

- ▶ Wird Biomasse **als Prozessmaterial** eingesetzt (stofflicher Einsatz von Biomasse), sind Emissionen in Höhe des nachgewiesenen biogenen Anteils abzugsfähig, ohne dass Nachhaltigkeitsanforderungen eingehalten werden müssen (siehe Kapitel 8.1.1).
- ▶ Wird Biomasse **zur Verbrennung** eingesetzt, sind die dabei entstehenden biogenen Emissionen nur abzugsfähig, wenn die Biomasse die Nachhaltigkeitskriterien und Treibhausgasminderung gemäß Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 RED II sowie die Anforderungen an die Massenbilanzierung gemäß Artikel 30 RED II (nachfolgend zusammen als RED II-Kriterien bezeichnet) einhält (siehe Kapitel 8.1.2, 8.3 und fortfolgende).

8.1.1 Stofflicher Einsatz von Biomasse (Prozessmaterial)

Ist Biomasse in einem Stoffstrom enthalten, der als Prozessmaterial verwendet wird, darf der Betreiber die biogenen Emissionen entsprechend der Höhe des nachgewiesenen biogenen Anteils abziehen. Die RED II-Kriterien finden in diesem Fall keine Anwendung. Die Einordnung eines Stoffstroms als Prozessmaterial ist im Überwachungsplan explizit zu beantragen und von der DEHSt zu genehmigen.

Für den Fall, dass ein biogener Anteil im Feld „biogener Anteil“ eingetragen wird, ist im FMS die Nutzung des Stoffstroms als Prozessmaterial in den Formularen „Materialstrom“ oder „Massenbilanz“ im Feld „Beschreibung der Tätigkeit, Art des Verfahrens“ zu beschreiben. Daraus muss sich eindeutig ergeben, dass der Zweck des Stoffstroms die stoffliche Verwendung in der Anlage ist.

i

Die Einstufung des Stoffstroms als Materialstrom ist auch dann gegeben, wenn der Betreiber eine teilweise energetische Verwendung des Stoffstroms nicht ausschließen kann. Dies betrifft beispielsweise die Verwendung des Materials in Produktionsprozessen, die ohne eine energetische Verwendung nicht zu Ende geführt werden können oder bei denen eine Verbrennung verfahrenstechnisch beziehungsweise chemisch für den Herstellungsprozess zwingend erforderlich ist.²⁵ Bei den folgenden Prozessen ist beispielsweise von einer Verwendung als Material auszugehen, auch wenn die Reaktion exotherm verlaufen sollte:

- ▶ Chemische Synthesen von Produkten und Zwischenprodukten, bei denen das kohlenstoffhaltige Material an der Reaktion teilnimmt und überwiegend in das Produkt übergeht (zum Beispiel Synthesegas).
- ▶ Chemische Reduktionsverfahren, bei denen das kohlenstoffhaltige Material überwiegend auf Grund der Reduktion oxidiert.
- ▶ Verwendung kohlenstoffhaltiger Zusatzstoffe oder Rohstoffe, deren Hauptzweck nicht die Wärmeerzeugung ist (zum Beispiel Porosierungs- und Schäummittel).

Kann der Einsatzstoff keinem derartigen Prozess zugeordnet werden, ist er im Überwachungsplan als Brennstoff mittels Formular „Brennstoffstrom_HW“ darzustellen.

²⁵ Die Einordnung eines Stoffstroms als Prozessmaterial oder Brennstoff im Überwachungsplan bedeutet noch keine Vorfestlegung für die Zuordnung des Stoffstroms im Bereich der Zuteilung.

Wird ein Biomasse-Stoffstrom in einem Prozess/Aggregat/Anlagenteil stofflich und in einem anderen energetisch genutzt und werden diese Nutzungen messtechnisch getrennt überwacht, sind diese im FMS für eine korrekte Nachweisführung getrennt darzustellen. Für die Überwachung von CO₂-Emissionen des als Prozessmaterial genutzten Teils des Biomasse-Stoffstroms ist das Stoffstrom-Formular²⁶ „Materialstrom“ zu verwenden. Für den verbleibenden Teil des Biomasse-Stoffstroms ist das Formular „Brennstoffstrom_HW“ anzulegen und – sofern erforderlich – entsprechende Nachhaltigkeitsnachweise mit dem Emissionsbericht einzureichen. Wird die o.g. Konstellation nicht messtechnisch getrennt überwacht ist die Methodik der Zuordnung der Einsatzmengen zur stofflichen und energetischen Nutzung in der Verfahrensbeschreibung (siehe Kapitel. 8.7.2) zu beschreiben. In diesen Fällen muss die Menge nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik ermittelt werden und jederzeit nachprüf- und nachvollziehbar sein. Als Rückfallposition kann der Stoff komplett als Brennstoff berichtet werden und – sofern erforderlich – entsprechende Nachhaltigkeitsnachweise mit dem Emissionsbericht eingereicht werden.

Beim Aufteilen eines Stoffstroms aufgrund der geforderten Trennung in einen Teilstoffstrom mit stofflicher Nutzung und in einen mit energetischer Nutzung ist der Stoffstrom anhand der CO₂-Emissionen des gesamten Stoffstroms zu klassifizieren und die daraus folgende Überwachungsmethode für beide Teilstoffströme anzuwenden. Das heißt, beide Teilstoffströme müssen die gleichen Anforderungen an die Genauigkeit bei der Ermittlung der Einsatzmenge und der Berechnungsfaktoren erfüllen.

8.1.2 Verbrennung von Biomasse (Brennstoff)

Ist Biomasse in einem Stoffstrom enthalten, der als Brennstoff verwendet wird, darf der Betreiber gemäß § 3 Absatz 1 EHV die entsprechenden biogenen Emissionen nur bei Vorlage eines anerkannten Nachhaltigkeitsnachweises aus der Datenbank Nabisy entsprechend der Höhe des nachgewiesenen biogenen Anteils abziehen.²⁷ Davon abweichend gelten für Abfallbrennstoffe die Nachweisvereinfachungen nach Kapitel 8.6. Wenn für einen Brennstoffstrom RED II-Kriterien eingehalten und nachgewiesen werden sollen, ist dies im Überwachungsplan explizit anzugeben und eine entsprechende Verfahrensbeschreibung einzureichen (Einzelheiten in Kapitel 8.7.2).

Der Stoffstrom ist als Brennstoff einzustufen, wenn er der Erzeugung von Strom²⁸, messbarer oder nicht messbarer Wärme²⁹ oder Kälte dient.

8.2 Bestimmung des Biomasseanteils

Will der Betreiber Emissionen aus Biomasse in Abzug bringen, muss er unabhängig von der Nutzung des Stoffstroms als Prozessmaterial oder Brennstoff den Biomasseanteil bestimmen.

8.2.1 Reine Biomasse-Stoffströme

Nach Artikel 38 Absatz 1 MVO bestehen für reine Biomasse-Stoffströme oder solche, die wegen ihres geringen fossilen Anteils als De-minimis-Stoffstrom gelten, Vereinfachungen bei der Ermittlung von Stoffmenge und Berechnungsfaktoren. Mit Einführung der Nachhaltigkeitsnachweisführung nach der RED II ist Artikel 38 Absatz 1 MVO so auszulegen, dass diese Vereinfachung nur noch für reine **nachhaltige** Biomasse-Brennstoffe bzw. De-minimis- Stoffströme gilt. Demnach dürfen Stoffmenge sowie Berechnungsfaktoren für einen Stoff nur noch dann ebenenunabhängig bestimmt werden (Schätzwert), wenn der Stoff ausschließlich aus nachhaltiger Biomasse besteht und bei dem der Betreiber gewährleisten kann, dass der Stoffstrom nicht mit anderen fossilen, nicht nachhaltigen Materialien oder Brennstoffen vermischt ist, oder der Stoffstrom, nach Abzug der Emissionen aus nachhaltiger Biomasse, aufgrund der verbleibenden Emissionen als De-minimis- Stoffstrom eingeordnet werden kann.

²⁶ Sofern der Stoffstrom bisher als Massenbilanz berichtet wurde, kann weiterhin für den stofflich genutzten Teil eine Massenbilanz genutzt werden.

²⁷ Nach Erwägungsgrund 4 der EU Monitoring-Verordnung (EU 2018/2066) wird die Reduzierung der Abgabepflicht für nachhaltige Emissionen aus Biomasse als eine finanzielle Förderung auf EU-Ebene im Sinne der RED II betrachtet, die nur im Einklang mit den Vorgaben der RED II gewährt werden darf.

²⁸ Soweit nachfolgend von der Erzeugung von Strom die Rede ist, ist auch die Erzeugung von mechanischer Energie gemeint.

²⁹ Soweit nachfolgend von der Erzeugung von Wärme die Rede ist, ist auch die Erzeugung von nicht messbarer Wärme (zum Beispiel Fackeltätigkeiten) gemeint.

Um nachzuweisen, dass es sich um reine Biomasse handelt, reicht es aus, wenn der Betreiber die Herkunft in der Verfahrensbeschreibung (Biomasse), siehe Kapitel 8.7.2, erläutert, sofern die Herkunft und der Ausschluss der Vermischung mit anderen Materialien oder Brennstoffen unverändert bleiben. Dies gilt auch für Stoffströme mit einem nachhaltigen biogenen Kohlenstoffgehalt von mindestens 97 % oder für Stoffströme, bei denen die auf den fossilen/nicht nachhaltigen Anteil zurückgehenden Emissionen als De-minimis-Stoffstrom eingeordnet werden können. Zusätzlich zur Erläuterung der Herkunft sind für diese Stoffströme die Schätzwerte konservativ auf Grundlage repräsentativer Analysen herzuleiten.

Werden reine Biomasse und Stoffe mit biogenem Kohlenstoffgehalt eingesetzt, sind sie auch dann getrennt zu überwachen, wenn sie vor ihrem Einsatz mit anderen Stoffströmen vermischt werden. Bei solchen Gemischen handelt es sich nicht um „ausschließliche“ Biomasse, auch dann nicht, wenn das Gemisch einen biogenen Kohlenstoffgehalt von 97 % oder höher aufweist.

Bei Einreichung des Überwachungsplans ist dem Betreiber häufig noch nicht bekannt, in welchem Umfang die eingesetzte Biomasse in der Emissionsberichterstattung als nachhaltig nachgewiesen werden kann. Betreiber können daher im Überwachungsplan nicht abschließend beurteilen, ob es sich um einen reinen (nachhaltigen) Biomasse-Stoffstrom oder einen De-minimis-Stoffstrom handelt. Zur Vereinfachung dürfen Betreiber vorerst im Überwachungsplan, **unabhängig von der Nachhaltigkeit der Biomasse**, Schätzwerte für die Stoffmenge und Berechnungsfaktoren für reine (nachhaltige) Biomasse- und De-minimis-Stoffströme nutzen. Als Emissionsfaktor ist der vorläufige Emissionsfaktor nach Artikel 3 Nummer 36 MVO anzugeben, der sich auf den gesamten Stoffstrom bezieht. Ein vorläufiger Emissionsfaktor von null ist in der Regel nicht plausibel.

Ist für den Betreiber zum Zeitpunkt der Bearbeitung des Überwachungsplans absehbar, dass für die eingesetzte Biomasse keine oder nicht vollständig Nachhaltigkeitsnachweise erbracht werden können, muss er dies bereits bei der Klassifizierung der Stoffströme berücksichtigen. Zeigt sich vor oder bei der Emissionsberichterstattung, dass die Voraussetzungen für reine Biomasse- oder De-minimis-Stoffströme mangels Nachhaltigkeitsnachweisen nicht erfüllt sind, muss der Betreiber den Überwachungsplan gegebenenfalls für die Zukunft anpassen.

8.2.2 Gemischte Biomasse-Stoffströme

Zunächst vollständig biogen erscheinende Stoffe wie zum Beispiel Klärschlamm, Klärgas, Reststoffe aus der Papierherstellung und Altholzchargen können ebenfalls erhebliche fossile Anteile enthalten (zum Beispiel Kohle bei Klärschlamm, Kunststoffe bei Althölzern, Klebstoffe bei Spanplatten). und zählen daher zu den gemischten Biomasse-Stoffströmen.

Für Abfälle und Stoffe mit fossilem und biogenem Kohlenstoffgehalt ist – vorbehaltlich der nach Anhang II Abschnitt 2.4 MVO vorgeschriebenen Ebene – die individuelle Bestimmung des biogenen Kohlenstoffgehalts durch Analysen erforderlich (siehe Kapitel 7.2).

Werden bei Brennstoff- oder Materialströmen biogene Kohlenstoffgehalte (Stoffstrom-Formulare, Feld „biogener Anteil“) angegeben, muss der Anlagenbetreiber unter der Überschrift „Biogener Anteil am Gesamtkohlenstoffgehalt“ auf den Stoffstrom-Formularen die Ermittlungsmethode des biogenen Kohlenstoffgehalts im Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode“ transparent erläutern (gegebenenfalls mit beigefügtem Dokument). Dabei sollten ergänzende Informationen herangezogen werden wie zum Beispiel:

- ▶ Ergebnisse von Kontrollmessungen mittels unterschiedlicher Methoden,
- ▶ geeignete Literaturangaben,
- ▶ Angaben des Lieferanten (zum Beispiel zu Herkunft, Zusammensetzung, Herstellungs-, Aufbereitungsverfahren, Produktspezifikation, Deklarationsanalysen, vertraglich vereinbarte Qualitäten),
- ▶ Stellungnahmen der analysierenden Institution, Expertengutachten,
- ▶ Anforderungen zur Qualitätssicherung entsprechend der Liefervereinbarung,
- ▶ Berücksichtigung von Erfahrungswerten aus bisherigen Berichterstattungen.

Wird der biogene Kohlenstoffgehalt auf Basis von Analyseergebnissen ermittelt, ist auf korrekte Maßnahmen zur Qualitätssicherung und -überwachung bei der Probenahme und Analyse zu achten. Dies betrifft unter anderem die Frage, ob der zu analysierende Stoff auch im Anwendungsbereich der Methode enthalten ist. Abgesehen von den Vorgaben in Kapitel 7.2.4 sollte im Hinblick auf die Qualifikation der analysierenden

Institution beachtet werden, dass zum Beispiel durch spezielle Zulassungen oder einschlägige Referenzen eine ordnungsgemäße Durchführung der Probenahme und Analyse gewährleistet wird (zum Beispiel Prüflabore der Gütegemeinschaft Sekundärbrennstoffe und Recyclingholz BGS e.V.).

Vor allem bei Verwendung der „Methode der selektiven Lösung“ ist darauf zu achten, dass zur Qualitätssicherung der Probenahme und der Analyseergebnisse eine Fremdüberwachung durchgeführt wird und sichergestellt ist, dass keine vom Anwendungsbereich dieser Methode ausgeschlossenen Stoffe (Proben) analysiert werden. Unter anderem darf diese Methode nur genutzt werden, wenn der biogene Kohlenstoffanteil zwischen 10 % und 90 % liegt. Sie darf nicht für Brennstoffe genutzt werden, die Torf, Stein- oder Braunkohle enthalten. Bei Brennstoffen und Materialien mit Aschegehalten von mehr als zehn Massenprozent muss bei Nutzung dieser Methode außerdem geprüft werden, ob der Aschegehalt bei der Ermittlung des biogenen Kohlenstoffgehalts zutreffend berücksichtigt wurde.

Bei Anwendung der Sortiermethode ist darauf zu achten, dass damit eine Aufteilung der Mengen in biogen und fossil erfolgt. Für die Ermittlung des Biomasseanteils ist jedoch auf den biogenen Kohlenstoffanteil abzustellen, wozu weitere Umrechnungen erforderlich sind.

Da unter dem Begriff „14C-Methode“ in Teilbereichen unterschiedliche Probenahme- und Analysemethoden zusammengefasst sind, ist auf eine ausführliche Dokumentation der genutzten Methode zu achten, z.B. Informationen zur Probenahme und -aufbereitung, zur radiometrischen Messtechnik, zur 14C-Referenzkonzentration in der Atmosphäre. Auch hier muss ausgeschlossen sein, dass der analysierte Brennstoff- oder Materialstrom vom Anwendungsbereich ausgeschlossene Bestandteile enthält.

Weitere Informationen zur Probenahme und Analyse von Stoffen mit biogenem Kohlenstoffgehalt enthält [Anhang 1](#).

Bei der Emissionsberichterstattung werden die abgabepflichtigen, fossilen Gesamtemissionen eines Brennstoff- oder Prozessmaterials anhand der Einsatzmengen und Berechnungsfaktoren des gesamten Stoffstroms berechnet, siehe Art. 38 Absatz 2 MVO. Als Emissionsfaktor im Überwachungsplan ist der vorläufige Emissionsfaktor nach Artikel 3 Nummer 36 MVO anzugeben, der sich auf den gesamten Stoffstrom bezieht. Ein vorläufiger Emissionsfaktor von null ist nicht plausibel.

Biomasseanteil in kommunalem und industriellem Klärschlamm

Für kommunalen Klärschlamm kann bei Bestimmung des biogenen Anteils nach Ebene 1 und 2 auf einen biogenen Anteil von 80 %, abgestellt werden, wenn der Klärschlamm aus Anlagen stammt, bei der mindestens 50 % des behandelten Abwassers (in Einwohnerwerten – früher Einwohnergleichwert) bezogen auf die Auslegungskapazität der Anlage von privaten Anschlüssen stammt.³⁰ Ist eine Analyse des biogenen Kohlenstoffgehalts gefordert (Ebene 3), ist bei kommunalem Klärschlamm unabhängig vom Trockenstoffgehalt die Methode in der DIN EN 21644 Anhang C (14C-Bestimmung) bzw. DIN EN ISO 16640 für feste Ersatzbrennstoffe anzuwenden. Bei industriellem Klärschlamm ist der biogene Anteil immer mittels Analyse nach der Methode in der DIN EN 21644 Anhang C (14C-Bestimmung) bzw. DIN EN ISO 16640 für feste Ersatzbrennstoffe zu bestimmen.

³⁰ Siehe dazu die Ergebnisse des UBA-Forschungsvorhabens „Bestimmung der biogenen Kohlenstoffgehalte von Klärschlamm und Faulgas und Untersuchung von Abhängigkeiten zu Kläranlagen-Basisdaten, Abwasserwerten und Klärschlammzusammensetzung“ unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/bestimmung-der-biogenen-kohlenstoffgehalte-von>.

8.3 Rechtsrahmen, Akteure und ihre Aufgaben sowie Übergangsregelungen für die Nachweisführung der Nachhaltigkeit

8.3.1 Rechtsrahmen

Emissionen aus der energetischen Nutzung flüssiger, fester und gasförmiger Biomasse sind nach der RED II im EU-ETS nur von der Abgabepflicht von Emissionsberechtigungen ausgenommen, wenn die RED II-Kriterien nach Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 sowie Artikel 30 der RED II erfüllt und nachgewiesen sind. Bereits in der 3. Handelsperiode war ein Nachhaltigkeitsnachweis für flüssige Biobrennstoffe erforderlich.

Ab dem 01.01.2023 (d.h. erstmals für den EmB 2023 im Jahr 2024) finden die Anforderungen nach Artikel 38 Absatz 5 MVO in Verbindung mit Artikel 29 Absätze 2 bis 7 und 10 sowie Artikel 30 der RED II auch für feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe im EU-ETS Anwendung. Deren Erfüllung ist nach § 3 Absatz 1 EHV durch einen anerkannten Nachhaltigkeitsnachweis aus der Datenbank Nabisy der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) zu belegen. Davon abweichend gelten für Abfallbrennstoffe die Nachweisvereinfachungen nach Kapitel 8.6.



In Deutschland wird die RED II durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) in nationales Recht umgesetzt. Sofern die EHV nichts Abweichendes regelt, gelten die Vorgaben der BioSt-NachV ebenso für Betriebe der Erzeugungs-, Verarbeitungs- und Lieferkette von Biomasse, die in emissionshandelspflichtigen Anlagen eingesetzt wird. Die EHV konkretisiert und ergänzt die BioSt-NachV und gibt vor, welche Anforderungen beim Nachweis über die Nachhaltigkeit im EU-ETS zu beachten sind. Folgende Anforderungen der RED II sind durch die Zertifizierung eines Wirtschaftsteilnehmers nachzuweisen (im Folgenden als RED II-Kriterien bezeichnet):

- ▶ Anforderungen an die Herkunft und Entstehung der Biomasse,
- ▶ Nachhaltigkeitsanforderungen für den Anbau und die Erzeugung der Biomasse (sofern erforderlich),
- ▶ Anforderungen an das THG-Minderungspotenzial und dessen Berechnung (sofern erforderlich) sowie
- ▶ Anforderungen an die Massenbilanzierung der Biomasse über die gesamte Herstellungs- und Lieferkette.

Am 25.02.2023 trat die geänderte EHV in Kraft, deren Vorgaben unmittelbar für alle emissionshandelspflichtigen Anlagen gelten, die Biomasse-Brennstoffe ab dem 01.01.2023 einsetzen und diese Biomasse-Brennstoffe ab dem 01.01.2023 geliefert bekommen haben oder die ab dem 01.01.2023 in der emissionshandelspflichtigen Anlage hergestellt wurden. Für feste und gasförmige Biomasse, die für den Einsatz im Berichtsjahr 2023 vor dem 01.01.2023 beschafft und eingelagert wurde, kann ein nachträglicher Nachweis der Nachhaltigkeitsanforderungen nicht mehr oder nur mit unverhältnismäßigem Aufwand geführt werden. Für diese Mengen müssen keine Nachhaltigkeitsnachweise mit dem Emissionsbericht eingereicht werden. Die vor dem 01.01.2023 gelieferten oder in der Anlage hergestellten Biomasse-Brennstoffe, die eingelagert und nach dem 01.01.2023 eingesetzt werden, werden über die Massenbilanzierung gemäß Artikel 30 Absatz 1 RED II abgegrenzt.

8.3.2 Akteure und ihre Aufgaben

Die Einhaltung der RED II-Kriterien wird nach § 3 Absatz 1 EHV in Verbindung mit §§ 10 und 11 Absätze 1 und 2 BioSt-NachV grundsätzlich durch freiwillige Systeme, das heißt durch anerkannte Zertifizierungssysteme sowie anerkannte Zertifizierungsstellen objektiv, transparent und verlässlich kontrolliert.

Zertifizierungssysteme³¹

Ein von der EU Kommission anerkanntes Zertifizierungssystem im Bereich der nachhaltigen Biomasse setzt die Anforderungen der RED II in ein für Betreiber praktikables Nachweissystem um und ermöglicht so einen Nachweis über die Einhaltung der RED II durch die gesamte Herstellungs- und Lieferkette. Zertifizierungssysteme definieren organisatorische Standards für Unternehmen zum Nachweis der Nachhaltigkeitsanforderungen sowie zur Kontrolle dieses Nachweises. Der zu zertifizierende Betrieb bzw. die zu zertifizierende Anlage schließt einen Systemvertrag mit dem Zertifizierungssystem ab und wird so Teilnehmer am Zertifizierungssystem. Hält ein Unternehmen die organisatorischen Standards ein, wird dies durch ein Zertifikat bestätigt. Die EU Kommission hat bis dato 15 Zertifizierungssystemen anerkannt und informiert fortlaufend auf ihrer offiziellen Website über die Anerkennung weiterer Systeme.³²

Zertifizierungsstellen

Zertifizierungsstellen sind unabhängige natürliche oder juristische Personen, die auf Basis der Vorgaben eines anerkannten Zertifizierungssystems Zertifikate für Unternehmen ausstellen, wenn diese die Systemvorgaben und Anforderungen der jeweils maßgeblichen Rechtsgrundlagen (zum Beispiel BioSt-NachV oder EHV) erfüllen. Einmal pro Jahr kontrollieren Zertifizierungsstellen bei einem Audit der Anlage die Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen. In Deutschland ist für die Anerkennung von Zertifizierungsstellen die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) zuständig. Die durch die BLE erteilten Anerkennungen für Zertifizierungsstellen werden über die BLE-Internetseite veröffentlicht³³

Prüfstellen

Prüfstellen kontrollieren bei der Verifizierung des jährlichen Emissionsberichts den Abzug von Emissionen aus nachhaltiger Biomasse. Waren RED II-Kriterien nach Art. 38 Absatz 5 MVO für den Abzug der eingesetzten Biomasse einzuhalten, überprüft die Prüfstelle, ob ein korrekter Nachweis vorliegt. Bei nicht zertifizierten Anlagen liegt der Schwerpunkt der Prüfung auf der Kontrolle der Anforderungen der RED II zur Massenbilanzierung. Weitere Einzelheiten zum Prüfungsumfang der Prüfstellen finden Sie im Kapitel 8.6 und 8.10.

Schnittstellen und Zertifizierungspflicht von Anlagen

Jeder Wirtschaftsteilnehmer der nachweisen möchte, dass die von ihm hergestellte, transportierte oder genutzte Biomasse RED II-Kriterien einhält, kann sich (freiwillig) durch ein anerkanntes Zertifizierungssystem zertifizieren lassen. Es gibt Wirtschaftsteilnehmer, die als sogenannte Schnittstelle im Sinne von § 2 Absatz 29 BioSt-NachV in Verbindung mit § 11 Absatz 1 Nummer 2 BioSt-NachV kein Wahlrecht haben, sondern einer Zertifizierungspflicht unterliegen und die relevanten Angaben und Informationen zur Nachhaltigkeit durch eine gültige Zertifizierung nachweisen müssen.

Es ist ferner zwischen vorgelagerter Schnittstelle und letzter Schnittstelle zu unterscheiden. In der Datenbank Nabisy sind nur letzte Schnittstellen zur Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen berechtigt.

Letzte Schnittstellen nach § 2 Absatz 21 BioSt-NachV sind

- ▶ bei **flüssiger Biomasse** die Anlagen, die den Biobrennstoff erzeugen und
- ▶ bei **fester und gasförmiger Biomasse** die Anlagen, die den Biomasse-Brennstoff einsetzen (sogenannte Konversionsanlagen).

Wird in einer Anlage eigenerzeugte Biomasse, verwendet, ist die einsetzende Anlage stets die letzte Schnittstelle und zertifizierungspflichtig nach § 11 Absatz 1 BioSt-NachV. Nur bei einer gültigen Zertifizierung kann der Betreiber in der Datenbank Nabisy Nachhaltigkeitsnachweise ausstellen und bei der DEHSt einreichen.

Abweichung von der BioSt-NachV für den EU-ETS bezüglich letzter Schnittstellen

Wird feste oder gasförmige Biomasse in einer emissionshandelspflichtigen Anlage eingesetzt, legt § 3 Absatz 2 EHV abweichend von § 2 Absatz 21 BioSt-NachV fest, dass die Anlage, die den Biomasse-Brennstoff auf die für die Verbrennung erforderliche Qualitätsstufe aufbereitet die letzte Schnittstelle ist. Damit besteht keine Zertifi-

31 Für Abfallbrennstoffe sind abweichend weitere Kontrollsysteme für einzelne RED II-Kriterien zugelassen. Einzelheiten, siehe Kapitel 8.6.

32 https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/bioenergy/voluntary-schemes_en

33 [www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Anerkennung_de.html?](http://www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Anerkennung_de.html?__blob=publicationFile)

zierungspflicht für emissionshandelspflichtige Anlagen, die

- ▶ feste oder gasförmige Biomasse von einem zertifizierten Dritten beziehen und selbst keinerlei Herstellungsprozesse mehr vornehmen und
- ▶ vor Ablauf des 31. Dezember 2020 erstmals Biomasse zur Energieerzeugung einsetzen (siehe nachfolgende Abbildung 4).

In Nabisy stellt folglich die Schnittstelle, die den Brennstoff final herstellt oder aufbereitet, den Nachhaltigkeitsnachweis aus und überträgt diesen an die emissionshandelspflichtige Anlage zur Ergänzung weiterer Angaben. Die Angaben der emissionshandelspflichtigen Anlage im Nachhaltigkeitsnachweis werden bei der Emissionsberichtsprüfung durch die Prüfstelle überprüft. In der Datenbank Nabisy muss die Anlage lediglich registriert sein, um an den Transaktionen teilnehmen und Nachhaltigkeitsnachweise bei der DEHSt einreichen zu können.

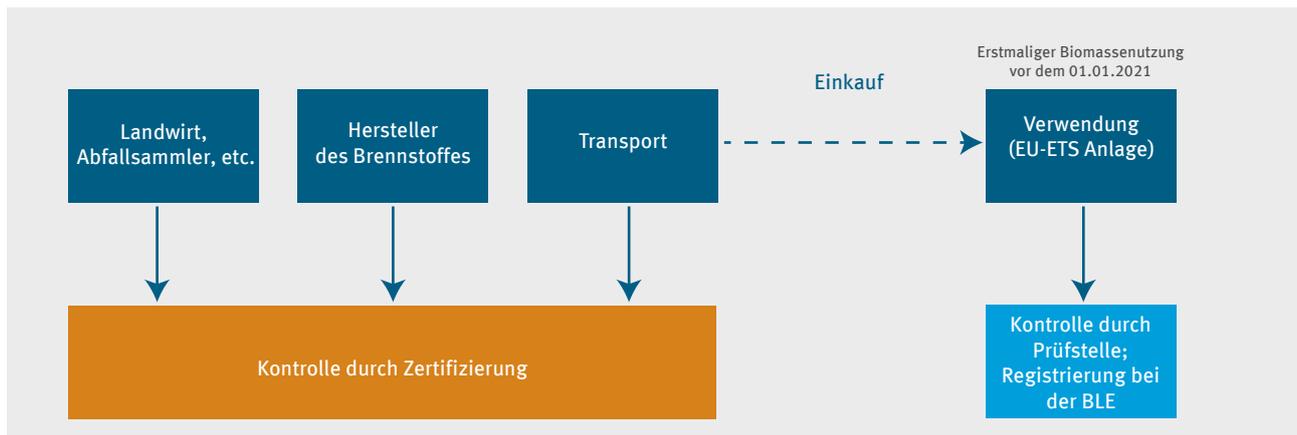


Abbildung 4: Darstellung Wegfall der Zertifizierungspflicht nach § 3 Absatz 2 EHV bei Einsatz zertifizierter Biomasse in Anlagen mit erstmaliger Biomassenutzung vor dem 31. Dezember 2020

Datenbank Nachhaltige Biomasse System (Nabisy)

Hersteller, Lieferanten und emissionshandelspflichtige Anlagen können in der staatlichen Web-Anwendung „Nachhaltige-Biomasse-System“ (Nabisy) ein Konto einrichten lassen. Über dieses Konto kann der zertifizierte Betrieb oder die zertifizierte Anlage Nachhaltigkeitsnachweise und Nachhaltigkeits-Teilnachweise erstellen und elektronisch innerhalb der Kette und an die DEHSt weitergeben.

8.3.3 Übergangsregelungen nach § 3a EHV für das Jahr 2023

§ 3a EHV enthält Übergangsbestimmungen für gasförmige und feste Biomasse-Brennstoffe. Danach darf ein Anlagenbetreiber, der selbst oder dessen Vorkette nach der RED II erstmals einer Zertifizierungspflicht unterliegt, übergangsweise biogene Emissionen ohne Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises abziehen. Voraussetzung ist jedoch, dass er durch eine Eigenerklärung glaubhaft macht, dass er alle für eine Zertifizierung notwendigen Vorbereitungen **umgehend** getroffen hat und die Zertifizierung seines Unternehmens oder der Unternehmen seiner Vorkette unmöglich war. Sind der Anlagenbetreiber und ihm vorgelagerte Schnittstellen und Lieferanten bereits zertifiziert, darf von der Übergangsregelung kein Gebrauch gemacht werden. In diesem Fall muss der Anlagenbetreiber die Einhaltung der RED II-Kriterien durch Vorlage eines elektronischen Nachweises eines Zertifizierungssystems belegen, sofern er noch keine Nachhaltigkeitsnachweise in der Datenbank Nabisy erstellen kann.

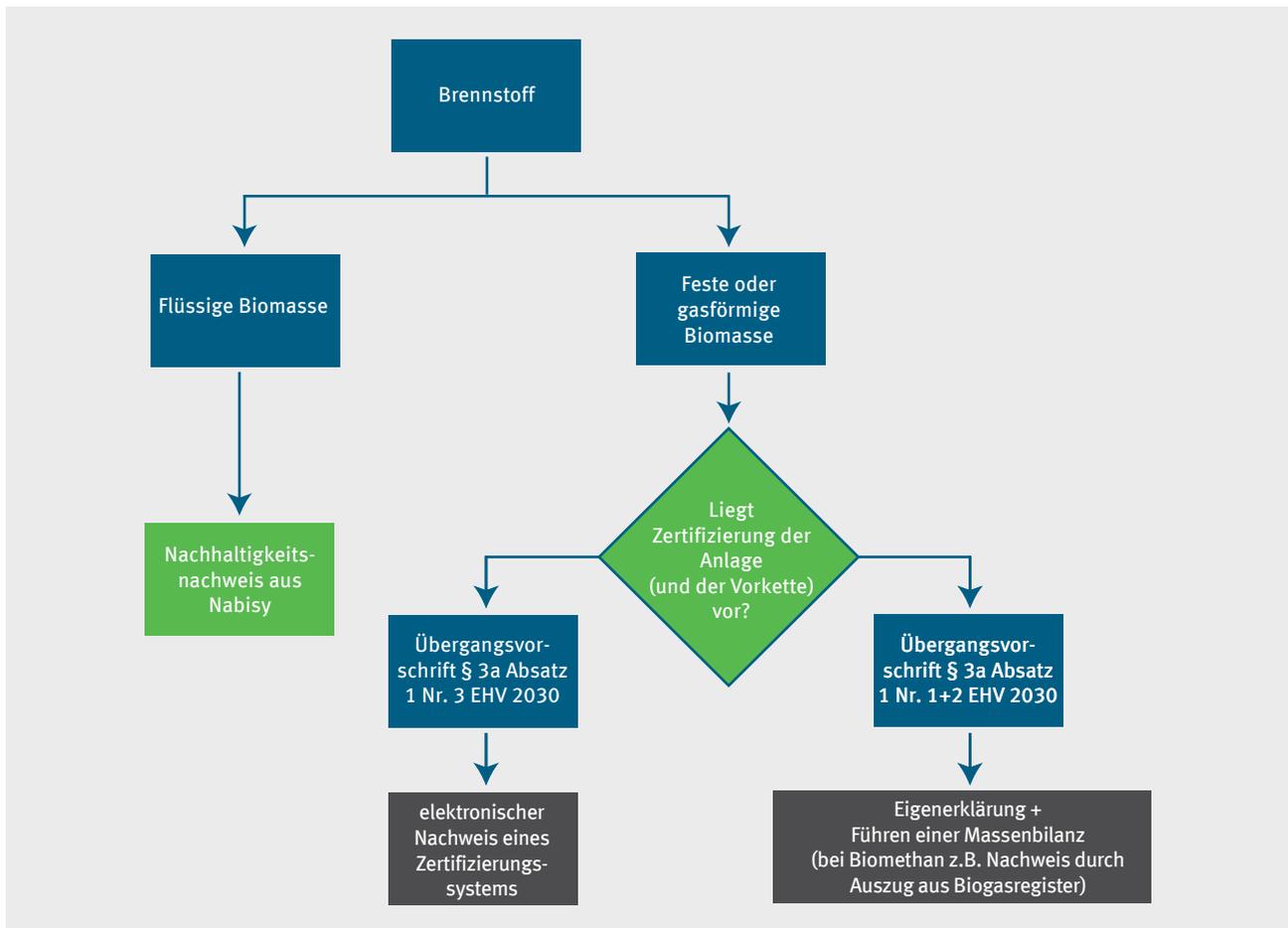


Abbildung 5: Darstellung der Übergangsbestimmungen nach § 3 a EHV im Berichtsjahr 2023



Betreiber einer zertifizierungspflichtigen Anlage müssen für das Berichtsjahr 2023 die Zertifizierung umgehend in die Wege leiten. Bei Bezug eines Biomasse-Brennstoffs muss – sofern noch nicht geschehen – die Zertifizierung der Vorkette angestoßen werden. Bei schuldhaften Verzögerungen kann die DEHSt die Inanspruchnahme der Übergangsregelung im Rahmen der Emissionsberichtsprüfung ablehnen mit der Folge, dass der biogene Anteil des Stoffstroms für die Zeit der schuldhaften Verzögerung als nicht nachhaltig gilt und wie ein fossiler Anteil behandelt wird.

Auch wenn eine Zertifizierung im Laufe des Jahres 2023 stattgefunden hat, sollten Betreiber die ausgefüllte Eigenerklärung mit dem Emissionsbericht 2023 einreichen. Nur dann kann der Betreiber die vom 01.01.2023 bis zum Datum des Erstaudits der Zertifizierung eingesetzte Biomasse ohne Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises geltend machen.

§ 3a Absatz 1 Ziffer 1 EHV - kein Zertifizierungssystem:

Wird von dieser Option Gebrauch gemacht, ist zu belegen, dass eine Aufnahme als Teilnehmer an einem Zertifizierungssystem aus Kapazitätsgründen nicht möglich war. Der Eigenerklärung ist ein Beleg (zum Beispiel: ablehnendes Antwortschreiben des Zertifizierungssystems) beizufügen.

§ 3a Absatz 1 Ziffer 2 EHV - keine Zertifizierungsstellen:

Kann der Nachweis mangels Verfügbarkeit zugelassener Auditoren anerkannter Zertifizierungsstellen nicht erbracht werden, ist durch die Zertifizierungsstelle zu bestätigen, dass kein Auditor zur Verfügung stand und aus diesem Grund eine Zertifizierung nicht möglich war. Der Vertrag mit der Zertifizierungsstelle muss umgehend in die Wege geleitet werden. Der Eigenerklärung sind sowohl der Nachweis über die Teilnahme an einem freiwilligen Zertifizierungssystem (Vertrag oder Bestätigung des Systems) sowie der Vertrag mit einer Zertifizierungsstelle beizulegen. Wurde der Vertrag nicht abgeschlossen, ist der bei der Zertifizierungsstelle gestellte Antrag einschließlich einer Erklärung zum Bearbeitungsstand oder der Einschätzung der Zertifizierungsstelle hinsichtlich der Aussicht auf Vertragsabschluss oder Durchführung des Audits beizufügen. Muss die Übergangsregelung für vorgelagerte Schnittstellen ebenfalls in Anspruch genommen werden, so lässt sich der Anlagenbetreiber von seinen vorgelagerten Schnittstellen oder Lieferanten die vorbezeichneten Unterlagen vorlegen und reicht sie mit der Eigenerklärung und dem Emissionsbericht bei der DEHSt ein.

Die Zertifizierung ist für das gesamte Jahr 2023 nur dann als unmöglich zu betrachten, wenn nachgewiesen werden kann, dass die Zertifizierung mangels verfügbarer Auditoren von mindestens drei angefragten Zertifizierungsstellen abgelehnt wurde. Reicht der Betreiber die Eigenerklärung für seine Vorkette(n) ein, so ist mindestens für einen weiteren Wirtschaftsteilnehmer der Vorkette nachzuweisen, dass auch dessen Antrag auf Zertifizierung mangels verfügbarer Auditoren von mindestens drei Zertifizierungsstellen für das gesamte Jahr 2023 abgelehnt wurde.

Nach erfolgreicher Plausibilitätskontrolle der Eigenerklärung erkennt die DEHSt den Abzug der biogenen Emissionen im Emissionsbericht bis zu dem Zeitpunkt der Erstzertifizierung ohne Nachhaltigkeitsnachweis an. Eine Muster-Vorlage als PDF-Formular für die [Eigenerklärung](#) steht auf der Internetseite der DEHSt zur Verfügung.³⁴

Eigenerklärungen, die im Rahmen des EEG und auf Grundlage der Ausnahmegvorschrift nach § 3 Absatz 1 Satz 2 BioSt-NachV bei der BLE eingereicht und bestätigt wurden, werden grundsätzlich auch von der DEHSt anerkannt, sofern der Betreiber nachweist, für welchen Zeitraum die Zertifizierung seiner emissionshandlungspflichtigen Anlage oder der Unternehmen der Vorkette im Jahr 2023 unmöglich war.

Macht die EU-ETS-Anlage und/oder ihre Vorkette von der Nachweisvereinfachung für Abfallbrennstoffe Gebrauch (siehe Kapitel 8.6) und wird eines der dort genannten Kontrollsysteme bereits seit 01.01.2023 genutzt, so sind die Anforderungen an die Zertifizierung für diese Abfallbrennstoffe erfüllt. In diesem Fall darf von der Übergangsregelung nach § 3 a EHV kein Gebrauch gemacht werden.

Die Übergangsregelung nach § 3a EHV darf für Abfallbrennstoffe nur dann in Anspruch genommen werden, wenn ein Betreiber die Kontrollsysteme nach Varianten 3a/b der Nachweisvereinfachung nicht wählen darf, sondern auf eine RED II-Zertifizierung oder z.B. eine Zertifizierung als Entsorgungsfachbetrieb angewiesen ist, diese aber erst nach dem 01.01.2023 eingeführt wurde. Die Eigenerklärung sollte für den Zeitraum vom 01.01.2023 bis zum Beginn der Kontrolle durch das System eingereicht werden, damit im Emissionsbericht der biogene Anteil der bis dahin eingesetzten Abfallbrennstoffe ohne Vorlage weiterer Nachweise geltend gemacht werden kann.

§ 3a Absatz 1 Ziffer 3 EHV - Ausbleiben der technischen Umsetzung in Nabisy

Die technischen Funktionalitäten zur Erstellung von Nachweisen nach § 3 Absatz 1 EHV in der Datenbank Nabisy standen zum Redaktionsschluss dieses Leitfaden-Updates noch nicht zur Verfügung. In der Übergangszeit bis die Datenbankerweiterung zur Verfügung steht, erkennt die DEHSt für den Abzug des Biomasseanteils die elektronischen Nachweise der anerkannten freiwilligen Zertifizierungssysteme an. Zertifizierungssysteme wie beispielsweise ISCC, REDCert oder SURE haben dazu eigene Vorlagen für Nachhaltigkeitsnachweise veröffentlicht, die von allen Wirtschaftsbeteiligten in der Lieferkette verwendet werden können und bis zur Verfügbarkeit der Nachweise in Nabisy dem Betreiber zum Zeitpunkt des Einreichens des Emissionsberichts für das Jahr 2023 vorliegen müssen. Die DEHSt informiert per Newsletter, ab wann die Funktionalitäten in der Datenbank Nabisy zur Verfügung stehen.

³⁴ Ist für Biomethan, das über das Erdgasnetz bezogen wird, noch keine Zertifizierung möglich, so reicht der Anlagenbetreiber neben der Eigenerklärung einen Nachweis ein, der belegt, dass die bisher schon geltenden Anforderungen an die massenbilanzielle Dokumentation erfüllt sind. Für die Anforderungen im Einzelnen siehe Ausführungen in Kapitel 8.5.1 und 8.5.2.

8.4 Für die Abzugsfähigkeit des nachhaltigen Biomasseanteils nachzuweisende RED II-Kriterien

Sollen biogene Emissionen eines Brennstoffstroms im Emissionsbericht abgezogen werden, sind die RED II-Kriterien einzuhalten und nach § 3 Absatz 1 EHV ein Nachhaltigkeitsnachweis aus der elektronischen Datenbank Nabisy vorzulegen. Dies gilt auch für nachhaltige Biomasse aus dem Ausland. Für die Übermittlung eines Nachhaltigkeitsnachweises aus dem Ausland kann dieser auf ein aktives deutsches Konto in Nabisy gebucht werden. Für Einzelheiten zu diesen Transaktionen ist Kontakt mit der BLE aufzunehmen. Nachhaltigkeitsnachweise, die außerhalb der Datenbank Nabisy in einem Zertifizierungssystem erstellt werden, werden nur während der Übergangszeit nach § 3a EHV anerkannt.

Nach der RED II besteht die Möglichkeit, dass für Biomasse in Anlagen mit einer Gesamtfeuerungswärmeleistung unterhalb einer bestimmten Schwelle (< 2 MW für gasförmige Biomasse, < 20 MW für feste Biomasse) die RED-II-Kriterien nicht nachgewiesen werden müssen. Die RED II enthält selbst aber keine Definition des Begriffs „Anlage“. Für den Anwendungsbereich des EU-ETS konkretisiert daher die MVO diesen Begriff und stellt ausschließlich auf den in Art. 3 Buchstabe e) der EU-ETS-Richtlinie festgelegten Anlagenbegriff ab. Für den EU-ETS sind die genannten Vereinfachungen in der MVO nicht geregelt worden. In der Folge müssen Betreiber im EU-ETS für jede Biomasse, egal in welchem Anlagenteil sie eingesetzt wird, die Einhaltung der RED-II-Kriterien nachweisen.

Für Abfallbrennstoffe sind die Erläuterungen zur Nachweisvereinfachung in Kapitel 8.6 zu beachten.



Die Pflicht zur Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises gilt unabhängig davon, ob die EU-ETS-Anlage zertifizierungspflichtig ist oder nicht und gilt auch für Mischbrennstoffe und deren biogene Anteile sowie für Biomasse, die in den Anwendungsbereich der RED II fällt, für die jedoch keine Nachhaltigkeitskriterien oder Treibhausgasminderungspflichten erfüllt werden müssen. Letzteres betrifft vor allem den Einsatz von Abfällen oder Reststoffen aus der Verarbeitung sowie von festen Siedlungsabfällen in einer Anlage, die vor dem 01.01.2021 erstmalig Biomasse eingesetzt hat. Das bedeutet, dass auch für Abfallbrennstoffe ein Nachweis (nachfolgend RED- II-Compliance-Nachweis genannt) vorzulegen ist, für die keine Nachhaltigkeitskriterien und Treibhausgasminderung erfüllt werden müssen (siehe dazu Kapitel 8.6). Ein derartiger Nachweis belegt die korrekte Einordnung des Stoffstroms in die Biomasse-Kategorie als Siedlungsabfall, Abfall oder Reststoff aus der Verarbeitung sowie die Rückverfolgbarkeit (Massenbilanzierung) bis zur Entstehung und die Plausibilisierung entsprechender Mengenströme. Im Rahmen der Zertifizierung wird daher festgestellt, ob der Stoffstrom die Eigenschaften der jeweiligen Biomasse-Kategorie (Abfall oder Reststoff aus der Verarbeitung oder Siedlungsabfall) erfüllt und von weitergehenden Nachweispflichten freigestellt ist.

Welche RED II-Kriterien einzuhalten sind, bestimmt sich durch

- ▶ dem Aggregatzustand,
- ▶ die Biomasse-Kategorie sowie
- ▶ für flüssige Biomasse: das Inbetriebnahmedatum der den Biobrennstoff **produzierenden** Anlage beziehungsweise
- ▶ für feste und gasförmige Biomasse: der Zeitpunkt des erstmaligen Biomasse-Einsatzes in der **verwendenden**, emissionshandelspflichtigen Anlage.

Einen besseren Überblick über die jeweils RED II-Kriterien gibt folgendes Schema:

Einstufung in Biomasse-Kategorie	Flüssiger Biobrennstoff		Biomasse-Brennstoff (gasförmig und fest)		Fester Siedlungsabfall
	land- und forstwirtschaftliche Biomasse	Abfälle oder Reststoffen aus der Verarbeitung	land- und forstwirtschaftliche Biomasse	Abfälle oder Reststoffen aus der Verarbeitung	
Massenbilanzsystem					
Treibhausgas-Einsparung	Inbetriebnahme der Herstelleranlage <ul style="list-style-type: none"> ▸ bis 05.10.2015: mind. 50 % TGH-Einsparung ▸ ab 06.10.2015 bis 31.12.2020: mind. 60% TGH-Einsparung ▸ ab 01.01.2021: mind. 65% TGH-Einsparung 		Erstmaliger Biomasse-Einsatz in Nutzeranlage <ul style="list-style-type: none"> ▸ vor 01.01.2021: keine THG-Einsparung ▸ zwischen 01.01.2021 und 31.12.2025: mind. 70% TGH-Einsparung ▸ ab 01.01.2026: mind. 80% TGH-Einsparung 		
Flächenbezogene Nachhaltigkeitskriterien					

Abbildung 6: Übersicht über nachzuweisende RED II-Kriterien nach Biomasse-Kategorie

Für Biomasse direkt aus Land-, Forst- oder Fischwirtschaft und Aquakultur beziehungsweise deren Reststoffen sind stets die flächenbezogenen Nachhaltigkeitskriterien gemäß Artikel 29 Absätze 3 bis 7 RED II zu erfüllen. Abfälle und Reststoffe aus der Verarbeitung müssen abhängig vom erstmaligen Biomasseeinsatz in der emissionshandelspflichtigen Anlage lediglich die in Artikel 29 Absatz 10 RED II festgelegten Kriterien für Treibhausgas-minderung erfüllen. Für die Abzugsfähigkeit biogener Emissionen aus festen Siedlungsabfällen bestehen keine Anforderungen an den Nachweis der flächenbezogenen Nachhaltigkeitskriterien- oder die Treibhausgas-minderung. Gleichwohl muss auch für diese Einsatzstoffe die Eigenschaft als Siedlungsabfall sowie die Anforderungen an die Massenbilanzierung erfüllt werden.

Bestehen Zweifel bei der Kategorisierung der Biomasse oder der im Einzelfall anwendbaren RED II-Kriterien, sollten Betreiber Kontakt mit dem Zertifizierungssystem beziehungsweise der Zertifizierungsstelle aufnehmen.

Beim Einsatz **fester oder gasförmiger** Biomasse entscheidet der erstmalige, fortlaufende Einsatz von Biomasse im regulären Betrieb der **einsetzenden Anlage** darüber, ob die Treibhausgas-minderungspflicht einzuhalten ist. Fortlaufend ist der Einsatz, wenn dauerhaft technische Einrichtungen vorhanden sind, die die Biomasse z.B. zur Wärmeerzeugung nutzen. Wurde Biomasse erstmalig nur kurzfristig z.B. zu Testzwecken eingesetzt, so ist dies nicht bei der Bestimmung des Datums zum Ersteinsatz zu berücksichtigen. Wurde ein durchgängig eingesetzter Biomasse-Brennstoff aus betrieblichen Gründen vorübergehend nicht eingesetzt, sollte der Betreiber dies in der Verfahrensbeschreibung (Biomasse) erläutern. Die DEHSt kann die Unterbrechung dann im Einzelfall berücksichtigen. Für den fortlaufenden Einsatz von Biomasse ist deren Aggregatzustand sowie Status der Nachhaltigkeit nicht relevant. Wurde zum Beispiel ab dem 01.01.2019 Pflanzenöl eingesetzt, ist auch dann kein Nachweis der Treibhausgas-minderung erforderlich, wenn ab 2022 Biomethan hinzugekommen ist. Das maßgebliche Datum nach § 3 Absatz 3 EHV ist von der DEHSt mit dem angepassten Überwachungsplan zu genehmigen.

Bei **flüssiger** Biomasse bestimmt das Datum der Inbetriebnahme **der Herstellungsanlage** den Umfang der Treibhausgas-minderungspflicht. Dieses muss der Betreiber hingegen nicht im Überwachungsplan angeben da i.d.R. keine Informationen zur Herstelleranlage vorliegen. Zudem berechnet die Herstellungsanlage die THG-Minderung. Die Anforderungen an die THG-Berechnung werden im Rahmen der Zertifizierung der Herstellungsanlage überprüft.

8.4.1 Einstufung in Biomasse-Kategorie

Die Biomasse wird mit dem Zertifizierungsverfahren in eine der folgenden Biomasse-Kategorien eingestuft:

- ▶ Flüssiger Biobrennstoff,
 - ▶ der aus der Landwirtschaft, Aquakultur, Forst- oder Fischwirtschaft bzw. deren Reststoffen stammt,
 - ▶ der aus Abfällen oder Reststoffen aus der Verarbeitung stammt oder
- ▶ fester oder gasförmiger Biomasse-Brennstoff aus Biomasse,
 - ▶ der aus der Landwirtschaft, Aquakultur, Forst- oder Fischwirtschaft bzw. deren Reststoffen stammt,
 - ▶ der aus Abfällen oder Reststoffen aus der Verarbeitung stammt oder
- ▶ feste Siedlungsabfälle.

Der Betreiber gibt diese Einstufung auch im Überwachungsplan an, siehe Kapitel 8.7.

8.4.2 Anforderungen an die Massenbilanzierung

Gemäß Artikel 30 Absatz 1 RED II sind die Wirtschaftsbeteiligten entlang der gesamten Lieferkette verpflichtet, ein Massenbilanzsystem zu verwenden, das es zum Beispiel erlaubt, Lieferungen von Rohstoffen oder Brennstoffen mit unterschiedlichen Nachhaltigkeitseigenschaften und Eigenschaften in Bezug auf Treibhausgasmin- derung zu mischen. Zertifizierte Anlagen müssen die Anforderungen des Zertifizierungssystems an die Massenbilanzierung einhalten. Für weiterführende Informationen verweisen wir auf die entsprechenden Systemdokumente und Anleitungen des Zertifizierungssystems.

Nicht zertifizierte Anlagen bzw. solche, die keinem Kontrollsystem aus der Abfallwirtschaft unterliegen (siehe Kapitel 8.6), müssen gegenüber der Prüfstelle bei der Prüfung des Emissionsberichts beziehungsweise auf Nachfrage der DEHSt nachweisen, dass in der Anlage ein Massenbilanzsystem bis zum Einsatz der Biomasse genutzt wird, welches die Anforderungen nach Artikel 30 Absatz 1 RED II erfüllt.³⁵

8.4.3 Flächenbezogene Nachhaltigkeitskriterien

Sind für die eingesetzte Biomasse flächenbezogene Nachhaltigkeitskriterien nach Artikel 29 Absätze 2 bis 7 RED II unter anderem zum Schutz von Flächen mit hohem Naturschutzwert, Flächen mit hohem Kohlenstoffbe- stand und von Torfmoorflächen einzuhalten, sind ebenfalls die Anforderungen des Zertifizierungssystems zu beachten und die Einhaltung durch ein gültiges Zertifikat zu bestätigen. Wir verweisen für weiterführende Informationen auf die entsprechenden Systemdokumente und Anleitungen des Zertifizierungssystems. Bei der Erfassung des Nachhaltigkeitsnachweises in der Datenbank Nabisy bestätigt die letzte Schnittstelle, dass der Brennstoff alle relevanten flächenbezogenen Nachhaltigkeitskriterien erfüllt.

8.4.4 Treibhausgasmin- derung

Muss für die Anerkennung der Biomasse als nachhaltig die Treibhausgaseinsparung berechnet werden, ist dies mit dem Nachhaltigkeitsnachweis zu belegen. Zertifizierte Anlagen müssen bei Ermittlung der in die Berech- nung einfließenden Daten die Anforderungen des Zertifizierungssystems einhalten.

Hierzu sind folgende Hinweise zu beachten³⁶:

In der Datenbank Nabisy wird die Treibhausgasmin- derung auf Basis der Daten der letzten Schnittstelle automa- tisiert berechnet und auf dem Nachhaltigkeitsnachweis ausgewiesen. Erfasst der Brennstoffhersteller den Nachhaltigkeitsnachweis, werden zunächst nur die Gesamtemissionen (E) für die Herstellung und Transport berechnet. Für den vollständigen Nachweis sind jedoch die Emissionen einschließlich Konversion (ECWärme/ Strom) relevant. Hierbei ist unter anderem auch der Nutzungsgrad der einsetzenden Anlage von Belang (siehe unten). Insofern können auch Angaben der einsetzenden Anlage nach Erfassung des Nachhaltigkeitsnach- weises in die Treibhausgas-Berechnung und damit in den Nachhaltigkeitsnachweis einfließen.

³⁵ Weiterführende Informationen zu den Anforderungen, die das verwendete Massenbilanzsystem einhalten muss, sind in den öffentlich zugänglichen Sys- temdokumenten und technischen Anleitungen der verfügbaren Zertifizierungssysteme enthalten.

³⁶ Diese Hinweise gelten auch für den Fall, dass die THG-Minderung für Abfallbrennstoffe berechnet werden muss und der RED- II-Compliance-Nachweis außerhalb der Datenbank Nabisy erbracht wird.

Die Treibhausgasminderungsverpflichtung ist erfüllt, wenn der Betreiber nachweist, dass der Einsatz der Biomasse gegenüber fossilen Energieträgern eine bestimmte Treibhausgasminderung aufweist.

Bei **flüssiger Biomasse** muss im Verhältnis zum fossilen Brennstoff die Treibhausgasminderung

- ▶ mindestens 50 % erreichen, sofern die den flüssigen Biobrennstoff **produzierende Anlage** vor dem oder am 5. Oktober 2015 in Betrieb genommen worden ist,
- ▶ mindestens 60 % erreichen, sofern die den flüssigen Biobrennstoff **produzierende Anlage** am oder nach dem 6. Oktober 2015 und bis einschließlich 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen worden ist,
- ▶ mindestens 65 % erreichen, sofern die den flüssigen Biobrennstoff **produzierende Anlage** den Betrieb am oder nach dem 1. Januar 2021 aufgenommen hat.

Bei Verwendung **fester und gasförmiger** Biomasse-Brennstoffe muss die Treibhausgasminderung

- ▶ mindestens 70 % betragen, sofern die **verwendende Anlage** am oder nach dem 1. Januar 2021 und bis einschließlich 31. Dezember 2025 erstmalig Biomasse einsetzt.
- ▶ mindestens 80 % betragen, sofern die **verwendende Anlage** ab 1. Januar 2026 erstmalig Biomasse einsetzt.

Im Gegensatz zu den flüssigen Biobrennstoffen richtet sich die Höhe der Treibhausgasminderung hier nach dem erstmaligen Biomasse-Einsatz in der Verbrennungsanlage (siehe Kapitel 8.4) und nicht nach dem Datum der Inbetriebnahme der Herstellungsanlage.

Um die Treibhausgasminderung zu bestimmen, werden die Gesamtemissionen bei der Verwendung der Biomasse mit den Referenzwerten für die Strom- und Wärme- bzw. Kälteerzeugung aus fossilen Brennstoffen verglichen. Gemäß Artikel 31 Absatz 1 a) RED II kann der Betreiber hierfür unter bestimmten Voraussetzungen Standardwerte aus den zutreffenden Anhängen V Teil A und B sowie VI Teil A RED II nutzen. In allen anderen Fällen ist die Treibhausgasminderung gemäß der beschriebenen Berechnungsmethodik in Anhang V Teil C sowie Anhang VI Teil B RED II zu bestimmen. Hier ist die Nutzung von disaggregierten Standardwerten für einige Faktoren möglich (vergleiche Artikel 31 Absatz 1 c) bis d) RED II). Die wichtigsten Berechnungsschritte sind nachfolgend kurz zusammengefasst.

Berechnung der Gesamtemissionen

Grundsätzlich ermittelt jeder Beteiligte der Herstellungs- und Lieferkette die anfallenden THG-Emissionen unter Berücksichtigung seines Beitrags und des Beitrags der ihm vorgelagerten Beteiligten (Schnittstellen, Betriebe, Betriebsstätten) je Faktor (e). Die THG-Emissionen je Faktor werden an die nachgelagerte Schnittstelle, Betrieb oder Betriebsstätte weitergegeben. Die letzte Schnittstelle berechnet die Summe der THG-Emissionen in gCO₂eq/MJ nach der folgenden Formel:

$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

wobei die Variablen folgende Werte betreffen:

E = Gesamtemissionen bei der Verwendung der Biomasse,

eec = Emissionen bei der Gewinnung oder beim Anbau der Rohstoffe,

el = auf das Jahr umgerechnete Emissionen aufgrund von Kohlenstoffbestandsänderungen infolge von Landnutzungsänderungen,

ep = Emissionen aus der Verarbeitung,

etd = Emissionen bei Transport und Vertrieb,

eu = Emissionen bei der Nutzung der Biomasse,

esca = Emissionseinsparung durch Anreicherung von Kohlenstoff im Boden infolge besserer landwirtschaftlicher Bewirtschaftungspraktiken,

eccs = Emissionseinsparungen durch Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid,

eccr = Emissionseinsparungen durch Abscheidung und Ersetzung von Kohlendioxid.

Emissionen aus der Herstellung von Anlagen und Ausrüstungen werden nicht berücksichtigt. Disaggregierte Standardwerte für eec, ep und etd sind in den Anhängen V Teil D und E sowie VI Teil C der RED II gelistet. Für Abfallstoffe existieren weder Standardwerte noch disaggregierte Standardwerte in der RED II. Vereinfachend können die Emissionen bis zur Sammlung dieser Materialien mit Null angesetzt werden (vergleiche Anhänge V Teil C Nr. 18 und VI Teil B Nr. 18 RED II). Somit sind für Abfälle nur die Emissionen aus der Aufbereitung, dem Transport (inklusive Transport bis zur eigenen Anlage) sowie die N₂O- und CH₄-Emissionen bei der Nutzung (eu) zu berücksichtigen (vergleiche Anhang V Teil C Nr. 13 sowie Anhang VI Teil C Nr. 13 RED II). Emissionen bei der Nutzung (eu) sind entsprechend der Systemgrundsätze zu berücksichtigen. Werden Abfälle, welche direkt in der Anlage entstehen, ohne Aufbereitung eingesetzt, ist keine Treibhausgasreduzierung nachzuweisen. Diese Vereinfachung berücksichtigt den Umstand, dass die Emissionen aus der Nutzung so gering sind, dass diese alleine keine Überschreitung des THG-Minderungswerts erwarten lassen. Werte für esca sollten nur einbezogen werden, wenn belastbare und überprüfbare Nachweise vorliegen und eccs und eccr sind nur relevant, wenn CCS-/CCU-Maßnahmen angewendet werden. Folgende Treibhausgase sind gemäß Art. 31 Absatz 1 RED II und Anhang V Teil C Nummer 4 und Anhang VI Teil B Nummer 4 in die Berechnung einzubeziehen: CO₂, N₂O (GWP = 298) und CH₄ (GWP = 25)³⁷.

Berechnung der Treibhausgasreduzierung

Im Anschluss an die Berechnung der Gesamtemissionen wird die Treibhausgasreduzierung wie folgt bestimmt:

$$\text{Treibhausgaseinsparung} = \frac{E_F - E_B}{E_F}$$

wobei die Variablen folgende Werte betreffen

E_F = Gesamtemissionen des Komparators für den Fossilbrennstoff und

E_B = Gesamtemissionen der Biomasse

Wird Biomasse zur Produktion von Wärme bzw. Kälte oder Elektrizität oder mechanische Energie genutzt, ist zur Berechnung der Treibhausgasreduzierung der jeweilige Wirkungsgrad³⁸ wie folgt zu berücksichtigen:

$$\text{Treibhausgaseinsparung} = \frac{EC_{F(h,c,el)} - EC_{B(h,c,el)}}{EC_{F(h,c,el)}}$$

$$EC = \frac{E}{\eta}$$

wobei die Variablen folgende Werte betreffen:

E_{C_F(h, c, el)} = Gesamttreibhausgasemissionen des Komparators für den Fossilbrennstoff für Wärme, Kälte und Elektrizität/mechanische Energie,

E_{C_B(h, c, el)} = Gesamttreibhausgasemissionen der Biomasse,

η = Wirkungsgrad

Wird Biomasse zur gekoppelten Produktion von Wärme und Elektrizität/mechanische Energie genutzt, ist die Berechnung unter Berücksichtigung des Carnot'schen Wirkungsgrads gemäß Anhang V Teil C Nr. 1 b iii und iv sowie Anhang VI Teil B Nr. 1 d iii und iv RED II vorzunehmen.

³⁷ Die Werte zum GWP der RED II weichen von den Werten zum GWP in Anhang VI, Tabelle 6 MVO ab. Die Werte der RED II gelten für die Berechnung der Treibhausgasreduzierung. Ändern sich die Werte der RED II, beispielsweise durch nachgelagerte Rechtsakte, werden die jeweils aktuellsten Werte durch die Zertifizierungssysteme vorgegeben und sind bei der THG-Berechnung zu berücksichtigen. Für die Ermittlung der Emissionen einer emissionshandelspflichtigen Anlage sind die Werte der MVO maßgeblich.

³⁸ Auswahl des Wirkungsgrads entsprechend der produzierten Energieform, siehe Anhang V Teil C Nr. 1 b) und Anhang VI Teil B Nr. 1 d) RED II.

Für die Berechnung der Treibhausgasminderung sind je nach Biomasse und Verwendungszweck folgende Komparatoren für den Fossilbrennstoff zu verwenden:

Tabelle 4: Fossile Vergleichswerte nach RED II

	Anhang V Teil C Nr. 19 RED II	Anhang VI Teil B Nr. 19 RED II
Biokraftstoffe ³⁷ $E_{F(t)}$		94 gCO ₂ eq/MJ
Elektrizitätsproduktion oder mechanische Energie $EC_{F(e)}$		183 gCO ₂ eq/MJ ³⁵
Nutzwärmeproduktion sowie zur Wärme- und/oder Kälteproduktion $EC_{F(h,c)}$		80 gCO ₂ eq/MJ
Nutzwärmeproduktion, bei der direkte physische Kohlesubstitution nachgewiesen werden kann $EC_{F(h)}$	–	124 gCO ₂ eq/MJ

Anhang V Teil C Nummer 1 und Anhang VI Teil B Nummer 1 der RED II enthalten für die Erzeugung von Elektrizität oder messbarer Wärme jeweils einen Umwandlungswirkungsgrad, der bei der Treibhausgasminderungsrechnung zu berücksichtigen ist. Für den Fall, dass bei der Verbrennung von Biomasse in einer emissionshandlungspflichtigen Anlage keine messbare Wärme oder Strom entsteht, gibt § 3 Absatz 4 Satz 2 EHV ergänzend einen fiktiven Umwandlungswirkungsgrad von $\eta = 90\%$ vor, um die eingesetzte Brennstoffmenge mit dem Vergleichswert vereinbar zu machen.

Für den Fall, dass Wärme und Elektrizität in einer Anlage produziert werden, sind die jeweiligen Brennstoffmengen separat mit den jeweiligen fossilen Komparatoren zu vergleichen.

Die berechnete Treibhausgasminderung ist dann mit den in Artikel 29 Absatz 10 RED II beschriebenen Grenzwerten zu vergleichen. Ein hilfreiches, jedoch nicht verpflichtend zu nutzendes Tool zur Berechnung der Treibhausgasminderung wurde von dem Europäischen Projekt BioGrace-II veröffentlicht.⁴¹

8.5 Biomethan aus dem Erdgasnetz

Die MVO erlaubt nach Artikel 38 Absatz 5 und Artikel 39 Absätze 3 und 4 den Abzug von nachhaltigen biogenen Emissionen aus Biomethan aus dem Erdgasnetz. Abhängig von der Nutzung des Biomethans in der Anlage muss der Betreiber unterschiedliche Anforderungen einhalten und nachweisen, um einen biogenen Anteil ansetzen zu können:

8.5.1 Stofflicher Einsatz von Biomethan

Wird Biomethan aus dem Erdgasnetz als Prozessmaterial eingesetzt, können Emissionen nach Artikel 39 Absätze 3 und 4 MVO in der jährlichen Emissionsberichterstattung abgezogen werden, wenn nachgewiesen wird,

- ▶ dass die entsprechende Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent einer Menge an Biomethan entspricht, die an anderer Stelle in das Erdgasnetz eingespeist worden ist (bezieht sich die Angabe auf den oberen Heizwert, ist sie für den Eintrag in FMS durch Multiplikation mit 0,903 auf den unteren Heizwert umzurechnen),
- ▶ über die entsprechende Menge ein Biomethanliefervertrag zwischen dem Betreiber der emissionshandlungspflichtigen Anlage und einem Biomethanlieferanten besteht,
- ▶ dass für den gesamten Transport des Gases ein Massenbilanzsystem⁴² verwendet wird,
- ▶ die eingespeiste Biogasmenge mit geeichten Messgeräten bestimmt worden ist.

³⁹ Gemeint sind flüssige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt und außerhalb stationärer Anlagen im EU-ETS eingesetzt werden.

⁴⁰ Bei Biomasse-Brennstoffen, die zur Elektrizitätsproduktion verwendet werden, ist der Komparator für Fossilbrennstoffe $E_{F(e)}$ für Gebiete in äußerster Randlage, 212 gCO₂eq/MJ Elektrizität.

⁴¹ www.biograce.net/biograce2/content/ghgcalculationtool_electricityheatingcooling/overview

⁴² Die in Art. 30 Abs. 1 der Richtlinie 2018/2001/EU (RED II) beschriebenen Anforderungen definieren die Massenbilanzsysteme für Nachhaltigkeitsnachweise. Die Anforderungen gelten gleichlautend für Nachweise für Biomethan.

Für den Fall von ausländischen Biomethanmengen und bei Übertragung aus einem ausländischen Register müssen zusätzlich zu den oben genannten Voraussetzungen folgende Bedingungen erfüllt sein:

- ▶ es ist ein Ausbuchungsbeleg des abgebenden Systems vorzulegen und
- ▶ die Massenbilanzierung ausländischer Biomethanmengen muss durch eine unabhängige Auditierung bestätigt worden sein.

Als Vereinfachung des Nachweises der oben genannten Anforderungen erkennt die DEHSt für das bezogene Biomethan einen Auszug aus dem Biogasregister Deutschland⁴³ nach dem sogenannten Liefermodell oder einem vergleichbar verlässlichen Nachweis, wie zum Beispiel der Massenbilanzierung durch das Bioerdgas-Massenbilanzsystem (BiMas) an.⁴⁴

Sofern der Anlagenbetreiber für das bezogene Biomethan keinen der beiden Nachweise einreicht, muss im Überwachungsplan detailliert dargestellt werden, wie die oben genannten Anforderungen alternativ umgesetzt werden. Wegen der stofflichen Nutzung des Biomethans ist kein Nachweis der Einhaltung der Nachhaltigkeitskriterien der RED II erforderlich (siehe Kapitel 8.1.1).

8.5.2 Energetischer Einsatz von Biomethan

Für den Abzug von Emissionen aus der Verbrennung von Biomethan aus dem Erdgasnetz muss die Einhaltung der RED II-Kriterien durch einen Nachweis aus der Datenbank Nabisy nachgewiesen werden. Der alleinige Nachweis nach Artikel 39 Absatz 4 MVO wie bisher, zum Beispiel anhand von Auszügen aus dem dena-Biogasregister, ist nicht ausreichend.

Biomethan in EEG-Anlagenteilen

Für Biomethan sind grundsätzlich Nachhaltigkeitsnachweise einzureichen, die eine Angabe zur eingesetzten Brennstoffmenge enthalten. Wird Biomethan in einer emissionshandelspflichtigen Anlage mit einem EEG-Anlagenteil mit einer Feuerungswärmeleistung von 2 MW oder mehr eingesetzt, liegen dem Anlagenbetreiber Nachhaltigkeitsnachweise für EEG-Strom vor, die er beim Netzbetreiber eingereicht hat. Diese Nachweise werden auch im EU-ETS anerkannt, sofern sie eine Angabe zur eingesetzten Brennstoffmenge enthalten. Diese Angabe muss der Betreiber in Nabisy im sogenannten Verbindungsdokument eintragen. Die Brennstoffmenge ist in Kilowattstunden anzugeben. Die Angabe ist erforderlich, damit die DEHSt die Daten im Emissionsbericht mit den Daten im Nachhaltigkeitsnachweis überprüfen kann.

Im Übrigen müssen Betreiber für Biomethan oder Biomasse, die in einem EEG-Anlagenteil egal welcher Größe eingesetzt wird, die Einhaltung der RED-II-Kriterien nachweisen, siehe dazu ausführlich Kapitel 8.4.

Biomethan und Übergangsregelung nach § 3a EHV

Solange für den Betreiber oder seine Vorkette noch keine Zertifizierung möglich ist, ist wie bisher nachzuweisen, dass die in Kapitel 8.4.1 beschriebenen Anforderungen nach Artikel 39 Absatz 4 MVO erfüllt sind, das heißt unter anderem für den gesamten Transport des Gases ein Massenbilanzsystem verwendet wird. Dem Betreiber muss folglich für die Übergangszeit im Jahr 2023 neben der Eigenerklärung nach § 3a Absatz 2 EHV (vergleiche Kapitel 8.3.3) ein Nachweis vorliegen, der belegt, dass die bisher schon geltenden Anforderungen für den Abzug von Emissionen aus Biomethan erfüllt sind.

⁴³ Das Biogasregister Deutschland ist eine von der Deutschen Energie-Agentur (dena) betriebene Plattform zur standardisierten Dokumentation von Nachweisen über Biogasmengen und -qualitäten im Erdgasnetz (www.biogasregister.de).

⁴⁴ Weist der Auszug die emissionshandelspflichtige Anlage, die das Biomethan im Emissionsbericht geltend machen will, als Empfänger aus, muss der Liefervertrag nicht zusammen mit dem Emissionsbericht eingereicht werden. Jedoch ist der Liefervertrag auf Nachfrage der DEHSt und bei der Prüfung des Emissionsberichts durch die Prüfstelle vorzulegen.

Biomethan aus dem Ausland

Auch Biomethan aus dem Ausland muss bei energetischer Nutzung RED II-Kriterien erfüllen. Ein gültiger Nachhaltigkeitsnachweis nach § 3 Absatz 1 EHV aus der Datenbank Nabisy ist daher auch für importiertes Biomethan vorzulegen. Technisch kann in Nabisy ein Nachhaltigkeitsnachweis aus dem Ausland auf ein aktives deutsches Konto in Nabisy gebucht werden. Für Einzelheiten zu diesen Transaktionen ist Kontakt mit der BLE aufzunehmen. Aus Sicht der DEHSt ist durch die Vorlage eines gültigen Nachhaltigkeitsnachweises eine unzulässige Doppelförderung ausgeschlossen, denn der gültige Nachhaltigkeitsnachweis bestätigt, dass das Biomethan zuvor noch in keinem anderen (ausländischen) Fördersystem anerkannt und dazu entwertet wurde.

8.5.3 Abbildung in FMS

Im FMS wird das eingesetzte Biomethan aus dem Erdgasnetz im Formular „Brennstoffstrom_HW“ abgebildet.

Der Stoffstrom kann entweder als Erdgas mit biogenem Anteil oder als reiner Biomethan-Stoffstrom abgebildet werden. Letzteres ist nur möglich, wenn die durch Biomethan substituierten Erdgasmengen separat messtechnisch erfasst werden. Die Angaben zu Verbrauchsmenge, Emissionsfaktor und unterem Heizwert sind auf das physisch bezogene Erdgas aus dem Erdgasnetz zu beziehen. Bei einer Aufteilung in zwei Teilstoffströme Erdgas und Biomethan sind für die Berechnungsfaktoren des durch Biomethan substituierten Erdgases dieselben Ermittlungsmethoden wie für den Stoffstrom Erdgas anzuwenden.

Im Abschnitt „Biogener Anteil am Gesamtkohlenstoffgehalt“ sind folgende Angaben zu machen:

Tabelle 5: Formular „Brennstoffstrom_HW“, Seite 4, Angaben zu „Biogener Anteil am Gesamtkohlenstoffgehalt“ bei Biomethan aus Erdgasnetzen

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Vorgesehene Ebene	Es ist die Ebene „1“ auszuwählen.
Wird von der Ebene nach Monitoring-Verordnung abgewichen?	Als Begründung ist „Ja, da unverhältnismäßig“ zu wählen. Ein Nachweis der Unverhältnismäßigkeit muss jedoch nicht erbracht werden.
Biogener Anteil	Es ist einzutragen, wie viel % des bezogenen Erdgases voraussichtlich durch Biomethan substituiert wird. Der Anteil berechnet sich aus dem Verhältnis der Wärmemenge des ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethans (ohne fossile Beimischungen zur Brennwertanpassung) zur Wärmemenge des bezogenen Erdgases im Berichtszeitraum. Hinweis: Ist die Wärmemenge des ins Erdgasnetz eingespeisten Biomethans auf den Brennwert bezogen, ist bei der Berechnung des biogenen Anteils auch die brennwertbezogene Wärmemenge des Erdgases zu verwenden. Wird Biomethan als eigener Stoffstrom abgebildet, ist hier 100% anzugeben.
Beschreibung der Ermittlungsmethode	Die Berechnung des biogenen Anteils ist zu erläutern (unter anderem die Berechnung der auf den Brennwert bezogenen Wärmemenge des Erdgases). Bei stofflicher Nutzung ist darzulegen, wie die in Kapitel 8.5.1 aufgelisteten Anforderungen umgesetzt werden beziehungsweise ist ein Verweis auf die genannten Systeme (zum Beispiel Auszug aus dem dena-Biogasregister oder BiMaS) ausreichend.

8.6 Nachweisvereinfachung für Abfallbrennstoffe

Abfälle und Reststoffe aus der Verarbeitung, die nicht unmittelbar aus der Land-, Forstwirtschaft oder Aquakultur stammen sowie feste Siedlungsabfälle (nachfolgend vereinfacht Abfallbrennstoffe⁴⁵ genannt) müssen nach Artikel 29 Absatz 1 RED II keine flächenbezogenen Nachhaltigkeitskriterien, sondern nur Anforderungen an die Entstehung des Stoffs (nachfolgend Abfalleigenschaft genannt) und die korrekte Massenbilanzierung nach Artikel 30 RED II erfüllen. Ferner sieht Artikel 29 Absatz 10 Satz 1 Buchstabe d) RED II nur bei Anlagen, die erstmalig nach dem 01.01.2021 feste oder gasförmige Abfallbrennstoffe mit biogenem Anteil eingesetzt haben, Anforderungen an die Treibhausgasminderung vor.

8.6.1 Zulässige Kontrollsysteme

EU-ETS-Anlagen, die (teilweise) abfallwirtschaftlich tätig sind, unterliegen für die mitverbrannten Abfallfraktionen häufig freiwilligen oder verpflichtenden Kontrollsystemen mit umfassenden Überwachungspflichten nach dem Abfallrecht. Diese umfassen in der Regel eine fortlaufende Kontrolle der Abfalleigenschaft und der Massenbilanz. Um eine Doppelüberwachung in diesem Bereich zu vermeiden, betrachtet die DEHSt (neben den nach der RED II anerkannten Zertifizierungssystemen) auch Kontrollsysteme aus dem Abfallbereich als grundsätzlich geeignet für den Nachweis der beiden genannten RED II-Kriterien (Abfalleigenschaft und Massenbilanzierung). Abweichend von § 3 Absatz 1 EHV besteht daher für Abfallbrennstoffe folgende Nachweisvereinfachung: Für feste, gasförmige oder flüssige Abfallbrennstoffe ist der Nachweis über die Einhaltung der beiden RED II-Kriterien Abfalleigenschaft und Massenbilanzierung auf der Basis der Teilnahme an einem Kontrollsystem zu erbringen. Der Betreiber kann zwischen mehreren zulässigen Kontrollsystemen wählen:

- ▶ Variante 1: **RED II-Zertifizierungssysteme** (z.B. SURE, ISCC, REDcert)
- ▶ Variante 2: **Kontrollsysteme für die ordnungsgemäße Bewirtschaftung von Abfällen**

Beispielsweise ist eine Zertifizierung als Entsorgungsfachbetrieb (EfB) nach der Entsorgungsfachbetriebsverordnung, die Teilnahme an der Güteüberwachung der Gütegemeinschaft Sekundärbrennstoffe und Recyclingholz e.V. oder das Notifizierungsverfahren für die grenzüberschreitende Verbringung von Abfällen möglich; Weitere Systeme können nach Zustimmung der DEHSt genutzt werden. Dazu ist das System, insbesondere die fortlaufende Kontrolle der Abfalleigenschaft und der Massenbilanz, in der dem Überwachungsplan beizufügenden Verfahrensbeschreibung darzustellen.

Wählt der Betreiber als Kontrollsystem die Zertifizierung als Entsorgungsfachbetrieb, so ist es ausreichend, wenn entweder die Vorkette oder die EU-ETS-Anlage entsprechend zertifiziert ist. In beiden Fällen ist sichergestellt, dass die Abfalleigenschaft unter Berücksichtigung der Vorgaben des Abfallrechts sowie die Massenbilanz überprüft wird. Ist nur die Vorkette nach der Entsorgungsfachbetriebsverordnung zertifiziert, obliegt die Kontrolle der Massenbilanz der EU-ETS-Prüfstelle im Rahmen der Emissionsberichtsprüfung.

Kontrollsysteme für die ordnungsgemäße Bewirtschaftung von Abfällen sind jedoch nicht ausreichend, wenn ein Abfallbrennstoff in der EU-ETS-Anlage zu einem neuen Energieerzeugnis weiterverarbeitet wird. Beispiel: die Erzeugung von Rohbiogas aus Abfällen oder Reststoffen der Verarbeitung. In diesem Fall stellt nur die Teilnahme an einem RED-II-Zertifizierungssystem oder die Kontrolle durch die EU-ETS-Prüfstelle (siehe Variante 3a unten) eine ausreichende Kontrolle der RED-II-Kriterien sicher.

- ▶ Variante 3: **EU-ETS-Prüfstelle**

Die **EU-ETS-Prüfstelle** ist als gleichwertiges Kontrollsystem für die beiden RED II-Kriterien Abfalleigenschaft und Massenbilanz dann ausreichend, wenn:

- a) der Abfallbrennstoff bzw. der aus Abfällen oder Reststoffen erzeugte Biomasse-Brennstoff in der EU-ETS-Anlage entstanden ist oder die EU-ETS-Anlage den Abfallbrennstoff wie eine Sammelstelle von einem Entstehungsbetrieb bezogen hat. Zur Rückverfolgbarkeit der Abfallbrennstoffe und deren Entstehung sind Nachweisdokumente bzw. Selbsterklärungen des Entstehungsbetriebs erforderlich, welche zum Beispiel die Abfalleigenschaft im Sinne der RED II, die messtechnische Erfassung der Stoffmenge sowie das Einverständnis zu Stichproben durch die Prüfstelle bestätigen. Eine nicht verpflichtend zu nutzende Muster-Vorlage der [Selbsterklärung](#) ist unter www.dehst.de veröffentlicht.

⁴⁵ Auch Stoffe, die wegen ihrer besonderen Beschaffenheit nicht dem Abfallrecht unterfallen, wie z.B. Tiermehl oder Abwasser, betrachtet die DEHSt als Abfallbrennstoffe im Sinne der Nachhaltigkeitsnachweisführung.

oder

- b) der Abfallbrennstoff einen negativen Marktwert aufweist, das heißt die EU-ETS-Anlage bei Bezug der Abfälle einen Entsorgungspreis (ohne Transportkosten) für die Verbrennung des Stoffes empfangen hat.

In beiden Fällen der Variante 3 prüft die EU-ETS-Prüfstelle im Rahmen der Emissionsberichterstattung die Abfalleigenschaft auf Basis der Lieferscheine bzw. Selbsterklärungen und führt gegebenenfalls Stichproben bei den Entstehungsbetrieben durch (Variante 3a.). Die Massenbilanz führt der Betreiber und legt sie der Prüfstelle zur Prüfung vor.

Für Abfallbrennstoffe, die nach Variante 3a) geprüft werden, muss der jeweilige Auditor über spezielle Kenntnisse im Abfallrecht hinsichtlich der Einstufung und Nachweisführung von Abfallbrennstoffen verfügen, die z.B. über einen Lehrgang bei einem anerkannten Weiterbildungsträger im Bereich Abfallwirtschaft oder im Rahmen der Zulassung als Umweltauditor/in für DIN EN ISO 14001:2015 erworben wurden. Die abfallwirtschaftlichen Kompetenzen sind von der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkKS) zu überprüfen.

Muss beim Einsatz von festen, gasförmigen oder flüssigen Abfallbrennstoffen eine **Treibhausgaseinsparungsberechnung** vorgenommen werden, darf diese nur von Zertifizierungsstellen geprüft und bestätigt werden, die nach der BioSt-NachV anerkannt sind. Eine Treibhausgaseinsparungsberechnung muss immer dann vorgenommen werden, wenn flüssige Abfallbrennstoffe eingesetzt werden oder wenn feste oder gasförmige Abfallbrennstoffe in Anlagen mit einem erstmaligen Biomasseinsatz nach dem 01.01.2021 eingesetzt werden.

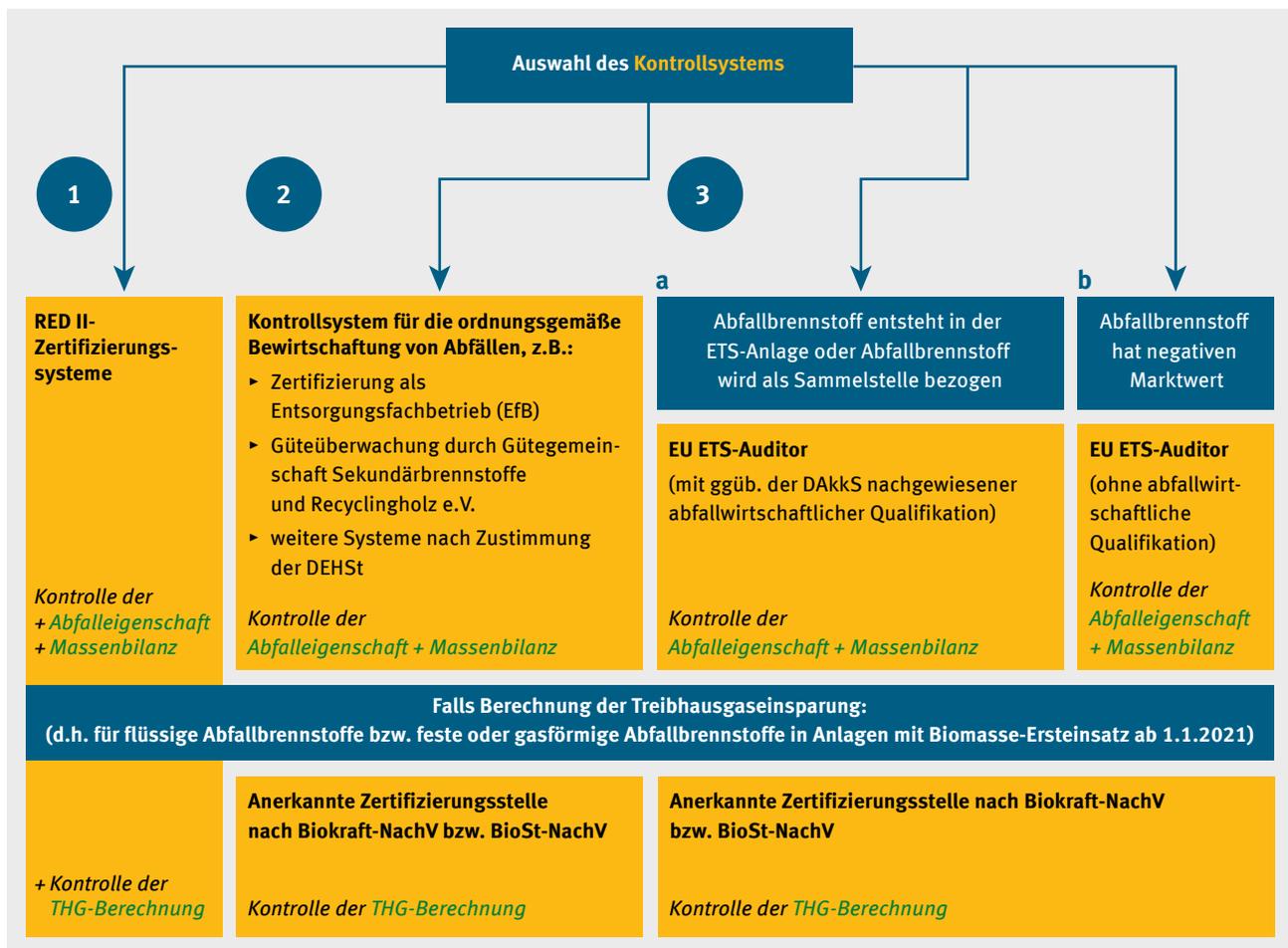


Abbildung 7: Übersicht über die zulässigen Kontrollsysteme bei Abfallbrennstoffen

Die Nachweisvereinfachung gilt auch für Abfallbrennstoffe, die im Ausland angefallen sind. Hierzu sind die entsprechenden Hinweise in Kapitel 8.7.2 zu den Angaben in der dem Überwachungsplan beizufügenden Verfahrensbeschreibung bei Abfallbrennstoffen zu beachten.

8.6.2 RED II-Compliance-Nachweis für die jährliche Emissionsberichterstattung

Um im Emissionsbericht den nachhaltigen biogenen Anteil in Abfallbrennstoffen abziehen zu dürfen, können Anlagenbetreiber den nach § 3 Abs. 1 EHV geforderten Nachhaltigkeitsnachweis durch einen alternativen Nachweis außerhalb der Datenbank Nabisy erbringen, der die Erfüllung der relevanten RED II-Kriterien nachweist (nachfolgend RED- II-Compliance-Nachweis genannt). Der RED- II-Compliance-Nachweis umfasst folgende Angaben:

- ▶ Bezeichnung des Abfallbrennstoffs (aufgeschlüsselt nach AVV-Nummern)
- ▶ Angaben zur Biomasse-Art und zu relevanten RED-II-Kriterien
- ▶ Nachhaltige Liefer- und Einsatzmenge im Berichtsjahr
- ▶ Kontrollsystem

Die nachhaltigen Liefer- und Einsatzmengen von Abfallbrennstoffen einschließlich der Referenzen zu einzelnen Lieferungen erfasst der Betreiber in seiner Massenbilanz getrennt nach Kontrollsystemen. So können Liefermengen nach Kontrollsystemen und von anderen (nicht nachhaltigen) Liefermengen unterschieden werden. In der Massenbilanz sind daher die für die Ausstellung des RED II-Compliance-Nachweises erforderlichen Daten zu dokumentieren (zum Beispiel Angaben zum Lieferanten, zur Herkunft und Art des Abfallbrennstoffes, Liefermenge, Name und Anschrift des Entstehungsbetriebes etc.). Eine jährliche Bilanzierung der Liefermengen ist für den EU-ETS ausreichend. Aus der Massenbilanz überträgt der Betreiber alle im Berichtsjahr eingesetzten Abfallbrennstoffmengen mit nachhaltigem Biomasseanteil in den RED II-Compliance-Nachweis. Eine verpflichtend zu nutzende Muster-Vorlage des zu nutzenden [RED-II-Compliance-Nachweises](#) ist unter www.dehst.de veröffentlicht. Der ausgefüllte RED-II-Compliance-Nachweis ist mit dem Emissionsbericht bei der DEHSt einzureichen.

Muss der Betreiber die Berechnung der Treibhausgasminderung vornehmen, sind die Vorgaben der Zertifizierungsstelle zu beachten und deren Formular-Vorlagen zu nutzen.

Für Abfallbrennstoffe, die nach Variante 2 der Nachweisvereinfachung durch alternative Kontrollsysteme geprüft werden (siehe Kapitel 8.6.1), müssen der EU-ETS-Prüfstelle bei der jährlichen Emissionsberichtsprüfung verlässliche Informationen (zum Beispiel Bestätigung über die Teilnahme am Kontrollsystem bzw. gültiges Zertifikat) vorliegen, welche die Einhaltung der Anforderungen der Nachweisvereinfachung dokumentieren.

Ist die Prüfstelle selbst als Kontrollsystem nach Variante 3 der Nachweisvereinfachung tätig (siehe Kapitel 8.6.1), müssen ihr weitere Informationen (zum Beispiel Selbsterklärungen der Entstehungsbetriebe, Lieferscheine, Massenbilanz) vorliegen, welche die Einhaltung der RED- II-Kriterien dokumentieren. Die Überprüfung erstreckt sich auf diese Kriterien aber auch auf die Zuverlässigkeit der Daten, das heißt, ob die verwendeten Belege und Erklärungen genau, verlässlich und betrugssicher sind.

8.7 Biomasse im Überwachungsplan

8.7.1 Hinweise zur Bezeichnung des Stoffstroms und zur Stoffstromklassifizierung

Aufgrund der Vielzahl der verschiedenen Arten an Biomasse hat die Beschreibung des Stoffstroms bei reinen und gemischten Biomasse-Stoffströmen besondere Bedeutung.

Die Bezeichnung des Biomasse-Stoffstroms im Überwachungsplan muss die korrekte Bezeichnung des Einsatzstoffes wiedergeben. Sofern der Stoffstrom RED II-Kriterien erfüllen soll, ist möglichst dieselbe Stoffbezeichnung zu verwenden, wie sie von der Zertifizierung oder beim Erstellen von Nachhaltigkeitsnachweisen in der Datenbank Nabisy vorgesehen ist. Verwenden Sie dazu in FMS im Stoffstrom-Formular das Freitextfeld „Bezeichnung des Brennstoffstroms“.

Nur anhand der korrekten Bezeichnung des Einsatzstoffes lassen sich die einzureichenden Nachhaltigkeitsnachweise und abzugsfähigen Emissionsmengen dem Stoffstrom eindeutig zuordnen. Sollte bei der Änderung des Überwachungsplans die Bezeichnung des Einsatzstoffes - wie sie die Zertifizierung vorsieht - noch nicht bekannt sein, so ist die korrekte Bezeichnung nach Bestätigung durch die Zertifizierung mit der nächsten erheblichen Änderung des Überwachungsplans, spätestens jedoch bis 31.12. des Jahres, nachzureichen.

Die Einschätzung zur Abzugsfähigkeit biogener Emissionen kann zudem Auswirkungen auf die einzuhaltende Ebene des Stoffstroms haben. Infolge der neuen Regelungen der MVO und EHV können sich die Stoffstromklassifizierung und gegebenenfalls die Kategorisierung der Anlage ändern. Bislang als De-minimis-Stoffströme klassifizierte Stoffströme könnten infolge nicht nachhaltiger Biomasseanteile die Voraussetzungen für die Einordnung als De-minimis-Strom nicht mehr erfüllen und müssten hinsichtlich der Überwachung und Berichterstattung zukünftig höhere Ebenen anwenden. Der Betreiber hat daher im Zusammenhang mit dem Abzug biogener Emissionen die für den Stoffstrom prognostizierte CO₂-Emissionsmenge zu berechnen und anhand des Ergebnisses die anwendbare Ebene, gegebenenfalls sogar die Kategorisierung seiner Anlage zu überprüfen.

8.7.2 Verfahrensbeschreibung über die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen

Nach Anhang I Nummer 1.8 MVO ist für jeden energetisch genutzten Biomasse-Stoffstrom eine Beschreibung des Verfahrens einzureichen, nach dem der Betreiber den Nachweis über die Einhaltung der RED II-Kriterien im jährlichen Emissionsbericht erbringt. Bei mehreren Biomasse-Stoffströmen kann der Betreiber die geforderten Angaben auch gesammelt in einer Verfahrensbeschreibung darstellen.

Die Verfahrensbeschreibung enthält sämtliche Angaben, die für eine verlässliche Überprüfung des Nachhaltigkeitsnachweises durch die Prüfstelle und die DEHSt notwendig sind. Dazu gehören für jeden Biomasse-Brennstoffstrom folgende Informationen:

- ▶ Biomasseart beziehungsweise Bezeichnung des Stoffstroms mit möglichst derselben Stoffbezeichnung, wie sie bei der Zertifizierung und in der Datenbank Nabisy angegeben wird (zum Beispiel Sägemehl, Altholz, Biomethan)
- ▶ Gegebenenfalls Vorgehen bei der Zuordnung von Stoffmenge zum fossilen Anteil, nachhaltigen und nicht nachhaltigen Biomasseanteil
- ▶ Gegebenenfalls Vorgehen und Methode bei der Zuordnung der Stoffmenge zur stofflichen und energetischen Nutzung
- ▶ Biomasse-Kategorie des nachhaltigen Biomasseanteils:
 - ▶ flüssiger Biobrennstoff
 - ▶ der aus der Landwirtschaft, Aquakultur, Forst- oder Fischwirtschaft bzw. deren Reststoffen stammt
 - ▶ der aus Abfällen oder Reststoffen aus der Verarbeitung stammt

- ▶ fester oder gasförmiger Biomasse-Brennstoff aus Biomasse,
 - ▶ die aus der Landwirtschaft, Aquakultur, Forst- oder Fischwirtschaft bzw. deren Reststoffen stammt
 - ▶ die aus Abfällen oder Reststoffen aus der Verarbeitung stammt
- ▶ fester Siedlungsabfall
- ▶ Erstmaliger Einsatz von Biomasse in der Anlage (siehe Kapitel 8.4)
- ▶ nach Artikel 29 RED II einzuhaltende Kriterien (ohne Biomasse-Kategorie und Massenbilanz):
 - ▶ Nachhaltigkeitskriterien und Treibhausgasminderungspflicht
 - ▶ Nachhaltigkeitskriterien
 - ▶ Treibhausgasminderungspflicht
 - ▶ Biomasse ohne Pflicht zur Erfüllung von Nachhaltigkeitsanforderungen
- ▶ Bezeichnung des genutzten Zertifizierungs- bzw. Kontrollsystems aus dem Abfallbereich oder die ETS-Prüfstelle (soweit zulässig)

Für Biomasse-Stoffströme, bei denen die Treibhausgasminderungspflicht zu erfüllen ist:

- ▶ Verwendungszweck des Stoffstroms:
 - ▶ Erzeugung von Wärme und/oder Kälte
 - ▶ Erzeugung von Strom
 - ▶ Erzeugung von Wärme, bei der Kohle direkt physisch substituiert wird
 - ▶ bei gleichzeitiger Erzeugung von Strom und Wärme: Angabe, wie die Emissionen zwischen Nutzwärme und erzeugter Elektrizität aufgeteilt werden
- ▶ Fossiler Vergleichswert in Abhängigkeit vom Verwendungszweck:
 - ▶ Wärme- und/oder Kälteproduktion: 80 g CO₂-Äq/MJ
 - ▶ Erzeugung von Strom/Wellenarbeit: 182 g CO₂-Äq/MJ
 - ▶ Nutzwärmeproduktion, bei der Kohle direkt physisch substituiert wird: 124 g CO₂-Äq/MJ.

Bei zertifizierten Anlagen richten sich diese und weitere Angaben nach den Einstufungen und Festlegungen des gültigen Zertifikats.

Nicht zertifizierte Anlagen müssen in der Verfahrensbeschreibung Angaben über die Nutzung eines Massenbilanzsystems machen, welches bis zum Einsatz der Biomasse in der Anlage die Anforderungen nach Artikel 30 Absatz 1 RED II erfüllt.⁴⁶

Eine beschreibbare Muster-Vorlage als PDF-Formular für die Verfahrensbeschreibung steht auf der Internetseite der DEHSt zur Verfügung.

Angaben in der Verfahrensbeschreibung zu Abfallbrennstoffen (siehe Kapitel 8.6)

Unterfällt ein Abfallbrennstoff einer bereits bestehenden **Zertifizierung im Abfallbereich**, z.B. als Entsorgungsfachbetrieb, muss keine zusätzliche Zertifizierung nach RED II eingeführt werden. In der Verfahrensbeschreibung kann bei Frage 2 zum Beispiel die Zertifizierung als Entsorgungsfachbetrieb als das genutzte Kontrollsystem angegeben werden.

Unterfällt ein Abfallbrennstoff der **Kontrolle der EU-ETS-Prüfstelle** (vergleiche Variante 3 a/b der Nachweisvereinfachung in Kapitel 8.6), muss ebenso keine zusätzliche Zertifizierung eingeführt werden. In der Verfahrensbeschreibung kann bei Frage 2 die EU-ETS-Prüfstelle als das genutzte Kontrollsystem angegeben werden.

⁴⁶ Weiterführende Informationen zu den Anforderungen, die das verwendete Massenbilanzsystem einhalten muss, sind in den öffentlich zugänglichen Systemdokumenten und technischen Anleitungen der verfügbaren Zertifizierungssysteme enthalten.

Unter Ziffer 3h) „Weitere Angaben zum Biomasse-Brennstoffstrom“ ist der Grund anzugeben, aus dem die EU-ETS-Prüfstelle als Kontrollsystem genutzt werden darf, zum Beispiel dass der Abfallbrennstoff einen negativen Marktwert hat.

8.7.3 Änderung des Überwachungsplans

Mit der Aktualisierung der EHV haben sich die rechtlichen Anforderungen an die Emissionsüberwachung und die Nachhaltigkeitsnachweisführung konkretisiert. Wird in einer Anlage nachhaltige Biomasse eingesetzt, die im jährlichen Emissionsbericht abgezogen werden soll, ist zuvor eine erhebliche Änderung des Überwachungsplans notwendig. Nach § 6 Absatz 3 Nummer 1 TEHG ist der Betreiber damit verpflichtet, den Überwachungsplan unverzüglich anzupassen und bei der DEHSt einzureichen. Das bedeutet, dass die Änderung des Überwachungsplans ohne schuldhaftes Zögern vorzunehmen ist, gegebenenfalls auch ohne die Ergebnisse eines geplanten Zertifizierungsverfahrens abzuwarten. Stellen sich im Laufe des Zertifizierungsprozesses die Angaben und Festlegungen im Überwachungsplan oder in der Verfahrensbeschreibung als falsch heraus, so ist der Überwachungsplan und die Verfahrensbeschreibung in Abstimmung mit der Zertifizierungsstelle und unter Vorbehalt der Genehmigung der DEHSt erneut anzupassen.

Neben der Erstellung einer Verfahrensbeschreibung (siehe Kapitel 8.7) sind Angaben im Überwachungsplan in FMS erforderlich. Der Anlagenbetreiber muss im Formular „Anlage“ unter „Eigenschaften der Anlage“ folgende Fragen zum Einsatz von Biomasse beantworten:

- ▶ Wird in der Anlage ein Stoffstrom mit biogenem Anteil eingesetzt?
- ▶ Wird in der Anlage ein Stoffstrom mit biogenem Anteil als Brennstoffstrom zur Erzeugung von Strom, Wärme oder Kälte eingesetzt?
- ▶ Ab wann wurde erstmals und durchgängig Biomasse zur Erzeugung von Strom, Wärme oder Kälte eingesetzt?

Im jeweiligen Brennstoffstrom-Formular ist dann anzugeben, ob für den biogenen Anteil des Brennstoffstroms ein Nachhaltigkeitsnachweis nach § 3 Absatz 1 EHV erbracht werden soll. Wird dies bejaht, muss dem Überwachungsplan eine Verfahrensbeschreibung beigelegt werden. Dazu ist das Formular „Datenmanagement“ zu nutzen. Der Biomasse-Stoffstrom ist anschließend durch eine Katalogauswahl in die zutreffende(n) Biomasse-Kategorie(n) einzustufen und dessen Ursprung anzugeben.

8.8 Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen in der Datenbank Nabisy

Das Erfassen und Übertragen von Nachhaltigkeitsnachweisen geschieht in Deutschland elektronisch in der staatlichen Datenbank Nabisy. Um Nachhaltigkeitsnachweise für den Emissionshandel zu erfassen, zu empfangen und weiterzugeben, muss der Anlagenbetreiber ein Konto in Nabisy bei der BLE beantragen. Die Übermittlung von Nachhaltigkeitsnachweisen im Rahmen der Emissionsberichterstattung an die DEHSt findet ebenfalls in dieser Datenbank statt. Der Anlagenbetreiber überträgt dazu den Nachhaltigkeitsnachweis beziehungsweise den Nachhaltigkeits-Teilnachweis von seinem Konto auf das Konto der DEHSt: DE-B-BLE-BM-NtzB-90000000. Davon abweichend gelten für Abfallbrennstoffe die Nachweisvereinfachungen nach Kapitel 8.6.

Für Abfallbrennstoffe ist **außerhalb** der Datenbank Nabisy ein eigenständiger RED II-Compliance-Nachweis ausreichend (siehe Kapitel 8.6.2). Dieser ist mit der Formularvorlage der DEHSt zu erstellen.

8.8.1 Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen für flüssige Biomasse

Für flüssige Biomasse können letzte Schnittstellen (Hersteller des flüssigen Biobrennstoffes) in Nabisy Nachhaltigkeitsnachweise zur Anrechenbarkeit im EU-ETS ausstellen und auf das Konto der DEHSt übertragen. Hierzu müssen letzte Schnittstellen über eine gültige Zertifizierung verfügen. Die letzte Schnittstelle muss bestätigen, dass die Anforderungen nach den §§ 4 bis 6 BioSt-NachV erfüllt sind. Bei Erfassung des Nachhaltigkeitsnachweises hat der Hersteller die Treibhausgasemissionen in g CO₂-Äq/MJ anzugeben. Dies betrifft die Emissionen aller mit der Herstellung oder Lieferung der flüssigen Biomasse unmittelbar oder mittelbar befassten Betriebe, soweit sie für die Berechnung der Treibhausgasemissionen berücksichtigt werden müssen. Da für die Treibhausgasemissionen jedoch die Emissionen inklusive Konversion (ECWärme/Strom) relevant sind, muss auch der Betreiber der einsetzenden Anlage weitere Daten, zum Beispiel den Nutzungsgrad der Anlage, in die Treibhausgasemissionsberechnung und den Nachhaltigkeitsnachweis einbringen.

8.8.2 Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen für feste und gasförmige Biomasse

Damit Nachhaltigkeitsnachweise nach § 3 Absatz 1 EHV auch für feste und gasförmige Biomasse im EU-ETS erstellt werden können, wird Nabisy aktuell technisch erweitert⁴⁷. Wie bei der flüssigen Biomasse soll die den Nachweis erfassende letzte Schnittstelle sowie deren Vorkette über ein gültiges Zertifikat verfügen und bestätigen, dass die Anforderungen – soweit anwendbar – nach §§ 4 bis 6 BioSt-NachV erfüllt sind. Kauft die emissionshandelspflichtige Anlage den Brennstoff ein, findet in der Anlage keine weitere Brennstoffaufbereitung statt und wurde in der Anlage vor dem 01.01.2021 erstmals Biomasse eingesetzt, so besteht die Möglichkeit, dass sie mit der Lieferung den Nachhaltigkeitsnachweis in Nabisy (nachfolgend abgekürzt als NNw) vom Lieferanten bezieht. Anschließend reicht sie diesen bei der DEHSt ein (Variante 1).

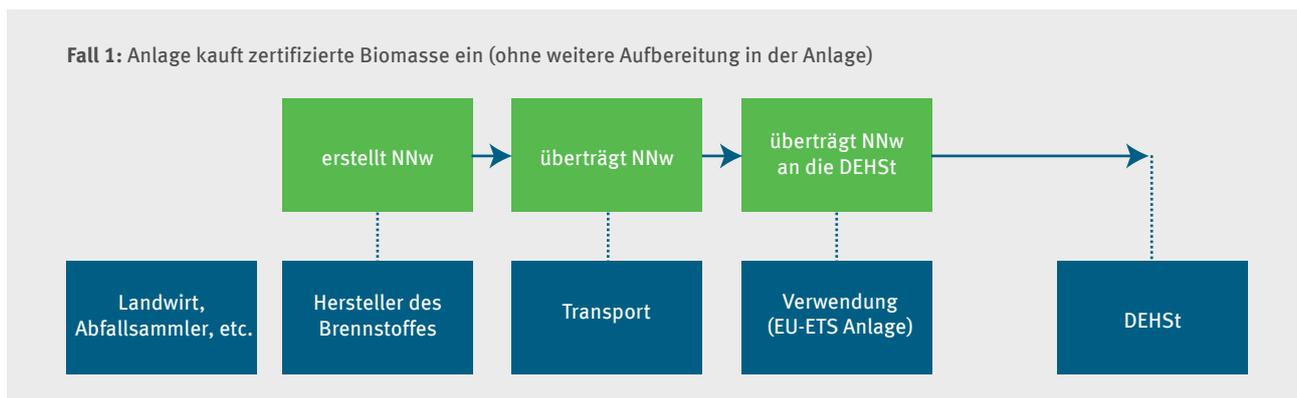


Abbildung 8: Geplante Nachweiserfassung für feste und gasförmige Biomasse in der Datenbank Nabisy (Fall 1)

Für Abfallbrennstoffe, die in der emissionshandelspflichtigen Anlage hergestellt und/oder verwendet werden, erstellt der Betreiber den RED II-Compliance-Nachweis **außerhalb** der Datenbank Nabisy. (siehe Kapitel 8.6.2)

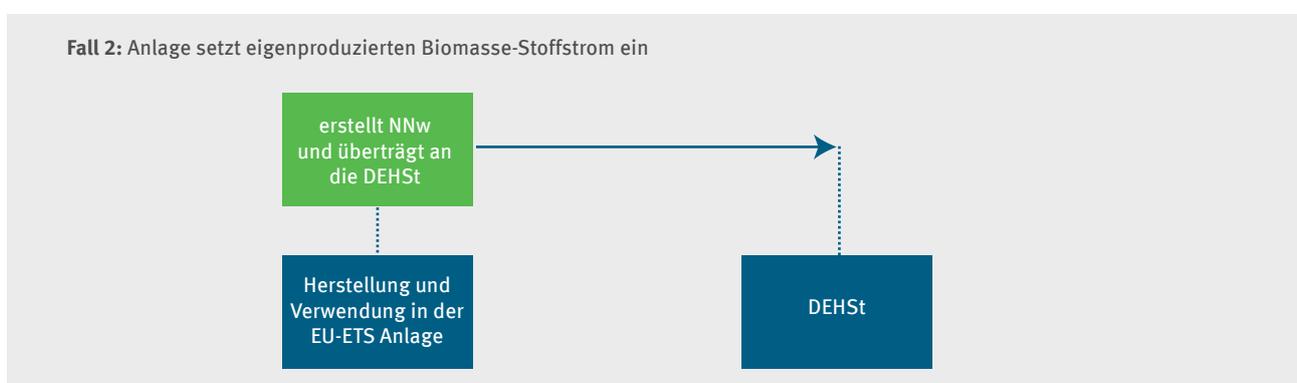


Abbildung 9: Geplante Nachweiserfassung für feste und gasförmige Biomasse in der Datenbank Nabisy (Fall 2)

⁴⁷ Bei Redaktionsschluss für dieses Leitfaden-Update war die technische Erweiterung der Datenbank Nabisy noch nicht veröffentlicht. Die neuen Funktionalitäten können daher erst mit dem nächsten Leitfaden-Update erläutert werden.

Eine genauere Beschreibung der technischen Funktionalitäten zur Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen für feste und gasförmige Biomasse-Brennstoffe im EU-ETS können die BLE oder die DEHSt erst zur Verfügung stellen, wenn ein entsprechender Ausbau der Datenbank stattgefunden hat. Zum Redaktionsschluss für dieses Leitfaden-Update sind diese Funktionalitäten noch nicht vorhanden. Sobald diese zur Verfügung stehen, werden wir Sie umgehend per Newsletter und Aktualisierung dieses Leitfadens informieren.

8.8.3 Abzugsfähiger biogener Anteil bei Vorlage eines Nachhaltigkeitsnachweises

Bei der Ermittlung des abzugsfähigen biogenen Anteils ist zwischen reinen (zum Beispiel Ethanol), mit anderen Brennstoffen gemischten (z.B. Bioheizöl B50) und abfallstämmigen Biomasse-Brennstoffen (zum Beispiel Klärschlamm) zu unterscheiden.

Reine Biomassebrennstoffe

Gemäß Artikel 30 RED II sind die Wirtschaftsbeteiligten verpflichtet, ein Massenbilanzsystem zu verwenden. Über das Massenbilanzsystem ist rückverfolgbar, wie viel Biomasse im Brennstoff enthalten ist. Bei reinen Biomassen (zum Beispiel Ethanol) kann somit direkt über das Verhältnis der Menge auf dem Nachhaltigkeitsnachweis zur Gesamtmenge der nachhaltige biogene Kohlenstoffanteil bestimmt werden.

Beispiel Holz

Es wurden 100 t Holz (Lieferzustand) eingekauft. Dem Holz wurde ein Nachhaltigkeitsnachweis über eine Menge von 85 t beigefügt. Da der Nachweis sich immer auf die absolute Trockenmasse bezieht, ist die Menge auf den Lieferzustand umzurechnen. Auf dem Nachweis ist vermerkt, dass die Lieferung 15 % Wasser enthält, somit ergibt sich eine nachhaltige Menge im Lieferzustand von

$$M = \frac{85 \text{ t}}{1 - 0,15} = 100 \text{ t}$$

Der Nachhaltigkeitsnachweis gilt daher für die komplette eingekaufte Menge und es kann eine nachhaltige Menge von 100 % angesetzt werden.

Da Nabisy im Jahr 2023 technisch erweitert wird, kann ggf. auch direkt die Menge im Lieferzustand angegeben sein. Eine Umrechnung wäre dann nicht mehr erforderlich.

Reine Biomassebrennstoffe gemischt mit anderen Brennstoffen

Werden reine Biomassebrennstoffe mit anderen Brennstoffen gemischt, haben die Fraktionen unterschiedliche Kohlenstoffanteile und der Nachhaltigkeitsnachweis enthält im Vergleich zu reinen Biomassebrennstoffen nur die Menge der biogenen Fraktion sowie dessen Energiegehalt. Zudem kann es vorkommen, dass eine Anlage im Berichtsjahr eine nachhaltige Lieferung und eine nicht nachhaltige Lieferung einsetzt und die Biomasseanteile trotz Kennzeichnung nicht exakt mit den Lieferantenangaben übereinstimmen. Daher kann über eine biogene Kohlenstoffbestimmung der Mischung in Kombination mit dem Nachhaltigkeitsnachweis keine hinreichend genaue nachhaltige biogene Kohlenstoffmenge ermittelt werden. Eine genaue Ermittlung ist nur bei Kenntnis der Emissionsfaktoren des nachhaltigen Stoffs möglich, welche dem Hersteller gegebenenfalls bekannt sind. Alternativ muss auf Standardwerte zurückgegriffen werden, da der nachhaltige Stoff in der Mischung nicht separat analysiert werden kann.

In den Fällen, in denen die Brennstoffkomponenten in einem Gemisch die gleiche chemische Zusammensetzung haben (zum Beispiel eine Mischung aus Erdgas und Biogas, welche hauptsächlich aus Methan bestehen oder gemischten flüssigen Transportkraftstoffen, die aus einer ähnlichen Mischung von Kohlenwasserstoffen bestehen) oder einen vergleichbaren heizwertbezogenen Emissionsfaktor aufweisen, kann ersatzweise auch der Bioenergieanteil als Proxy verwendet werden, da die Emissionsfaktoren bei Bezug auf Energie gemäß IPCC⁴⁸ vergleichbar sind. Der nachhaltige biogene Anteil ergibt sich dann aus dem Verhältnis der nachhaltigen Energiemenge zur Gesamtenergiemenge. Hierbei ist der jeweilige Bezugszustand zu berücksichtigen. In den Nachhaltigkeitsnachweisen bezieht sich der Energiegehalt auf den Heizwert im absolut trockenen Zustand während sich die Energiemenge im Emissionsbericht auf den gegebenenfalls feuchten Lieferzustand bezieht. Zur Vermeidung einer systematisch wissentlichen Überschätzung des nachhaltigen biogenen Anteils, ist für die Berechnung der gleiche Bezugszustand anzusetzen. Auf Grund der erforderlichen Normierung, sollte dieser Proxyansatz neben den oben genannten Fällen nur genutzt werden, wenn keine geeigneten Kohlenstoffgehalte für den biogenen Brennstoff beschafft werden können.

Beispiel: Mischung Holz und Kohle

Es wurden 100 t Holz-Kohle-Mischung eingekauft. Der Lieferung wurde ein Nachhaltigkeitsnachweis für 8,5 t Holz beigefügt. Eine grobe Inaugenscheinnahme zeigt, dass die Kohle neben Holz noch mit anderen Stoffen versetzt ist, wobei weitere biogene Anteile nicht ausgeschlossen werden können. Die Analyse des biogenen Anteils und Nutzung des Werts als nachhaltigen biogenen Anteil würde zu einer wissentlich falschen Emissionsberichterstattung führen. Über die genaue Zusammensetzung liegen keine Kenntnisse vor, allerdings sind der Kohlenstoffgehalt (0,66 tC/t) und der untere Heizwert (23,4 GJ/t) aus den Elementar- und Heizwertanalysen des Lieferanten verfügbar.

Bestimmung des nachhaltigen biogenen Gehalts über den Emissionsfaktor: Der Kohlenstoffgehalt von trockenem Holz beträgt in der Regel etwa 50 %, somit ergibt sich ein nachhaltiger biogener Anteil von

$$\frac{8,5 \text{ t} * 0,5 \text{ tC/t}}{100 \text{ t} * 0,66 \text{ tC/t}} = 6,44 \%$$

Bestimmung des nachhaltigen biogenen Gehalts über den unteren Heizwert: Die Energiemenge des trocknen Holzes ist auf dem Nachhaltigkeitsnachweis (153 GJ) vermerkt. Gemäß Nachweis beträgt der Feuchtanteil 15 %, das heißt der Heizwert des Holzes im Lieferzustand beträgt unter Berücksichtigung der Verdampfungsenthalpie von Wasser

$$153 \text{ GJ} - 2,4 \frac{\text{GJ}}{\text{tH}_2\text{O}} * 1,5 \text{ t H}_2\text{O} = 149,4 \text{ GJ}.$$

Somit ergibt sich ein biogener Anteil von

$$\frac{149,4 \text{ GJ}}{100 \text{ t} * 23,4 \text{ GJ/t}} = 6,38 \%$$

Hinweis: Der Proxyansatz über die Energiemenge sollte entsprechend obiger Ausführung nur genutzt werden, wenn keine geeigneten Kohlenstoffgehalte für den biogenen Brennstoff beschafft werden können. Das Beispiel dient daher nur zur Illustration des Ansatzes.

Abfallstämmige Biomasse-Brennstoffe

Bei abfallstämmigen Biomasse-Brennstoffen (zum Beispiel Klärschlamm, Altholz, Ersatzbrennstoff, Altreifen) erfolgt in der Regel keine MVO-konforme Analyse des biogenen Anteils durch den Brennstoffhersteller. Wenn doch, sind diese Werte zur Ermittlung des nachhaltigen biogenen Anteils zu verwenden.

48 Gemäß IPCC Guidelines 2006 Volume 2 Kapitel 1.4.2.1 variiert der Kohlenstoffgehalt von Brennstoffen erheblich. Mit Umrechnung in einen energiebezogenen Emissionsfaktor wird diese Variabilität reduziert.

Sofern keine Analysedaten vom Brennstoffhersteller vorliegen, ist der biogene Anteil entsprechend der Vorgaben des genehmigten Überwachungsplans vom Anlagenbetreiber zu ermitteln. Können für die komplette Einsatzmenge Nachweise vorgelegt werden, welche belegen, dass die Nachhaltigkeitsanforderungen erfüllt sind, entspricht der ermittelte biogene Anteil dem nachhaltigen biogenen Anteil. Kann nur für einen Teil der Einsatzmenge Nachhaltigkeitsnachweise mit entsprechend erfüllten Nachhaltigkeitsanforderungen (zum Beispiel nur für 50 % der Altholzmenge) vorgelegt werden, reduziert sich der nachhaltige biogene Anteil entsprechend. Analog zum vorherigen Beispiel ist für die Berechnung der gleiche Bezugszustand anzusetzen.

Beispiel: Mischung aus Altholz und Kohle

Wird im vorherigen Beispiel zur Holz-Kohle-Mischung das Holz durch Altholz ersetzt, kann weder die Bestimmung über den Emissionsfaktor oder Energiegehalt noch das Mengenverhältnis genutzt werden. Altholz enthält fossile Verunreinigungen wie zum Beispiel Lacke, Schaumstoffe. Da der Produzent der Altholz-Kohle-Mischung den biogenen Anteil von Altholz in der Regel nicht analysiert, muss die Analyse der Mischung durch den Anlagenbetreiber erfolgen. Da bei der Analyse im Zweifel auch nicht nachhaltige Biomasse mitberücksichtigt wird, ist der Analysenwert zwingend zu plausibilisieren. Hierzu ist, wie im vorherigen Beispiel zur Holz-Kohle-Mischung, der theoretisch maximal mögliche nachhaltige biogene Anteil zu ermitteln (Annahme einer gewissen fossilen Verunreinigung). Liegt der analysierte biogene Anteil oberhalb des theoretisch maximal möglichen nachhaltigen biogenen Anteils, so kann der übersteigende Anteil nicht berücksichtigt werden.

Die Erweiterung der Datenbank Nabisy zur Erfassung von Nachhaltigkeitsnachweisen nach § 3 EHV steht noch aus. Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses für dieses Leitfaden-Update konnte daher noch nicht beschrieben werden, wie und zu welchem Zeitpunkt der auf Basis der MVO ermittelte Biomasseanteil auf dem Nachhaltigkeitsnachweis angegeben werden kann.



8.9 Biomasse im Emissionsbericht

Sollen Emissionen aus dem nachhaltigen Biomasseanteil im jährlichen Emissionsbericht abgezogen werden, sind verschiedene Angaben in FMS notwendig. Der Anlagenbetreiber muss auf dem Stoffstrom-Formular den Biomasseanteil (Feld: „biogener Anteil“ auf dem Stoffstrom-Formular) und den Anteil nachhaltiger Biomasse am Gesamtkohlenstoff in % im gleichnamigen Feld auf dem Stoffstrom-Formular angeben. Aus dem Überwachungsplan werden die Angaben zum Einsatz nachhaltiger Biomasse automatisiert übernommen, zum Beispiel die Auswahl der zutreffende(n) Biomasse-Kategorie(n) und dessen Ursprung. Der Betreiber muss zusätzlich angeben, welche Nachhaltigkeitsnachweise für das Berichtsjahr 2023 vorliegen (Nachweise des Zertifizierungssystems, RED II-Compliance-Nachweis für Abfallbrennstoffe, Übergangsregelung § 3a EHV und/oder Nachweise aus der Datenbank Nabisy). Wie in Kapitel 8.2 beschrieben, ist der vorläufige Emissionsfaktor nach Artikel 3 Nummer 36 MVO anzugeben, der sich auf den gesamten Stoffstrom (fossil und biogen) bezieht.

Nachweisnachweise aus der Datenbank Nabisy oder der Zertifizierungssysteme sind der DEHSt grundsätzlich nicht einzeln mit dem Emissionsbericht per VPS vorzulegen, sondern der Betreiber listet die ihm je Stoffstrom vorliegenden Nachweise für das Berichtsjahr in einem Begleitdokument (siehe Tabelle 6) in einer für Dritte nachvollziehbaren und verständlichen Weise auf und reicht diese Liste mit dem Emissionsbericht ein. Nur auf Nachforderung der DEHSt sind die Nachweise im Einzelfall einzureichen. Das Erfassen und Übertragen von Nachhaltigkeitsnachweisen geschieht ausschließlich elektronisch in der staatlichen Datenbank Nabisy.



Für das erste Berichtsjahr 2023 zur Nachhaltigkeitsnachweisführung für feste und gasförmige Biomasse sind dem Emissionsbericht (sofern anwendbar)

- ▶ die Eigenerklärung zur Übergangsregelung nach § 3a EHV sowie
- ▶ der RED II-Compliance-Nachweis für Abfallbrennstoffe

beizufügen.

Tabelle 6: Beispiel für eine Liste von Nachweisen zur nachhaltigen Biomasse als Begleitdokument zum Emissionsbericht über das Berichtsjahr 2023

Nr. und Bezeichnung des Stoffstroms	Art des Nachhaltigkeitsnachweises	Zeitraum, für den die Art des Nachweises zulässig war	Nachweis-ID (wenn möglich)
Nr. 12, Holzhackschnitzel	Übergangsregelung § 3a EHV (Eigenerklärung ist dem Emissionsbericht beigelegt)	01.01.2023- 31.05.2023	EU-SURE-PoS- XXXXX-123456, EU-SURE-PoS-XXXXX-123457
	Nachhaltigkeitsnachweise des Zertifizierungssystems	01.06.2023- 31.12.2023	
Nr. 13, Fluff	RED-II-Compliance-Nachweis für Abfallbrennstoffe (Nachweis ist dem Emissionsbericht beigelegt)	01.01.2023 – 31.12.2023	–
Nr. 22, Pflanzenöl	Nachhaltigkeitsnachweise in Nabisy	01.01.2023- 31.12.2023	DE-B-BLE-QE-XX-XYZ- 123456-NTNw-XXXX; DE-B-BLE-QE-XX-XYZ- 123456-NTNw-XXXX

Prüfstellen müssen in einem eigenen Feld bestätigen, ob der Betreiber die relevanten Nachhaltigkeitskriterien für den Abzug biogener Emissionen korrekt nachgewiesen hat und ob der nachhaltige biogene Anteil korrekt bestimmt worden ist.

8.10 Überprüfung von Nachhaltigkeitsanforderungen durch Prüfstellen

8.10.1 Prüfinhalt bezüglich Nachhaltigkeitsanforderungen bei jedem Biomasse-Stoffstrom

Prüfstellen müssen bei der Verifizierung des jährlichen Emissionsberichts überprüfen und beurteilen, ob der Betreiber für den Abzug nachhaltiger biogener Emissionen die Nachhaltigkeitsanforderungen nach Artikel 38 Absatz 5 MVO einhalten musste und falls ja, ob diese Kriterien korrekt nachgewiesen wurden.

Wird Biomasse als Prozessmaterial eingesetzt, finden die Nachhaltigkeitsanforderungen nach Artikel 38 Absatz 5 MVO keine Anwendung, siehe Kapitel 8.1. Von der Prüfstelle ist in diesem Fall nur zu überprüfen, ob der Betreiber den Biomasseanteil und den vorläufigen Emissionsfaktor im Einklang mit den genehmigten Überwachungsmethoden bestimmt hat. Ferner muss die Prüfstelle die Zuordnung der Stoffmengen zu Material- und Brennstoffströmen überprüfen und bewerten.

Wird Biomasse als Brennstoff eingesetzt, prüft die Prüfstelle, ob die Angaben in den Nachhaltigkeitsnachweisen bzw. im RED II-Compliance-Nachweis (siehe Kapitel 8.6.2) mit den Angaben im Emissionsbericht übereinstimmen und diese im Einklang mit dem Überwachungsplan beziehungsweise der Verfahrensbeschreibung (Einzelheiten siehe Kapitel 8.7.2) ermittelt wurden. Das heißt, die Prüfstelle prüft bei jedem Biomasse-Stoffstrom, ob

- ▶ die Stoffstrombezeichnung im Emissionsbericht und die Art der Biomasse in den vorgelegten Nachhaltigkeitsnachweisen übereinstimmen und somit die Nachhaltigkeitsnachweise bzw. der RED II-Compliance-Nachweis für Abfallbrennstoffe der tatsächlich eingesetzten Biomasse zugeordnet werden können,
- ▶ die vom Betreiber in der Verfahrensbeschreibung angegebene Biomasse-Kategorie (siehe Kapitel 8.4.1) mit der Angabe auf dem Nachhaltigkeitsnachweis bzw. im RED II-Compliance-Nachweis für Abfallbrennstoffe übereinstimmt,
- ▶ der vom Betreiber im Emissionsbericht angegebene **nachhaltige Biomasseanteil** dem durch die Nachhaltigkeitsnachweise bzw. dem RED II-Compliance-Nachweis für Abfallbrennstoffe abgedeckten nachhaltigen Biomasseanteil entspricht. Bei Biomasse-Stoffströmen, die zu 100 % aus Biomasse bestehen, müssen sich die Angaben zur Masse im Emissionsbericht und auf den Nachhaltigkeitsnachweisen bzw. dem RED II-Compliance-Nachweis entsprechen. Bei gemischten Biomasse-Stoffströmen ist für diesen Abgleich mit dem Nachhaltigkeitsnachweis nur der als nachhaltig angegebene Biomasseanteil des Stoffstroms heranzuziehen.

Die Überprüfung weiterer Daten im Nachhaltigkeitsnachweis richtet sich danach, ob die Anlage selbst über eine gültige Zertifizierung verfügt oder ohne eigene Zertifizierung Biomasse von zertifizierten Lieferanten einsetzt.

Fall A: Überprüfung von Nachhaltigkeitsnachweisen bei einer zertifizierten Anlage

Bei Anlagen, die an einem Zertifizierungssystem teilnehmen, kann die Prüfstelle sich auf das bestehende gültige Zertifikat verlassen. In diesem Fall beschränkt sich die Prüfung auf das Vorliegen der Nachhaltigkeitsnachweise und den Abgleich der oben genannten Angaben. Dies gilt auch, wenn der Betreiber für Abfallbrennstoffe von der Nachweisvereinfachung Gebrauch macht und ein Kontrollsystem nach Variante 2 nutzt. Von der Prüfstelle muss in diesen Fällen zum Beispiel nicht geprüft werden, ob die Anforderungen der RED II an die Massenbilanzierung eingehalten werden und nachhaltige Brennstoff-Chargen und andere nicht nachhaltige Chargen ordnungsgemäß getrennt gelagert und dokumentiert sind. Diese Anforderungen werden von der Zertifizierungsstelle überprüft.

Fall B: Überprüfung von Nachhaltigkeitsnachweisen einer nicht zertifizierten Anlage

Emissionshandelspflichtige Anlagen können ebenso Biomasse von zertifizierten Lieferanten einkaufen und verwenden ohne selbst an einem Zertifizierungssystem teilzunehmen. In der Datenbank Nabisy können künftig auch in diesem Fall Nachhaltigkeitsnachweise erfasst, übermittelt und vom Betreiber der Anlage bei der DEHSt eingereicht werden. In diesem Fall müssen Prüfstellen jedoch über das Vorliegen der Nachhaltigkeitsnachweise bzw. des RED II-Compliance-Nachweises und den oben genannten Abgleich hinaus auch überprüfen, ob die Anlage die Anforderungen nach Artikel 30 Absatz 1 RED II an die Massenbilanzierung eingehalten hat.

8.10.2 Überprüfung der RED II-Kriterien bei Abfallbrennstoffen

Ist die Prüfstelle selbst als Kontrollsystem im Rahmen der Variante 3 der Nachweisvereinfachung für Abfallbrennstoffe tätig (siehe Kapitel 8.6.1), so muss sie im Rahmen der Emissionsberichterstattung die Abfalleigenenschaft auf Basis der Lieferscheine bzw. von Selbsterklärungen überprüfen. Sie führt gegebenenfalls Stichproben bei den Entstehungsbetrieben durch (Variante 3a., siehe Kapitel 8.6.1). Die Massenbilanz führt der Betreiber selbst und legt sie der Prüfstelle zur Kontrolle vor. Für Abfallbrennstoffe, die nach Variante 3a) geprüft werden, muss der jeweilige Auditor über spezielle Kenntnisse im Abfallrecht hinsichtlich der Einstufung und Nachweissführung von Abfallbrennstoffen verfügen, die z.B. über einen Lehrgang bei einem anerkannten Weiterbildungsträger im Bereich Abfallwirtschaft oder im Rahmen der Zulassung als Umweltauditor/in für DIN EN ISO 14001:2015 erworben wurden. Die abfallwirtschaftlichen Kompetenzen sind von der Deutschen Akkreditierungsstelle (DAkkS) zu überprüfen.

8.10.3 Bereitstellung von Dokumenten durch den Anlagenbetreiber und Prüfbericht

Für eine verlässliche Überprüfung der Nachhaltigkeitsnachweise bzw. des RED II-Compliance-Nachweises stellt der Betreiber der Prüfstelle neben dem Überwachungsplan und der Verfahrensbeschreibung nach Kapitel 8.7.2 sämtliche relevanten Informationen zur Verfügung (zum Beispiel Einsicht in Unterlagen der Zertifizierung oder Kontoauszüge aus Nabisy). Die Prüfstelle sollte daher rechtzeitig ermitteln, welche Informationen und Nachweise sie benötigt und diese vom Betreiber anfordern.

Stellt die Prüfstelle fest, dass biogene Emissionen im Emissionsbericht fehlerhaft abgezogen wurden, muss im Prüfbericht darauf hingewiesen werden. Vorab informiert die Prüfstelle den Betreiber und fordert ihn auf, die Fehler – sofern relevant – mit der Zertifizierungsstelle zu besprechen. Kann der Fehler vor dem Prüfbericht behoben werden, ist der Fehler als behobene Nichtkonformität in der Verifizierungsdokumentation zu erfassen. Berichtigt der Betreiber die Nichtkonformitäten nicht und wirken sich diese wesentlich auf die Emissionsdaten aus, bewertet die Prüfstelle den Emissionsbericht als „nicht zufriedenstellend“.

9

Kontinuierliche Emissionsmessung (KEMS)

9.1	Grundsätzliche Anforderungen	102
9.2	Auswertung der Emissionsdaten.....	103
9.3	Qualitätssicherung und Nachweisführung für KEMS	105
9.4	Unsicherheitsbestimmung	106
	9.4.1 Ermittlung der Gesamtunsicherheit des THG-Massenstroms	106
	9.4.2 Unterschiedliche Bezugsgrößen bei der Kalibrierung nach QAL2.....	108
9.5	Laufende Überwachung und Ermittlung von Ersatzwerten.....	109

Betreiber sind gemäß Art. 40 MVO berechtigt, alle Emissionen für alle Emissionsquellen einer Anlage mit kontinuierlichen Emissionsmesssystemen (KEMS) zu überwachen, wenn die Ebenenanforderungen eingehalten werden.

Für die Erfassung der Emissionen mit KEMS stehen gemäß Art. 43 MVO verschiedene Methoden zur Verfügung. Die Konzentration im Abgasstrom kann durch direkte Messung und in Fällen hoher Konzentration durch indirekte Messung (Berechnung anhand der gemessenen Konzentrationen anderer Gasbestandteile als CO₂/N₂O) ermittelt werden. Auch der Abgasvolumenstrom kann durch direkte Messung des Durchflusses oder durch indirekte Messung anhand eines geeigneten Massenbilanzansatzes bestimmt werden.

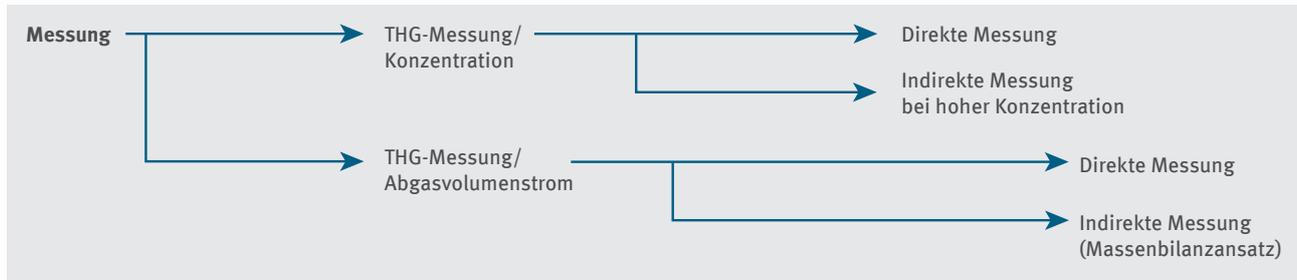


Abbildung 10: Varianten der kontinuierlichen Emissionsmessung

9.1 Grundsätzliche Anforderungen

Gemäß Art. 43 Abs. 1 MVO ist die Bestimmung der jährlichen CO₂-Emissionsfracht nach Gleichung 1 in Anhang VIII MVO auf Basis der stündlichen CO₂-Konzentration und des stündlichen normierten Abgasvolumenstroms vorzunehmen. Außerdem ist die direkte Emission von CO in die Atmosphäre so zu behandeln wie die äquimolare Menge CO₂, das heißt die CO-Emissionen sind ebenfalls zu erfassen, mit dem Faktor 1,571 t CO₂/t CO zu multiplizieren und den CO₂-Emissionen zuzuschlagen.

Für die Bestimmung der jährlichen N₂O-Emissionsfracht ist gemäß Art. 43 Abs. 1 UAbs. 3 MVO die Gleichung in Anhang IV Nr. 16 B.1. MVO zu verwenden. Auch hier werden die stündliche N₂O-Konzentration und der stündliche normierte Abgasvolumenstrom zugrunde gelegt.

Die MVO unterscheidet in Art. 19 Abs. 4 in emissionsstarke (große) und emissionschwache (kleine) Emissionsquellen. Diese Unterscheidung hat jedoch praktisch keine Relevanz für die Überwachungsmethoden.

Sowohl für große als auch kleine Emissionsquellen in Anlagen der Kategorie B und C, müssen die höchsten Ebenen gemäß Anhang VIII Abschnitt 1 MVO eingehalten werden. D. h. in diesen Fällen müssen die CO₂-Emissionen mit einer maximalen Gesamtunsicherheit von 2,5 % (Ebene 4), die N₂O-Emissionen mit einer maximalen Gesamtunsicherheit von 5 % (Ebene 3) bestimmt werden. In Anlagen der Kategorie A sind mindestens die in Anhang VIII Abschnitt 2 aufgeführten Ebenen anzuwenden. D. h. in diesen Fällen müssen CO₂-Emissionen als auch die N₂O-Emissionen mit einer maximalen Gesamtunsicherheit von 7,5 % (Ebene 2) bestimmt werden.

Wenn der Betreiber nachweist, dass die Erfüllung dieser Ebenenanforderungen unverhältnismäßig ist, kann eine niedrigere Ebene für die durch kontinuierliche Messung zu überwachende Emissionsquelle angewendet werden.

Die Emissionsmesssysteme zur Ermittlung der jährlichen THG-Emissionsfrachten müssen unter fortlaufender Anwendung der Qualitätssicherungsmaßnahmen der DIN EN 14181 (Emissionen aus stationären Quellen – Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen) und der DIN EN 15259 (Luftbeschaffenheit – Messung von Emissionen aus stationären Quellen – Anforderungen an Messstrecken und an die Messaufgabe, den Messplan und den Messbericht) betrieben werden. Die Kalibrierung nach DIN EN 14181 und die Auswahl des Messpunktes (oder des Messquerschnittes) nach DIN EN 15259 sind gemäß der Anforderungen des Art. 42 Abs. 2 MVO durch Prüf- und Kalibrierlaboratorien vorzunehmen, die nach DIN EN ISO/IEC 17025 für die betreffenden Prüf- und Kalibrierverfahren akkreditiert sind, oder als gleichwertig im Sinne des Art. 34 Abs. 2 und 3 MVO anzusehen sind.

Für die Kalibrierung der KEMS zur Überwachung von CO₂-Emissionen sind vorzugsweise Prüfverfahren entsprechend CEN/TS 17405:2019 (Emissionen aus stationären Quellen – Ermittlung der Massenkonzentration von Kohlenstoffdioxid – Referenzverfahren: Infrarot-Spektrometrie) einzusetzen. Für die Kalibrierung des Parameters Abgasvolumenstrom sind die Normen DIN EN ISO 16911-1 und 16911-2 (Emissionen aus stationären Quellen – Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Abgaskanälen, Teil 1 „Manuelles Referenzverfahren“ und Teil 2 „Kontinuierliche Messverfahren“) anzuwenden.

Für Emissionsdaten innerhalb eines Berichtjahres, die aufgrund des kurzfristigen Ausfalls eines Messgeräts, das zur kontinuierlichen Emissionsmessung gehört, nicht zuverlässig erfasst werden konnten, gilt Art. 45 MVO (vgl. auch Kapitel 9.5).

Bei Ausfällen eines Messgeräts als Teil des KEMS für mehr als fünf aufeinanderfolgende Tage ist dies unverzüglich der DEHSt zu melden (vgl. Art. 45 Abs. 1 MVO). Damit wird sichergestellt, dass geeignete Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität des KEMS und eine belastbare Ersatzwertbildung für den Ausfallzeitraum abgestimmt werden.

Neben der kontinuierlichen Messung ist weiterhin eine flankierende Berechnung der jährlichen CO₂-Emissionen erforderlich (Ausnahmen gelten für CO₂-Emissionen aus der Regeneration katalytischer Cracker und in ein Transportnetz oder eine Speicherstätte weitergeleitetes CO₂), jedoch ohne die Notwendigkeit der Einhaltung konkreter Ebenenanforderungen. Die flankierende Berechnung muss allerdings so genau sein, wie es ohne zusätzlichen Aufwand möglich ist. Die flankierende Berechnung ist nach Maßgabe des für die jeweilige Tätigkeit geltenden Abschnitts in Anhang IV MVO durchzuführen und in den FMS-Stoffstrom-Formularen darzustellen.

Für die Ermittlung der aus Biomasse stammenden CO₂-Anteile, die nicht durch Messung im Abgas nach den Vorgaben der Norm DIN EN ISO 13833 bestimmt werden, ist die Berechnungsmethode mit den für den Biomasse-Stoffstrom geltenden Ebenenanforderungen anzuwenden. Dabei kann gemäß Art. 43 eine Berechnungsmethode zum Beispiel auf Grundlage der Norm ISO 18466 verwendet werden (Emissionen aus stationären Quellen – Ermittlung des biogenen Anteils von CO₂ im Abgas mit der Bilanzmethode).

9.2 Auswertung der Emissionsdaten

Nach Art. 5 der MVO sind alle Treibhausgasemissionen vollständig zu berichten. Statuskennzeichnungen wie zum Beispiel „Anlage außer Betrieb (X)“ sind für die Berichterstattung im Emissionshandel ohne Bedeutung, soweit in der Stunde Treibhausgase aus der Anlage emittiert werden. Ein Abzug von Messunsicherheiten zur Validierung ist grundsätzlich ausgeschlossen. Die mit der Nutzung von KEMS einhergehende Unsicherheit wird durch die Genehmigung des Überwachungsplans lediglich zugelassen.

Im Zuge der letzten Überarbeitung der „Bundeseinheitlichen Praxis bei der Überwachung der Emissionen“ (BeP) wurde entschieden, dass die Anforderungen an die Auswertung kontinuierlich erfasster THG-Emissionsdaten nicht mehr in Anhang J der BeP, sondern inhaltsgleich in VDI 4204, Blatt 1 – März 2022 (Auswertung von Emissionsmessungen – Ermittlung von Kenngrößen bei der kontinuierlichen Emissionsüberwachung) festgelegt werden. Entsprechend findet sich in der neuen BeP von Juli 2023 kein Anhang J für Treibhausgase mehr, sondern in den Unterpunkten zu den Nummern 2.3.1 und 2.3.2 der BeP ein Verweis auf VDI 4204, Blatt 1.

Sofern eine nach den Anforderungen der VDI 4204, Blatt 1 eignungsgeprüfte Auswerteeinrichtung eingesetzt wird und der Rechner zuvor von der Messstelle nach § 29b BImSchG geprüft wurde (passende Implementierung der Statuskennzeichnung, korrekte Parametrierung und Datenübertragung etc.), kann die Berichterstattung vereinfacht werden. Die Prüfstelle muss dann die Berechnung der Treibhausgasemissionen nicht mehr im Einzelnen nachvollziehen, sondern lediglich die Qualitätssicherung (Quality Assurance Level) QAL2, QAL3 und die jährliche Funktionsprüfung (Annual Surveillance Test, AST), die korrekte Parametrierung sowie die korrekte Datenübernahme (vom Auswerterechner in die FMS-Anwendung) prüfen.

Bei der Auswertung der Emissionsdaten nach VDI 4204, Blatt 1 werden grundsätzlich zunächst so genannte Kurzzeitmittelwerte gebildet. Das heißt, dass für die Kurzzeitmittelwerte nur die gültigen Rohwerte während des überwachungspflichtigen Betriebs der Anlage verwendet werden. Die zuständige Behörde legt den Beginn und das Ende des überwachungspflichtigen Betriebs sowie die einzelnen Betriebsarten der Anlage in Absprache mit dem Betreiber fest. Die jeweiligen Kriterien sind hierbei mittels eindeutiger, vom Auswertesystem zu erfassender Parameter festzulegen. Für die Festlegung von Kriterien für Beginn und Ende des überwachungspflichtigen Betriebs hat die DEHSt die Arbeitshilfe⁴⁹ zur KEMS-Emissionsdatenauswertung veröffentlicht.

Hinweis für die Prüfstelle

Werden die Emissionsdaten mit einer nicht nach VDI 4204, Blatt 1 eignungsgeprüften Auswerteeinrichtung ausgewertet, ist im Rahmen der Verifizierung des Emissionsberichts die korrekte Implementierung der folgenden Auswertevorschriften nach VDI 4204, Blatt 1 durch die Prüfstelle zu prüfen:

- ▶ Bildung von Kurzzeitmittelwerten und Statusvergabe nach VDI 4204, Blatt 1 4;
- ▶ 80 % Gültigkeitskriterium nach VDI 4204, Blatt 1 (für die Messgrößen Treibhausgaskonzentration / Abgasvolumenstrom und für die zur Normierung erforderlichen Bezugsgrößen): Nicht-Erfüllung dieses Kriteriums aufgrund von mehr als 20 % des Mittelungszeitraums in „Störung“ und/oder „Wartung“ und/oder „Rohwerte außerhalb des Messbereichs“ und/oder „AMS⁵⁰ außer Betrieb“;
- ▶ Ersatzwertbildung wegen Kurzzeitmittelwerten außerhalb des gültigen Kalibrierbereichs nach Kapitel 6.5 der DIN EN 14181 i. V. m. Kapitel 9.10 der DIN EN ISO 16911-2;
- ▶ Ersatzwertbildung nach VDI 4204, Blatt 1 bei „Anlagen mit konstanten Parametern im Abgas“ (Feuerungsanlagen) bzw. nach VDI 4204, Blatt 1 b) bei „Anlagen mit veränderlichen Parametern im Abgas“ (N₂O-emittierende Anlagen mit Katalysator);
- ▶ Bei entsprechender Genehmigung: Ersatzwertbildung nach VDI 4204, Blatt 1 für den Volumenstrom außerhalb der Auswerteeinrichtung (Kennzeichnung des Vorgehens nach Art. 45 Abs. 4 MVO) oder – wo zutreffend – die automatische Ersatzwertbildung durch eine ergänzende Parametrierung der Auswerteeinrichtung.

Ergänzend zu VDI 4204, Blatt 1" sind die Konkretisierungen in Anlage 14 der komplett überarbeiteten Fassung des sogenannten „SKK“-Papiers, Kontinuierliche Emissionsüberwachung – Statuskennung und Klassierung vom 24.04.2019, als Prüfgrundlage heranzuziehen.

In der Regel sollte eine MVO-konforme Auswertung der Emissionsdaten durch Einsicht in den aktuellen QAL2- oder AST-Bericht der nach § 29b BImSchG bekanntgegebenen Messstelle geprüft werden können. Mit Erscheinen der überarbeiteten Fassung der VDI 3950 Blatt 2 (Emissionen aus stationären Quellen – Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen und Auswerteeinrichtungen – Anforderungen an die Dokumentation, 2020-04) wurden die Anforderungen an die Dokumentation der Prüftätigkeiten für den Anwendungsbereich des TEHG erweitert. Zukünftig sollten somit alle erforderlichen Daten zur Berichtsprüfung in den QAL2- und AST-Berichten der nach § 29b BImSchG bekanntgegebenen Messstelle hervorgehen. >>

49 siehe Anhang 8

50 Automatische Messeinrichtung (AMS)

Eine vollständige Prüfung der Konformität der Auswertevorschriften kann in der Praxis zum Beispiel durch eine Signalwegprüfung i. V. m. einer Variation der Statuskennung und einem Vergleich der Verrechnung mit dem Erwartungswert der Treibhausgas-(THG)-Konzentration, dem Abgasvolumenstrom und dem hieraus resultierenden THG-Massenstrom durchgeführt werden. Kann die Konformität des Auswertesystems mit den Auswertevorschriften gemäß VDI 4204, Blatt 1 im Rahmen der Verifizierung durch die Prüfstelle nicht mit ausreichender Sicherheit bestätigt werden, ist dies in der Prüfung angemessen zu bewerten und im Prüfbericht nachvollziehbar zu dokumentieren. Art und Ergebnis der Prüfung der korrekten Implementierung der genannten Auswertevorschriften nach VDI 4204, Blatt 1 sind in jedem Fall im Prüfbericht zu dokumentieren.

9.3 Qualitätssicherung und Nachweisführung für KEMS

Damit die Verwendung von Daten des KEMS für die Überwachung der Emissionen genehmigt werden kann, müssen im Überwachungsplan oder in beigefügten Dokumenten folgende Punkte nachgewiesen werden:

- ▶ Das KEMS muss gemäß QAL1 der DIN EN 14181 eignungsgeprüft sein.
Anmerkung: Für KEMS Anwendungen, die ordnungsgemäß nach Erscheinen der Neufassung der DIN EN 14181 im Jahr 2015 eingebaut wurden, muss gemäß Kapitel 5.1 der DIN EN 14181 eine gültige Zertifizierung dieser AMS nach EN 15267-1, EN 15267-2 und EN 15267-3 vorliegen. Auf der Internet-Seite www.gal1.de sind die Mess- und Auswerteeinrichtungen erfasst, die seit dem 01.03.2009 nach der europäischen Richtlinie DIN EN 15267 zertifiziert wurden.
- ▶ Die angegebene Gesamtunsicherheit des THG-Massenstroms wurde auf Basis der in Kapitel 9.4 beschriebenen Voraussetzungen ermittelt. Alternativ kann der Anlagenbetreiber eine eigene individuelle Unsicherheitsbetrachtung durchführen.
- ▶ In die Atmosphäre emittiertes CO wird als moläquivalente Menge CO₂ behandelt. Dabei kann CO auf Basis verlässlicher Daten geschätzt werden und muss nicht direkt gemessen werden. Die Schätzmethode ist im Überwachungsplan zu beschreiben.
- ▶ Die Methode zur Bildung von Ersatzwerten gemäß Art. 45 MVO ist im Überwachungsplan zu beschreiben (vgl. Kapitel 9.5). Sofern eine nach den Anforderungen der VDI 4204, Blatt 1 eignungsgeprüfte Auswerteeinrichtung eingesetzt wird, kann auf diese Eignungsprüfung bzw. das entsprechende Zertifikat verwiesen werden. Zertifikate für eignungsgeprüfte Auswerteeinrichtungen können unter www.gal1.de eingesehen werden.

Auf Anfrage der DEHSt ist als Nachweis des erfolgreichen Abschlusses der Kalibrierung ein Kalibrierbericht entsprechend Vorgaben der VDI-Richtlinie 3950 (Blatt 1 und Blatt 2) mit Angaben zur QAL2 Prüfung nach EN 14181 einzureichen. Weiterhin ist eine erneute QAL2-Kalibrierung nach Vorgaben von Nr. 6.1 der EN 14181 für alle Messgrößen durchzuführen, die betroffen sind von

- c) wesentlichen Änderungen der Betriebsbedingungen der Anlage (z. B. Brennstoffwechsel) oder
- d) wesentlichen Änderungen oder Reparaturen der automatischen Messeinrichtung, die die ermittelten Ergebnisse signifikant beeinflussen.

Nach einer entsprechenden Änderung ist der Kalibrierbericht für die betroffene Messeinrichtung der DEHSt auf Anfrage erneut einzureichen.

Zur vollständigen Erfüllung der Qualitätssicherungsmaßnahmen für KEMS gehört auch die regelmäßige Durchführung von QAL3 Prüfungen (Drift- und Präzisionskontrollen), sowohl für die Treibhausgas-Konzentration als auch für den Abgasvolumenstrom. EN 14181 und EN 16911 (mit Verweis auf Vorgaben der EN 14181) fordern die QAL3 Prüfungen. Die Durchführung der QAL3 Prüfungen (mindestens einmal im Wartungsintervall der Messeinrichtungen) ist einschließlich der Angabe des Intervalls im Überwachungsplan vorzusehen (Hinweis: dieses Intervall ist unterschiedlich lang je nach Ergebnis der Eignungsprüfung). Die Implementierung und Bewertung der Ergebnisse wird im bundeseinheitlichen Bericht über die Funktionsprüfung und Kalibrierung von kontinuierlichen Emissionsmessungen gemäß VDI 3950 Blatt 2 durch die Messstellen nach § 29b BImSchG dokumentiert. Die QAL3 Prüfergebnisse (Regelkarten) sowie die Dokumentation der Messstellen nach § 29b BImSchG sind von der Prüfstelle einzusehen und vom Anlagenbetreiber auf Anfrage bei der DEHSt einzureichen.

9.4 Unsicherheitsbestimmung

9.4.1 Ermittlung der Gesamtunsicherheit des THG-Massenstroms

Im Folgenden werden Voraussetzungen für die Ermittlung der Gesamtunsicherheit des THG-Massenstroms bei direkter Messung der Konzentration und des Volumenstroms beschrieben, bei deren Erfüllung die DEHSt die im Kalibrierbericht genannte Gesamtunsicherheit des THG-Massenstroms anerkennt. Die geforderte Ebene nach Anhang VIII MVO muss darüber hinaus natürlich eingehalten sein.

- ▶ Der Messpunkt/der Messquerschnitt wurde sowohl für das zu genehmigende KEMS als auch für die Vergleichsmessungen der Messstelle nach den Kriterien der EN 15259 festgelegt, so dass die Treibhausgasfracht zuverlässig und repräsentativ ermittelt wird. Die automatische Messeinrichtung ist ordnungsgemäß eingebaut.
- ▶ Für die Ermittlung der Gesamtunsicherheit des THG-Massenstroms nach der Berechnungsformel

$$U_{\text{THG-Massenstrom}} = \sqrt{U_{\text{THG-Konzentration}}^2 + U_{\text{Volumenstrom}}^2}$$

wurde sowohl für die THG-Konzentration als auch für den Volumenstrom

- ▶ die Variabilität s_D (ermittelte Standardabweichung) nach den Vorgaben der EN 14181 ermittelt,
 - ▶ der k_v -Wert (Prüfwert der Variabilität) entsprechend der Anzahl der Vergleichsmessungen angegeben und
 - ▶ das 95 % Konfidenzintervall nach Art. 3 Nr. 6 MVO angesetzt.
- ▶ Die angegebene Gesamtunsicherheit für den THG-Massenstrom basiert auf dem Arbeitspunkt (d. h. jahresdurchschnittliche Konzentration und Volumenstrom/Abgasgeschwindigkeit) und nicht auf dem Messbereichsendwert der betreffenden Messeinrichtung für die zu betrachtende Komponente. Hinweis: Liegen im Falle einer Erstkalibrierung noch keine Messwerte für ein vollständiges Berichtsjahr vor, oder die berechneten Mittelwerte sind nicht repräsentativ für den zukünftigen Anlagenbetrieb, kann ersatzweise der arithmetische Mittelwert aus den Vergleichsmessungen im Rahmen der Kalibrierung als Bezugswert verwendet werden.
 - ▶ Die angegebene Gesamtunsicherheit für den THG-Massenstrom bezieht sich entsprechend der Vorgabe aus Nr. 6.6 der EN 14181 und gemäß Anhang VIII MVO auf normierte Werte sowohl für die THG-Konzentration als auch für den Volumenstrom. Wird die Konzentration auf Basis von trockenem Abgas und der Volumenstrom auf Basis von feuchtem Abgas in Normkubikmetern bestimmt, ist die Unsicherheit der Korrekturgröße Wasserdampfgehalt im Abgas in die Unsicherheitsbetrachtung einzubeziehen. Es muss ersichtlich sein, dass der Unsicherheitsbeitrag dieser Korrekturgröße bei der Gesamtunsicherheitsbetrachtung des THG-Massenstroms berücksichtigt wurde.

Damit ergibt sich folgende Vorgehensweise:

$$U_{\text{THG-Massenstrom}} [\%] = \sqrt{U_{\text{THG-Konzentration}}^2 [\%] + U_{\text{Volumenstrom}}^2 [\%]}$$

mit

$$U_{\text{THG-Konzentration}} [\%] = \frac{s_D * 2}{k_v} * 100$$

mit S_D : Standardabweichung der Differenz der Vergleichsmessung THG-Konzentration

$$U_{\text{Volumenstrom}} [\%] = \frac{s_D * 2}{k_v} * 100$$

mit S_D : Standardabweichung der Differenz der Vergleichsmessung Volumenstrom

Der jeweilige Mittelwert ergibt sich aus allen gültigen Messwerten (im Arbeitspunkt) über das Berichtsjahr (ohne Ersatzwerte). Handelt es sich um eine Erstinstallation und liegen daher noch keine Messwerte über das Jahr vor, können als Anhaltspunkt Auslegungsdaten des Herstellers für die Anlage oder den Prozess oder – wenn dies nicht möglich ist – der Mittelwert aus den Vergleichsmesswerten verwendet werden. Für den Parameter Volumenstrom können die Messwerte auch genutzt werden, wenn bisher keine Erfüllung der EN 16911 für den Parameter Volumenstrom vorlag.

In der Praxis ist es üblich, dass die Auswertung der Vergleichsmessungen und die erforderlichen Verrechnungen (Normierung) so durchgeführt werden, dass ein identischer Bezugszustand für die Konzentration und den Volumenstrom gewählt wird. Dies ist unter anderem erforderlich, um eine direkte Massenstromberechnung, das heißt ohne weitere nachfolgende Korrektur der Eingangsgrößen, durchführen zu können.

Beziehen sich die normierten Ergebnisse der Vergleichsmessungen auf feuchten und trockenen Zustand (zum Beispiel THG-Konzentration in trocken und Volumenstrom in feucht), ist die Unsicherheit der Korrekturgröße Wasserdampfgehalt im Abgas in die Unsicherheitsbetrachtung einzubeziehen.

Hinweis

Einen weiteren Sonderfall stellt die Kalibrierung der Abgasgeschwindigkeit anstelle des Volumenstroms dar. In diesem Fall bezieht sich die Standardabweichung auf den Betriebszustand. In der Unsicherheitsbetrachtung sind dann auch die Unsicherheiten der Abgastemperatur und des Drucks zu berücksichtigen.



Der Zusammenhang zwischen feuchtem und trockenem Normvolumenstrom ergibt sich wie folgt:

$$\text{Volumenstrom}_{\text{Norm, trocken}} [m^3/h] = \text{Volumenstrom}_{\text{Norm, feucht}} [m^3/h] * \text{Korrekturfaktor}$$

mit

$$\text{Korrekturfaktor} = \frac{(100 [\text{Vol. \%}] - \text{Wasserdampfkonzentration im Abgas} [\text{Vol. \%}])}{100 [\text{Vol. \%}]}$$

Die Wasserdampfkonzentration ist aus dem Wasserdampfgehalt zu ermitteln.

Die Unsicherheit des Volumenstroms im Normzustand trocken ergibt sich wie folgt:

$$U_{\text{Volumenstrom, Norm trocken}} [\%] = \sqrt{U_{\text{Volumenstrom, Norm feucht}}^2 [\%] + U_{\text{Korrekturfaktor}}^2 [\%]}$$

mit

$$U_{\text{Volumenstrom, Norm feucht}} [\%] = \frac{s_D * 2}{k_v} / \text{Mittelwert}_{\text{Volumenstrom, Norm feucht}} * 100$$

mit s_D : Standardabweichung der Differenz der Vergleichsmessung Volumenstrom (Norm feucht)

Bei vorhandener und kalibrierter AMS für die Wasserdampfkonzentration im Abgas ist die im QAL2 Bericht dokumentierte Standardabweichung zur Berechnung der Unsicherheit zu verwenden.

$$U_{\text{Korrekturfaktor}} [\%] = \frac{s_D [\text{Vol. \%}] * 2}{k_v} / (100 [\text{Vol. \%}] - \text{Mittelwert}_{\text{Wasserdampfkonzentration im Abgas}} [\text{Vol. \%}]) * 100$$

mit s_D : Standardabweichung der Differenz der Vergleichsmessung Wasserdampfkonzentration im Abgas

Ist an der betreffenden Emissionsquelle keine AMS zur Bestimmung der Wasserdampfkonzentration im Abgas vorhanden, erfolgt die Umrechnung des Bezugszustands auf Basis verlässlich geschätzter Daten. Die Schätzmethode ist im Überwachungsplan zu beschreiben.

Hinweis

Auch wenn sich die Ergebnisse der Vergleichsmessungen bei nicht vorhandener AMS auf den Volumenstrom im Normzustand trocken beziehen, muss die Unsicherheit für die Wasserdampfkonzentration im Abgas nicht zwangsläufig berücksichtigt worden sein. Ob die Unsicherheit bei der Bestimmung der Wasserdampfkonzentration im Abgas bei der Auswertung der Vergleichsmessungen durch die Messstelle berücksichtigt wurde, hängt von der Vorgehensweise bei der Zuordnung der Messwerte bei der Normierung ab. Werden die nicht vorhandenen AMS Werte für die Wasserdampfkonzentration im Abgas 1:1 durch die Messwerte der Standardreferenzverfahren (standard reference method – SRM) ersetzt, so ist die Unsicherheit nicht in der ermittelten Standardabweichung berücksichtigt. Wird hingegen der Mittelwert aller SRM Werte jedem Wertepaar auf Seiten der AMS zugeordnet und den Einzelwerten des SRM gegenübergestellt, so ist die Unsicherheit in der berechneten Standardabweichung ausreichend berücksichtigt.

Der Unsicherheitsbeitrag der Bestimmung der CO-Konzentration muss bei der Gesamtunsicherheit des CO₂-Massenstroms nicht berücksichtigt werden, wenn das Verhältnis von CO-Konzentration zur CO₂-Konzentration weniger als 1 Prozent beträgt.

9.4.2 Unterschiedliche Bezugsgrößen bei der Kalibrierung nach QAL2

Die Variabilitätsprüfung ist gemäß EN 14181 mit den auf Normbedingungen umgerechneten Messwerten für Konzentration und Volumenstrom durchzuführen. Die Verwendung einer anderen Ausgangsbasis ist vom Anlagenbetreiber zu begründen.

Beziehen sich THG-Konzentration und Abgasvolumenstrom nicht auf denselben Zustand, müssen bei der Berechnung des THG-Massenstroms zusätzliche Korrekturgrößen einbezogen werden. Der Unsicherheitsbeitrag dieser Korrekturgrößen ist bei der Gesamtunsicherheitsbetrachtung zu berücksichtigen. Darüber hinaus muss für die Herleitung dieser Unsicherheitsbeiträge aus dem Kalibrierbericht hervorgehen, für welche Korrekturgrößen Vergleichsmessungen durchgeführt wurden.

Aus der folgenden Abbildung ist erkennbar, in welchem Fall welche Korrekturgrößen erforderlich sind:

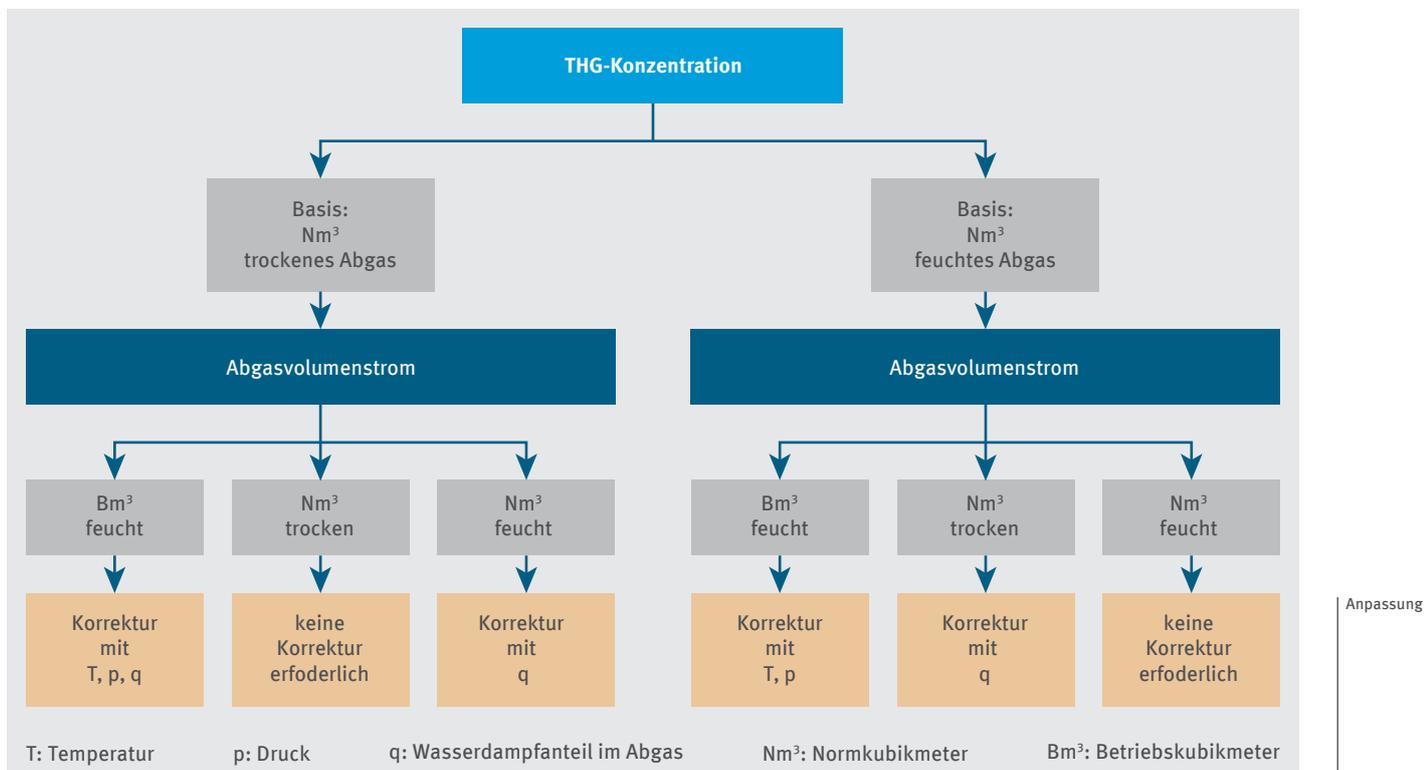


Abbildung 11: Korrekturgrößen

Die Verwendung von Konstanten für Feuchte und Druck ist nur zulässig, wenn nachvollziehbar begründet wird, dass diese repräsentativ sind (zum Beispiel Ableitung auf Basis von Messwerten der Messstelle nach BImSchG, konstante Betriebsweise der Anlage). Die Unsicherheitsbeiträge dieser Konstanten müssen auf Basis von Messwerten abgeschätzt und in der Gesamtunsicherheitsberechnung berücksichtigt werden.

9.5 Laufende Überwachung und Ermittlung von Ersatzwerten

Das Ergebnis der QAL 2 nach Abschnitt 6.5 der DIN EN 14181 ist ein gültiger Kalibrierbereich der AMS, der von Null bis zum 1,1-fachen des höchsten Wertes aus der Kalibrierung reicht. Zudem definiert Art. 44 Abs. 2 MVO nicht gültige Stundenwerte als Werte, bei denen weniger als 80 Prozent der Einzelmessungen in der betreffenden Stunde vorliegen und

- ▶ das Messgerät während der betreffenden Stunde bzw. des kürzeren Referenzzeitraums zeitweilig gestört war oder
- ▶ die Messwerte außerhalb des Messbereichs lagen oder
- ▶ das Messgerät außer Betrieb war.

Damit können folgende „Arten“ von Stundenwerten unterschieden werden:

- A) Stundenwerte, die nach Art. 44 Abs. 2 MVO gültig sind und innerhalb des gültigen Kalibrierbereichs nach Nr. 6.5 der EN 14181 liegen,
- B) Stundenwerte, die zwar nach Art. 44 Abs. 2 MVO gültig sind, sich jedoch nicht innerhalb des gültigen Kalibrierbereichs nach DIN EN 14181 befinden. Diese Werte weisen eine höhere aber nicht näher bestimmte Unsicherheit auf als Werte innerhalb des gültigen Kalibrierbereichs.
- C) Stundenwerte, die nach Art. 44 Abs. 2 MVO nicht gültig sind.

Für den Umgang mit Stundenwerten nach B) bestehen für Anlagenbetreiber folgende Möglichkeiten:

1. Individueller Nachweis am Ende des Berichtsjahres, dass die geforderte Ebene eingehalten wurde. Ist dies der Fall, müssen keine Ersatzwerte gebildet werden. Wird die Ebene nicht eingehalten, sind konservative Ersatzwerte zu bilden (Vorgehen siehe folgender Punkt 2.a. und 2.b.).

Vereinfachtes Vorgehen durch Implementierung der Ersatzwertbildung für jeden Stundenmittelwert im Auswerterechner (in diesem Fall ist kein individueller Nachweis erforderlich (siehe Punkt 1)): Stundenwerte werden gemäß Anhang VIII Nr. 5 MVO angepasst:

- a. Bei Anlagen mit konstanten Parametern im Abgas wird der Ersatzwert aus dem Mittelwert der gemessenen Werte während des gesamten Berichtszeitraums plus $2 \cdot \text{Standardabweichung}$ gebildet. Die Standardabweichung bezieht sich auf alle gemessenen gültigen Stundenwerte des Berichtszeitraums.
- b. Bei Anlagen mit volatilen Parametern im Abgas (z. B. wegen schrittweiser Erhöhung der N_2O -Konzentration durch Katalysatoralterung) wird der Ersatzwert aus dem Mittelwert der letzten 120 gemessenen Stundenwerte (inklusive jener Werte, die außerhalb des Kalibrierbereichs liegen, ohne Ersatzwerte) plus $2 \cdot \text{Standardabweichung}$ gebildet. Die Standardabweichung bezieht sich auf die letzten 120 gemessenen Stundenwerte (inklusive jener Werte, die außerhalb des Kalibrierbereichs liegen, ohne Ersatzwerte), die zur Mittelwertbildung herangezogen wurden.

Für den Umgang mit Stundenwerten nach C) sind nach Art. 45 MVO Ersatzwerte zu bilden. Dabei ist wie oben unter Punkt 2.a. und 2.b. vorzugehen.

Für den Volumenstrom ist bei der Bildung von Ersatzwerten neben dem oben beschriebenen Vorgehen auch der Massenbilanzansatz oder eine Energiebilanz möglich, vergleiche Art. 45 Abs. 4 MVO.

10

Verfahrensanweisungen

Verweist Anhang I MVO auf Verfahren, so sind diese durch den Anlagenbetreiber außerhalb des Überwachungsplans zu etablieren, zu dokumentieren und zu pflegen. Im Überwachungsplan selbst bedarf es einer Kurzzusammenfassung der Verfahrensanweisungen zur Überwachung und Berichterstattung im Unternehmen mit den folgenden Informationen (Art. 12 Abs. 2 MVO):

- ▶ Titel der Verfahrensanweisung,
- ▶ Rückverfolgbare und überprüfbare Kurzbezeichnung der Verfahrensanweisung,
- ▶ Nennung der verantwortlichen Stelle für die Umsetzung der Verfahrensanweisung und für die Daten, die durch das Verfahren erzeugt oder verwaltet werden,
- ▶ Kurzbeschreibung des Verfahrens, die es allen Akteuren erlaubt, dessen charakteristische Eigenschaften und Arbeitsvorgänge zu verstehen,
- ▶ Ort der Ablage für die Aufbewahrung relevanter Aufzeichnungen und Informationen,
- ▶ ggf. Bezeichnung des verwendeten IT-Systems,
- ▶ ggf. Nennung der zur Anwendung kommenden Standards (Normen).

Im FMS sind an den erforderlichen Stellen Felder für die Dokumentation der im Unternehmen vorhandenen bzw. zu etablierenden Verfahren vorgesehen.

Die Verfahrensanweisungen selbst sollen nicht an den Überwachungsplan angehängt werden. Bei Bedarf wird die DEHSt diese anfordern. Werden bereits in anderen Feldern im FMS Ermittlungsmethoden bzw. Verfahren beschrieben, kann jeweils im Feld „Beschreibung des Verfahrens“ bei den Angaben zur Verfahrensanweisung darauf verwiesen werden.

11

Risikobewertung

11.1	Ergebnisse der Risikobewertung.....	113
11.2	Empfehlung für Inhalte einer internen Risikobewertung	113

Betreiber müssen der DEHSt anhand der Ergebnisse einer Risikobewertung nachweisen, dass die im Überwachungsplan festgelegten Kontrollaktivitäten geeignet sind, den identifizierten Fehlerrisiken zu begegnen, vergleiche Art. 12 Abs. 1 b) MVO. Anlagen mit geringen Emissionen (vgl. Kapitel 4.4) sind gemäß Art. 47 Abs. 3 MVO von dieser Verpflichtung befreit.

11.1 Ergebnisse der Risikobewertung

Der Inhalt des Nachweises ist in der MVO nicht definiert. Er folgt seinem Zweck. Das heißt, der Nachweis muss die Prüfstellen und die DEHSt in die Lage versetzen, die Angemessenheit der vorgesehenen Kontrollen zu bewerten. Um eine solche Bewertung zu ermöglichen, muss der Nachweis im Sinne des Art. 12 Abs. 1 b) MVO mindestens Folgendes enthalten:

- ▶ Benennung der relevantesten Ursachen für mögliche Berichtsfehler und Abweichungen vom Überwachungsplan (vgl. Feld „Erläuterung von Risiken“ und Feld „Erläuterung“ der „Kontrollrisiken“ auf dem Formular „Datenmanagement und Kontrollsystem“).
- ▶ Beschreibung der Methode, mit der die Fehler- und Abweichungsrisiken festgestellt und bewertet wurden (es gibt keine ausdrückliche Abfrage im FMS, daher ist das Feld „Ergebnisse der Risikoanalyse“ auf dem Formular „Datenmanagement und Kontrollsystem“ zu nutzen oder die Methode in einem als Anhang zum Überwachungsplan beigefügten Dokument zu erläutern).
- ▶ Begründung, warum die vorgesehenen Kontrollmaßnahmen ausreichen, um den festgestellten Risiken entgegenzuwirken und Fehler und Abweichungen vom Überwachungsplan zu vermeiden (vgl. Feld „Ergebnisse der Risikoanalyse“ auf dem Formular „Datenmanagement und Kontrollsystem“).

11.2 Empfehlung für Inhalte einer internen Risikobewertung

Nachfolgende Erläuterungen dienen als Empfehlung für das Vorgehen bei der Erfassung und Bewertung von Fehlerrisiken. Insbesondere die genannten Mengenschwellen für die Einstufung der Relevanz eines Fehlerrisikos sollten von Betreibern selbst festgelegt und vor allem für emissionsintensive Anlagen bei Bedarf durch strengere Maßstäbe ersetzt werden.

Tabelle 7: Übersicht der einzelnen Arbeitsschritte einer Risikobewertung

Schritt	Gegenstand	Zu beantwortende Fragestellung
Inhärente Risiken		
1	Identifizierung inhärenter Risiken	An welchen Stellen im Emissionsüberwachungssystem kann es zu Fehlern oder Abweichungen vom Überwachungsplan kommen (Berücksichtigung aller Datenerhebungs-, Datenverarbeitungs- und Datenverwaltungsschritte)?
2	Bewertung der inhärenten Risiken	Wie wahrscheinlich und wie erheblich, bezogen auf die jährliche Emissionsmenge, sind die identifizierten Risiken?
3	Minimierung der inhärenten Risiken	Welche Vermeidungs- und Kontrollmaßnahmen müssen umgesetzt werden, um die inhärenten Risiken zu minimieren?
Kontrollrisiken		
4	Identifizierung der Kontrollrisiken	Inwieweit sind die in Schritt 3 festgelegten Vermeidungs- und Kontrollmaßnahmen selbst mit Risiken verbunden?
5	Minimierung der Kontrollrisiken	Welche Maßnahmen sind erforderlich, um die in Schritt 4 identifizierten Risiken zu minimieren?
Zusammenfassung als Anhang zum Überwachungsplan		
6	Ergebnisse der Risikobewertung	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Benennung der relevantesten Ursachen für mögliche Berichtsfehler und Abweichungen vom Überwachungsplan ▶ Beschreibung der Methode, mit der die Fehler- und Abweichungsrisiken festgestellt und bewertet wurden ▶ Begründung, warum die vorgesehenen Kontrollmaßnahmen ausreichen, um den festgestellten Risiken entgegenzuwirken und Fehler und Abweichungen vom Überwachungsplan zu vermeiden

Schritt 1: Identifizierung inhärenter Risiken

Der Betreiber ist gemäß Art. 58 Abs. 2 MVO und Anhang I Abschnitt 1 Nr. 1 d) MVO verpflichtet, sein Datenmanagement lückenlos zu erläutern. Das Datenmanagement beginnt mit der Erfassung aller emissionsrelevanten Prozesse, Quellen und Stoffströme einer Anlage. Es muss die einzelnen Schritte des Datenflusses und der Datenverarbeitung von der Erhebung an der Primärquelle bis zum Emissionsbericht im Überwachungsplan abbilden. Den Datenfluss muss der Anlagenbetreiber in einem entsprechenden Fließbild grafisch darstellen. Das Fließbild ist als Teil des Überwachungsplans als Anlage beizufügen.

Die Darstellung des Datenmanagements ist gleichzeitig Grundlage für die Risikobewertung nach Art. 12 Abs. 1 b) MVO. Für jeden Parameter (Verbrauchsmengen, Berechnungsfaktoren usw.) ist zu bestimmen, aufgrund welcher Ereignisse oder unter welchen Bedingungen (zum Beispiel Geräteausfall, organisatorische Risiken) im Datenmanagement Fehler oder Abweichungen von den Festlegungen im Überwachungsplan auftreten können. Jede der so identifizierten Fehlerquellen ist ein inhärentes Risiko, das es im Folgenden zu bewerten gilt.

Schritt 2: Bewertung der inhärenten Risiken

Um die Relevanz von Fehlerquellen zu bewerten, bietet es sich an, in drei Schritten vorzugehen:

1. Wie wahrscheinlich ist es, dass sich das Risiko realisiert?
2. Welche Auswirkungen könnte der Fehler/die Abweichung vom Überwachungsplan maximal haben, wenn er/sie auftritt?
3. Wie schwer wiegt das Risiko mit Blick auf seine/ihre Wahrscheinlichkeit und seinen/ihren Einfluss auf die Emissionsmenge insgesamt?

Als Maßstab für die Beantwortung beider Fragen kann bspw. eine fünfstufige Kategorisierung dienen.

Für Frage 1, die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses zum Beispiel:

Tabelle 8: Kategorisierung für die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses

Bewertung	Häufigkeit des Ereignisses im Kalenderjahr
sehr niedrig	nicht mehr als 1x
niedrig	nicht mehr als 6x
moderat	nicht mehr als 12x
hoch	nicht mehr als 24x
sehr hoch	mehr als 24x

Für Frage 2, der Einfluss des Ereignisses auf die Emissionsmenge zum Beispiel:

Tabelle 9: Kategorisierung für den Einfluss des Ereignisses auf die Emissionsmenge

Bewertung	Einfluss auf die ermittelte Emissionsmenge
nicht relevant	keiner
niedrig	bis 0,1 % (C-Anlagen) / 0,25 % (A- und B-Anlagen)
moderat	bis 0,4 % (C-Anlagen) / 1 % (A- und B-Anlagen)
hoch	bis 1 % (C-Anlagen) / 2,5 % (A- und B-Anlagen)
sehr hoch	> 1 % (C-Anlagen) / 2,5 % (A- und B-Anlagen)

Für Beantwortung von Frage 3, der abschließenden Bewertung der Schwere eines Risikos bietet sich zum Beispiel die Verwendung eines Rasters an:

Wahrscheinlichkeit	sehr hoch					
	hoch					
	moderat					
	niedrig					
	sehr niedrig					
		keiner	niedrig	moderat	hoch	sehr hoch
		Einfluss auf die jährliche Emissionsmenge				

	hoch
	moderat
	niedrig

Abbildung 12: Bewertungsraster für Risiken

Die im Raster gewählte Kategorisierung soll verdeutlichen, dass Fehlerrisiken auch dann als hoch zu bewerten sind, wenn sie erst aufgrund ihrer Vielzahl einen relevanten Einfluss auf die Richtigkeit der Emissionsmenge haben. Gleiches gilt umgekehrt für Fehler, die zwar nur selten auftreten können, dann aber für sich betrachtet, großen Einfluss auf die Emissionsmenge haben.

Schritt 3: Minimierung der inhärenten Risiken

Gemäß Anhang I Abschnitt 1 Nr. 1.e) MVO müssen sich Betreiber im Überwachungsplan mindestens zu den in Art. 59 MVO genannten Kontrollmaßnahmen äußern und die hierfür implementierten Verfahren beschreiben. Die Angaben zur Qualitätssicherung der Messeinrichtungen nach Art. 59 Abs. 3 a) MVO werden im Formular „Messgerät“ abgefragt, die in Art. 59 Abs. 3 b) bis g) genannten Kontrollmaßnahmen im Formular „Datenmanagement“.

Schritte 4 und 5: Identifizierung und Minimierung der Kontrollrisiken

Auch die vorgesehenen Kontrollmaßnahmen können fehlschlagen. Art. 59 Abs. 4 MVO verpflichtet Betreiber daher, die Effizienz der vorgesehenen Kontrollmaßnahmen fortlaufend zu prüfen und gegebenenfalls nachzubessern. Derartige Verbesserungsmaßnahmen können Änderungen in der Datenverwaltung und -kontrolle nach sich ziehen, die eine Änderung des Überwachungsplans erforderlich machen.

12

Angaben zur Anlage und zu übergeordneten Themen

12.1	Zuordnung und Beschreibung der Anlage (Formular „Anlage“)	117
12.2	Angaben zu Anlagenkapazität und Produktion sowie zu Anlagenteilen (Formulare „Produktion“, „Anlagenteil“, „Produktion (Anlagenteil“)	119
12.3	Angaben zur Tätigkeit (Formular „Berichtsanlagenteil“)	119
12.4	Angaben zu Messgeräten (Formular „Messgerät“)	121
12.5	Angaben zu Analyseverfahren (Formular „Analyseverfahren“)	123
12.6	Angaben zu Laboren (Formular „Labor“)	123
12.7	Angaben zum Datenmanagement und Kontrollsystem (Formular „Datenmanagement“)	124

12.1 Zuordnung und Beschreibung der Anlage (Formular „Anlage“)

Der Anlagenbetreiber beschreibt seine Anlage im Formular „Anlage“, gegebenenfalls mit Anlagenteilen (Formular „Anlagenteil“). Tabelle 8 erläutert einige der erforderlichen Angaben im FMS.

Tabelle 10: Formular „Anlage“, Seite 2 und 3, Eigenschaften der Anlage, Zuordnung der Anlage

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Beschreibung der Anlage	Erläuterung des Zwecks der Anlage einschließlich der verschiedenen Anlagenteile und Nebeneinrichtungen.
Verfahrensbeschreibung	Erläuterung der in der Anlage ablaufenden emissionsrelevanten Prozesse.
In der Anlage ausgeübte Tätigkeiten nach Anhang 1 Teil 2 TEHG	Auswahl <i>aller</i> in der Anlage ausgeübten Tätigkeiten im Sinne des Anhangs 1 Teil 2 TEHG.
Feuerungswärmeleistung	Ausweislich der BImSchG- oder TEHG-Genehmigung; zur Herleitung vgl. auch Kapitel 3 im Dokument „ TEHG-Anwendungsbereich “.
Handelt es sich um eine Anlage mit geringen Emissionen?	Die Beantwortung der Frage ist nur möglich, wenn die Anlage als Kategorie A eingestuft wurde und wenn keine N ₂ O-Emissionen ermittelt werden.
Benennung der Dokumente zur Erläuterung des Fall-Back-Ansatzes	Die Frage „Fall-Back-Konzept wird angewendet?“ wurde zuvor mit „ja“ beantwortet (vgl. Kapitel 4.3.3). Das Dokument ist an das Formular „Anlage“ anzuhängen. In den Dokumenten sind auch die Ergebnisse der Unsicherheitsbewertung gemäß Art. 22 MVO zu erläutern.
NACE-Code	Wirtschaftszweig zu dem die Anlage nach der Klassifikation gemäß Verordnung 1893/2006/EG gehört, vgl. Statistisches Bundesamt . Es ist auf den wirtschaftlichen Schwerpunkt des Betreibers abzustellen, der nicht immer selbst eine emissionshandlungspflichtige Tätigkeit sein muss. Zum Beispiel wählt ein Automobilhersteller, der für seinen Betrieb auch ein eigenes Kraftwerk betreibt, den NACE-Code 29.10 für die Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenmotoren, nicht aber etwa NACE-Code 35.3 für die mit dem Kraftwerk bezweckte Wärmeversorgung.
4. BImSchV-Nr.	Für nach BImSchG genehmigte Anlagen, Auswahl der nach der 4. BImSchV genehmigten Tätigkeit. Für nicht nach BImSchG genehmigte Anlagen „entfällt“ angeben.
EPRTT-Tätigkeit	Tätigkeit nach Anhang I der Verordnung 2006/166/EU (Schadstoffregister-Verordnung), der die Anlage zuzuordnen ist.
EPRTT-Kennnummer	Kennnummer der Anlage im EU Schadstoffregister nach Verordnung 2006/166/EU.
CRF-Kategorie nach IPCC	Auswahl der Kategorie/n, der die Anlage nach dem „Common Reporting Format“ für nationale Treibhausgasinventare des UNFCCC zuzuordnen ist.

Hinweis

Tabelle 9 dient als Übersicht über die verwendeten Nummern für die Tätigkeiten nach Anhang 1 Teil 2 TEHG und Anhang I EHRL (gemäß EUTL)

Tabelle 11: Gegenüberstellung der Tätigkeiten nach TEHG und EHRL (Nummern gemäß EUTL)

Tätigkeit	Anhang 1 Teil 2 TEHG	Anhang I EHRL
Verbrennung	1 bis 6	20
Raffinerien	7	21
Kokereien	8	22
Sinteranlagen	9	23
Eisen/Stahl	10	24
Eisenmetalle u. -legierung	11	25
Primäraluminium	12	26
Nichteisenmetalle	13	27, 28
Zementklinker	14	29
Kalk	15	30
Glas	16	31
Keramik	17	32
Mineralische Stoffe	18	33
Gips und Gipskartonplatten	19	34
Zellstoff	20	35
Papier	21	36
Industrieruß	22	37
Salpetersäure	23	38
Adipinsäure	24	39
Glyoxal oder Glyoxylsäure	25	40
Ammoniak	26	41
Organische Grundchemikalien	27	42
Wasserstoff u. Synthesegas	28	43
Natriumkarbonat und Natriumhydrogenkarbonat	29	44

12.2 Angaben zu Anlagenkapazität und Produktion sowie zu Anlagenteilen (Formulare „Produktion“, „Anlagenteil“, „Produktion (Anlagenteil)“)

Gemäß Anhang I Abschnitt 1 Abs. 1 MVO sind die zu überwachende Anlage und ihre zu überwachenden Tätigkeiten im Überwachungsplan zu beschreiben. Daher wird zu jedem Formular „Anlage“ automatisch ein Formular „Produktion“ angelegt, auf welchem die Produktkategorie des Endprodukts der Anlage aus dem dort hinterlegten Katalog auszuwählen sowie die Produktionsleistung gemäß § 3 Nr. 13 TEHG der Anlage (d. h. ggf. abzüglich Ausschuss und Rücklaufwärme) anzugeben ist. Stellt die Anlage mehrere Produkte her, ist es ausreichend im Formular „Produktion“ nur dasjenige Produkt anzugeben, dem für die Anlage wirtschaftlich die größte Bedeutung zukommt. Handelt es sich um eine Energieanlage, die sowohl thermische Energie als auch elektrische Energie erzeugt, ist ein zweites Formular „Produktion“ anzulegen und beide Produkte abzubilden.

Besteht die Anlage aus mehreren Anlagenteilen, ist für diese je ein Formular „Anlagenteil“ anzulegen. Anlagenteile sind Einzelaggregate, zum Beispiel einzelne Dampfkessel oder einzelne Produktionsstraßen. Funktionsähnliche Einzelaggregate können jedoch auch als ein Anlagenteil zusammengefasst werden, zum Beispiel fünf Dampfkessel als eine Dampfkesselanlage.

Für einheitliche Anlagen nach § 24 TEHG und integrierte Hüttenwerke bedeutet dies, dass eine Zusammenfassung verschiedener Aggregate wie zum Beispiel Kokerei, Sinteranlage, Hochofen und Konverter als ein Anlagenteil nicht zulässig ist. Auf dem Formular ist der Anlagenteil zu benennen und zu beschreiben. Zudem ist mitzuteilen, ob in diesem Anlagenteil CO₂ mittels kontinuierlichem Emissionsmesssystem ermittelt wird. Zu jedem Anlagenteil muss wiederum ein Formular „Produktion (Anlagenteil)“ angelegt werden, auf dem unter anderem die Produktkategorie sowie die Produktionsleistung des Anlagenteils anzugeben sind.

Beispiel

Hat ein Anlagenbetreiber auf Antrag nach § 24 TEHG Kokerei, Sinteranlage, Hochofen und Konverter sowie verschiedene Warm- und Kaltwalzwerke als „Einheitliche Anlage“ zusammengefasst, ist das wirtschaftlich bedeutendste Produkt der einheitlichen Anlage der produzierte Rohstahl. Unter dem Formular „Anlage“ gibt der Betreiber im Formular „Produktion“ die tatsächlich und rechtlich maximal mögliche jährliche Produktionsmenge nach § 3 Nr. 13 TEHG für Rohstahl an. Für die verschiedenen „Anlagenteile“ Kokerei, Sinteranlage, Hochofen und Konverter sowie die jeweiligen Warm- und Kaltwalzwerke muss mindestens jeweils ein Formular „Anlagenteil“ angelegt werden. Zu jedem Formular „Anlagenteil“ ist ein weiteres Formular „Produktion (Anlagenteil)“ erforderlich, in dem dann jeweils die Produktionsleistung nach § 3 Nr. 13 TEHG des entsprechenden Anlagenteils anzugeben ist (jeweils die tatsächliche oder rechtlich maximal mögliche jährliche Produktionsmenge für Koks, Sinter, Roheisen, Rohstahl usw. – bei einer Differenz der beiden Werte ist der kleinere Wert anzugeben).



12.3 Angaben zur Tätigkeit (Formular „Berichts-anlagenteil“)

Für jede Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG, die in der Anlage ausgeführt wird, ist ein Formular „Berichts-anlagenteil“ anzulegen. Werden verschiedene Treibhausgase emittiert, die dem Emissionshandel unterliegen, muss ebenfalls jeweils ein Formular „Berichts-anlagenteil“ angelegt werden (zum Beispiel „Berichts-anlagenteil CO₂“, „Berichts-anlagenteil N₂O“). Die Stoffströme der Anlage werden dann den Berichts-anlagenteilen zugeordnet. Im Hinblick auf den Begriff „Tätigkeiten“ ist auf die Differenzierung zwischen den Tätigkeiten nach Anhang 1 Teil 2 TEHG (entsprechende Erfassung auf den Formularen „Anlage“ und „Berichts-anlagenteil“) und Tätigkeiten der MVO (zum Beispiel auf dem Formular „Materialstrom“) zu achten (vgl. Kapitel 13.1.2). In Tabelle 10 sind die Tätigkeiten 1 bis 20 des Anhangs IV MVO den Tätigkeiten nach Anhang 1 Teil 2 TEHG zugeordnet.

Tabelle 12: Tätigkeiten nach Anhang 1 Teil 2 TEHG und Anhang IV MVO

Tätigkeit	Anhang 1 Teil 2 TEHG	Tätigkeit nach Anhang IV der Monitoring-Verordnung
Verbrennung	1 bis 6	1
Raffinerien	7	2
Kokereien	8	3
Sinteranlagen	9	4
Eisen/Stahl	10	5
Eisenmetalle u. -legierung, Nichteisenmetalle	11, 13	6
Primäraluminium	12	7 und 8
Zementklinker	14	9
Kalk	15	10
Glas, Mineralische Stoffe	16, 18	11
Keramik	17	12
Gips und Gipskartonplatten	19	13
Zellstoff, Papier	20, 21	14
Industrieruß	22	15
Salpetersäure, Adipinsäure, Glyoxal oder Glyoxylsäure	23, 24, 25	16
Ammoniak	26	17
Organische Grundchemikalien	27	18
Wasserstoff u. Synthesegas	28	19
Natriumkarbonat und Natriumhydrogenkarbonat	29	20

Grundsätzlich verlangt die MVO, dass Emissionen einer Anlage tätigkeitsspezifisch berichtet werden; das heißt wird in einer emissionshandlungspflichtigen Anlage mehr als eine Tätigkeit gemäß Anhang I EHRL durchgeführt, werden die Emissionen getrennt nach den einzelnen Tätigkeiten im Sinne des Anhangs 1 TEHG ermittelt und im Überwachungsplan dargestellt.

Eine Ausnahme für das oben beschriebene Vorgehen besteht für Kokereien, Sinteranlagen und Anlagen zur Herstellung und zum Erschmelzen von Roheisen und Stahl als Teile von integrierten Hüttenwerken. Wenn sich die immissionsschutzrechtliche Genehmigung auf ein gesamtes Hüttenwerk bezieht, können die CO₂-Emissionen auch in der Überwachung und Berichterstattung bei Anwendung eines Massenbilanzansatzes für das gesamte Werk betrachtet werden. Dies gilt auch, wenn es sich um eine einheitliche Anlage nach § 24 TEHG handelt. Für integrierte Hüttenwerke und einheitliche Anlagen nach § 24 TEHG kann ein Formular „Berichtsanlage teil CO₂“ angelegt werden, dem die für die einheitliche Anlage charakteristischste Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG zugeordnet wird. Die in den integrierten Hüttenwerken oder einheitlichen Anlagen weiter ausgeführten Tätigkeiten sind auf dem „Berichtsanlage teil CO₂“ im Feld „Beschreibung des Berichtsanlage teils“ zu nennen.

Darüber hinaus ist für jeden Berichtsanlage teil eine oder mehrere CRF-Kategorie/n aus der Auswahlliste anzugeben.

12.4 Angaben zu Messgeräten (Formular „Messgerät“)

Für die Anforderungen an die Ermittlung von Stoffmengen sind die Vorgaben in Kapitel 6 zu beachten.

Der Anlagenbetreiber kann die Stoffmengen entweder durch eigene Messgeräte oder anhand der in Rechnung gestellten Brennstoff- bzw. Materialmenge bestimmen. In jedem Fall, das heißt auch für ein Messgerät, das außerhalb des Einflussbereichs des Anlagenbetreibers liegt, ist ein Formular „Messgerät“ anzulegen. Das Formular „Messgerät“ ist für die Stoffmengenermittlung (sowohl bei Standardmethoden als auch bei Massenbilanzmethode, vgl. Kapitel 4.1) sowie für Messgeräte anzulegen, die für die kontinuierliche Emissionsermittlung (KEMS) zum Einsatz kommen (vgl. Kapitel 9). Durchflussmessgeräte zur Bestimmung des Abgasstroms bei KEMS sind ebenfalls als Messgeräte „zur kontinuierlichen Emissionsmessung“ zu kennzeichnen. Dagegen sind Analysenmessgeräte (zum Beispiel Bombenkalorimeter) nicht auf dem Formular „Messgeräte“ abzubilden. Angaben zu Analysen werden auf dem Formular „Analyseverfahren“ abgefragt (vgl. Kapitel 12.5).

Grundsätzlich dürfen gleichartige Messgeräte auf einem Formular zusammengefasst werden. In den Freitextfeldern ist dann zu erläutern, um wie viele gleichartige Geräte es sich handelt und wo diese im Verfahrensfließbild zu finden sind (unterschiedliche Nummern der Messgeräte). Zudem muss darauf geachtet werden, dass Unterschiede bei der Qualitätssicherung der einzelnen Geräte transparent dargestellt werden.

In Tabelle 11 werden einige der notwendigen **Angaben zum Messgerät** erläutert.

Tabelle 13: Formular „Messgerät“, Seite 1, Angaben zum Messgerät

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Messgerät zur	Angabe, ob es sich um ein Messgerät zur Mengenbestimmung (Berechnungsmethode) oder um ein Messgerät zur kontinuierlichen Emissionsmessung handelt. Bei Weiterleitung von CO ₂ ist ggf. auch das Messgerät der aufnehmenden Anlage anzulegen.
Nr. der Messeinrichtung	Eintrag der vom Anlagenbetreiber verwendeten Nummer für das Messgerät. Diese muss mit der im Flussdiagramm der Anlage verwendeten Nr. übereinstimmen.
Standort des Messgeräts	Angabe des Ortes an dem das Messgerät steht, so dass dieses im Flussdiagramm und bei Vor-Ort-Prüfungen der Anlage wiederzufinden ist.
Messgerät ist	Angabe, ob es sich um ein eigenes oder ein Messgerät außerhalb des eigenen Einflussbereiches (z. B. Messgerät des Lieferanten) handelt.
Bezeichnung des Messgeräts	Hier ist das Fabrikat bzw. der Typ des Messgeräts einzutragen.
Messmethode	Aus dem im FMS hinterlegten Katalog mit verschiedenen Messmethoden ist die zutreffende auszuwählen. Für nicht gelistete Messmethoden ist der Eintrag „Sonstige Messmethode“ auszuwählen.
Beschreibung sonstige Messmethode	Dieses Feld ist auszufüllen, wenn unter „Messmethode“ „Sonstige Messmethode“ gewählt wurde. Der Anlagenbetreiber hat die zum Einsatz kommende Messmethode nachvollziehbar zu beschreiben.
Messbereich	Es ist der vom Hersteller des Messgeräts näher spezifizierte Messbereich anzugeben.
Typischer Arbeitsbereich	Angabe des tatsächlichen Arbeitsbereichs, in dem das Messgerät in der Anlage zum Einsatz kommt.
Messfrequenz	Die MVO fordert, dass bei Messgeräten zur „kontinuierlichen Emissionsmessung“ die zugehörige Messfrequenz anzugeben ist.

Neben Angaben zum Messgerät selbst sind weitere **Angaben zur Qualitätssicherung** auf dem Formular „Messgerät“ vorzunehmen.

Tabelle 14: Formular „Messgerät“, Seite 1, Angaben zur Qualitätssicherung

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Art der Qualitätssicherung	Ist das Messgerät weder geeicht (Auswahl „Eichung“), konformitätsgeprüft (Auswahl „Konformitätsbewertung“) noch kalibriert (Auswahl „Kalibrierung“), ist „andere Methode“ zu wählen und diese im Textfeld „Beschreibung der Qualitätssicherung“ näher zu erläutern
Angabe der Messunsicherheit als	Die Auswahlmöglichkeiten in diesem Feld hängen davon ab, welche Angabe unter „Art der Qualitätssicherung?“ gemacht wurde. „Eichung“: Ist das Gerät geeicht, ist anzugeben, ob es sich bei der im Feld „Wert der Unsicherheit [%]“ angegebenen Unsicherheit um die „Verkehrsfehlergrenze“ oder die „Eichfehlergrenze“ handelt. „Konformitätsbewertung“: Ist das Gerät konformitätsbewertet, ist anzugeben, ob es sich bei der im Feld „Wert der Unsicherheit [%]“ angegebenen Unsicherheit um die „Verkehrsfehlergrenze“ oder die „Eichfehlergrenze“ handelt. „Kalibrierung“: Ist das Gerät nicht geeicht oder konformitätsbewertet, wird es jedoch regelmäßig kalibriert, ist anzugeben, ob es sich bei der im Feld „Wert der Unsicherheit [%]“ angegebenen Unsicherheit um die „einfache Messunsicherheit“ oder um die „erweiterte Messunsicherheit“ handelt. „andere Methode“: Ist das Gerät weder geeicht noch kalibriert, ist anzugeben, ob es sich bei der im Feld „Wert der Unsicherheit [%]“ angegebenen Unsicherheit um „einfache Messunsicherheit“ oder „erweiterte Messunsicherheit“ handelt.
Wert der Unsicherheit [%]	Bezifferung der Höhe der Unsicherheit des Messgeräts in Prozent.
Intervall	Intervall der Eichung oder Kalibrierung (z. B. „alle zwei Jahre“).
Beschreibung der Qualitätssicherung	Die Qualitätssicherung des Messgeräts ist zu beschreiben, wenn das Gerät nicht geeicht oder konformitätsbewertet ist, d. h. wenn im Feld „Art der Qualitätssicherung?“ „Kalibrierung“ oder „andere Methode“ gewählt wurde. Erläuterungen hierzu vgl. Kapitel 6.

Neben den oben aufgeführten notwendigen Angaben zur Qualitätssicherung fordert die MVO in Anhang I Abschnitt 1 Nr. 1 e) i. V. m. Art. 59 Abs. 3 a) und Art. 60 Abs. 1, dass alle verwendeten Messeinrichtungen im Hinblick auf die Risiken der Datenerhebung und Datenverwaltung in regelmäßigen Abständen kalibriert, justiert und auf Basis international anerkannter Messstandards – so vorhanden – kontrolliert werden. Im Feld „Beschreibung des Verfahrens“ unter „Angaben zur Verfahrensanweisung“ auf dem Formular „Messgerät“ ist daher auf die Qualitätssicherung für das Messgerät einzugehen.

Analog zu den Angaben für das Messgerät sind gegebenenfalls Angaben zum Mengenumwerter auszufüllen, zum Beispiel wenn Erdgasmengen mit Hilfe der Messungen von Temperatur und Druck auf Normvolumen umgerechnet werden.

12.5 Angaben zu Analyseverfahren (Formular „Analyseverfahren“)

Für jedes Analyseverfahren (zum Beispiel Analyse des biogenen Kohlenstoffgehalts, Analyse des Heizwerts etc.) ist ein eigenes Formular „Analyseverfahren“ anzulegen. Auf diesem Formular sind die Methode des Analyseverfahrens (zum Beispiel Bombenkalorimeter, Gaschromatografie etc.) sowie die einschlägigen CEN, ISO oder sonstigen Standards zu nennen, die für die jeweilige Analyse zur Anwendung kommen. Zusätzliche Angaben zum Analyseverfahren sind unter „Angaben zur Verfahrensanweisung“ zu machen. Wird von den Vorgaben in den entsprechenden Normen abgewichen (zum Beispiel vereinfachte Umrechnung von oberem auf unteren Heizwert mit festem Faktor), sind die wesentlichen Schritte im Feld „Beschreibung des Verfahrens“ zusammenzufassen.

Sind für die Bestimmung zum Beispiel des Emissionsfaktors oder des Heizwerts mehrere Analysen nach CEN, ISO oder sonstigen Standards erforderlich, da mehrere Methoden miteinander gekoppelt werden müssen, ist im FMS trotzdem nur ein Formular „Analyseverfahren“ anzulegen. Auf diesem sind die verschiedenen Verfahren zur Bestimmung des Faktors zusammenzufassen. Wird zum Beispiel zur Bestimmung des Emissionsfaktors neben dem Kohlenstoffgehalt auch der Wassergehalt ermittelt, ist im Feld „Methode des Analyseverfahrens“ „Analyse nach Radmacher-Hoverath, Bestimmung des Wassergehalts“ und im Feld „Nennung der Standards“ „DIN 51721, DIN 51718“ zu vermerken.

Sofern nach Anhang IV der MVO für bestimmte Branchen Analysen nach den Leitlinien der Industrie für bewährte Praxis möglich sind, ist dies auf dem Formular „Analyseverfahren“ zu beschreiben und unter den Textfeldern „Angaben zur Verfahrensanweisung“ darzustellen, dass das genutzte Verfahren tatsächlich der bewährten und in einer allgemein zugänglichen Leitlinie formulierten Industriepraxis entspricht.

12.6 Angaben zu Laboren (Formular „Labor“)

Für die Eignung der analysierenden Labore sind die Vorgaben in Kapitel 7.2.4 zu beachten.

Für jedes betriebseigene sowie beauftragte Labor für die Analyse von Stoffen ist ein Formular „Labor“ anzulegen. Darauf vermerkt der Anlagenbetreiber den Namen des Labors sowie, ob das Labor eine Akkreditierung nach EN ISO 17025 besitzt. Darüber hinaus sind die Prüfverfahren und Prüfbereiche anzugeben, für die das Labor akkreditiert ist und die für die Überwachung von Emissionen im Rahmen des Emissionshandels relevant sind.

Werden mehrere gleichartige, für dieselben Prüfverfahren und Prüfbereiche akkreditierte Labore zur Analyse eines Stoffes beauftragt, genügt es, wenn nur ein Formular „Labor“ angelegt wird. Auf dem Stoffstrom-Formular kann dann im Feld „Labor“ das angelegte Labor – stellvertretend für alle Labore – ausgewählt werden. In der Beschreibung der Qualitätssicherungsmaßnahmen (im Feld „Angabe der akkreditierten Labor-Prüfverfahren und -Prüfbereiche“ auf dem Formular „Labor“, ggf. durch Verweis auf ein dem Formular beigelegtes Dokument) ist zu erläutern, wie sicherstellt wird, dass die Labore für identische Prüfverfahren und -bereiche akkreditiert sind. Handelt es sich nicht um Labore mit identischen Angaben, ist für jedes Labor ein Formular „Labor“ anzulegen und auszufüllen.

Ist das Labor nicht nach EN ISO 17025 akkreditiert, muss dessen Gleichwertigkeit bzgl. Qualitätsmanagement und fachlicher Kompetenz nachgewiesen werden. Im Feld „Nachweis der Gleichwertigkeit bzgl. Qualitätsmanagement und fachlicher Kompetenz“ sind die Dokumente zu benennen, in denen die Nachweise geführt werden (vgl. Kapitel 7.2.4). Die dort in Bezug genommenen Referenzunterlagen (zum Beispiel Fortbildungsbestätigungen etc.) müssen dem Überwachungsplan *nicht* beigelegt werden. Es genügt, wenn die Prüfstelle und die DEHSt bei Bedarf auf diese zugreifen können.

Zusätzlich dazu ist im Feld „Nachweis der Unverhältnismäßigkeit“ die Bezeichnung des Nachweisdokuments einzutragen (vgl. Kapitel 7.2.4). Das Nachweisdokument ist dem Formular „Labor“ als Dateianhang anzufügen.

12.7 Angaben zum Datenmanagement und Kontrollsystem (Formular „Datenmanagement“)

Die MVO fordert in Anhang I Abschnitt 1 Nr. 1 d) und e) bezüglich Datenmanagement und Kontrollsystem die Angaben zu Verfahrensanweisungen (vgl. Kapitel 10). In den folgenden Tabellen und Ausführungen werden jeweils die erwarteten Angaben im Überwachungsplan zur Beschreibung des Verfahrens bezüglich Datenmanagement und Kontrollsystem in einem Unternehmen beschrieben.

Datenfluss

Tabelle 15: Formular „Datenmanagement“, Seite 1, Datenfluss

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Beschreibung des Datenflusses	Das Datenflussdiagramm ist zu benennen und an das Formular „Datenmanagement“ anzuhängen. Zusätzliche Erläuterungen in diesem Feld ergänzen das Datenflussdiagramm. Sachverhalte, die aus diesem Diagramm nicht ohne weiteres deutlich werden, müssen hier dargestellt werden. Das kann insbesondere die Art und Weise (manuell, automatisiert) der Datenverarbeitung und -weitergabe betreffen.
Erläuterung von Risiken	Zu erläutern ist, wo und wie es bei Erhebung und Verwaltung der emissionsrelevanten Daten zu Fehlern kommen kann. Soweit aus der Beschreibung des Datenflusses bereits ersichtlich, können die relevanten Risiken auch zusammengefasst werden, z. B. alle manuellen Arbeitsschritte und Ausfall der eingesetzten IT-Systeme (vgl. Kapitel 11).

Kontrollaktivitäten

Tabelle 16: Formular „Datenmanagement“, Seite 2, Kontrollaktivitäten

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Beschreibung von Qualitätssicherungsverfahren von Daten	Erläuterung der implementierten Verfahren zur Sicherstellung einer überwachungsplankonformen Datenqualität (z. B. Plausibilitätsprüfung von Analysenwerten). Hinweis: Die Qualitätssicherung für Messgeräte zur Bestimmung von Einsatz- oder Produktionsmengen wird auf dem Formular „Messgerät“, die Qualitätssicherung für nicht akkreditierte Labore auf dem Formular „Labor“ bzw. in den an das FMS-Formular angehängten Dokumenten beschrieben.
Beschreibung des gesamten Kontrollverfahrens	Erläuterung der Maßnahmen, mit denen überprüft wird, dass die ggf. nach einer Qualitätssicherung freigegebenen Daten ordnungsgemäß und vollständig erhoben wurden (z. B. Kontrolle der Probenahmeverfahren oder der Vollständigkeit der Datenerfassung und -weitergabe).
Erläuterung der Kontrollrisiken	Wo und wie kann es passieren, dass vorgesehene Kontrollen versagen bzw. Fehler nicht identifiziert werden (vgl. Kapitel 11)?
Beschreibung des Korrekturverfahrens	Wie werden festgestellte Fehler im Überwachungssystem insgesamt und im Datenmanagement im Speziellen ggf. korrigiert? Soweit nicht an anderer Stelle bereits geschehen: Wo können derart korrekturbedürftige Fehler auftreten?

Risikoanalyse

An dieser Stelle sind die Ergebnisse der Risikoanalyse zu vermerken. Es ist zu begründen, warum die vorgesehenen Kontrollmaßnahmen ausreichen, um die festgestellten Risiken von Berichtsfehlern und Abweichungen vom Überwachungsplan zu vermeiden. Soweit nicht an anderer Stelle geschehen, ist zu erläutern, mit welcher Methode die Risiken geprüft und bewertet wurden.

Datenlücken

Auch in sehr guten Überwachungssystemen kann es geschehen, dass die im Überwachungsplan für die Datenerfassung festgelegten Primärquellen ausfallen (Messgerät versagt) oder nicht rechtzeitig zur Verfügung stehen (Lieferantenrechnung kommt zu spät). Um trotzdem in Einklang mit der MVO zu berichten, sollten Betreiber – soweit möglich – bereits im Überwachungsplan eine Alternativmethode zur Datenerfassung vorsehen. Dort, wo das nicht geschehen ist, müssen Betreiber, wenn Datenlücken auftreten, gemäß 66 Abs. 1 MVO unverzüglich anzeigen.

Tabelle 17: Formular „Datenmanagement“, Seite 1, Datenlücken

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Sekundärdatenquellen	Ggf. Benennung der Quellen, auf die zurückgegriffen werden soll, wenn die im Überwachungsplan festgelegten Primärquellen ausfallen (z. B. Rückgriff auf Lieferantenrechnung bei Ausfall eigenen Messgeräts). Für Sekundärquellen für Verbrauchs- oder Produktionsdaten sollten Angaben zur Unsicherheit gemacht werden.
Datenrekonstruktion	Ggf. Erläuterung der Verfahren, mit denen fehlende emissionsrelevante Daten bei Ausfall der Primärquellen rekonstruiert werden. Zur Rekonstruktion von Verbrauchs- oder Produktionsmengen sollten Angaben zur Unsicherheit gemacht werden.
Schätzmethode	Beschreibung der zum Einsatz kommenden Schätzmethode zur Schließung „echter“ Datenlücken (Rückgriff auf Sekundärquellen oder anderweitige Datenrekonstruktion nicht möglich).

Umweltmanagementsysteme

Soweit relevant ist hier gemäß Anhang I Abschnitt 1. Nr.1 f) MVO anzugeben, mit welchen in der Anlage installierten Umweltmanagementsystemen die Emissionsüberwachung verknüpft ist.

13

Überwachung von CO₂-Emissionen

13.1	Brennstoff- und Materialströme (Stoffstrom-Formulare „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“, „Materialstrom“)	127
13.1.1	Zuordnung von Brennstoff- und Materialströmen zu Berichtsanlagenteilen.....	127
13.1.2	Beschreibung der Brennstoff- und Materialströme	127
13.1.3	Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung.....	128
13.1.4	Angaben zur Probenahme	128
13.1.5	Angaben zu Stoffmengen	129
13.1.6	Angaben zu Berechnungsfaktoren	130
13.1.7	Angaben zum Bezug von weitergeleiteten Gasen	131
13.2	Kohlenstoffbilanzen (Formular „Massenbilanz“)	131
13.3	Kontinuierliche Messung von CO₂ (Formular „CO₂-Messung“)	131
13.4	Weiterleitung von inhärentem CO₂	134
13.4.1	Weiterleitung auf dem Massenbilanzglied	134
13.4.2	Überwachung von weitergeleiteten CO ₂ -Emissionen mittels kontinuierlicher Emissionsmessung.....	135

13.1 Brennstoff- und Materialströme (Stoffstrom-Formulare „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“, „Materialstrom“)

Im Hinblick auf die notwendige Transparenz und Richtigkeit der Überwachung und Berichterstattung müssen Stoffströme grundsätzlich getrennt voneinander ermittelt und für jeden Stoff ein eigenes FMS-Formular ausgefüllt werden.

Bei der Überwachung der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung ist in der Regel ein Formular „Brennstoffstrom_HW“ anzulegen, da der Emissionsfaktor heizwertbezogen anzugeben ist. Nach Art. 36 MVO kann unter bestimmten Voraussetzungen (vgl. Kapitel 7.3.1) ein masse- oder volumenbezogener Emissionsfaktor berichtet werden. In diesem Fall ist das Formular „Brennstoffstrom_MV“ anzulegen.

Das Stoffstrom-Formular „Materialstrom“ ist bei Überwachung von CO₂-Emissionen aus nicht brennbaren Einsatzstoffen oder bei Brennstoffen als Prozess-Input verwendbar. Hinweis: Bei Massenbilanzen können Materialien auch unter dem Stoffstrom-Formular „Massenbilanz“ berichtet werden.

Gleichartige Stoffströme innerhalb einer Anlage und einer Tätigkeit können aggregiert werden. So ist beispielsweise die Zusammenfassung gleicher Kohlesorten in den in der DEHSt-Liste genannten Kategorien, die in unterschiedlichen Blöcken eines Kraftwerks eingesetzt werden, zulässig. Nicht zusammengefasst werden dürfen Stoffe, die aufgrund ihrer Herkunft spezifisch unterscheidbare Zusammensetzungen aufweisen. Das gilt sowohl für Brennstoffe und Materialien, die von außerhalb der Anlage bezogen werden als auch für die in dem Betrieb selbst erzeugten (Produktions-) Reststoffe. Brennstoff- und Materialströme, die erst vor Verbrennung oder Verarbeitung vermengt werden, müssen nach den Komponenten vor der Mischung getrennt ermittelt werden (zum Beispiel separate Stoffstrom-Formulare für Abfälle und Kohlen).

Falls bei der Erstellung des Überwachungsplans die genaue Herkunft der Stoffe noch nicht bekannt ist, kann ein Stoffstrom-Formular für die dem Stoff entsprechende Kategorie angelegt werden (zum Beispiel Anlegen eines Stoffstrom-Formulars für „Vollwertkohle Import Kanada“ statt für die später tatsächlich bezogene „Vollwertkohle Import Australien“).

13.1.1 Zuordnung von Brennstoff- und Materialströmen zu Berichtsanlageanteilen

Bei mehreren Tätigkeiten nach Anhang 1 Teil 2 TEHG ist darauf zu achten, dass die Zuordnung der Brennstoff- und Materialströme zur jeweiligen Tätigkeit im Überwachungsplan zutreffend dargestellt ist. Im FMS sind die Stoffströme dem Berichtsanlageanteil zuzuordnen, der die betreffende Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG abbildet (vgl. auch Kapitel 12.3).

Werden an einem Standort sowohl emissionshandelspflichtige als auch nicht emissionshandelspflichtige Tätigkeiten ausgeführt (zum Beispiel Lebensmittelindustrie), ist auf eine sorgfältige Erfassung der Quellen oder Stoffströme und deren korrekte Zuordnung zur emissionshandelspflichtigen Tätigkeit zu achten.

13.1.2 Beschreibung der Brennstoff- und Materialströme

Neben den Tätigkeiten in Anhang IV MVO unterscheidet Tabelle 1 Anhang V MVO zudem bestimmte Prozesse und/oder Ermittlungsmethoden innerhalb der Tätigkeiten aus Anhang IV MVO, zum Beispiel Anhang IV Nr. 1: „Verbrennung – (Feste Brennstoffe)“. Für jeden Stoffstrom ist die zutreffende Tätigkeit anzugeben (vgl. Auswahl Feld „Tätigkeit nach Anhang IV Monitoring-Verordnung“).

Es ist auf eine für Dritte nachvollziehbare und verständliche Beschreibung der Stoffe zu achten. Dies gilt insbesondere, wenn im Feld „Name des Stoffes“ nicht gelistete Stoffe ausgewählt werden (vgl. Stoffstrom-Formulare, Auswahl Feld „Name des Stoffes“ wird mit „Ersatzwert für feste Stoffe“ belegt). Kann der Stoff einer in der FMS-Auswahlliste enthaltenen Kategorie zugeordnet werden, muss diese Kategorie gewählt werden. „Ersatzwerte“ dürfen in diesen Fällen nicht ausgewählt werden (zum Beispiel keine Abbildung von Steinkohle oder aufbereiteten Siedlungsabfällen über „Ersatzwert für feste Stoffe“). Lässt sich ein Stoff keiner Kategorie aus der FMS-Auswahlliste zuordnen, ist die Kennzeichnung „Ersatzwert ...“ auszuwählen. In diesem Fall müssen im Feld „Beschreibung des Stoffes“ Angaben zur genaueren Charakterisierung des Stoffes gemacht werden, unter anderem muss eine einschlägige Bezeichnung angegeben und – soweit relevant – die Herkunft oder Zusammensetzung beschrieben werden.

Zudem ist anzugeben, ob es sich bei dem Stoffstrom um den Bezug von weitergeleitetem (inhärenten) CO₂ handelt. Dies ist zum Beispiel der Fall, wenn Kuppelgas, das aus einem Stahlwerk bezogen wird, im eigenen Kraftwerk eingesetzt wird. Wird (inhärentes) CO₂ weitergeleitet, ist die Frage „Handelt es sich um einen weitergeleiteten Stoff“ mit „ja“ zu beantworten. Zur Weiterleitung von Stoffen an eine andere Anlage vergleiche Kapitel 13.4.

Für Materialströme (vgl. Formular „Materialstrom“) ist zusätzlich zu vermerken, ob der Stoffstrom auch als Brennstoff in der Anlage eingesetzt wird.

13.1.3 Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung

Wird statt oder neben der Berechnung die kontinuierliche Emissionsmessung in der Anlage angewandt, sind die Vorgaben in Kapitel 9 zu beachten. Im FMS ist vom Anlagenbetreiber das Formular „CO₂-Messung“ anzulegen (vgl. Kapitel 13.3). Da die MVO die Pflicht einer flankierenden Berechnung zur kontinuierlichen Emissionsmessung vorsieht, sind Stoffstrom-Formulare für diejenigen Stoffe anzulegen, deren Emissionen in die kontinuierliche Emissionsmessung einfließen. Auf den betreffenden Formularen ist die Frage „Wird CO₂ aus diesem Stoffstrom durch kontinuierliche Messung erfasst?“ mit „ja“ zu beantworten und die entsprechende Nummer der Quelle (vgl. Auswahlfeld „Nummer der Quelle“) anzugeben, die zuvor auf dem Formular „CO₂-Messung“ vergeben wurde (vgl. Kapitel 13.3). Werden die aus dem Stoffstrom resultierenden Emissionen über mehr als eine Quelle erfasst, sind alle Quellen auf dem Stoffstrom-Formular anzugeben.

Bei der flankierenden Berechnung sind nur die Emissionen zu berücksichtigen, die über ein kontinuierliches Emissionsmesssystem erfasst sind. Sollte ein Stoffstrom sowohl über die Berechnungsmethode als auch über kontinuierliche Emissionsmesssysteme erfasst werden, sind zwei Stoffstrom-Formulare im FMS anzulegen: Eines für die flankierende Berechnung und eines für die Berechnungsmethode.

Im Gegensatz zu allen anderen Werten, die bei der flankierenden Berechnung ebenenunabhängig geschätzt werden können, muss der biogene Anteil bei einer kontinuierlichen Emissionsmessung, wenn er mittels Berechnung und nicht über die kontinuierliche Emissionsmessung (vgl. Kapitel 9.1) bestimmt wird, auf Basis der von der MVO geforderten Ebenen ermittelt werden. Daher ist auf dem Stoffstrom-Formular anzugeben, ob ein Stoffstrom mit biogenem Kohlenstoffgehalt erfasst wird (vgl. Auswahlfeld „Handelt es sich um einen Stoffstrom mit biogenem Anteil?“). Möchte der Anlagenbetreiber die Emissionen biogenen Ursprungs von seinen Gesamtemissionen abziehen, hat er die Angaben auf dem Stoffstrom-Formular bzw. Massenbilanz-Formular zu „Biogener Anteil am Gesamtkohlenstoffgehalt“ auszufüllen und die Vorgaben in Kapitel 8.2 zu berücksichtigen.

13.1.4 Angaben zur Probenahme

Ermittelt der Anlagenbetreiber Berechnungsfaktoren nicht individuell, sondern ist die Anwendung von Standardfaktoren zulässig, beantwortet der Anlagenbetreiber die Frage „Erfolgt eine Probenahme?“ auf dem Stoffstrom-Formular mit „nein“. In allen anderen Fällen ist die Frage mit „ja“ zu beantworten und der Name des Probenahmeplans (vgl. Textfeld „Bezeichnung des Probenahmeplans“) anzugeben, der dann an das zugehörige Stoffstrom-Formular anzuhängen ist (vgl. auch Kapitel 7.2.2). Darüber hinaus sind Angaben zur Verfahrensanweisung für die Probenahme unter der gleichnamigen Überschrift vorzunehmen. Dabei sollte auch auf die Überprüfung der Aktualität des Probenahmeplans eingegangen werden. Gehen diese Informationen aus dem Probenahmeplan hervor, kann darauf verwiesen werden.

13.1.5 Angaben zu Stoffmengen

Für die Ermittlung von Stoffmengen gelten die Anforderungen in Kapitel 6.

Die „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ wird automatisch belegt. Der Anlagenbetreiber gibt die „Vorgesehene Ebene“ an, mit der er die Stoffmenge bestimmen will. Folgende Tabelle erläutert weitere notwendige Angaben zur Stoffmenge:

Tabelle 18: Stoffstrom-Formulare, Seite 3, Verbrauchsmenge bzw. Einsatzmenge

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Wird von der Ebene nach Monitoring-Verordnung abgewichen?	<p>Entspricht die „Vorgesehene Ebene“ mindestens der „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“, ist „nein“ aus der Auswahlliste zu wählen.</p> <p>Weicht die „Vorgesehene Ebene“ nach unten von der „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ ab, ist in diesem Feld eine Begründung aus der Auswahlliste zu wählen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ „ja, da emissionschwach und unverhältnismäßig“, wenn das Kriterium in Art. 19 Abs. 3 (a) MVO erfüllt ist (vgl. Kapitel 4.2) und der Unverhältnismäßigkeitsnachweis erbracht wird (vgl. Kapitel 4.3.1). ▶ „ja, da de-minimis“, wenn das Kriterium in Art. 19 Abs. 3 (b) MVO erfüllt ist (vgl. Kapitel 4.2). ▶ „ja, da biogener Kohlenstoffgehalt $\geq 97\%$“, wenn der biogene Anteil eines Brennstoffs- oder Materialgemischs 97 % oder mehr beträgt. Es kann eine ebenenunabhängige Methode angewendet werden. In diesem Fall ist unter „Vorgesehener Ebene“ „Schätzwert“ auszuwählen (vgl. Kapitel 8.1). ▶ „ja, da reine Biomasse“, wenn der Stoffstrom ausschließlich aus Biomasse besteht (d. h. biogener Anteil = 100 %, vgl. Kapitel 8.1). Der Nachweis (z. B. einmalige Analyse oder Herkunftsnachweis) ist im Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode“ zu erbringen. Es kann eine ebenenunabhängige Methode angewendet werden. In diesem Fall ist unter „Vorgesehener Ebene“ „Schätzwert“ auszuwählen. ▶ „ja, da unverhältnismäßig“, wenn die geforderte Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene) unverhältnismäßig ist (vgl. Kapitel 4.3.1). <p>Das Dokument, in welchem der Nachweis der Unverhältnismäßigkeit geführt wird, ist im Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode“ zu benennen und an das Stoffstrom-Formular anzuhängen.</p>
Messgerät	<p>Es ist das Messgerät aus der Liste auszuwählen, für das zuvor ein Formular „Messgerät“ angelegt wurde und mit dem die Stoffmenge des Stoffstroms ermittelt wird (vgl. Kapitel 12.4). Es können auch mehrere Messgeräte durch Drücken des „+“ Knopfes am linken Formularrand für die Stoffmengenermittlung vorgesehen werden.</p>
Beschreibung der Ermittlungsmethode	<p>Wird die Stoffmenge geschätzt (Feld „Vorgesehene Ebene“ ist mit „Schätzwert“ belegt) ist die Schätzmethode zu beschreiben.</p> <p>Wurde kein Messgerät ausgewählt (Feld „Messgerät“ ist mit „kein Messgerät“ belegt), ist zu erläutern, wie die Stoffmenge ermittelt wird.</p> <p>Wird die Stoffmenge nicht ausschließlich durch ein oder mehrere geeichte/konformitätsgeprüfte Messgeräte ermittelt, muss hier zudem der Dateiname des Nachweisdokuments genannt werden, in dem die Gesamtunsicherheitsbetrachtung durchgeführt wird (z. B. anhand der Excel-Arbeitshilfe zu Unsicherheitsberechnung (vgl. Kapitel 6).</p>
Sind Lagerbestandsveränderungen zu berücksichtigen?	<p>Weist der im Feld „Name des Stoffes“ ausgewählte Stoff die Einheit „1.000 Nm³“ auf, wird dieses Feld mit „nein“ vorbelegt. Andernfalls ist die Frage durch Auswahl von „ja“ oder „nein“ zu beantworten.</p>
Beschreibung der Ermittlungsmethode des Lagerbestands	<p>Die Ermittlungsmethode des Lagerbestands ist zu beschreiben, wenn das Feld „Sind Lagerbestandsveränderungen zu berücksichtigen“ mit „ja“ beantwortet wurde. Wird die Ermittlungsmethode in der verwendeten Excel-Arbeitshilfe zur Unsicherheitsberechnung oder in einem anderen Nachweisdokument erläutert, kann hier darauf verwiesen werden.</p>

13.1.6 Angaben zu Berechnungsfaktoren

Wie für die Bestimmung der Stoffmenge (vgl. Kapitel 13.1.5) wird für die je nach Überwachungsmethode (vgl. Kapitel 4.1) zu ermittelnden Berechnungsfaktoren (Emissionsfaktor, Kohlenstoffgehalt, unterer Heizwert, biogener Anteil am Gesamtkohlenstoffgehalt, Umsetzungsfaktor) die „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ automatisch belegt.

Der Anlagenbetreiber gibt die „Vorgesehene Ebene“, mit der er den Berechnungsfaktor bestimmen will, an. In Abhängigkeit von der gewählten Ebene bzw. Methode, sind alle weiteren Felder zu befüllen.

Hinsichtlich des Feldes „Wird von der Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene) abgewichen?“ vergleiche Erläuterungen in Kapitel 13.1.5.

Für die Berechnungsfaktoren Emissionsfaktor, unterer Heizwert und Kohlenstoffgehalt muss weiterhin im Feld „Ermittlungsmethode“ angegeben werden, ob die Bestimmung mittels „Analyse“ (vgl. Kapitel 7.2) durchgeführt wird oder ob ein „Standardwert“ verwendet wird (vgl. Kapitel 7.1). Das Feld ist gesperrt, wenn der Anlagenbetreiber zuvor im Feld „Vorgesehene Ebene“ „Schätzwert“ angegeben hat.

- ▶ Wird als Ermittlungsmethode „Standardwert“ genannt, wird das Feld „Datenquelle“ automatisch mit der Quelle für den entsprechenden Stoff, für den das Stoffstrom-Formular angelegt wurde (vgl. Kapitel 13.1.2), belegt. Ist die Datenquelle „Sonstiges“, ist ein Standardwert mit der DEHSt zu vereinbaren. Hierzu ist der zu genehmigende Wert im Feld „verwendeter Standardwert“ anzugeben und im Feld „Beschreibung der Datenquelle oder Ermittlungsmethode“ die Herleitung des verwendeten Standardwerts zu ergänzen. Darüber hinaus kann für den Emissionsfaktor, unteren Heizwert und Kohlenstoffgehalt manuell eine andere Datenquelle aus der Auswahlliste ausgewählt werden, indem zuerst die Checkbox „vom Standard abweichen“ aktiviert wird. Anschließend ist unter „Datenquelle“ die tatsächlich verwendete Quelle für die Ermittlung des Berechnungsfaktors aus der Auswahlliste auszuwählen.
- ▶ Wird „Analyse“ als Ermittlungsmethode angegeben, wählt der Anlagenbetreiber als nächsten Schritt auf dem jeweiligen Stoffstrom-Formular das zuvor angelegte Analyseverfahren aus (vgl. Kapitel 12.5), das für die Ermittlung des Berechnungsfaktors zur Anwendung kommt (vgl. Auswahlfeld „Analyseverfahren“) und gibt die Häufigkeit der Analyse im gleichnamigen Feld an. Zudem wählt er das zuvor angelegte Labor aus, das die Ermittlung des betreffenden Berechnungsfaktors durchführt (vgl. Kapitel 12.6).

Wird die „Vorgesehene Ebene“ mit Schätzwert belegt, muss die Schätzmethode zur Ermittlung des Berechnungsfaktors im zugehörigen Feld „Beschreibung der Datenquelle oder Ermittlungsmethode“ (bei Emissionsfaktor, unterer Heizwert, Kohlenstoffgehalt) bzw. „Beschreibung der Ermittlungsmethode“ (bei Umsetzungsfaktor, biogener Anteil am Gesamtkohlenstoffgehalt) dargestellt werden.

Hinweis zu Heizwerten

Da für die Emissionsberichte nach Anhang X Abschnitt 1 Nr. 1 g) i. V. m. Art. 26 Abs. 5 MVO konservative Schätzungen für den unteren Heizwert möglich sind (vgl. Kapitel 7.3.2), wenn sich die Emissionsfaktoren für Brennstoffe auf Masse oder Volumen anstatt Energie beziehen, wird die „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ auf allen Stoffstrom-Formularen außer auf dem Stoffstrom-Formular „Brennstoffstrom_HW“ (Brennstoffstrom, Emissionsfaktor heizwertbezogen)“ mit „Schätzwert“ vorbelegt. Jedoch muss der Anlagenbetreiber im Feld „Vorgesehene Ebene“ angeben, wie ein solcher „Schätzwert“ ermittelt wird. Basiert dieser nicht auf Ebenen, sondern wird er aus anerkannten Quellen hergeleitet, ist die „Vorgesehene Ebene“ mit „Schätzwert“ zu belegen und die Ermittlungsgrundlage im Feld „Beschreibung der Datenquelle oder Ermittlungsmethode“ zu nennen.



13.1.7 Angaben zum Bezug von weitergeleiteten Gasen

Wurde die Frage „Handelt es sich um den Bezug von weitergeleitetem (inhärentem) CO₂?“ auf Seite 1 des jeweiligen Stoffstrom-Formulars mit „ja“ beantwortet, sind auf Seite 6 weitere Angaben zur abgebenden Anlage⁵¹ (unter anderem zum Betreiber, zur Emissionshandlungspflicht und zum Messgerät bzw. zu den Messgeräten der abgebenden Anlage) zu machen und gegebenenfalls die Ermittlungsmethode des Lieferanten zu beschreiben (vgl. Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode“). Darüber hinaus ist gegebenenfalls im Feld „Erläuterung bei Abweichung der Messergebnisse“ zu beschreiben, wie Anpassungen bei Unstimmigkeiten zwischen dem eigenen Messergebnis und dem des Lieferanten vorgenommen werden, wenn sich die Abweichung der Messergebnisse nicht durch die Unsicherheiten der beiden Messsysteme erklären lässt. Wird der Stoffstrom beim Lieferanten nicht gemessen, können diese Felder leer bleiben.

13.2 Kohlenstoffbilanzen (Formular „Massenbilanz“)

Werden die CO₂-Emissionen ganz oder teilweise mittels Massenbilanzansatz berechnet, sind analog zum Vorgehen bei Brennstoff- und Materialströmen (vgl. Kapitel 13.1.1) Massenbilanzglieder (Formulare „Massenbilanz“) anzulegen und dem entsprechenden „Berichtsanlage teil CO₂“ zuzuordnen, der die betreffende Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG abbildet (vgl. auch Kapitel 12.3).

Für die Beschreibung der Massenbilanzglieder gelten die Vorgaben in Kapitel 13.1.2 analog. Die Klassifizierung von Massenbilanzgliedern in emissionsstark, emissionschwach, und De-minimis ist in Kapitel 4.2 erläutert. Für Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung, zur Probenahme, zu Stoffmengen, zu Berechnungsfaktoren und zum Bezug von weitergeleiteten Gasen gelten die Vorgaben in den Kapiteln 13.1.3 bis 13.1.7.

Es ist ebenfalls zu kennzeichnen, ob der Stoff, für den das Formular „Massenbilanz“ angelegt wurde, weitergeleitet wird (vgl. Feld „Handelt es sich um einen Stoff, der weitergeleitet wird?“, Seite 1). Die Weiterleitung von Restgasen aus einer Massenbilanz ist in Kapitel 13.4.1 beschrieben.

Die Stoffströme sind als Bilanzglieder – Input, Produkte, Export – zu kennzeichnen (vgl. Formular „Massenbilanz“, Seite 3).

Wie für Materialströme (vgl. Formular „Materialstrom“, Seite 3) ist auch für Massenbilanzglieder, die als „Input“ gekennzeichnet wurden (vgl. Formular „Massenbilanz“, Seite 3), zusätzlich anzugeben, ob der Stoffstrom auch als Brennstoff in der Anlage eingesetzt wird (Beispiel: Erdgas für Synthesegaserzeugung). Ist dies der Fall, muss die Ermittlungsmethode für den Heizwert angegeben werden. Es gelten die Vorgaben in Kapitel 7.3.2.

Im chemischen Bereich werden auch bei Anlagen mit niedrigen Emissionen oft Massenbilanzen über Input- und Outputstoffströme genutzt, um die Emissionen zu ermitteln. Dies kann bei sehr großen Input- und Outputstoffströmen rechnerisch zu großen Unsicherheiten bezogen auf die Emissionen der Anlage führen. Im Einzelfall können rechnerisch sogar negative Emissionen im Emissionsbericht resultieren. Daher kann es in diesen Fällen sinnvoll sein, schon für den Überwachungsplan zu überprüfen, ob eine Umstellung der Überwachungsmethode sinnvoll ist. Denkbar wäre zum Beispiel eine Überwachung der im Prozess entstehenden Abgase anstelle der Input- und Outputstoffströme.

13.3 Kontinuierliche Messung von CO₂ (Formular „CO₂-Messung“)

Für jede CO₂-Quelle, die mittels kontinuierlicher Emissionsmessung überwacht wird, ist ein Formular „CO₂-Messung“ anzulegen und dem Berichtsanlage teil CO₂ zuzuordnen, für das die betreffende Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG ausgewählt wurde (vgl. auch Kapitel 12.3). Der Quelle ist eine Nummer (vgl. Feld „Nummer der Quelle“) zuzuordnen. Darüber hinaus ist im Feld „Beschreibung der Quelle“ transparent zu beschreiben, wo die kontinuierliche CO₂-Messung durchgeführt wird und wie die Messung mit den zugeordneten Anlagenteilen technisch zusammenhängt (zum Beispiel wenn Abgasströme aus mehreren Anlagenteilen über ein gemeinsames Abgasrohr abgeführt werden).

⁵¹ Im FMS wird das Aktenzeichen der Anlage im EU-Register abgefragt. Im EU-Register gibt es ein Feld „Anlagen Nr. (engl.: Installation ID)“ und ein Feld „Genehmigungskennung (engl.: Permit ID)“. Im Überwachungsplan ist die „Anlagen Nr.“ einzutragen.

Die Frage auf Seite 1 des Formulars, ob mit der CO₂-Messung „Emissionen aus Regenerationsvorgängen nach Anhang IV Nr. 2 MVO?“ erfasst werden, ist mit „ja“ zu beantworten, wenn mit dem Formular die Ermittlungsmethode für Emissionen aus der Tätigkeit Regeneration katalytischer Cracker, Regeneration anderer Katalysatoren und Flexi-Coking oder aus Clausanlagen nach Nr. 2 Anhang IV MVO (Mineralölraffinerien) beschrieben wird.

Für die **Bestimmung der CO₂-Konzentration** sind weiterhin auf Seite 1 folgende Angaben zu machen:

Tabelle 19: Formular „CO₂-Messung“, Seite 1, Angaben zur Bestimmung der CO₂-Konzentration

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Methode	Wird die CO ₂ -Konzentration nicht über eine direkte Messung ermittelt, ist „Berechnung“ auszuwählen.
Parameter/Messgerät	Abhängig von der Auswahl der Methode für die Bestimmung der CO ₂ -Konzentration sind Messgeräte zur Bestimmung der jeweils relevanten Parameter aus der Liste der Messgeräte auszuwählen, für die zuvor Formulare „Messgerät“ angelegt wurden (vgl. Kapitel 12.5). Bei Berechnung der CO ₂ -Konzentration ist das Feld für CO ₂ gesperrt, es können jedoch weitere Segmente durch Drücken des „+“ Knopfes am linken Formularrand für die Parameter O ₂ , N ₂ , SO ₂ und NO _x angelegt und die zugehörigen Messgeräte ausgewählt werden.

Für die **Bestimmung des Abgasstromes** sind auf Seite 2 folgende Angaben zu machen:

Tabelle 20: Formular „CO₂-Messung“, Seite 2, Angaben zur Bestimmung des Abgasstroms

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Methode	Wird der Abgasstrom nicht über eine direkte Messung ermittelt, ist „Massenbilanz“ auszuwählen.
Messgerät zur Bestimmung des Abgasvolumens	Sowohl bei „Massenbilanz“ als auch bei „Messung“ zur Bestimmung des Abgasstroms ist das Messgerät aus der Liste der Messgeräte auszuwählen, für das zuvor ein Formular „Messgerät“ angelegt wurde (vgl. Kapitel 12.5). Wird das Abgasvolumen mit mehreren Messgeräten ermittelt, kann durch Drücken des „+“ Knopfes am linken Formularrand ein Messgerät hinzugefügt werden.
Parameter/Messgerät	Wird der Abgasstrom über eine Massenbilanz ermittelt, werden die Felder zu CO ₂ und CO automatisch mit den Daten befüllt, die unter „Angaben zur Bestimmung der CO ₂ -Konzentration“ eingetragen wurden. Für die Parameter O ₂ , SO ₂ und NO _x sind die entsprechenden Messgeräte auszuwählen, für die zuvor jeweils ein Formular „Messgerät“ angelegt werden muss (vgl. Kapitel 12.5). Darüber hinaus können ggf. weitere Segmente für zusätzliche Parameter und die zugehörigen Messgeräte durch Drücken des „+“ Knopfes am linken Formularrand angelegt werden.

Für die Berechnung des Abgasstroms mittels Massenbilanz, sind Angaben zur Verfahrensanweisung zu machen, vergleiche Kapitel 10.

Folgende Tabelle erläutert einige erforderliche Angaben bei der **Ermittlung der CO₂-Emissionen** auf Seite 3 des Formulars „CO₂-Messung“:

Tabelle 21: Formular „CO₂-Messung“, Seite 3, Angaben zur Ermittlung der CO₂-Emissionen

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Wird von der Ebene nach Monitoring-Verordnung abgewichen?	<p>Entspricht die „Vorgesehene Ebene“ mindestens der „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“, ist „nein“ aus der Auswahlliste zu wählen.</p> <p>Weicht die „Vorgesehene Ebene“ nach unten von der „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ ab, ist in diesem Feld eine Begründung aus der Auswahlliste zu wählen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ „ja, da emissionsschwach und unverhältnismäßig“, wenn das Kriterium in Art. 19 Abs. 4 MVO erfüllt ist (vgl. Kapitel 9) und der Nachweis der Unverhältnismäßigkeit erbracht wird (vgl. Kapitel 4.3.1). Es kann eine niedrigere Ebene als die höchste Ebene angewendet werden. ▶ „ja, da unverhältnismäßig“, wenn die geforderte Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene) unverhältnismäßig ist (vgl. Kapitel 4.3.1). <p>Das Dokument, in welchem der Nachweis der Unverhältnismäßigkeit geführt wird, ist im Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode inkl. Unsicherheitsbewertung“ zu benennen und an das Formular CO₂-Messung anzuhängen.</p>
Beschreibung der Ermittlungsmethode inkl. Unsicherheitsbetrachtung	Es ist zu beschreiben, wie die Gesamtunsicherheit bei der Ermittlung der jährlichen CO ₂ -Emissionen der Emissionsquelle bestimmt wird und welchen Wert diese Gesamtunsicherheit aufweist.
Beschreibung der Methode zur Bestimmung fehlender Daten	Fehlen z. B. Stundenwerte der gemessenen Konzentrationen (z. B. wegen zeitweiliger Störung des Messgeräts), ist die Methode zur Ermittlung der fehlenden Daten zu beschreiben. Dabei sind die Vorgaben in Art. 44 Abs. 2 und Art. 45 MVO zu beachten.
Nennung der verwendeten Standards	Aufzählung der für die kontinuierliche CO ₂ -Messung zur Anwendung kommenden Standards.
Beschreibung der Abweichungen von den Standards	Wird von den Vorgaben in den verwendeten Standards abgewichen, sind die Abweichungen zu beschreiben.

Auf Seite 4 des Formulars ist die für die kontinuierliche CO₂-Messung zur Anwendung kommende Verfahrensanweisung zu beschreiben.

Neben Benennen und Anfügen eines Prozessdiagramms für die kontinuierliche CO₂-Messung sind auf Seite 5 des Formulars Angaben zu weiteren Emissionsquellen zu machen, die zum Beispiel in Ausnahme- und Übergangsphasen auftreten können (zum Beispiel Notfackeln, diffuse Quellen).

Im FMS sind für die Stoffströme, für die die flankierende Berechnung vorgenommen wird, Stoffstrom-Formulare bzw. Massenbilanz-Formulare anzulegen (vgl. Kapitel 13.1.3).

13.4 Weiterleitung von inhärentem CO₂



Im Falle der Weiterleitung von (inhärentem) CO₂ gilt Folgendes:

- ▶ Eine Anlage, die (inhärentes) CO₂ weiterleitet, ist für das weitergeleitete (inhärente) CO₂ nicht abgabepflichtig, wenn sie
 - ▶ an eine emissionshandelspflichtige Anlage weiterleitet, unabhängig davon, ob das inhärente CO₂ als Teil eines Brennstoffs oder eines Materials weitergeleitet wird). Ausnahmen siehe unten.
 - ▶ an eine sog. CCS-Einrichtung im Sinne des Art. 49 Abs. 1 a) MVO zur dauerhaften geologischen Speicherung weiterleitet.
 - ▶ Sonderfall: Treffen für die weiterleitende Anlage Regelungen in Anhang IV Nr. 17 (Ammoniak) oder Nr. 20 (Soda und Natriumbicarbonat) MVO zu, sind für das weitergeleitete CO₂ Emissionsberechtigungen abzugeben, unabhängig von der weiteren Verwendung des Stoffstroms.
- ▶ Bezieher von weitergeleitetem CO₂ müssen für dieses grundsätzlich Emissionsberechtigungen abgeben. Sollte der oben genannte Sonderfall vorliegen, liegt die Abgabepflicht jedoch bei der weiterleitenden Anlage.
- ▶ Wird CO₂ an eine nicht emissionshandelspflichtige Anlage weitergeleitet, so ist die weiterleitende Anlage dafür abgabepflichtig. Handelt es sich um eine Weiterleitung nach Art. 49 Abs. 1 b) MVO zur Herstellung von gefällttem Kalziumkarbonat, so ist die nachweislich im Kalziumkarbonat chemisch gebundene Menge CO₂ abzugsfähig.

Auf welchem Formular (Formular „Massenbilanz“ oder Formular „CO₂-Messung“) die Überwachungsmethode für weitergeleitetes CO₂ dargestellt wird, hängt vom (zulässig) gewählten Überwachungsansatz ab.

- ▶ Weitergeleitetes CO₂, das nicht direkt und kontinuierlich gemessen wird, ist als „Massenbilanzglied“ darzustellen. Das gilt auch dann, wenn Anlagenbetreiber die Standardmethode gewählt haben.
- ▶ Misst ein Anlagenbetreiber weitergeleitetes CO₂ direkt, beschreibt er die Überwachung im Formular „CO₂-Messung“.

Wird der Stoffstrom auch bei der aufnehmenden Anlage gemessen, muss der Anlagenbetreiber die Ermittlungsmethode der aufnehmenden Anlage beschreiben (vgl. Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode zur Bestimmung der weitergeleiteten Menge bei der aufnehmenden Anlage“). Darüber hinaus ist im Feld „Erläuterung des Vorgehens bei Abweichung der Messergebnisse“ zu beschreiben, wie Ergebnisse angepasst werden, wenn sie voneinander abweichen, ohne dass sich dies durch die genehmigten Unsicherheiten der beiden Messsysteme erklären lässt. Lassen sich die abweichenden Messergebnisse durch die Unsicherheiten der Messsysteme erklären, ist nach Art. 48 Abs. 3 MVO stets das arithmetische Mittel beider Messwerte für die Emissionsberichte beider Anlagen zu verwenden.

13.4.1 Weiterleitung auf dem Massenbilanzglied

Für die Überwachung der Weiterleitung sind die für alle Massenbilanzglieder notwendigen Angaben erforderlich, vergleiche Kapitel 13.2. Weiterleitungen sind als Output-Massenbilanzglied („Export“ oder „Produkte“) zu kennzeichnen.

Darüber hinaus sind Angaben zu der Anlage erforderlich, an die das CO₂ weitergeleitet wird⁵². Wird an mehrere Anlagen weitergeleitet, sind die entsprechenden Abfragefelder durch Betätigen der „+“ Taste für jede weitere Anlage anzulegen.

⁵² Im FMS wird das Aktenzeichen der Anlage im EU-Register abgefragt. Im EU-Register gibt es ein Feld „Anlagen Nr. (engl.: Installation ID)“ und ein Feld „Genehmigungskennung (engl.: Permit ID)“. Im Überwachungsplan ist die „Anlagen Nr.“ einzutragen.

13.4.2 Überwachung von weitergeleiteten CO₂-Emissionen mittels kontinuierlicher Emissionsmessung

Wird weitergeleitetes CO₂ kontinuierlich gemessen, ist für die Weiterleitung ein Formular „CO₂-Messung“ anzulegen. Auf diesem ist die Frage „Dient diese kontinuierliche Emissionsmessung der Erfassung von weitergeleitetem CO₂ an andere Anlagen?“ mit „ja“ zu beantworten und die Überwachungsmethode darzustellen. Neben den für jede kontinuierliche Emissionsmessung notwendigen methodischen Angaben (vgl. Kapitel 13.3) müssen Angaben zu der oder den Anlagen gemacht werden, an die weitergeleitet wird. Insofern wird auf die Ausführungen im Kapitel 13.4.1 verwiesen.

14

Überwachung von N₂O-Emissionen

14.1	Kontinuierliche Messung von N ₂ O (Formular „N ₂ O-Messung“)	137
14.2	Weitergeleitetes N ₂ O (Formular „N ₂ O-Weiterleitung“)	138
14.3	Angaben zum Bezug von weitergeleitetem N ₂ O	138

14.1 Kontinuierliche Messung von N₂O (Formular „N₂O-Messung“)

Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure und Glyoxal oder Glyoxylsäure müssen neben CO₂-Emissionen auch über N₂O-Emissionen entsprechend Anhang IV Abschnitt 16 MVO berichten. Im FMS ist für jede Tätigkeit nach TEHG, bei der N₂O-Emissionen entstehen, ein „Berichtsanlagenteil N₂O“ anzulegen. Diesem Berichtsanlagenteil ist genau ein Formular „N₂O-Messung“ zuzuordnen. Das heißt, dass für die N₂O-Emissionen jedes erfassten Produktes, das in der Anlage produziert wird (Salpetersäure, Adipinsäure, Glyoxal oder Glyoxylsäure), ein separater „Berichtsanlagenteil N₂O“ mit jeweils genau einem Formular „N₂O-Messung“ angelegt werden muss. Bezüglich der Beschreibung der Quelle auf Seite 1 des Formulars „N₂O-Messung“ gelten die Vorgaben in Kapitel 13.3. Die Tätigkeit nach Anhang IV MVO wird automatisch in Abhängigkeit von den Angaben unter „Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG“ auf dem Formular „Berichtsanlagenteil N₂O“ belegt (23 – Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure, 24 – Anlagen zur Herstellung von Adipinsäure oder 25 – Anlagen zur Herstellung von Glyoxal oder Glyoxylsäure).

Neben der stündlichen Produktionsmenge für das betreffende Produkt ist im Feld „Methode zur Bestimmung der Produktionsmenge und Produktkonzentration“ zu beschreiben, wie die stündliche Produktionsmenge ermittelt und wie die Produktkonzentration festgestellt wird.

Für jeden Einsatzstoff, der zur Produktion des betreffenden Produktes benötigt wird, ist sowohl der Name aus der im FMS hinterlegten Liste auszuwählen (Acetaldehyd und Ethylenglycol, Ammoniak, Cyclohexanon, Cyclohexanol, Glyoxal, KA-Öl, Salpetersäure, stickoxidhaltige Gase), die Methode zu beschreiben, mit der der Einsatzstoff ermittelt wird, als auch die maximale Menge des Einsatzstoffes bei Vollaustlastung in Tonnen pro Stunde anzugeben.

Für die **Bestimmung der N₂O-Konzentration** sind auf Seite 2 zu den Parametern N₂O und O₂ die Messgeräte aus der Liste der Messgeräte auszuwählen, für die zuvor jeweils ein Formular „Messgerät“ angelegt werden muss (vgl. Kapitel 12.5).

Die Bestimmung des Abgasstromes bei der Herstellung von Salpetersäure soll durch Berechnung nach einem geeigneten Massenbilanzansatz erfolgen (vgl. Anhang IV Abschnitt 16 B.3 MVO). Bei allen anderen Tätigkeiten, bei denen die Bestimmung der Emissionsmenge von N₂O vorgeschrieben ist, kann zwischen dem Massenbilanzansatz und der Messung an einer repräsentativen Stelle gewählt werden. Wird die Menge des Abgases mittels Massenbilanz ermittelt, sind Angaben zur Verfahrensanweisung zu machen, vergleiche Kapitel 10. Das Formular „N₂O-Messung“ enthält unter anderem folgende Abfragen:

Tabelle 22: Formular „N₂O-Messung“, Seite 2, Angaben zur Bestimmung des Abgasstroms

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Methode	Wird der Abgasstrom nicht über eine direkte Messung ermittelt, ist „Massenbilanz“ auszuwählen. Für die Bestimmung des Abgasstroms bei der Tätigkeit „Herstellung von Salpetersäure“ ist grundsätzlich eine Massenbilanz vorzusehen.
Messgerät zur Bestimmung des Abgasvolumens	Sowohl bei „Massenbilanz“ als auch „Messung“ zur Bestimmung des Abgasstroms, ist das Messgeräte aus der Liste der Messgeräte auszuwählen, für das zuvor ein Formular „Messgerät“ angelegt werden muss (vgl. Kapitel 12.4). Wird das Abgasvolumen mit mehreren Messgeräten ermittelt, kann durch Drücken des „+“ Knopfes am linken Formularrand ein Messgerät hinzugefügt werden.
Beschreibung der Methode zur Bestimmung, ob der Abgasstrom ausreichend homogen ist	Es ist die Methode zu beschreiben, mit der festgestellt werden soll, ob der Abgasstrom homogen genug ist, um die Anwendung der vorgeschlagenen Messmethode zu ermöglichen.
Beschreibung einer alternativen Methode bei Vorliegen eines nicht homogenen Abgasstroms	Es ist eine alternative Methode zu beschreiben, wenn festgestellt werden sollte, dass der Abgasstrom nicht homogen genug ist.
Parameter/Messgerät	Wird der Abgasstrom über eine Massenbilanz ermittelt sind für die Parameter „Primärer Luftstrom“, „Sekundärer Luftstrom“ und „Sperrluftstrom“ die entsprechenden Messgeräte auszuwählen, für die zuvor ein Formular „Messgerät“ angelegt werden muss (vgl. Kapitel 12.4).

Für die erforderlichen Angaben bezüglich der **Ermittlung der N₂O-Emissionen** auf Seite 4 sowie die erforderlichen Angaben zu weiteren Emissionsquellen auf Seite 5 sind die Erläuterungen zur Ermittlung der CO₂-Emissionen bei kontinuierlicher CO₂-Messung in Kapitel 13.3 analog heranzuziehen.

Zusätzlich sind alle Emissionen in die Atmosphäre zu ermitteln, die aus ungeplanten Betriebszuständen resultieren (im FMS als „**Ausfälle**“ bezeichnet). Auf den Seiten 6 und 7 des Formulars „N₂O-Messung“ werden daher verschiedene Ausfallarten vorgesehen (Messgeräteausfall, Katalysatorausfall, Berstscheibenbruch, Messbereichsüberschreitung). Im Überwachungsplan ist darzulegen, wie die Höhe der Emissionen in solchen Fällen bestimmt wird (vgl. Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode von N₂O-Emissionen während des Ausfalls“) und wie der Eintritt dieser Betriebszustände überwacht wird (vgl. Feld „Beschreibung der Methoden, mit denen Ausfälle festgestellt werden“). Es ist dabei nachvollziehbar darzulegen, wie vermeidbare ungeplante Betriebszustände vermieden werden (zum Beispiel rechtzeitige Katalysatorregenerierung vor Erreichen der Messbereichsgrenzen der Messgeräte). Das gilt auch für Anlagen, die eine entsprechende Tätigkeit ausüben und die letztlich kein N₂O in die Atmosphäre emittieren. Darüber hinaus sind Hinweise auf die Häufigkeit und Dauer des Ausfalls sowie auf die Höhe der damit verbundenen N₂O-Emissionen zu geben. Auf Seite 8 können weitere Ausfallarten angelegt und beschrieben werden.

14.2 Weitergeleitetes N₂O (Formular „N₂O-Weiterleitung“)

Im Falle von an andere Anlagen weitergeleitetem N₂O sind die Methoden zur Bestimmung der Menge an N₂O bei der weiterleitenden Anlage oder bei der aufnehmenden Anlage zu beschreiben. Außerdem sind weitere Angaben zur aufnehmenden Anlage (unter anderem zum Betreiber, zur Emissionshandelspflicht und zum Messgerät bzw. zu den Messgeräten der abgebenden Anlage) zu machen.

Wird N₂O an eine andere emissionshandelspflichtige Anlage weitergeleitet, so darf dieses N₂O gemäß Art. 50 MVO im Emissionsbericht von den Emissionen der weiterleitenden Anlage abgezogen werden, sofern die aufnehmende Anlage gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG zur Überwachung und Berichterstattung von N₂O verpflichtet ist. Die Berichterstattung und Abgabepflicht liegt in diesem Fall bei der N₂O beziehenden Anlage.

Weiterleitungen von N₂O an Anlagen, die nicht dem EU-ETS unterfallen oder die gemäß Anhang I der Richtlinie 2003/87/EG nicht zur Überwachung und Berichterstattung von N₂O verpflichtet sind, führen hingegen nicht zu einer Reduzierung der Emissionen im Emissionsbericht der weiterleitenden Anlage. Auch darf keine Reduzierung der Emissionen vorgenommen werden, wenn N₂O abgefüllt wird oder als Gas in Produkten die Anlage verlässt, so dass es außerhalb der emissionshandelspflichtigen Anlage wieder emittiert wird. Wenn der Betreiber der weiterleitenden Anlage der DEHSt gegenüber allerdings den Nachweis erbringt, dass N₂O in geeigneten Emissionsminderungseinheiten zerstört wird, kann für die nachgewiesenen Mengen ein Abzug der Emissionen erfolgen.

14.3 Angaben zum Bezug von weitergeleitetem N₂O

Beim Bezug von N₂O aus einer emissionshandelspflichtigen Anlage sind weitere Angaben zur abgebenden Anlage (unter anderem zum Betreiber, zur Emissionshandelspflicht und zum Messgerät bzw. zu den Messgeräten der abgebenden Anlage) zu machen und gegebenenfalls die Ermittlungsmethode des Lieferanten zu beschreiben.

Wird der Stoffstrom bei der aufnehmenden Anlage ermittelt, muss der Anlagenbetreiber die Ermittlungsmethode der aufnehmenden Anlage beschreiben.

15

Überwachung von PFC-Emissionen (Formular „Zelltyp“)

Anlagen zur Herstellung von Primäraluminium müssen neben CO₂-Emissionen auch über PFC-Emissionen entsprechend Abschnitt 8 Anhang IV MVO berichten. Im FMS sind hierzu ein „Berichtsanlagenteil PFC“ und darunter ein Formular „Zelltyp“ anzulegen. Für jeden Zelltyp, der bei der Herstellung von Primäraluminium eingesetzt wird, ist ein gesondertes Formular „Zelltyp“ erforderlich. Das Formular „Zelltyp“ ist wie folgt aufgebaut:

- ▶ Seite 1 und 2: Angaben zu voraussichtlichen PFC-Emissionen, jährlicher Produktionsmenge Primäraluminium, Gewichtungsfaktor, diffuse Emissionen sowie weitere Angaben, die für beide Methoden relevant sind
- ▶ Seite 3: Angaben zum Steigungskoeffizient und zu den Anodeneffektminuten für Methode A
- ▶ Seite 4: Angaben zu Verfahrensanweisungen sowohl für Methode A als auch für Methode B
- ▶ Seite 5: Angaben zum Überspannungskoeffizient und zur Anodeneffekt-Überspannung für Methode B

Auf Seite 1 im Formular „Zelltyp“ ist im Feld „Zelltyp und Anode“ der Zelltyp aus der hinterlegten Liste oder, sofern der Zelltyp nicht in der Liste vorhanden ist, „Sonstiges“ auszuwählen. Ist letzteres der Fall, ist der verwendete Zelltyp im Feld „Beschreibung des Zelltyps“ zum Beispiel unter Angabe von Konstruktionsmerkmalen näher zu beschreiben.

Die Auswahl zwischen Methode A (Steigungsmethode) und Methode B (Überspannungsmethode) im Feld „Methode“ entscheidet darüber, welche Felder im Weiteren ausgefüllt werden müssen bzw. welche gesperrt werden. Angaben, die für Methode A erforderlich sind, werden auf den ersten Seiten des Formulars abgefragt. Angaben zur Methode B sind auf der letzten Seite des Formulars einzutragen.

Des Weiteren sind die voraussichtlichen PFC-Emissionen getrennt nach Tetrafluormethan und Hexafluorethan sowie die jährliche Produktionsmenge Primäraluminium, die mit diesem Zelltyp hergestellt wird, anzugeben.

Die „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ wird automatisch vorbelegt. Der Anlagenbetreiber gibt die „Vorgesehene Ebene“ an, mit der er die jährliche Produktionsmenge bestimmen will. Die folgende Tabelle erläutert einige der erforderlichen Angaben zur Ermittlung der **jährlichen Produktionsmenge**:

Tabelle 23: Formular „Zelltyp“, Seite 1, Jährliche Produktionsmenge Aluminium (Pr_{Al})

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Wird von der Ebene nach Monitoring-Verordnung abgewichen?	<p>Entspricht die „Vorgesehene Ebene“ mindestens der „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“, ist „nein“ aus der Auswahlliste zu wählen.</p> <p>Weicht die „Vorgesehene Ebene“ nach unten von der „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ ab, ist in diesem Feld eine Begründung aus der Auswahlliste zu wählen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ „ja, da emissionsschwach und unverhältnismäßig“, wenn das Kriterium in Art. 19 Abs. 3 (a) MVO erfüllt ist (vgl. Kapitel 4.2) und der Unverhältnismäßigkeitsnachweis erbracht wird (vgl. Kapitel 4.3.1). ▶ „ja, da de-minimis“, wenn das Kriterium in Art. 19 Abs. 3 (b) MVO erfüllt ist (vgl. Kapitel 4.2). ▶ „ja, da unverhältnismäßig“, wenn die geforderte Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene) unverhältnismäßig ist (vgl. Kapitel 4.3.1). <p>Das Dokument, in welchem der Nachweis der Unverhältnismäßigkeit geführt wird, ist im Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode“ zu benennen und an das Formular „Zelltyp“ anzuhängen.</p>
Messgerät	<p>Es ist das Messgerät aus der Liste auszuwählen, für das zuvor ein Formular „Messgerät“ angelegt wurde und mit dem die Produktionsmenge ermittelt wird (vgl. Kapitel 12.4). Wird die Produktionsmenge durch mehrere Messgeräte ermittelt, kann durch Drücken des „+“ Knopfes am linken Formularrand ein weiteres Messgerät hinzugefügt werden.</p>
Beschreibung der Ermittlungsmethode	<p>Wird die Produktionsmenge geschätzt (Feld „Vorgesehene Ebene“ ist mit „Schätzwert“ belegt), ist die Schätzmethode zu beschreiben.</p> <p>Wurde kein Messgerät ausgewählt (Feld „Messgerät“ ist mit „kein Messgerät“ belegt), ist zu erläutern, wie die Produktionsmenge ermittelt wird.</p>

Wie für die Bestimmung der Produktionsmenge wird für **Gewichtungsfaktor** und **Steigungskoeffizient** bei Methode A (bzw. für **Gewichtungsfaktor** und **Überspannungskoeffizient** bei Methode B) die „Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene)“ automatisch vorgelegt. Im Feld „Vorgesehene Ebene“ gibt der Anlagenbetreiber die Ebene an, mit der er den jeweiligen Emissionsfaktor bestimmen will.

- ▶ Wird „Ebene 2“ als „Vorgesehene Ebene“ angegeben, wählt der Anlagenbetreiber im nächsten Schritt das zuvor angelegte „Analyseverfahren“ aus (vgl. Kapitel 12.5), das zur Ermittlung des Emissionsfaktors zur Anwendung kommt (Auswahlfeld „Analyseverfahren“). Wird die Ermittlungsmethode bereits auf dem Formular „Analyseverfahren“ beschrieben, kann im Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode“ darauf verwiesen werden. Zudem wählt er das zuvor angelegte „Labor“ aus, das die Ermittlung des betroffenen Emissionsfaktors durchführt (vgl. Kapitel 12.6).
- ▶ Hat der Anlagenbetreiber im Feld „Vorgesehene Ebene“ „Schätzwert“ gewählt, muss die Schätzmethode zur Ermittlung des Berechnungsfaktors im zugehörigen Feld „Beschreibung der Ermittlungsmethode“ dargestellt werden.

Soll von der Ebene nach Monitoring-Verordnung abgewichen werden, ist im Feld „Wird von der Ebene nach Monitoring-Verordnung (Soll-Ebene) abgewichen?“ eine Auswahl zu treffen. Hierbei gelten dieselben Bedingungen wie bei den Angaben zur Ermittlung der jährlichen Produktionsmenge (vgl. Tabelle 21).

Ebenfalls zu beschreiben sind die Methode zur Bestimmung von diffusen Emissionen und die Ermittlungsmethode von relevanten Änderungen in der Anlage, welche eine Neubestimmung der Emissionsfaktoren erforderlich machen. Im Feld „Terminplanung für die Bestimmung von Gewichtungsfaktor, Koeffizienten und diffusen Emissionen“ ist die Planung für die gesamte 4. Handelsperiode entsprechend der Vorgaben nach Abschnitt 8 Anhang IV MVO anzugeben.

Je nach Wahl der Methode (A oder B) müssen nähere Angaben zur Bestimmung der Anodeneffektminuten (Methode A, Seite 3) oder zur Bestimmung der Anodeneffekt-Überspannung (Methode B, Seite 5) gemacht werden. Dabei ist sowohl die Bezeichnung des zum Einsatz kommenden Messsystems anzugeben, als auch die jeweilige Methode zu erläutern. Darüber hinaus soll beschrieben werden, mit welcher Methode die Daten bei Ausfall der Messelektronik bestimmt werden (Feld „Beschreibung der Methode bei Ausfall“).

Auf Seite 4 sind Angaben zu den Verfahrensanweisungen für die Bestimmung des Gewichtungsfaktors und der Koeffizienten (Methode A oder B), der diffusen Emissionen und der Terminplanung einzutragen.

16

Grundlegende Aspekte

16.1	Funktion und Bedeutung des Emissionsberichts	143
16.2	Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse.....	143

16.1 Funktion und Bedeutung des Emissionsberichts

Der jährliche Emissionsbericht ist das zusammengefasste Ergebnis der Emissionsüberwachung im Berichtsjahr. Er ist Grundlage für die Bestimmung der von Betreibern zu erfüllenden Abgabepflicht und Ausgangspunkt für die Prüfungen durch die Prüfstelle und die DEHSt.

Um die Erstellung der Emissionsberichte zu erleichtern, stellt die DEHSt Formulare im FMS zur Verfügung, die die erforderlichen Angaben, Daten und Informationen vorstrukturiert abfragen (vgl. Kapitel 3.2).

Für jede Anlage ist ein eigener Emissionsbericht abzugeben. Wenn es sich um nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) genehmigungsbedürftige Anlagen handelt, entscheidet die immissionsschutzrechtliche Genehmigungssituation darüber, welche Emissionsquellen und Stoffströme Teil einer Anlage sind, vergleiche § 2 Abs. 4 TEHG (vgl. Kapitel 1.2).

16.2 Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

In Emissionsberichten enthaltene Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse werden von der DEHSt nach den gesetzlichen Regeln geschützt und gewahrt. Beantwortet der Anlagenbetreiber die hierzu gestellte Frage auf dem Deckblatt des Formular-Management-Systems mit „ja“, ist in einem separaten Dokument zu erläutern, welche Informationen als Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu beachten sind. Dieses Dokument ist dem Deckblatt als Anlage anzufügen.

17

Elektronische Erstellung und Übermittlung von Emissionsberichten

17.1	Verbindliche elektronische Kommunikation	145
17.2	Das Formular-Management-System (FMS)	145
17.3	Virtuelle Poststelle (VPS)	146

17.1 Verbindliche elektronische Kommunikation

Emissionsberichte müssen in den von der DEHSt auf ihren Internetseiten zur Verfügung gestellten elektronischen Vorlagen (**Formular-Management-System, FMS**) erstellt werden. Auch die Übermittlung der Emissionsberichte und deren Signatur (vgl. Kapitel 3.4) müssen auf elektronischem Wege über die Virtuelle Poststelle (VPS) erfolgen (vgl. Kapitel 17.3). Die Verpflichtung zur Verwendung von FMS, VPS und zur elektronischen Signatur folgt aus § 23 Abs. 5 TEHG und Art. 74 Abs. 1 MVO i. V. m. der Bekanntmachung im elektronischen Bundesanzeiger (eBAAnz AT 14.03.2019 B8).

17.2 Das Formular-Management-System (FMS)

Das FMS bildet die nach der MVO – insbesondere dessen Anhang X – notwendigen Angaben in einem Emissionsbericht ab und soll Betreibern so eine fehlerfreie Berichterstattung erleichtern. Detaillierte Informationen zum FMS enthält das [„Benutzerhandbuch zur elektronischen Emissionsberichterstattung nach § 5 TEHG“](#).

Das FMS sieht für die Anwender unterschiedliche Rollen vor: Anlagenbetreiber und Prüfstellen arbeiten zeitversetzt am selben Bericht. Das Rollenkonzept ermöglicht einen einfachen Datenaustausch zwischen den Anwendern durch die Weitergabe des Bearbeitungsrechts am jeweiligen Bericht. Die Eingaben des Betreibers und die Prüfvermerke der Prüfstellen stehen dem jeweils anderen Rollenpartner lesend zur Verfügung.

Hinweis

Ein Bericht kann im FMS ausschließlich auf Basis eines im FMS erstellten Überwachungsplans angelegt werden.



Der Anlagenbetreiber wählt beim Anlegen des Emissionsberichts den für das Berichtsjahr gültigen, genehmigten Überwachungsplan aus. Liegen dem Emissionsbericht mehrere Überwachungspläne zugrunde, wird die Auswahl des umfangreichsten Überwachungsplans empfohlen.

Damit die Daten des Emissionsberichts nachvollziehbar sind, darf der Betreiber die Version, die als Basis für den Emissionsbericht gewählt wird, nicht überschreiben (vgl. Kapitel 3.2).

Kennzeichnung von Formularen

Beim Anlegen eines Berichts wird ein Großteil der Inhalte des ausgewählten Überwachungsplans übernommen. Einige Formulare (zum Beispiel Stoffstrom-Formulare, Formular „CO₂-Messung“), die mit Inhalten der gleichnamigen Formulare aus dem zugrunde gelegten Überwachungsplan automatisch befüllt werden, erhalten die Kennzeichnung „Herkunft: Überwachungsplan“. Diese Kennzeichnung signalisiert, dass der überwiegende Teil der übernommenen Inhalte nicht geändert werden kann.

Müssen bereits vorhandene Daten auf einem aus dem Überwachungsplan übernommenen Formular angepasst werden, gibt es die Möglichkeit, das Formular neu anzulegen. Wird zum Beispiel ein Stoffstrom eingesetzt, der im zugrunde liegenden Überwachungsplan nicht (mehr) aufgeführt ist, kann hierfür im Emissionsbericht ein neues (leeres) Stoffstrom-Formular angelegt werden. Für das Ausfüllen von „leeren“ Formularen gelten die Vorgaben in Kapitel 13.

Kopierfunktion

Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, Stoffstrom-Formulare zu kopieren. Mit der Kopierfunktion werden außer den Angaben zu Stoffmengen und Berechnungsfaktoren alle Informationen übernommen und können angepasst werden. Das Kopieren eines Stoffstrom-Formulars ist zum Beispiel sinnvoll, wenn

- ▶ im Überwachungsplan der Einsatz und die Überwachung von Steinkohle generell beschrieben wurde und nun nach dem Berichtsjahr die tatsächlich eingesetzten Kohlesorten (aus verschiedenen Provenienzen) feststehen. Nach dem Kopieren des Stoffstrom-Formulars müssen lediglich die stoffstromspezifischen Daten ergänzt werden (zum Beispiel Felder: „Wert“ der Stoffmenge und Berechnungsfaktoren).
- ▶ sich die Anlage, von der inhärentes CO₂ bezogen wurde, geändert hat (siehe Seite 3 auf dem Stoffstrom-Formular)
- ▶ sich die Überwachungsmethode für einen Stoffstrom im Berichtsjahr geändert hat (zum Beispiel Umstellung von Standardwert auf Analyse, vgl. Kapitel 19.3).

17.3 Virtuelle Poststelle (VPS)

Die elektronische Kommunikation mit der DEHSt erfolgt über die gesicherte VPS (vgl. Kapitel 3.3).

Die Emissionsberichte werden im FMS von der Prüfstelle zu einer ZIP-Datei komprimiert. Für den Versand an die DEHSt ist unbedingt darauf zu achten, dass die ZIP-Datei versendet wird. Einzelne PDF- und die XML-Dateien sind für eine Bearbeitung der Berichte durch die DEHSt nicht ausreichend. Die ZIP-Datei wird als Anhang einer VPS-Nachricht versendet. Dazu muss die Prüfstelle die Nachricht mit dem Bericht in der Postfachsoftware „VPSMail“ mit ihrer QES versehen und dann an den Betreiber senden. Der Betreiber wiederum leitet diese Nachricht, nachdem er sie selbst elektronisch signiert hat, an die DEHSt weiter.



Es ist unbedingt darauf zu achten, dass die originale Nachricht der Prüfstelle „weitergeleitet“ und keine neue Nachricht an die DEHSt gesendet wird. Erzeugt der Betreiber eine neue Nachricht und fügt den verifizierten Bericht der Nachricht nur hinzu, wird die Signatur der Prüfstelle nicht an die DEHSt weitergegeben. In diesem Fall kann die DEHSt nicht erkennen, ob der Emissionsbericht nach der Verifizierung z. B. vom Betreiber verändert wurde und müsste daher einen formal ordnungsgemäßen Bericht nachfordern. Bei korrekter Weiterleitung der Nachricht der Prüfstelle erzeugt VPSMail eine neue VPS-Nachricht. Diese enthält automatisch die originale Nachricht mit den verifizierten Daten in „eingepackter“ Form, so dass die Datei mit den Daten nicht mehr direkt für den Betreiber sichtbar ist.

Nach Signatur und Versand durch den Betreiber gehen bei der DEHSt beide Signaturen in einer verschachtelten Nachricht ein. Eine Kopie und einen Nachweis für den Betreiber legt VPSMail im Ordner „Gesendete“ ab. Dort ist eine weitergeleitete Nachricht an einem Pluszeichen zu erkennen. Sie kann jederzeit mit einem Doppelklick geöffnet werden. Die Inhalte können dann einzeln gelesen und separat gespeichert werden. Detaillierte Informationen zur Nutzung von VPSMail zur Einreichung der Emissionsberichte stehen im „Leitfaden für die Nutzung der Virtuellen Poststelle“ im Kapitel „Nachrichtentyp Emissionsbericht“ auf den Internetseiten der DEHSt zur Verfügung.

18

Anforderungen an die Emissionsberichterstattung

18.1	Vollständigkeit des Emissionsberichts.....	148
18.2	Berichts- und Abgabepflicht bei Wechsel des Betreibers einer Anlage	148
18.3	Anlagen ohne Emissionen	148
18.4	Eintrag der geprüften Emissionen ins Unionsregister	149
18.5	Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflicht.....	149
	18.5.1 Kontosperrung	149
	18.5.2 Sanktion wegen Verletzung der Abgabepflicht.....	150
	18.5.3 Verhängung von Bußgeldern	150
18.6	Zusammenwirken von EU-ETS und dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS).....	151

18.1 Vollständigkeit des Emissionsberichts

Der Mindestinhalt eines Emissionsberichts folgt aus den Vorgaben des Anhangs X MVO. Zur Unterstützung der Betreiber sind in FMS einzelne Datenfelder als Pflichtangaben gekennzeichnet. Den Prüfstellen steht diese Funktion nicht zur Verfügung. Sind nicht alle nach der MVO notwendigen Angaben im FMS-Formular möglich (zum Beispiel aus Platzmangel), müssen sie in zusätzlichen Dokumenten dargestellt werden, die dann Teil des Emissionsberichts sind. Außerdem sollten Betreiber und Prüfstellen darauf achten, dass Angaben, die auf den ersten Blick nicht nachvollziehbar sind, erläutert werden (wenn nötig in Dokumenten, die dem Emissionsbericht beigelegt werden).

18.2 Berichts- und Abgabepflicht bei Wechsel des Betreibers einer Anlage

Wechselt der Betreiber einer Anlage, ändert sich seine Identität oder Rechtsform, ist dies der DEHSt unverzüglich anzuzeigen. Ist die Anlage nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig, muss dies ebenso umgehend auch gegenüber der für die Emissionsgenehmigung zuständigen Landesbehörde angezeigt werden. Der neue Betreiber ist für die Berichterstattung und Abgabepflichten bezogen auf das gesamte Kalenderjahr verantwortlich, vergleiche § 25 Abs. 1 TEHG.

Der neue Betreiber einer Anlage muss demnach die CO₂-Emissionen des Übernahmejahres berichten und eine entsprechende Zahl Emissionsberechtigungen abgeben, sofern vor dem Betreiberwechsel und Abgabe nicht bereits der alte Betreiber die Berichterstattung durchgeführt hat. Das gilt auch dann, wenn der Wechsel nach Ablauf des Berichtsjahrs stattfand. Eine auf verschiedene Betreiber aufgeteilte Verantwortung für die Erfüllung der Berichts- und Abgabepflicht sieht das Gesetz nicht vor. Getrennte Berichte für die gleiche emissionshandelspflichtige Anlage dürfen daher nicht eingereicht werden. Zudem sind das Anlagenkonto im Unionsregister auf den neuen Betreiber umzuschreiben und kontobevollmächtigte Personen zu benennen (vgl. www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Unionsregister/unionsregister_node.html).

18.3 Anlagen ohne Emissionen

Für Anlagen, die zwar derzeit keine Emissionen freisetzen, dazu aber technisch in der Lage sind, ist ein vollständiger Emissionsbericht zu erstellen. Dies betrifft beispielsweise Anlagen, deren Treibhausgase nicht durch eigene Schornsteine emittiert, sondern vollständig an andere Anlagen zur Weiterverarbeitung oder Abfackelung weitergegeben werden. Gleiches gilt für Anlagen, die nur tatsächlich keine Emissionen erzeugen, obwohl sie dies genehmigungsrechtlich dürfen, etwa da sie Emissionsquellen tatsächlich nicht nutzen oder nicht nutzen können (siehe weitere Ausführungen dazu in Kapitel 4.5).

Der Umfang des Emissionsberichts kann auf das Ausfüllen der Formulare „Deckblatt“, alle Adressformulare und des Formulars „Überwachungsplan“ beschränkt werden.

Hinweis für Prüfstellen

Die Prüfstelle bestätigt auf dem Deckblatt, dass die Angaben zutreffen und die Anlage im Berichtszeitraum keine Emissionen freigesetzt hat. Auf dem Formular „Verifizierung“ (Textfeld „Ergänzende Hinweise“) muss sie die Ursache erläutern. Im Unionsregister ist für diese Anlage für alle aufgeführten Treibhausgase (CO₂, N₂O und PFC) jeweils eine 0 (Null) in das entsprechende Feld einzutragen.

Anlagenbetreiber von Anlagen ohne Emissionen, die eine Befreiung nach §§ 16 ff EHV erhalten haben, müssen die Emissionen dieser Anlage überwachen und entsprechende Emissionsberichte einreichen. Für die Überwachung gelten lediglich einige Erleichterungen. Diese Erleichterungen sind in [Kapitel 4.1 des Hinweispapiers](#) dargestellt.

18.4 Eintrag der geprüften Emissionen ins Unionsregister

Im Unionsregister müssen die geprüften Emissionen einer Anlage getrennt nach CO₂, N₂O und PFC (jeweils in CO₂-Äq) eingetragen werden (vgl. Art. 31 Abs. 2 i. V. m. Tabelle IX-I der Registerverordnung (Verordnung (EU) 2019/1122)).

Die relevanten Größen für den Eintrag im Unionsregister (über Reiter „Compliance“ und Klick in der Spalte „Aktion“ beim entsprechenden Jahr) sind auf dem Formular „Deckblatt“ im Emissionsbericht zu finden. Falls keine Emissionen für das jeweilige Treibhausgas vorlagen, ist unbedingt eine „0“ einzutragen. Hatte die Anlage überhaupt keine Emissionen, ist in allen drei Feldern eine „0“ einzutragen.

Nach Eintrag und Bestätigung der Emissionen, getrennt nach CO₂, N₂O und PFC, wird im Unionsregister die Summe der CO₂-Äq gebildet. Von diesem Moment an werden unter dem Pfad *Zum Konto > Compliance* nur noch die Summe der Emissionen, aber nicht mehr die Einzelwerte angezeigt.

Der/die gemäß Emissionsbericht ermittelte/n Wert/e der geprüften Emissionen ist/sind entweder durch eine kontobevollmächtigte Person n des Anlagenbetreibers oder durch eine bevollmächtigte Person der zugeordneten Prüfstelle in das Register einzutragen. Für die Zuordnung einer Prüfstelle zu einer Anlage muss zunächst ein Kontobevollmächtigter des Anlagenkontos die Prüfstelle im Unionsregister auswählen. Die Prüfstelle muss diese Zuordnung im Unionsregister bestätigen. Danach kann die Prüfstelle den Eintrag der geprüften Emissionen sowie die Genehmigung des Eintrags für das entsprechende Berichtsjahr vornehmen.

Werden die geprüften Emissionen durch eine der kontobevollmächtigte Person des Anlagenbetreibers eingetragen, muss eine kontobevollmächtigte Person der Prüfstelle diesen Eintrag genehmigen. Sind der Eintrag und die Genehmigung nicht bis spätestens zum 31. März erfolgt, sperrt die DEHSt als Registerverwaltung das Konto solange, bis dies nachgeholt wurde. Fehlende Einträge können von den kontobevollmächtigten Personen des Kontos und von Prüfstellen auch nach dem 31. März und auch noch nach dem 30. April⁵³ nachgeholt und bestätigt werden. Korrigieren können kontobevollmächtigte Personen des Kontos und Prüfstellen fehlerhafte, aber schon abschließend von der Prüfstelle bestätigte VET-Einträge nur bis zum 30. April⁵⁴. Danach können fehlerhafte Einträge nur noch durch die DEHSt berichtigt werden.

Damit Prüfstellen von Anlagenbetreibern ihrem Konto zugeordnet werden können, benötigen diese ein „Prüferkonto“. Wie dies beantragt werden kann, ist auf der Internetseite der DEHSt unter folgendem Link erläutert: www.dehst.de/DE/Europaeischer-Emissionshandel/Unionsregister/unionsregister_node.html. Prüfstellen müssen dabei mindestens eine kontobevollmächtigte Person benennen. Nimmt eine Prüfstelle die Einträge selbst vor, benötigt sie mindestens zwei kontobevollmächtigte Personen. Notwendige Änderungen der geprüften Emissionen infolge einer Korrektur der Emissionsberichte werden nach Art. 31 Abs. 6 der EU-Registerverordnung (EU) 2019/1122 von der DEHSt in die Tabelle der geprüften Emissionen eingetragen. Die Eintragung wird dem Kontoinhaber mitgeteilt.

18.5 Durchsetzung der Berichts- und Abgabepflicht

Die ordnungsgemäße Erfüllung der Berichts- und Abgabepflichten ist Voraussetzung für einen funktionierenden, Wettbewerbsverzerrungen vermeidenden Emissionshandel. Für den Fall, dass Betreiber diesen Pflichten nicht nachkommen, sieht der Abschnitt 5 des TEHG verschiedene Formen der Sanktion vor.

18.5.1 Kontosperrung

Hat ein Betreiber bis zum 31.03. keinen Emissionsbericht für das abgelaufene Kalenderjahr eingereicht, muss die DEHSt nach § 29 TEHG sein Konto sperren. In der Folge kann der Betreiber zwar noch seine Abgabepflichten erfüllen, im Übrigen aber nicht mehr über Emissionsberechtigungen auf seinem Konto verfügen. Insbesondere kann er nicht veranlassen, dass diese Berechtigungen auf ein anderes Konto transferiert werden. Die Kontosperrung wird aufgehoben, wenn ein ordnungsgemäßer Emissionsbericht bei der DEHSt eingereicht wurde oder diese die Emissionen geschätzt hat.

⁵³ Ab 2024 geändert auf 30.09. Diese und weitere Änderungen der EHRL werden erst nach Inkrafttreten der Neufassung des TEHG in einen umfassend überarbeiteten Leitfaden aufgenommen, siehe „Versionshinweise“.

⁵⁴ Ab 2024 geändert auf 30.09. Diese und weitere Änderungen der EHRL werden erst nach Inkrafttreten der Neufassung des TEHG in einen umfassend überarbeiteten Leitfaden aufgenommen, siehe „Versionshinweise“.

18.5.2 Sanktion wegen Verletzung der Abgabepflicht

Wurden bis zum 30.04.⁵⁵ nicht ausreichend Emissionsberechtigungen für das abgelaufene Kalenderjahr abgegeben, wird der Betreiber gemäß § 30 Abs. 1 TEHG mit 100 Euro⁵⁶ je fehlender Berechtigung sanktioniert. Außerdem muss er die fehlenden Berechtigungen bis zum 31.01. des Folgejahres abgeben.

Die Ursache der Abgabepflichtverletzung ist für die Sanktionierung ohne Bedeutung. Lediglich bei Vorliegen höherer Gewalt ist die DEHSt berechtigt, von einer Sanktion abzusehen. Gründe höherer Gewalt sind nur Naturkräfte oder sonstige äußere Einflüsse, die vom Betreiber auch bei äußerster Sorgfalt nicht verhindert werden konnten, nicht aber zum Beispiel mangelnde Sorgfalt von Mitarbeitenden. Bei anderen Ursachen als höherer Gewalt ist der DEHSt kein Ermessen eingeräumt, weder ob sanktioniert wird noch in welcher Höhe die Zahlungspflicht festgesetzt werden muss.⁵⁷ Der Betreiber darf sich jedoch bei der Abgabe der Berechtigungen auf die in seinem Emissionsbericht ausgewiesenen und von einer Prüfstelle bestätigten Emissionen verlassen.⁵⁸ Dies gilt in der Regel auch dann, wenn die Prüfstelle den Emissionsbericht als „zufriedenstellend mit Anmerkungen“ bewertet hat. Stellt die DEHSt nach Ablauf des 30.04. einen Fehler im Bericht fest, erfolgt keine Festsetzung einer Zahlungspflicht gemäß § 30 Abs. 1 TEHG, die fehlenden Berechtigungen müssen jedoch auch in diesem Fall nachträglich abgegeben werden.

18.5.3 Verhängung von Bußgeldern

In § 32 TEHG sind eine Reihe von Ordnungswidrigkeiten benannt, für die Bußgelder verhängt werden können. Von diesen sind für die Emissionsüberwachung und Berichterstattung im Wesentlichen folgende relevant:

- ▶ Gegen einen Betreiber, der nicht, nicht richtig, nicht vollständig oder nicht rechtzeitig berichtet und somit die verursachten Emissionen nicht im Einklang mit dem genehmigten Überwachungsplan angibt, kann gemäß § 32 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 32 Abs. 2 und 4 TEHG eine Geldbuße bis zu 500.000 Euro verhängt werden, handelt der Betreiber fahrlässig, beträgt die Geldbuße bis zu 50.000 Euro. Davon erfasst sind zum Beispiel Fälle, in denen der Betreiber Nebenbestimmungen im Bescheid zur Genehmigung des Überwachungsplans missachtet. Insbesondere betrifft dies aber auch Fälle, in denen der Betreiber bei der Anfertigung des Berichts nicht sorgfältig vorgeht und dadurch fehlerhafte Angaben macht. Die DEHSt prüft bei Vorliegen eines Fehlers im Emissionsbericht, ob eine entsprechende Geldbuße zu verhängen ist.
- ▶ Ein Bußgeld bis zu 50.000 Euro droht auch Betreibern, die die DEHSt in ihrer Aufgabenwahrnehmung behindern, indem sie bspw. die Erteilung von Auskünften oder die Einreichung angeforderter Unterlagen verweigern oder wenn sie solche Informationen nicht rechtzeitig oder fehlerhaft geben.

⁵⁵ Ab 2024 geändert auf 30.09. Diese und weitere Änderungen der EHRL werden erst nach Inkrafttreten der Neufassung des TEHG in einen umfassend überarbeiteten Leitfaden aufgenommen, siehe „Versionshinweise“.

⁵⁶ Die Zahlungspflicht erhöht sich gemäß § 30 Abs. 1 Satz 2 TEHG entsprechend dem Anstieg des Europäischen Verbraucherpreisindex für das Berichtsjahr gegenüber dem Bezugsjahr 2012.

⁵⁷ Europäischer Gerichtshof, Urteil vom 17.10.2013, Rechtssache C-203/12.

⁵⁸ Europäischer Gerichtshof, Urteil vom 29.04.2015, Rechtssache C-148/14

18.6 Zusammenwirken von EU-ETS und dem nationalen Emissionshandelssystem (nEHS)

Die CO₂-Bepreisung für die Sektoren Wärme und Verkehr ist eine zentrale Klimaschutzmaßnahme in Deutschland. Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) regelt dazu die Einführung eines nationalen Emissionshandelssystems (nEHS) ab 2021.

Da vom nEHS Brennstoffe betroffen sein können, die auch in EU-ETS-Anlagen eingesetzt werden und deren Emissionen zu einer Abgabepflicht im EU-ETS führen, kann für solche Brennstoffe eine Doppelbelastung durch den nationalen Emissionshandel (nEHS) und den EU-ETS vorliegen. Zur Vermeidung der Doppelbelastung werden im EU-ETS-Emissionsbericht zusätzliche Daten erfasst, z.B. auf dem Formular „Liefermengen & Lieferanten“ oder „Verwendungsbestätigung“. Im Leitfaden „Zusammenwirken Europäischer Emissionshandel und nationaler Emissionshandel“⁵⁹ wird beschrieben, wie die zusätzlichen Formulare im Formular-Management-System auszufüllen sind, damit ein Vorabzug nach § 7 Absatz 5 Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) durchgeführt werden kann und keine CO₂-Kosten aufgrund des nEHS an den EU-ETS-Anlagenbetreiber weitergereicht werden müssen. Weiterhin wird in diesem Leitfaden beschrieben, wie die zusätzlichen Formulare im EU-ETS-Emissionsbericht und ein separater Antrag im Formular-Management-System auszufüllen sind, damit eine nachträgliche Kompensation gemäß BEHG-Doppelbilanzierungsverordnung (BEDV) beantragt werden kann.

Die zusätzlichen Daten zur Vermeidung der Doppelbelastung durch den nEHS müssen der DEHSt – wie auch der verifizierte Emissionsbericht - bis spätestens 31.03. des auf das Berichtsjahr folgenden Jahres vorliegen. Der BEHG-Verantwortliche darf nach § 7 Absatz 5 BEHG eine entsprechende Menge an Brennstoffemissionen von den zu berichtenden Brennstoffemissionen nur abziehen und damit von der Doppelbelastung befreien, wenn der Einsatz dieser Brennstoffe durch den Emissionsbericht der EU-ETS-Anlage nachgewiesen ist.

59 Siehe Anhang 8

19

Übergeordnete Themen und Angaben zur Anlage

19.1	Zusammenfassung der Treibhausgasemissionen (Formular „Zusammenfassung“)	153
19.2	Dem Emissionsbericht zugrunde liegender Überwachungsplan (Formular „Überwachungsplan“)	153
19.3	Abbildung von Änderungen der Ebene und/oder der Überwachungsmethode während des Berichtsjahrs	154
19.4	Umgang mit Datenlücken und Nichtkonformitäten	155
	19.4.1 Pfad 1: Direkt reproduzierbare Ersatzdaten derselben Ebene	156
	19.4.2 Pfad 2: Direkt reproduzierbare Ersatzdaten mit Qualitätsverlust	157
	19.4.3 Pfad 3: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten niedrigerer Ebenen	159
	19.4.4 Pfad 4: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis einer Korrelation von Parametern.....	160
	19.4.5 Pfad 5: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis historischer Datensätze	161
	19.4.6 Pfad 6: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis von Expertengutachten	163
19.5	Beschreibung der Anlage (Formular „Anlage“), Angaben zu den Anlagenteilen und zur Produktion (Formular „Anlagenteil und Produktion“)	163
19.6	Angaben zur Tätigkeit (Formular „Berichts-anlagenteil“)	163

19.1 Zusammenfassung der Treibhausgasemissionen (Formular „Zusammenfassung“)

Das Formular „Zusammenfassung“ wird automatisch angelegt und auf Basis der vom Betreiber in den Stoffstrom-/CO₂-Messungs-/N₂O-Messungs-/Zelltyp-Formularen eingetragenen Informationen befüllt. Auf Seite 1 des Formulars werden die abgaberelevanten Gesamtemissionen der Anlage [t CO₂-Äq] im Berichtszeitraum ausgegeben. Darüber hinaus werden neben den CO₂-Emissionen je Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG auch die in Anhang X MVO geforderten Memo-Items zu bestimmten Informationen (Weiterleitung von Stoffen, Bezug von weitergeleiteten Stoffen, Biomasse) aufgeführt. Seite 2 des Formulars gibt einen Überblick über gegebenenfalls in der Anlage angefallene N₂O- bzw. PFC-Emissionen.

Die Treibhausgaspotenziale (Global Warming Potentials, GWPs) für N₂O, CF₄ und C₂F₆ sind mit ihrem Wert für die Berechnung der CO₂-Äquivalente im FMS hinterlegt (vgl. Anhang VI Tabelle 6 MVO). Aus Gründen der Nachvollziehbarkeit werden in Tabelle 22 auch die in den vergangenen Handelsperioden gültigen GWPs dargestellt.

Tabelle 24: Treibhausgaspotenziale

Gas	Treibhausgaspotenziale			Einheit
	bis 2012	2013 bis 2020	ab 2021	
N ₂ O	310	298	265	t CO ₂ -Äq/t N ₂ O
CF ₄	6.500	7.390	6.630	t CO ₂ -Äq/t CF ₄
C ₂ F ₆	9.200	12.200	11.100	t CO ₂ -Äq/t C ₂ F ₆

19.2 Dem Emissionsbericht zugrunde liegender Überwachungsplan (Formular „Überwachungsplan“)

Auf dem Formular „Überwachungsplan“ werden unter der Überschrift „Angaben zum ausgewählten Überwachungsplan“ automatisch alle relevanten Informationen zum Überwachungsplan, der dem Emissionsbericht zugrunde liegt, angezeigt. Änderungen des Überwachungsplans im laufenden Berichtsjahr können dazu führen, dass der Emissionsbericht inhaltlich auf mehr als einem Überwachungsplan basiert (vgl. Kapitel 19.3).

Die Eckdaten zu weiteren Überwachungsplänen sind unter der Überschrift „Angaben zu weiteren verwendeten Überwachungsplänen“ vom Betreiber zu ergänzen. Die notwendigen Informationen in den Feldern „Überwachungsplan ist gültig ab“, „Versionsnummer“ und „Letztes Änderungsdatum“ sind dem Formular „Deckblatt“ des betreffenden Überwachungsplans zu entnehmen.

Hinweis für Prüfstellen

Von der Prüfstelle sind die Angaben zu verwendeten Überwachungsplänen zu bestätigen (vgl. Auswahlfeld „Angaben zu verwendeten Überwachungsplänen sind ...“). Treffen die Angaben nicht zu, sind die Gründe dafür im nachfolgenden Feld zu erläutern.



19.3 Abbildung von Änderungen der Ebene und/oder der Überwachungsmethode während des Berichtsjahrs

Änderungen im Überwachungsplan während des Berichtsjahrs können dazu führen, dass der Emissionsbericht auf mehreren Überwachungsplänen aufbaut. Das ist der Fall, wenn ein Wechsel der Ebene oder der Überwachungsmethode erfolgt ist.

Änderungen der Ebene für einen Parameter (Stoffmenge oder Berechnungsfaktoren) oder sonstige Änderungen der Überwachungsmethode eines Stoffstroms sind **durch Kopieren** des betroffenen Stoffstrom-Formulars im Emissionsbericht abzubilden (vgl. Kapitel 3.2). Sowohl das ursprüngliche als auch das kopierte Formular müssen in allen Punkten, die die jeweilige Methode darstellen, geprüft und gegebenenfalls angepasst werden. Darüber hinaus ist der Gültigkeitszeitraum für die jeweilige Methode in den Feldern „gültig von“, „bis“ manuell anzupassen (vgl. Kapitel 20.1.1). Auf diese Weise geht aus dem Emissionsbericht hervor, welche Stoffmengen und Berechnungsfaktoren mit welcher Genauigkeit und Überwachungsmethode für welchen Zeitraum des Jahres berichtet werden.

Grundsätzlich gilt, dass der Überwachungsplan bei Änderungen der Ebenen und/oder der Überwachungsmethoden umgehend anzupassen und bei der DEHSt zur Genehmigung einzureichen ist (Erläuterungen zu erheblichen und nicht erheblichen Änderungen vgl. Kapitel 2.4), so dass der Emissionsbericht auf einem genehmigten Überwachungsplan basiert.

Beispiel

Die Berechnungsfaktoren Emissionsfaktor und unterer Heizwert für den Stoffstrom Erdgas L, für die zuvor der jeweilige Standardwert aus der „DEHSt-Liste“ angewendet wurde, sind ab dem 01.04.2021 mittels Analyse individuell bestimmt worden. Für die Erstellung des Emissionsberichts in FMS hat der Betreiber den ersten Überwachungsplan genutzt, der die Verwendung von Standardwerten vorsah. Da in diesem Beispiel das Stoffstrom-Formular für Erdgas lediglich die Verwendung von Standardwerten abbildet, muss im Emissionsbericht das aus dem Überwachungsplan stammende Stoffstrom-Formular kopiert werden, um die neue Methode abzubilden. Auf dem kopierten Formular ist sowohl für den Emissionsfaktor als auch für den unteren Heizwert die „Ebene gem. ÜP“ in Ebene 3 zu ändern. Die Ermittlungsmethode ist mit „Analyse“ zu belegen. Die Frage, ob die „Methode genehmigt?“ ist, beantwortet der Anlagenbetreiber mit „ja“, wenn die Methodenänderung von der DEHSt bereits genehmigt ist. Sowohl auf dem ursprünglichen als auch auf dem kopierten Stoffstrom-Formular müssen die Gültigkeitszeiträume angepasst werden (ursprüngliches Stoffstrom-Formular: „gültig von 01.01.2021“, „bis 31.03.2021“; kopiertes Stoffstrom-Formular: „gültig von 01.04.2021“, „bis 31.12.2021“). Darüber hinaus sind die jeweiligen Stoffmengen, für die einerseits der Standardwert verwendet und andererseits analysiert wurde, auszuweisen.



19.4 Umgang mit Datenlücken und Nichtkonformitäten

Liegen zu einzelnen Angaben keine oder lückenhafte Daten oder Nachweise vor (**Daten-/Nachweislücke**) oder wurde ein Wert nicht nach der im genehmigten Überwachungsplan festgelegten Methode ermittelt (**Nichtkonformität**), werden die Angaben unter Berücksichtigung geeigneter Analogien geschätzt bzw. korrigiert. Die Schätzung oder Korrektur führt der Anlagenbetreiber durch. Sie ist von der Prüfstelle zu bestätigen. Schätzungen und Korrekturen müssen konservativ erfolgen (vgl. Art. 64 und 66 MVO), das heißt auf Basis aller zur Verfügung stehenden Informationen muss sichergestellt sein, dass die ausgewiesenen CO₂-Mengen mit einer Sicherheit von 95 Prozent⁶⁰ nicht unterhalb der tatsächlichen CO₂-Emissionen liegen (Art. 3 Nr. 20 MVO). Gelangt die Prüfstelle zu dem Ergebnis, dass die Schätzung fehlerhaft ist, etwa weil die genannten Grundsätze nicht beachtet wurden, muss der Anlagenbetreiber diese unter Beachtung der Hinweise der Prüfstelle korrigieren. Welche Schätz- oder Korrekturmethode gewählt wird, bestimmt sich nach dem Einzelfall.

Einhaltung der genehmigten Ebene vorübergehend unmöglich:

Liegen Ersatzdaten vor und wird die genehmigte Ebene für das Berichtsjahr insgesamt noch eingehalten, ist kein Aufschlag erforderlich, auch wenn die Ersatzwerte für sich betrachtet nur mit einer geringeren als der genehmigten Ebene ermittelt wurden. Voraussetzung ist allerdings, dass die Einhaltung der geforderten Unsicherheit unter Berücksichtigung der Unsicherheit der Ersatzmethode für das Berichtsjahr nachgewiesen wird. Außerdem müssen die Grundsätze der MVO beachtet werden, das heißt insbesondere, dass die genauesten Daten genutzt und systematische Unterschätzungen vermieden werden.

Die im Folgenden dargestellten Methoden sind als Arbeitshilfe zur Schließung von Datenlücken bzw. für die Korrektur von Nichtkonformitäten zu verstehen. Sofern die nachfolgend erläuterten Bedingungen beachtet werden, kann davon ausgegangen werden, dass die DEHSt die Methode akzeptiert. Die Arbeitshilfe bezieht die Schließung von Datenlücken bei kontinuierlicher Emissionsmessung nicht mit ein. Hierfür siehe Kapitel 9.5.

Sobald festgestellt wird, dass Datenlücken oder Nichtkonformitäten vorliegen, sind unverzüglich geeignete Korrekturmaßnahmen einzuleiten, um sicherzustellen, dass die Emissionen umgehend wieder auf Grundlage des genehmigten Überwachungsplans ermittelt werden.

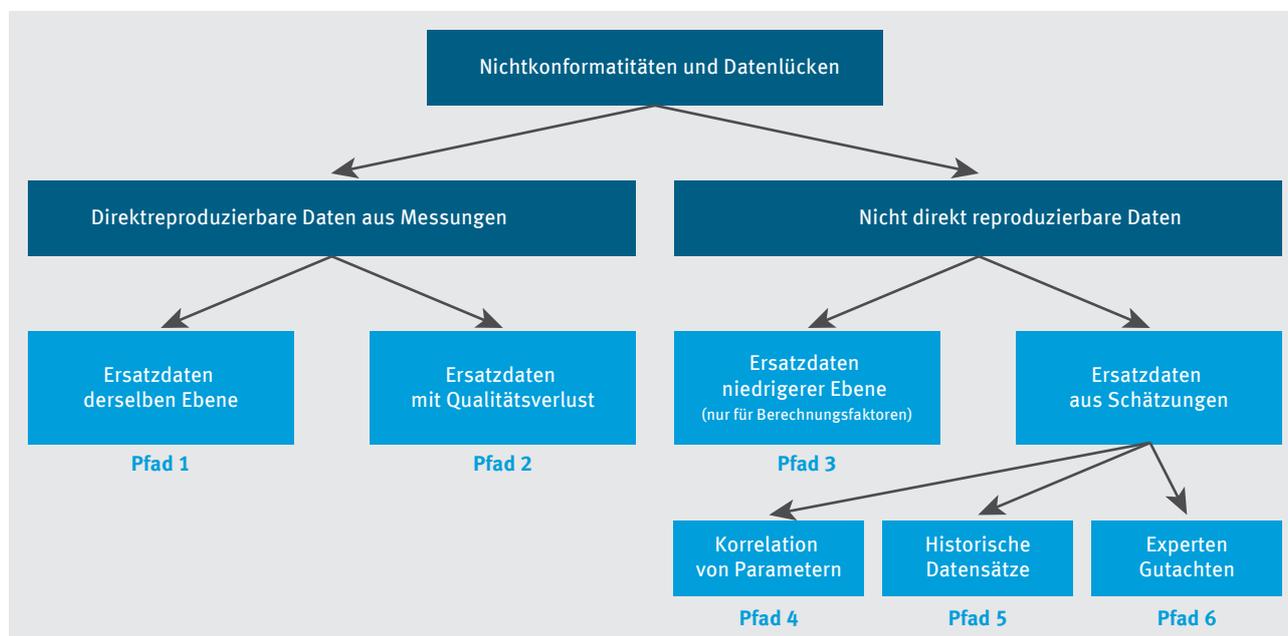


Abbildung 13: Methoden zur Schließung von Datenlücken bzw. Korrektur von Nichtkonformitäten

⁶⁰ Die Sicherheit von 95 % ergibt sich aus der Anforderung in Art. 3 Nr. 6 MVO.

Kann der Genauigkeitsverlust durch die Schätz- oder Korrekturmethode nicht quantifiziert werden, ist ein Aufschlag vorzunehmen. Bei Output-Gliedern der Massenbilanz oder bei Angaben zum biogenen Anteil ist ein Abzug vorzunehmen (im Folgenden wird aus Gründen der Übersichtlichkeit des Textes lediglich der Aufschlag behandelt). Die Höhe dieses Aufschlags muss vom Anlagenbetreiber durch geeignete Nachweise begründet werden.

In jedem Fall einer Datenlücke oder Nichtkonformität müssen Betreiber ihr Vorgehen im Emissionsbericht nachvollziehbar erläutern (Seite 2 auf den Stoffstrom-Formularen bzw. Seite 2 auf dem Formular „Zelltyp“, Felder unter der Überschrift „Angaben zu Datenlücken/Nichtkonformitäten oder nicht genehmigten Methoden“):

- ▶ Nennung der Gründe für die Datenlücke/Nichtkonformität,
- ▶ Beschreibung des Zeitraums (Anfangs- und Enddatum einschließlich der Uhrzeit), in dem die Datenlücke/Nichtkonformität aufgetreten ist,
- ▶ Angabe der anhand von Ersatzdaten berechneten Emissionen und Beschreibung der dafür verwendeten Methode
- ▶ Begründung, warum die verwendete Methode nicht zur Unterschätzung der Emissionen in diesem Zeitraum führt.

Ist die Methode zur Berechnung der Emissionen aus den Ersatzdaten bereits im Überwachungsplan beschrieben und genehmigt, braucht diese hier nicht noch einmal beschrieben werden. Alle anderen oben aufgeführten Angaben müssen jedoch im Emissionsbericht ausgewiesen werden.



Hinweis für Prüfstellen

Wurde die Ersatzmethode bereits von der DEHSt genehmigt, prüft die Prüfstelle, ob diese im Einklang mit dem Überwachungsplan angewendet wurde. Sie prüft weiter, ob die Voraussetzungen für die Anwendung der Ersatzmethode tatsächlich gegeben waren, die Primärmethode also tatsächlich nicht angewendet werden konnte und welche Verbesserungsmöglichkeiten bestehen, um solche Ausfälle zukünftig zu vermeiden. Gegebenenfalls muss sie Verbesserungsmöglichkeiten in ihrem Prüfbericht nennen, vergleiche Art. 27 Abs. 3 Buchst. p AVV und Art. 30 AVV. Wurde die Ersatzmethode noch nicht genehmigt, prüft die Prüfstelle, ob auf diese Weise sichergestellt ist, dass die Emissionen nicht unterschätzt werden, vergleiche Art. 18 Abs. 1 AVV. Gegebenenfalls kann sie den Emissionsbericht in diesem Punkt uneingeschränkt mit „zufriedenstellend“ bewerten.

19.4.1 Pfad 1: Direkt reproduzierbare Ersatzdaten derselben Ebene

Können fehlende oder fehlerhafte Daten durch Daten ersetzt werden, die mit Methoden derselben Ebene ermittelt wurden, ist kein Aufschlag erforderlich.

$$D_r = S$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = Aus einem redundanten System/Prozess ermittelte Ersatzdaten

Tabelle 25: Beispiele für Pfad 1

Stoffmenge	Berechnungsfaktoren
Ein redundantes Messsystem liefert Daten derselben Ebene. Es ist z. B. eine zweite geeichte Waage für denselben Material- oder Brennstoffstrom installiert. Diese war in Betrieb, als die Datenlücke bei der ersten geeichten Waage auftrat.	Sowohl der Betreiber als auch der Lieferant haben Verfahren gemäß Art. 32-35 MVO etabliert, den Kohlenstoffgehalt eines Stoffes durch akkreditierte Labore beproben und analysieren zu lassen. Sind die vom Betreiber beauftragten Analysen fehlerhaft, kann der Datensatz des Lieferanten herangezogen werden.

19.4.2 Pfad 2: Direkt reproduzierbare Ersatzdaten mit Qualitätsverlust

Können fehlende oder fehlerhafte Daten durch Daten ersetzt werden, deren Unsicherheit höher ist als die genehmigte Ebene des Primärsystems, ist ein Aufschlag erforderlich, wenn die genehmigte Ebene für das Berichtsjahr insgesamt nicht mehr eingehalten werden kann.

Für die Ermittlung der Stoffmenge durch ein Messgerät ist von einer unsicheren Ermittlungsmethode auszugehen, wenn das Messgerät zum Beispiel nicht entsprechend des Überwachungsplans kalibriert wurde oder kein Nachweis vorliegt, dass der Prüfstand eine Unsicherheit von weniger als 1/3 der geforderten Unsicherheit für das kalibrierende Messgerät aufweist.

Für die Ermittlung von Berechnungsfaktoren sieht die MVO keine Unsicherheitsgrenzwerte vor. Jedoch ist diese mit einer höheren Unsicherheit verbunden, wenn die Berechnungsfaktoren zum Beispiel statt von einem akkreditierten Labor durch das betriebsinterne, nicht akkreditierte Analyselabor ermittelt werden, dessen Gleichwertigkeit im Sinne des Art. 34 Abs. 2 und 3 MVO nicht nachgewiesen wurde.

In vielen Fällen kann die Unsicherheit des Ersatzsystems bestimmt werden. Für Stoffmengen ist dies zum Beispiel durch eine Unsicherheitsbetrachtung gem. Kapitel 6 (Fall 2-1), durch Vergleichsuntersuchungen mit dem Primärsystem oder durch Überprüfung mittels Prüfstand vor erneuter Kalibrierung des Primärsystems möglich (Fall 2-2).

Für Berechnungsfaktoren kann die Unsicherheit durch Vergleichsuntersuchung mit einem akkreditierten Labor bestimmt werden. Bei Vergleichsuntersuchungen ist die ermittelte Abweichung auf die Ersatzdaten aufzuschlagen (Fall 2-2).

Tabelle 26: Bestimmung des Aufschlags auf die Ersatzdaten bei Vergleichsuntersuchungen

Anzahl der Vergleiche	Art der Abweichung: Die Daten des Sekundärsystem würden im Vergleich zu den Daten des Primärsystems (ohne Korrektur) zu einer	
	Überschätzung der Emissionen in 95 % der Fälle führen	Unterschätzung der Emissionen führen
1	Kein Aufschlag erforderlich	Differenz der Vergleichsuntersuchung
2–19	Kein Aufschlag erforderlich	Maximale Differenz der Vergleichsuntersuchungen
>=20	Kein Aufschlag erforderlich oder Abzug des systematischen Fehlers ³⁰ und Aufschlag des statistischen Fehlers ³¹	Mittelwert der Abweichung zzgl. deren zweifachen Standardabweichung oder die maximale Differenz

Kann die Höhe der Abweichung nicht ermittelt werden, muss ein konservativer, vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag von x % auf die Ersatzdaten vorgenommen werden.

Fall 2-1: Ersatzdaten mit quantifizierbarer höherer Unsicherheit aus Unsicherheitsbetrachtung

$$D_r = S + S * (U_s - U_t)$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = Ersatzdaten mit höherer Unsicherheit

U_s = quantifizierbare Unsicherheit in [%] des Ersatzsystems inkl. Korrekturmaßnahmen

U_t = Unsicherheit in [%] der genehmigten Ebene des Primärsystems. Ist die genehmigte Ebene höher als die nach MVO geforderte Ebene (Soll-Ebene), ist U_t die nach MVO geforderte Ebene.

61 Der systematische Fehler kann als Mittelwert der Abweichungen definiert werden.

62 Der statistische (zufällige) Fehler kann als zweifache Standardabweichung der Differenzen definiert werden.

Fall 2-2: Ersatzdaten mit quantifizierbarer höherer Unsicherheit aus Vergleichsuntersuchung

$$D_r = S + S * U_s$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = Ersatzdaten mit höherer Unsicherheit

U_s = ermittelte Abweichung in [%]

Fall 2-3: Ersatzdaten mit nicht quantifizierbarer höherer Unsicherheit

$$D_r = S + S * x \%$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = Ersatzdaten mit höherer Unsicherheit

$x \%$ = individuell vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag

Tabelle 27: Beispiele für Pfad 2

Stoffmenge	Berechnungsfaktoren
<p>a) Das geeichte Messinstrument mit einer Verkehrsfehlergrenze von 1 % fällt aus, so dass auf ein kalibriertes redundantes Messgerät mit einer Unsicherheit von 2 % (Nachweis nach Kapitel 6 liegt vor) zurückgegriffen wird. Die Abweichung von 0,5 % zur genehmigten Ebene 4 (1,5 %) wird als Aufschlag verwendet (Fall 2-1).</p> <p>b) Korrekturmaßnahmen müssen durchgeführt werden, da bei der Kalibrierung eine unzulässige Drift identifiziert wurde (Fall 2-1), so dass die genehmigte Ebene nicht mehr eingehalten wurde.</p> <p>c) Ein Sekundärmessgerät, das Daten mit einer geringeren Genauigkeit ermittelt (z. B. weil es nicht gemäß den Anforderungen kalibriert wird), wird für die Messung deselben Stoffstroms verwendet und war in Betrieb als die Datenlücke beim Primärmesssystem auftrat (Fall 2-2).</p>	<p>a) Korrekturmaßnahmen müssen durchgeführt werden, nachdem ein systematischer Fehler identifiziert und quantifiziert wurde, z. B. sind Analysenproben durch die Transportgefäße kontaminiert worden (Fall 2-2).</p> <p>b) Das betriebsinterne Labor nimmt an einem Ringversuch teil. Sofern das Labor beim Ringversuch durchfällt, d. h. nicht gleichwertig zu einem akkreditierten Labor ist, wird die festgestellte Abweichung als U_s verwendet (Fall 2-2).</p> <p>c) Die Ergebnisse eines akkreditierten Labors sind verloren gegangen oder haben sich als ungültig erwiesen. Es sind jedoch Analysenergebnisse von regelmäßigen Kontrollanalysen des betriebsinternen, nicht akkreditierten Labors vorhanden (Fall 2-2).</p>

19.4.3 Pfad 3: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten niedrigerer Ebenen

Dieser Pfad ist nur für Berechnungsfaktoren anwendbar, wenn fehlende Werte durch Standardfaktoren (üblicherweise Ebene 2 oder Ebene 1) ersetzt werden können. Standardfaktoren können aus folgenden Quellen stammen:

1. DEHSt-Liste, MVO oder IPCC Leitlinien (www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol2.html)
2. andere Literaturwerte

Die Unsicherheit solcher Standardfaktoren variiert je Stoff und wird in den Veröffentlichungen häufig mit angegeben (Fall 3-1). Ist keine Information zur Unsicherheit der Standardfaktoren vorhanden, muss ein konservativer, vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag von x % auf den ersatzweise verwendeten Standardfaktor vorgenommen werden (Fall 3-2).

Fall 3-1: Ersatzdaten aus Gesetz, Leitlinien oder Literatur

$$D_r = S + U_L \text{ oder } D_r = S_U$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = Standardfaktor aus Gesetz, Leitlinien oder Literatur

U_L = Unsicherheit, die von der Quelle (Gesetz, Leitlinie, Literatur) ausgewiesen wird

S_U = Standardfaktor aus Gesetz, Leitlinien oder Literatur, bei dem die Unsicherheit bereits berücksichtigt ist

Fall 3-2: Ersatzdaten aus Gesetz, Leitlinien oder Literatur, bei denen die Angabe zur Unsicherheit fehlt

$$D_r = S + x \% * S$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = Standardfaktor aus Gesetz, Leitlinien oder Literatur

$x \%$ = individuell vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag

Tabelle 28: Beispiele für Pfad 3

Stoffmenge	Berechnungsfaktoren
Nicht anwendbar	Eine Datenlücke, die durch fehlende/ungültige Analysen verursacht wurde, wird durch einen Standardfaktor z. B. aus den IPCC Leitlinien geschlossen, nachdem nachgewiesen ist, dass der Standardfaktor als Ersatzwert geeignet ist (z. B. passender Wert aus Leitlinie wurde verwendet) (Fall 3-1).

19.4.4 Pfad 4: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis einer Korrelation von Parametern

Korrelationen können sowohl für Stoffmengen als auch Berechnungsfaktoren zur Anwendung kommen, um Ersatzdaten abzuleiten. Die Qualität der Korrelation wird üblicherweise durch die Korrelationskoeffizienten angegeben (ein Koeffizient nahe ± 1 kennzeichnet eine hohe Korrelation). Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass ein Korrelationskoeffizient nahe ± 1 zwar einen geeigneten Hinweis, jedoch keine Garantie dafür gibt, dass die Korrelationsfunktion einen passenden Ersatzwert liefert. Um eine Korrelation überhaupt anwenden zu können, müssen die Ersatzdaten, die mittels Korrelationsfunktion abgeleitet werden sollen, vor oder nach der Datenlücke über einen längeren Zeitraum parallel zum Primärsystem tatsächlich erhoben und mit den Daten des Primärsystems verglichen worden sein. Die Abweichung zwischen erhobenen Ersatzdaten und den Daten aus dem Primärsystem wird bestimmt, um die Standardabweichung⁶³ zu ermitteln. Das Doppelte der Standardabweichung wird auf die Ersatzdaten aufgeschlagen (Fall 4-1). Hat keine parallele Überwachung stattgefunden, kann die Korrelation jedoch aufgrund wissenschaftlich bewiesener Fakten angenommen werden (zum Beispiel Korrelation zwischen Dampferzeugung und Brennstoffeinsatz eines Heizkraftwerks), ist ein konservativer, vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag von x % auf den Ersatzwert vorzunehmen (Fall 4-2).

Fall 4-1: Anlagenspezifische Ersatzdaten auf der Basis von Korrelation von Parametern

$$D_r = S + 2 * s$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = abgeleitete Ersatzdaten aus der Korrelationsfunktion

s = ermittelte Standardabweichung aus der vor oder nach der Datenlücke parallel ablaufenden Überwachung der Parameter

Fall 4-2: Anlagenspezifische Ersatzdaten auf der Basis von wissenschaftlich bewiesener Korrelation von Parametern (eine parallel ablaufende Überwachung der Parameter hat nicht stattgefunden)

$$D_r = S + x \% * S$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = abgeleitete Ersatzdaten aus der Korrelationsfunktion

$x \%$ = individuell vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag

63

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$$

mit

s : empirische Standardabweichung;

n : Stichprobenumfang (Anzahl der Werte);

X_i : Merkmalsausprägung des i -ten Element der Stichprobe;

\bar{X} : arithmetisches Mittel der Stichprobe

Tabelle 29: Beispiele für Pfad 4

Stoffmenge	Berechnungsfaktoren
<p>Stoffmengen weisen eine Korrelation zu Parametern auf, die bei Standard-Betriebsbedingungen üblicherweise ebenfalls überwacht werden und die von der Ursache für die Datenlücke nicht betroffen sind. Häufig auftretende Korrelation findet man z. B. bei</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Brennstoffeinsatz und Leistung ▶ Energiebedarf und Lufttemperatur 	<p>Berechnungsfaktoren weisen eine Korrelation zu Parametern auf, die zur Zeit der Datenlücke verfügbar sind. Häufig auftretende Korrelation findet man z. B. bei</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Brennwert zu Heizwert ▶ Dichte zu Brennwert ▶ Dichte zu Emissionsfaktor

19.4.5 Pfad 5: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis historischer Datensätze

Dieser Ansatz kann für Stoffmengen und Berechnungsfaktoren zur Anwendung kommen. Er muss dann angewendet werden, wenn Ersatzdaten aus langfristigen historischen Aufzeichnungen abgeleitet werden können und keine andere Information zur Ableitung von Ersatzdaten verfügbar ist. Es muss nachgewiesen werden, dass die historischen Daten für die Betriebsbedingungen zum Zeitpunkt der Datenlücke repräsentativ sind und dass das historische Verhalten der Daten einen akzeptablen Ersatzwert liefert. Das Doppelte der Standardabweichung⁶⁴ der historischen Daten ist auf den Mittelwert dieser Daten aufzuschlagen.

Um aus der Statistik der Daten einen zuverlässigen Ersatzwert bilden zu können, sollten mindestens zwanzig Datensätze vorliegen (Fall 5-1a). Die zwanzig Datensätze sollten so gewählt werden, dass der Zeitraum möglichst vor und nach der Datenlücke abgedeckt ist oder – bei unterschiedlicher Fahrweise der Anlage – die Daten aus einem Zeitraum verwendet werden, während dem die Anlage mit gleicher Fahrweise wie zum Zeitpunkt der Datenlücke betrieben wurde. Liegen weniger als 20 Datensätze vor, ist das konservativste Datum (Maximal- oder Minimalwert) als Ersatzwert zu verwenden (Fall 5-1b), es sei denn es kann auch mit einem anderen Ersatzwert eine Unterschätzung der Emissionen ausgeschlossen werden.

Handelt es sich um „exotische“ Stoffströme, für die aus den historischen Daten keine Standardabweichung abgeleitet werden kann, muss ein konservativer, vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag von x % auf den Ersatzwert vorgenommen werden (Fall 5-2).

Fall 5-1a: Aus dem statistischen Verhalten historischer Daten abgeleitete Ersatzdaten

$$D_r = S + 2 * s$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = Aus dem statistischen Verhalten historischer Daten abgeleitete Ersatzwert (z. B. Mittelwert oder Trendwert; Weisen die Daten eine Periodizität auf, ist vorab zu prüfen, ob Korrelationen vorliegen, siehe Pfad 4)

s = Standardabweichung der historischen Daten

$$s = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (X_i - \bar{X})^2}$$

mit

s : empirische Standardabweichung

n : Stichprobenumfang (Anzahl der Werte)

X_i : Merkmalsausprägung des i -ten Elements der Stichprobe

\bar{X} : arithmetisches Mittel der Stichprobe

Fall 5-1b: Anlagenspezifische Ersatzdaten basierend auf einem begrenzten, historischen Datensatz (nur für Berechnungsfaktoren)

$$D_r = S$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = maximaler Wert der Analyseergebnisse (bei Vorliegen von weniger als zwanzig Analyseergebnissen)

Fall 5-2: Ersatzdaten für Stoffe, bei denen aus den historischen Daten keine Standardabweichung abgeleitet werden kann

$$D_r = S + x \% * S$$

mit

D_r = Daten zur Nutzung im Emissionsbericht

S = aus dem statistischen Verhalten historischer Daten abgeleiteter Ersatzwert

$x \%$ = individuell vom Anlagenbetreiber begründeter Aufschlag

Tabelle 30: Beispiele für Pfad 5

Stoffmenge	Berechnungsfaktoren
<p>a) Ein Messgerät weist für einen bestimmten Überwachungszeitraum eine Fehlfunktion auf oder es hat für einige Chargen keine Messung stattgefunden. Für den Großteil der Stoffmenge sind jedoch historische Messergebnisse vorhanden, so dass Ersatzdaten mit Hilfe des statistischen Verhaltens der historischen Messergebnisse gebildet werden können (Fall 5-1a).</p> <p>b) Eine Anlage wird für reguläre Wartungszwecke im Sommer abgeschaltet. Während dieser Zeit werden einige Nebeneinrichtungen mit Heizöl aus einer Nachbaranlage (nicht EU-ETS-Anlage) versorgt. Die Menge an Heizöl wird mit einem Durchflussmessgerät gemessen. Der Heizölverbrauch während der Zeit der Abschaltung der Anlage ist statistisch genauso hoch wie bei Normalbetrieb. Während eines bestimmten Zeitraums wurde nicht bemerkt, dass das Durchflussmessgerät nicht funktionierte und keine anderen Messergebnisse zur Verfügung stehen (Fall 5-2).</p>	<p>Der Kohlenstoffgehalt von Kalk aus einer Grube weist im Laufe des Abbaus einen konstanten Anstieg auf. Verursacht wird dies dadurch, dass verschiedene geologische Strukturen schichtweise abgebaut werden. Die Analyse des Kalks ist in einigen Monaten fehlgeschlagen. Der Anstieg des Kohlenstoffgehalts wurde jedoch vor und nach der Datenlücke beobachtet (Fall 5-2).</p>

19.4.6 Pfad 6: Nicht direkt reproduzierbare Ersatzdaten auf Basis von Expertengutachten

Für den Fall, dass keiner der ersten fünf zuvor beschriebenen Pfade anwendbar ist, sollten Ersatzdaten durch Kombination verschiedener Methoden einschließlich eines Expertengutachtens abgeleitet werden. Dabei muss – wie in den anderen Fällen auch – nachgewiesen werden, dass das gewählte Vorgehen nicht zur Unterschätzung von Emissionen führt. Pfad 6 sollte dann zur Anwendung kommen, wenn die fehlenden Daten Schwankungen unterworfen oder nicht vorherzusehen sind, zum Beispiel bei Abfackeln von Gasen, Brand einer Anlage oder wenn die Analyseergebnisse einer Charge fehlen und es keine repräsentativen historischen Analysewerte oder Literaturwerte gibt. Solche Datenlücken sind je nach Einzelfall zu bewerten und konservativ zu schließen.

Tabelle 31: Beispiele für Pfad 6

Stoffmenge	Berechnungsfaktoren
Die Stoffmenge bei Abfackeln eines Stoffstroms während eines ungeplanten Herunterfahrens wurde nicht ermittelt. Zu dieser Zeit wurden schwankende Mengen an Gas abgefackelt. Historische Werte ähnlicher Situationen können herangezogen werden. Jedoch müssen die ggf. unterschiedlichen Betriebsbedingungen berücksichtigt werden. Als Zusatzinformationen sollten Daten von anderen Teilen des Prozesses herangezogen werden.	Siehe Stoffmenge

19.5 Beschreibung der Anlage (Formular „Anlage“), Angaben zu den Anlagenteilen und zur Produktion (Formular „Anlagenteil und Produktion“)

Die Anlage musste bereits im Überwachungsplan identifiziert und beschrieben werden. Daher werden die meisten der auf dem Formular „Anlage“ aufgeführten Informationen aus dem ausgewählten Überwachungsplan übernommen und sind nicht änderbar. Im Feld „Ergänzende Erläuterungen“ unter der Überschrift „Eigenschaften der Anlage“ können jedoch Änderungen der Anlagenbeschreibung eingetragen werden.

Informationen zur Produktion werden ausschließlich von Anlagen nach Anhang 1 Teil 2 Nummern 8 bis 11 TEHG, die nach § 24 TEHG als einheitliche Anlage gelten, gefordert. Die Produkte aus dem zugrunde liegenden Überwachungsplan werden automatisch übernommen. Angaben zu Produktionsmengen in den Feldern unter der Überschrift „Angaben zur Produktion“ auf dem Formular „Anlagenteil und Produktion“ sind auszufüllen. Konkret sind die jährlichen Nettoproduktionsmengen für jeden Anlagenteil zu berichten, vergleiche § 28 Abs. 1 Nr. 4b TEHG.

Hinweis für Prüfstellen

Von der Prüfstelle sind auch diese Angaben auf ihre Richtigkeit und Vollständigkeit hin zu prüfen und ggf. zu bestätigen.



19.6 Angaben zur Tätigkeit (Formular „Berichtsanlagenteil“)

Berichtsanlagenteile und deren Inhalte werden automatisch aus dem zugrunde liegenden Überwachungsplan übernommen (vgl. Kapitel 12.3) und sind nicht änderbar.

20

Berichterstattung von CO₂-Emissionen

20.1	Brennstoff- und Materialströme (Stoffstrom-Formulare „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“ und „Materialstrom“)	165
20.1.1	Angaben zum Gültigkeitszeitraum	165
20.1.2	Angaben zu Stoffmengen und Berechnungsfaktoren	165
20.1.3	Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung.....	168
20.1.4	Angaben zum Bezug von weitergeleiteten Stoffen	169
20.2	Kohlenstoffbilanzen (Formular „Massenbilanz“)	170
20.3	Kontinuierliche Messung von CO₂ (Formular „CO₂-Messung“)	171
20.3.1	Angaben zum Gültigkeitszeitraum	171
20.3.2	Angaben zur CO ₂ -Messung	171
20.4	Weiterleitung von CO₂	173
20.4.1	Abbildung der Weiterleitung auf dem Formular „Massenbilanz“	173
20.4.2	Abbildung der Weiterleitung auf dem Formular „CO ₂ -Messung“	174
20.5	Automatische Berechnung der CO₂-Emissionen im FMS	175

20.1 Brennstoff- und Materialströme (Stoffstrom-Formulare „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“ und „Materialstrom“)

Alle Stoffströme des zugrunde liegenden Überwachungsplans werden in den Emissionsbericht übernommen. Wurde einer dieser Stoffströme im Berichtszeitraum nicht eingesetzt, ist die Frage auf Seite 1 des Stoffstrom-Formulars „Wurde der Stoffstrom im Berichtszeitraum eingesetzt?“ mit „nein“ zu beantworten. Weitere Angaben auf dem Stoffstrom-Formular sind in diesem Fall nicht erforderlich.

20.1.1 Angaben zum Gültigkeitszeitraum

Die Felder „gültig von ...“; „bis ...“ auf den Stoffstrom-Formularen werden automatisch mit dem Jahr, für das der Emissionsbericht erstellt wird, befüllt (zum Beispiel Berichtsjahr 2021: „gültig von 01.01.2021“, „bis 31.12.2021“). Dies gilt sowohl für Stoffstrom-Formulare mit der „Herkunft: Überwachungsplan“ als auch für vom Betreiber kopierte oder neu angelegte Stoffstrom-Formulare.

Kommt es im laufenden Berichtsjahr zu **Änderungen bei den Ebenen und/oder den Überwachungsmethoden** für einen Parameter (Stoffmenge oder Berechnungsfaktoren), muss dies über eine manuelle Anpassung des Gültigkeitszeitraums auf dem entsprechenden Formular im Emissionsbericht (Felder „gültig von“ und „bis“, vgl. Kapitel 19.3) dargestellt werden. Wird zum Beispiel am 01.06. des Berichtsjahrs 2021 die Überwachungsmethode für die Berechnungsfaktoren eines Stoffstroms von Standardwerten auf Analyse umgestellt, ist das betreffende Stoffstrom-Formular zu kopieren. Der Zeitraum für die jeweilige Methode ist sowohl auf dem ursprünglichen Stoffstrom-Formular („gültig von 01.01. 2021“, „bis 31.05. 2021“) als auch auf dem kopierten Stoffstrom-Formular („gültig von 01.06. 2021, „bis 31.12. 2021“) manuell anzupassen. Das gleiche gilt, wenn zum Beispiel ein Stoffstrom, der zuvor mit einer Bandwaage, die die Ebene 3 eingehalten hat, nun mit einer Bandwaage ermittelt wird, die die Ebene 4 einhält.

20.1.2 Angaben zu Stoffmengen und Berechnungsfaktoren

Die Seite 2 der Stoffstrom-Formulare gibt in tabellarischer Form einen Überblick über die Informationen zur Stoffmenge und den Berechnungsfaktoren des Stoffstroms.

Ist das Stoffstrom-Formular mit „Herkunft: Überwachungsplan“ gekennzeichnet (vgl. Kapitel 3.2), werden die im Überwachungsplan vorgesehene Ebene (Ebene gem. ÜP), die Ermittlungsmethode (nur relevant bei Berechnungsfaktoren) und die Datenquelle (nur relevant bei Berechnungsfaktoren und Verwendung von Standardwerten) aus dem zugrunde liegenden Überwachungsplan übernommen und sind nicht änderbar. Auch die im Überwachungsplan gegebene Antwort auf die Frage „Sind Lagerbestände zu berücksichtigen“ wird in den Emissionsbericht übernommen. Diese ist jedoch änderbar. Daten, die vom Anlagenbetreiber ergänzt werden müssen, betreffen folgende Felder:

Tabelle 32: Stoffstrom-Formular, Seite 2

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Wie wird die Verbrauchsmenge bestimmt?	Wird die Verbrauchsmenge mit einem Messgerät oder durch Addition der Messergebnisse mehrerer Messgeräte ermittelt, ist „durch direkte Ermittlung“ auszuwählen. Wird die Verbrauchsmenge hingegen aus der Differenz der Messergebnisse von zwei oder mehr Messgeräten unter Berücksichtigung eines ggf. vorhandenen Abgangs aus der Anlage ermittelt, ist „durch indirekte Ermittlung“ auszuwählen.
Liefermenge, Menge Abgang, Lager Anfangsbestand und Lagerendbestand	Felder zur Liefermenge und Menge Abgang sind nur Pflichtfelder, wenn zuvor „indirekte Messung“ ausgewählt wurde. Felder zum Lageranfangsbestand und Lagerendbestand sind nur Pflichtfelder, wenn im Überwachungsplan die Frage „Sind Lagerbestände zu berücksichtigen“ mit „ja“ beantwortet wurde.
Wert	Bei Verbrauchsmenge ist in dieses Feld die für den Stoffstrom ermittelte Stoffmenge manuell einzutragen, wenn zuvor „direkte Messung“ ausgewählt wurde. Andernfalls wird die Verbrauchsmenge automatisch aus den Angaben zur Liefermengen, Menge Abgang, Lageranfangs- und Lagerendbestand berechnet. Für die Berechnungsfaktoren ist der jeweils ermittelte Wert einzutragen. Bei Stoffen mit einem Biomasseanteil von > 0 % ist der „vorläufige Emissionsfaktor“ (siehe Art. 3 Nr. 36 MVO), d. h. der Gesamtemissionsfaktor (Biomasseanteil plus fossiler Anteil), anzugeben. Ein Emissionsfaktor von null löst daher eine Meldung zur Prüfung der Daten im FMS aus. Auch ein Heizwert von null löst eine FMS-Meldung aus, sofern der Stoff als Brennstoffstrom dargestellt wurde. In diesem Fall ist zu prüfen, ob die Einstufung korrekt ist oder ob es sich um einen Materialstrom handelt. Bei Verwendung von Standardfaktoren aus der DEHSt-Liste oder Anhang VI MVO wird dieses Feld automatisch befüllt.
Methode genehmigt?	Entspricht die angewendete Methode der im Überwachungsplan genehmigten Methode, ist „ja“ aus der Auswahlliste zu wählen. „Nein“ ist zu wählen, wenn z. B. <ul style="list-style-type: none"> ▶ ein neuer Stoffstrom angelegt wird, der bisher im Überwachungsplan nicht enthalten ist oder für dessen Überwachung bis zum Zeitpunkt der Abgabe des Emissionsberichts noch keine Genehmigung vorliegt. ▶ ein Stoffstrom kopiert wird, da für diesen ab einem bestimmten Zeitpunkt im Berichtsjahr eine andere Ebene/Überwachungsmethode angewendet wurde, für die noch keine Genehmigung vorliegt. In diesen Fällen ist die Ermittlungsmethode in den Feldern unter der Überschrift „Angaben zu Datenlücken/Nichtkonformitäten oder nicht genehmigten Methoden“ am Ende der Seite 2 zu beschreiben.
Handelt es sich um flüssige Biomasse oder Biokraftstoff?	Für flüssige Biobrennstoffe muss die Nachhaltigkeit gemäß Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) nachgewiesen werden (vgl. §§ 3 und 13 Emissionshandelsverordnung; EHV). Die Frage ist mit „ja“ zu beantworten, wenn es sich bei dem Stoffstrom um einen flüssigen Biobrennstoff handelt (vgl. Kapitel 8.4). Stoffe ohne Nachhaltigkeitsnachweis nach der BioSt-NachV werden wie fossile Stoffe behandelt. Anforderungen an die Nachhaltigkeit von gasförmigen und festen Biomassen vgl. Kapitel 8
Anteil nachhaltiger Biomasse am Gesamtkohlenstoff [%]	Dieses Feld wird zum Pflichtfeld, wenn die Frage „Handelt es sich um flüssige Biomasse oder Biokraftstoff?“ mit „ja“ beantwortet wurde. Sollte nur ein Teil des biogenen Kohlenstoffs nachhaltig sein, darf in diesem Feld nur dieser Anteil am Gesamtkohlenstoff eingetragen werden. Der nicht nachhaltige biogene Anteil wird dagegen behandelt wie fossile Kohlenstoffanteile. Die Berechnung der einzelnen Anteile ist in einem Dokument transparent darzustellen und als separater Dateianhang an das Stoffstrom-Formular anzuhängen.
Soll eine konservative Anpassung erfasst werden?	Sofern eine konservative Anpassung der Stoffmenge zum Beispiel aufgrund von Datenlücken erforderlich ist, ist die Frage mit „ja“ zu beantworten.
konservative Anpassung der Menge	Dieses Feld wird zum Pflichtfeld, wenn die Frage „Soll eine konservative Anpassung erfasst werden?“ mit „ja“ beantwortet wurde. Geben Sie die Anpassungsmenge in derselben Einheit an wie die Stoffstrommenge also zum Beispiel in 1000 Nm ³ .

Wurde das Stoffstrom-Formular manuell angelegt (durch Kopieren oder Neuanlegen, vgl. Kapitel 3.2), kann bei Materialströmen zusätzlich folgende Funktion genutzt werden:

Tabelle 33: Stoffstrom-Formular, Seite 2, andere Datenquelle

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Datenquelle	Bei Materialströmen (vgl. Stoffstrom-Formular „Materialstrom“) kann für den Emissionsfaktor und den unteren Heizwert manuell eine andere Datenquelle aus der Auswahlliste ausgewählt werden, indem zuerst die Checkbox aktiviert wird. Anschließend ist unter „Datenquelle“ die tatsächlich verwendete Quelle für die Ermittlung des Berechnungsfaktors aus der Auswahlliste auszuwählen. Wird „Sonstiges“ als Datenquelle gewählt, ist in den Feldern unter der Überschrift „Angaben zu Datenlücken/Nichtkonformitäten oder nicht genehmigten Methoden“ am Ende der Seite 2 die verwendete Datenquelle näher zu erläutern.
Wert	Ist für die genehmigte Datenquelle (DEHSt-Liste, MVO-Liste) ein Standardwert im FMS hinterlegt oder wurde im Überwachungsplan die Datenquelle „Sonstiges“ ausgewählt und ein Wert, der sich von Null unterscheidet, eingetragen, wird dieser Wert automatisch hinterlegt. In allen anderen Fällen muss die Checkbox manuell aktiviert werden, um einen Wert einzutragen.

Da gemäß Art. 32 Abs. 3 MVO alle Analysenergebnisse nur für die Lieferperiode oder die Charge des Brennstoffs oder Materials verwendet werden dürfen, für die die Proben entnommen wurden und repräsentativ sein sollen, ist darauf zu achten, dass Berechnungsfaktoren richtig gewichtet werden. Dies bedeutet, dass die Emission des Stoffstroms identisch mit der Summe der CO₂-Emissionen jeder eingesetzten (Teil-)Charge sein muss.

Hinweis

Der Emissionsfaktor wird aus dem Kohlenstoffgehalt (C-Gehalt), dem Faktor 3,664 t CO₂/t C und ggf. Heizwert (Hu) ermittelt. Die Umrechnungen sind in der nachstehenden Tabelle angegeben.



Tabelle 34: Umrechnung der Berechnungsfaktoren

	C-Gehalt [t C/t] oder [t C/1.000Nm ³]	EF _{heizwertbezogen} [t CO ₂ /TJ]	EF _{masse-/volumenbezogen} [t CO ₂ /t] oder [t CO ₂ /1.000Nm ³]
C-Gehalt		$\frac{EF_{\text{heizwertbezogen}} * Hu}{3,664}$	$\frac{EF_{\text{masse-/volumenbezogen}}}{3,664}$
EF _{heizwertbezogen}	$\frac{C\text{-Gehalt} * 3,664}{Hu}$		$\frac{EF_{\text{masse-/volumenbezogen}}}{Hu}$
EF _{masse-/volumenbezogen}	C-Gehalt * 3,664	EF _{heizwertbezogen} * Hu	

Für die Berechnung der Emissionen aus der Verbrennung für das betroffene Berichtsjahr ist der Heizwert als masse- oder volumengewichtetes Mittel wie folgt zu ermitteln:

$$Hu_{\text{gewichtet}} = \frac{\sum_i^n (Hu_i * x_i)}{\sum_i^n x_i}$$

Hu_{gewichtet} gewichteter Heizwert für das Berichtsjahr

Hu_i Heizwert für die Charge i

x_i Stoffmenge der Charge i

Der heizwertbezogene Emissionsfaktor berechnet sich wegen der Anforderung in Art. 24 MVO (der Emissionsfaktor muss im Einklang mit dem unteren Heizwert ermittelt werden) als energiegewichtetes Mittel wie folgt:

$$EF_{\text{gewichtet}} = \frac{\sum_i^n (EF_i * HU_i * x_i)}{\sum_i^n (HU_i * x_i)}$$

mit

$EF_{\text{gewichtet}}$ gewichteter Emissionsfaktor für das Berichtsjahr

Kann der Betreiber nach Art. 36 Abs. 2 MVO anstelle eines energiebezogenen Emissionsfaktors einen masse- oder volumenbezogenen Emissionsfaktor für Emissionen aus der Verbrennung verwenden (siehe Kapitel 7.3.1), ist der Emissionsfaktor als masse- oder volumengewichtetes Mittel zu ermitteln. Ein masse- oder volumengewichteter Emissionsfaktor wird auch zur Berechnung von Prozessemissionen verwendet und berechnet sich wie folgt:

$$EF_{\text{gewichtet}} = \frac{\sum_i^n (EF_i * x_i)}{\sum_i^n x_i}$$

Sonderfall: Da zur Prozesssteuerung der Heizwert oft häufiger als der Kohlenstoffgehalt oder der Emissionsfaktor analysiert wird, ist auf die korrekte Wichtung der einzelnen heizwertbezogenen Emissionsfaktoren zu achten. Es wird empfohlen, die Wichtung über den Kohlenstoffgehalt oder den masse- oder volumenbezogenen Emissionsfaktor vorzunehmen. Nachfolgend wird die Ermittlung über den Kohlenstoffgehalt dargestellt:

$$EF_{\text{gewichtet}} = \frac{\sum_k^n (C\text{-Gehalt}_k * x_k)}{HU_{\text{gewichtet}} * \sum_k^n x_k} * 3,664$$

mit

$EF_{\text{gewichtet}}$ gewichteter Emissionsfaktor für das Berichtsjahr

C-Gehalt Kohlenstoffgehalt der Charge k

x_k Stoffmenge der Charge k

20.1.3 Angaben zur kontinuierlichen Emissionsmessung

Für diejenigen Stoffströme, deren Emissionen kontinuierlich gemessen werden, mussten im Überwachungsplan eigene Stoffstrom-Formulare für die flankierende Berechnung angelegt werden. Die Referenz zur jeweiligen Quelle wird automatisch aus dem Überwachungsplan übernommen. Es können weitere Quellen ergänzt werden, wenn ein Stoffstrom durch weitere Systeme zur kontinuierlichen Emissionsmessung überwacht wird.

Sofern ein Stoffstrom für die flankierende Berechnung neu angelegt oder kopiert wurde, ist die Nummer der Messung auszuwählen, für die die flankierende Berechnung ausgeführt werden soll. Es können gegebenenfalls auch mehrere Messungen ausgewählt werden.

20.1.4 Angaben zum Bezug von weitergeleiteten Stoffen

Die Frage „Handelte es sich um den Bezug von weitergeleitetem (inhärentem) CO₂?“ auf Seite 1 des Stoffstrom-Formulars ist mit der Angabe aus dem Überwachungsplan vorbelegt. Wurde dort mit „ja“ beantwortet, sind Angaben auf Seite 3 zu ergänzen.

Im Feld „CO₂-Menge (ggf. nach Abgleich mit weiterleitender Anlage)“ ist die gesamte fossile CO₂-Menge des bezogenen Stoffstroms anzugeben (das heißt CO₂ errechnet aus dem Gesamtkohlenstoff inkl. inhärentem CO₂). Diese muss – jedenfalls bei einer 1:1-Beziehung – gemäß Artikel 48 MVO mit der Angabe der abgebenden Anlage zum weitergeleiteten Stoffstrom identisch sein (vgl. Kapitel 20.4.1). Dieser Wert kann sich im Einzelfall von der CO₂-Menge unterscheiden, die jeweils bei der abgebenden bzw. der aufnehmenden Anlage aus der berichteten Aktivitätsrate und den Stoffparametern auf Seite 2 des Stoffstrom-Formulars automatisch berechnet und im Feld „CO₂-Emissionen“ angezeigt wird. Die abgaberelevante CO₂-Menge wird (unter Berücksichtigung des Umsetzungsfaktors bei Materialströmen) automatisch im gleichnamigen Feld auf Basis der Angaben in den Feldern

- ▶ „Inhärentes CO₂ abzugsfähig?“,
- ▶ „Menge des inhärenten fossilen CO₂ im bezogenen Stoffstrom [t CO₂]“ und
- ▶ „CO₂-Menge (ggf. nach Abgleich mit weiterleitender Anlage)“

errechnet.

Wird die CO₂-Menge des bezogenen Stoffes sowohl bei der weiterleitenden als auch bei der aufnehmenden Anlage ermittelt, müssen die Werte zuvor miteinander verglichen und gegebenenfalls gemäß Art. 48 Abs. 3 MVO angeglichen werden. Die abgeglichene fossile CO₂-Menge ist ohne Berücksichtigung der CO₂-Menge aus Biomasse in das Feld „CO₂-Menge (ggf. nach Abgleich mit weiterleitender Anlage)“ einzutragen. Misst nur eine der beiden Anlagen den Stoffstrom, müssen beide Anlagen das Ergebnis der Messung verwenden.

Angaben, wenn fossiles CO₂ im bezogenen Stoffstrom nicht abzugsfähig ist

In den meisten Fällen wird CO₂ an eine emissionshandlungspflichtige Anlage weitergeleitet und dort als Teil eines Brennstoffs eingesetzt (zum Beispiel Kuppelgas: Kokerei-, Gicht- und/oder Konvertergas). Die aufnehmende Anlage darf das inhärente CO₂ im bezogenen Brennstoffstrom nicht abziehen (Frage „Inhärentes CO₂ abzugsfähig?“ ist im FMS mit „nein“ zu beantworten). In diesen Fällen kann das Feld „Menge des inhärenten fossilen CO₂ im bezogenen Stoffstrom [t CO₂]“ mit „0“ befüllt werden, da die aufnehmende Anlage ohnehin über den gesamten Kohlenstoff des bezogenen Stoffstroms und nicht nur über das darin enthaltene (inhärente) CO₂ berichten muss.

Angaben, wenn fossiles CO₂ im bezogenen Stoffstrom abzugsfähig ist

Bezogenes (inhärentes) CO₂ ist ausnahmsweise abzugsfähig (Frage „Inhärentes CO₂ abzugsfähig?“ ist im FMS mit „ja“ zu beantworten), wenn die weiterleitende Anlage wegen spezieller Regelungen gemäß Nr. 17 (Ammoniak) oder Nr. 20 (Soda und Natriumbicarbonat) in Anhang IV MVO für das weitergeleitete CO₂ bereits Emissionsberechtigungen abgeben muss. In diesem Fall muss die weiterleitende Anlage Emissionsberechtigungen für das transportierte CO₂ abgeben und der Abnehmer die Menge des CO₂ im bezogenen Stoffstrom im Feld „Menge des inhärenten fossilen CO₂ im bezogenen Stoffstrom [t CO₂]“ angeben.

20.2 Kohlenstoffbilanzen (Formular „Massenbilanz“)

Erfolgt die Berechnung der CO₂-Emissionen ganz oder teilweise mittels Massenbilanz, gelten die Erläuterungen zum Vorgehen bei Brennstoff- und Materialströmen (vgl. Kapitel 20.1) analog. Bei Weiterleitung von (inhärentem) CO₂ sind die Hinweise in Kapitel 20.4.1 zu beachten. **Im Formular „Massenbilanz“ sind ausschließlich positive Werte einzugeben. Das Vorzeichen des Massenbilanzglieds wird automatisch durch die Kennzeichnung des Massenbilanzglieds als Input (+), Produkte (-) oder Export (-) festgelegt.**

Ab dem Emissionsbericht für das Jahr 2022 werden die Formularfelder „Liefermenge/Verkaufsmenge“ und „Abgang/Zugang“ in Abhängigkeit von der jeweiligen Kennzeichnung des Massenbilanzgliedes als Input, Export oder Produkt benannt:

Kennzeichnung des Brennstoff- und Materialstroms als Bilanzglied

🔍

Wurde der Stoff auch als Brennstoff eingesetzt?

ja nein

Wie wird die Stoffstrommenge bestimmt?

durch indirekte Messung ▼

Liefermenge 1000Nm³

Abgang 1000Nm³

Kennzeichnung des Brennstoff- und Materialstroms als Bilanzglied

🔍

Wurde der Stoff auch als Brennstoff eingesetzt?

ja nein

Wie wird die Stoffstrommenge bestimmt?

durch indirekte Messung ▼

Verkaufsmenge 1000Nm³

Zugang 1000Nm³

Sind Lagerbestände zu berücksichtigen?

ja nein

Lager Anfangsbestand 1000Nm³

Lager Endbestand 1000Nm³

Abbildung 14: Formularfelder auf dem Formular "Massenbilanz"

Auch die Berechnung der Stoffstrommenge wird bei indirekter Bestimmung anhand der Kennzeichnung des Massenbilanzgliedes als Input oder Export/Produkt gesteuert. Es ergeben sich folgende Berechnungslogiken:

- ▶ Input: $\text{Liefermenge} + \text{Lager Anfangsbestand} - \text{Lager Endbestand} - \text{Abgang}$
- ▶ Export/Produkt: $\text{Verkaufsmenge} + \text{Lager Endbestand} - \text{Lager Anfangsbestand} - \text{Zugang}$

Sofern eine konservative Anpassung der Stoffstrommenge angegeben wird, wird die Korrekturmenge je nach Massenbilanzglied bei der Berechnung der CO₂-Emissionen auf die Stoffstrommenge aufgeschlagen (bei Input) oder abgezogen (bei Export und Produkt).

20.3 Kontinuierliche Messung von CO₂ (Formular „CO₂-Messung“)

Alle kontinuierlichen CO₂-Messungen (Formular „CO₂-Messung“) des zugrunde liegenden Überwachungsplans werden in den Emissionsbericht übernommen. Ebenso werden die für die flankierende Berechnung angelegten Stoffstrom-Formulare aus dem Überwachungsplan übernommen.

Wurde die CO₂-Messung (mit „Herkunft: Überwachungsplan“) im Berichtszeitraum nicht durchgeführt, so ist die Frage „Wurde die kont. Messung im Berichtszeitraum angewendet?“ auf Seite 1 des Formulars „CO₂-Messung“ mit „nein“ zu beantworten. Ebenso ist auf allen aus dem Überwachungsplan für die flankierende Berechnung übernommenen Stoffstrom-Formularen, die auf diese CO₂-Messung referenzieren, die Frage auf Seite 1 „Wurde der Stoffstrom im Berichtszeitraum eingesetzt?“ mit „nein“ zu beantworten. Weitere Angaben auf dem Formular „CO₂-Messung“ und den Stoffstrom-Formularen zur flankierenden Berechnung sind damit nicht erforderlich. Jedoch ist für die Stoffströme, deren Emissionen ursprünglich (laut Überwachungsplan) mittels CO₂-Messung ermittelt werden sollten, nun eine Berechnung der Emissionen für den Emissionsbericht vorzusehen. Das heißt, dass alle relevanten Stoffstrom-Formulare neu anzulegen bzw. die aus dem Überwachungsplan für die flankierende Berechnung automatisch übernommenen Stoffstrom-Formulare zu kopieren sind und die Frage „Wurde CO₂ aus diesem Stoffstrom durch kontinuierliche Messung erfasst?“ mit „nein“ zu beantworten ist. Das Kopieren von Letzteren ist erforderlich, damit die Angaben auf den Stoffstrom-Formularen in der Berechnung der Gesamtemissionen der Anlage berücksichtigt werden (Angaben auf Stoffströmen zur flankierenden Berechnung fließen nicht in die Berechnung der Gesamtemissionen der Anlage ein).

Die direkte Emission von CO in die Atmosphäre ist so zu behandeln wie die äquimolare Menge CO₂, das heißt die CO-Konzentration ist mit dem Faktor 1,571 t CO₂/t CO zu multiplizieren und im Feld „CO₂-Konzentration (gewichtetes Jahresmittel)“ zu berücksichtigen.

20.3.1 Angaben zum Gültigkeitszeitraum

Die Hinweise für die Angaben zum Gültigkeitszeitraum bei Brennstoff- und Materialströmen gelten für CO₂-Messungen analog, das heißt bei Änderungen der Ebenen sowie grundlegenden Änderungen – wie zum Beispiel Einbau einer neuen Probenahmesonde für die kontinuierliche Emissionsmessung – ist der Gültigkeitszeitraum manuell anzupassen (vgl. Kapitel 20.1.1). Für die Abbildung der geänderten Ebene/Überwachungsmethode im Emissionsbericht muss ein neues Formular „CO₂-Messung“ angelegt werden. Die Kopierfunktion von Formularen steht hier nicht zur Verfügung.

20.3.2 Angaben zur CO₂-Messung

Ist das Formular „CO₂-Messung“ mit „Herkunft: Überwachungsplan“ gekennzeichnet (vgl. Kapitel 3.2), werden die Angaben zur „Nummer der Quelle“, „Beschreibung der Quelle“ und die im Überwachungsplan vorgesehene Ebene („Ebene gem. ÜP“) aus dem zugrunde liegenden Überwachungsplan übernommen und sind nicht änderbar. Die Antwort auf die Frage, ob die „Emissionen aus der Regeneration von Katalysatoren in Raffinerien?“ stammen, wird ebenfalls aus dem Überwachungsplan übernommen, ist jedoch änderbar. Daten, die vom Anlagenbetreiber ergänzt werden müssen, betreffen folgende Felder:

Tabelle 35: Formular „CO₂-Messung“, Seite 1, Angaben zur Ermittlung der CO₂-Emissionen aus der Quelle

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Ergänzende Erläuterungen	Es muss sichergestellt werden, dass die Messung nach allen Regeln ordnungsgemäß betrieben und alle Wartungsarbeiten rechtzeitig durchgeführt wurden. Daher sollten hier alle Hinweise der bekanntgegebenen Messstelle zur Wartung, zur Kalibrierung nach QAL2, zur jährlichen Funktionsprüfung (AST) sowie zu Drift- und Präzisionskontrollen nach QAL3 der EN 14181 wiedergegeben werden. Sofern die Größe des Feldes für die Erläuterungen nicht ausreicht, ist dem Formular „CO ₂ -Messung“ ein separater Dateianhang beizufügen.
CO ₂ -Konzentration (gewichtetes Jahresmittel) [kg CO ₂ /1000 Nm ³]	Die während des Betriebs der Anlage ermittelte stündliche CO ₂ -Konzentration im Abgasstrom, gemittelt über das Berichtsjahr. Es ist sicher zu stellen, dass neben den gemessenen Werten auch Ersatzwerte für fehlende Stundenwerte (z. B. wegen Geräteausfall) in dieser Angabe berücksichtigt werden.

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Abgasvolumen [1000 Nm ³]	Das während des Betriebs der Anlage ermittelte Abgasvolumen, summiert über das Berichtsjahr. Auch bei dieser Angabe müssen ggf. Ersatzwerte für fehlende Messdaten berücksichtigt werden.
Biogener Anteil [%]	Verhältnis des aus Biomasse stammenden Kohlenstoffs zum Gesamtkohlenstoffgehalt in Prozent. Sofern hier Angaben gemacht werden, die von einem biogenen Anteil = 0 % abweichen, sind dem Emissionsbericht geeignete Nachweisdokumente als separate Dateianhänge an dieses Formular „CO ₂ -Messung“ beizufügen.
anrechenbarer Anteil der Biomasse am Gesamtkohlenstoff [%]	Für flüssige Biobrennstoffe muss die Nachhaltigkeit gemäß Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) nachgewiesen werden (vgl. §§ 3 und 13 Emissionshandelsverordnung; EHV). Andernfalls werden diese Stoffe ohne Nachhaltigkeitsnachweis nach der BioSt-NachV wie fossile behandelt. In das Feld ist der anrechenbare Anteil der Biomasse am Gesamtkohlenstoff einzutragen. Die Berechnung dieses Anteils ist in dem oben genannten Dokument transparent darzustellen. Anforderungen an die Nachhaltigkeit von gasförmigen und festen Biomassen vgl. Kapitel 8.
Wie viele Stundenmittelwerte fehlen?	Es ist die Anzahl der Stunden einzutragen, die vom Auswerterechner oder der Auswertesoftware nach den Kriterien des Art. 44 Abs. 2 MVO als ungültige Stunden oder ungültige Kurzzeitmittelwerte identifiziert und gespeichert wurden.
Abweichungen vom Überwachungsplan	Alle Abweichungen vom Überwachungsplan und ergriffene Maßnahmen sind in diesem Feld und ggf. in einem ergänzenden Dokument zu erläutern. Insbesondere sind gemäß Art. 45 Abs. 1 und 59 Abs. 2 MVO folgende Informationen notwendig: <ul style="list-style-type: none"> ▶ Methode für die Bildung von Ersatzwerten für fehlende Daten, ▶ Erläuterung der zur Verringerung der Ausfallzeiten ergriffenen Maßnahmen, ▶ Angaben, wenn Qualitätssicherungsmaßnahmen nach DIN EN 14181 (wie z. B. QAL3) nicht im vorgesehenen Intervall oder nicht ordnungsgemäß durchgeführt wurden, ▶ Angaben, wenn bei der Qualitätssicherung festgestellt wurde, dass die Unsicherheit des KEMS (z. B. infolge Drift) größer war als die nach dem genehmigten Überwachungsplan max. zugelassene Unsicherheit (Ebene), ▶ ggf. vorgenommene Korrekturen an Messdaten und Messgeräten.

Die CO₂-Emissionen aus der Quelle werden automatisch durch Multiplikation der gewichteten gemittelten stündlichen CO₂-Konzentration mit dem über das Berichtsjahr summierten Abgasvolumenstrom und unter Abzug der Emission aus dem anrechenbaren Anteil der Biomasse berechnet. Abweichend davon müssen die CO₂-Emissionen aus der Regeneration von Katalysatoren in Raffinerien manuell eingetragen werden.

Für die flankierende CO₂-Emissionsberechnung sind die Angaben auf den Stoffstrom-Formularen zu ergänzen (vgl. Kapitel 20.1), damit die kontinuierliche Messung von CO₂ mit einer flankierenden Berechnung validiert werden kann.



Hinweis für Prüfstellen

Zu prüfen sind nicht nur die berichteten Angaben des Betreibers, sondern – wie bei Messgeräten zur Bestimmung von Stoffmengen auch – ob die in Art. 42 MVO genannten Normen (inkl. der von diesen in Bezug genommenen weiteren Normen, wie z. B. der EN ISO 14956) ordnungsgemäß umgesetzt wurden. D. h. die Prüfstellen müssen kontrollieren, ob die Qualitätssicherung im Rahmen der QAL3 und der AST im vorgesehenen Intervall durchgeführt wurden. Sie müssen außerdem prüfen, ob bei diesen Qualitätssicherungsmaßnahmen Abweichungen von der im Überwachungsplan festgelegten Ebene/max. zulässigen Unsicherheit oder dem in der QAL2 ausgewiesenen Kalibrierbereich festgestellt und ggf. Korrekturmaßnahmen zur Wiederherstellung der erforderlichen Qualität ergriffen wurden. Sie müssen sich ggf. auch dazu äußern, wie der Betreiber mit Daten umgegangen ist, die außerhalb der festgelegten Unsicherheitsgrenzen oder des Kalibrierbereichs gemessen wurden. Stellen die Prüfstellen fest, dass der Betreiber die Vorgaben im Überwachungsplan, in Art. 42 MVO und den dort in Bezug genommenen Normen nicht regelkonform umgesetzt hat, muss darauf im Prüfbericht hingewiesen werden.

20.4 Weiterleitung von CO₂

20.4.1 Abbildung der Weiterleitung auf dem Formular „Massenbilanz“

Auf Seite 1 des Formulars „Massenbilanz“ wurde durch die Antwort auf die Frage „Handelte es sich um einen Stoff, der weitergeleitet wurde?“ bereits im Überwachungsplan festgelegt, ob Seite 4 des Formulars („Weiterleitung von Stoffen“) ausgefüllt werden muss. Wird der Stoff weitergeleitet, sind folgende Felder auf Seite 4 des Formulars auszufüllen.

Tabelle 36: Formular „Massenbilanz“, Seite 4, Weiterleitung von Stoffen

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Menge	Wird der komplette Stoffstrom weitergeleitet, entspricht die hier anzugebende Menge des Stoffes der Menge, die auf Seite 2 des Formulars im Feld „Wert“ in der Zeile „Menge“ abgefragt wird. Andernfalls ist hier eine von der Angabe auf Seite 2 abweichende Menge auszuweisen.
C-Gehalt	Wird der komplette Stoffstrom weitergeleitet, entspricht der hier anzugebende C-Gehalt des Stoffes dem C-Gehalt, der auf Seite 2 des Formulars im Feld „Wert“ in der Zeile „C-Gehalt“ abgefragt wird. Andernfalls ist hier ein von der Angabe auf Seite 2 abweichender C-Gehalt auszuweisen.
Menge des inhärenten fossilen CO ₂ im weitergeleiteten Stoffstrom [t CO ₂]	Die Angabe der Menge des im weitergeleiteten Stoffstrom enthaltenen inhärenten fossilen CO ₂ ist dann notwendig, wenn diese nicht abzugsfähig ist. In den meisten Fällen ist das inhärente fossile CO ₂ abzugsfähig, da es an andere emissionshandelspflichtige Anlagen weitergeleitet wird (z. B. Kuppelgas: Kokerei-, Gicht- und/oder Konvertergas) und die weiterleitende Anlage den gesamten im weitergeleiteten Brennstoffstrom enthaltenen Kohlenstoff abziehen kann (Frage „Inhärentes CO ₂ abzugsfähig?“ ist mit „ja“ zu beantworten). In diesen Fällen kann das Feld „Menge des inhärenten fossilen CO ₂ im weitergeleiteten Stoffstrom [t CO ₂]“ mit „0“ befüllt werden, da die Menge des inhärenten CO ₂ nicht weiter relevant ist.
Menge des inhärenten biogenen CO ₂ im weitergeleiteten Stoffstrom [t CO ₂]	Angabe zur Menge des im weitergeleiteten Stoffstrom enthaltenen inhärenten biogenen CO ₂ .
Inhärentes CO ₂ abzugsfähig?	Diese Angabe wurde bereits im Überwachungsplan abgefragt und wird dementsprechend bei Herkunft „ÜP“ hier nur angezeigt. Bei neu angelegten Stoffströmen muss der Betreiber an dieser Stelle die Bewertung vornehmen. CO ₂ , das an eine emissionshandelspflichtige Anlage weitergeleitet wird, ist nach Artikel 48 MVO abzugsfähig. Ausnahmen von dieser Regel gelten für Weiterleitungen aus Anlagen gemäß Nr. 17 (Ammoniak) oder Nr. 20 (Soda und Natriumbicarbonat) Anhang IV MVO.
CO ₂ -Menge (ggf. nach Abgleich mit aufnehmender Anlage) [t CO ₂]	Es ist die gesamte fossile CO₂-Menge des weitergeleiteten Stoffstroms anzugeben (d. h. CO₂ errechnet aus dem Gesamtkohlenstoff inkl. inhärentem CO₂). Diese muss gemäß Artikel 48 MVO mit der Angabe der aufnehmenden Anlage zum weitergeleiteten Stoffstrom identisch sein. Sie kann sich von der CO₂-Menge unterscheiden, die aus der berichteten Aktivitätsrate und den Stoffparametern auf Seite 2 des Stoffstrom-Formulars automatisch berechnet und im Feld „CO₂-Emissionen“ angezeigt wird.

Wird der Stoffstrom an mehr als eine andere Anlage weitergeleitet, sind die relevanten Daten auf Seite 4 für jede Weiterleitung an eine andere Anlage einzeln anzugeben. Die Summe der abzugsfähigen CO₂-Mengen über alle Weiterleitungen (Segmente) wird im gleichnamigen Feld oben auf Seite 4 des Formulars automatisch errechnet.

Weiterleitungen sind bei Vorliegen einer vollständigen Massenbilanz aller Input- und Outputströme der Anlage mit allen oben genannten Daten zum Kohlenstoffgehalt und zum inhärenten CO₂-Gehalt anzugeben. Werden CO₂-relevante Stoffströme nicht im Rahmen einer vollständigen Massenbilanz dargestellt (zum Beispiel weil allein die Abgasströme zur Fackel im Überwachungsplan dargestellt werden und nicht alle Input- und Outputströme des chemischen Prozesses), so ist aus technischen Gründen ein formaler Wert von „0 t CO₂“ für die Angabe „CO₂-Menge (ggf. nach Abgleich mit aufnehmender Anlage) [t CO₂]“ einzutragen. Mit diesem Vorgehen wird verhindert, dass die Emissionen der CO₂-Weiterleitung technisch fehlerhaft negativ in die Emissionsberechnung des Emissionsberichtes eingehen, weil die zur Weiterleitung gehörigen Inputströme nicht abgebildet sind.

20.4.2 Abbildung der Weiterleitung auf dem Formular „CO₂-Messung“

Auf Seite 1 des Formulars „CO₂-Messung“ wurde durch die Antwort auf die Frage „Diente diese kontinuierliche Emissionsmessung der Erfassung von weitergeleitetem CO₂ an andere Anlagen?“ bereits im Überwachungsplan festgelegt, ob Seite 3 des Formulars („Weiterleitung von CO₂“) ausgefüllt werden muss. Ist dies der Fall, sind folgende Felder auf Seite 3 des Formulars auszufüllen:

Tabelle 37: Formular „CO₂-Messung“, Seite 2, Angaben zur Weiterleitung von CO₂

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Menge des inhärenten fossilen CO ₂ im weitergeleiteten Stoffstrom [t CO ₂]	Angabe zur Menge des im weitergeleiteten Stoffstrom enthaltenen inhärenten fossilen CO ₂ .
Menge des inhärenten biogenen CO ₂ im weitergeleiteten Stoffstrom [t CO ₂]	Angabe zur Menge des im weitergeleiteten Stoffstrom enthaltenen inhärenten biogenen CO ₂ .
Abzugsfähige oder abgaberelevante CO ₂ -Menge (ggf. nach Abgleich mit aufnehmender Anlage) [t CO ₂]	<p>Die Herleitung der abzugsfähigen oder abgaberelevanten CO₂-Menge ist in einem separaten Dokument auszuführen und mit dem Emissionsbericht zu übermitteln. Folgende Aspekte sind bei der Herleitung der abzugsfähigen oder abgaberelevanten CO₂-Menge zu berücksichtigen:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Wird die kontinuierliche Emissionsmessung für die Erfassung nur eines Teils der Emissionen aus der Anlage (der andere Teil wird z. B. über die Standardmethode ermittelt) oder für die Erfassung der kompletten Emissionen aus der Anlage eingesetzt? ▶ Gelten für die weiterleitende Anlage spezielle Regelungen bezüglich der Weiterleitung gemäß Nr. 17 (Ammoniak) oder Nr. 20 (Soda und Natriumbicarbonat) Anhang IV MVO? ▶ Erfolgt die Weiterleitung an eine emissionshandlungspflichtige (eh-pflichtige) oder nicht eh-pflichtige Anlage? <p>Beispiele:</p> <p>a) Die mit der kontinuierlichen Emissionsmessung erfasste und weitergeleitete CO₂-Menge geht als positiver Beitrag in die Berechnung der Gesamtemissionen der Anlage ein, wenn das weitergeleitete CO₂ noch nicht in den Gesamtemissionen berücksichtigt ist und an eine nicht eh-pflichtige Anlage geht (keine Abzugsfähigkeit). Dies ist z. B. der Fall, wenn die Gesamtemissionen der Anlage über eine separate kontinuierliche Emissionsmessung ermittelt werden ▶ Angabe der abgaberelevanten CO₂-Menge ohne Vorzeichen</p> <p>b) Abzugsfähigkeit liegt dann vor, wenn die weitergeleitete CO₂-Menge bereits in den Gesamtemissionen der Anlage berücksichtigt ist und das weitergeleitete CO₂ an eine eh-pflichtige Anlage geht. Dies trifft z. B. dann zu, wenn die Gesamtemissionen der Anlage über eine Berechnungsmethode ermittelt werden ▶ Angabe der abzugsfähigen CO₂-Menge mit negativem Vorzeichen</p> <p>c) Folgende Beispiele haben keine Auswirkungen auf die Gesamtemissionen der Anlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ CO₂ wird in Beispiel a) an eine eh-pflichtige Anlage weitergeleitet ▶ Angabe der CO₂-Menge mit „0“ ▶ CO₂ wird in Beispiel b) an eine nicht eh-pflichtige Anlage weitergeleitet ▶ Angabe der CO₂-Menge mit „0“ <p>d) Für Ammoniak- bzw. Soda-Anlagen, für die spezielle Regelungen bezüglich der Weiterleitung gem. Nr. 17 bzw. Nr. 20 Anhang IV MVO vorgesehen sind, ist es unerheblich, ob die Anlage inhärentes CO₂ an eine eh-pflichtige oder an eine nicht eh-pflichtige Anlage weiterleitet. Diese Anlagen müssen für die weitergeleitete inhärente CO₂-Menge berichten und abgeben.</p>

20.5 Automatische Berechnung der CO₂-Emissionen im FMS

Die folgenden Tabellen geben einen Überblick, welche Angaben auf den Stoffstrom-Formularen bzw. auf dem Formular „CO₂-Messung“ in die im FMS hinterlegte Berechnung der Gesamtemissionen der Anlage eingehen (vorausgesetzt der Stoffstrom wurde im Berichtsjahr eingesetzt bzw. die CO₂-Messung wurde im Berichtsjahr verwendet).

Legende:

- ▶ **Messung:** „Wurde CO₂ aus diesem Stoffstrom durch kontinuierliche Messung erfasst?“ auf Seite 1 des Stoffstrom-Formulars
- ▶ **Bezug:** „Handelt es sich um den Bezug von weitergeleitetem (inhärentem) CO₂?“ auf Seite 1 des Stoffstrom-Formulars
- ▶ **Weiterleitung:** „Handelt es sich um einen Stoff, der weitergeleitet wurde?“ auf Seite 1 des Stoffstrom-Formulars
- ▶ **Weiterleitung CO₂-Messung:** „Diente diese kontinuierliche Emissionsmessung der Erfassung von weitergeleitetem CO₂ an andere Anlagen?“ auf Seite 1 des Formulars „CO₂-Messung“
- ▶ **EF:** Emissionsfaktor
- ▶ **Hu:** Unterer Heizwert
- ▶ **OF:** Oxidationsfaktor
- ▶ **UF:** Umsetzungsfaktor
- ▶ **Bio:** biogener Anteil (Verhältnis biogener Kohlenstoff zum Gesamtkohlenstoff in Prozent)

Tabelle 38: Berechnung der CO₂-Emissionen auf den Stoffstrom-Formularen „Brennstoffstrom_HW“, „Brennstoffstrom_MV“, „Materialstrom“

1) Brennstoffstrom_HW 2) Brennstoffstrom_MV 3) Materialstrom	Berechnung der CO ₂ -Emissionen
Messung = nein Bezug = nein	Seite 2 des Stoffstrom-Formulars: 1) Menge * EF * Hu * OF * (1-Bio/100) 2) Menge * EF * OF * (1-Bio/100) 3) Menge * EF * UF * (1-Bio/100)
Messung = nein Bezug = ja	Seite 3 des Stoffstrom-Formulars: Manuell eingetragene CO ₂ -Menge im Feld „CO ₂ -Menge (ggf. nach Abgleich mit weiterleitender Anlage) [t CO ₂]“ „minus“ inhärentes CO ₂ (wenn inhärentes CO ₂ für den Bezieher ausnahmsweise abzugsfähig ist, weil Weiterleitender dafür abgeben muss)
Messung = ja	Die Berechnung der CO ₂ -Emissionen erfolgt auf Basis der Angaben auf dem Formular „CO ₂ -Messung“. Die Angaben auf dem Stoffstrom-Formular dienen lediglich der flankierenden Berechnung.

Im Formular „Massenbilanz“ sind ausschließlich positive Werte einzugeben. Das Vorzeichen des Massenbilanzglieds, das in die Berechnung der CO₂-Emissionen eingeht, wird automatisch durch die Kennzeichnung des Massenbilanzglieds als Input (+), Produkte (-) oder Export (-) festgelegt.

Tabelle 39: Berechnung der CO₂-Emissionen auf dem Stoffstrom-Formular „Massenbilanz“

Massenbilanz	Berechnung der CO ₂ -Emissionen
Messung = nein Bezug = nein Weiterleitung = nein	Seite 2 der Massenbilanz: Menge * C-Gehalt * 3,664 * (1-Bio/100)
Messung = nein Bezug = nein Weiterleitung = ja	Seite 4 des Formulars „Massenbilanz“ (Weiterleitung ist Outputglied mit negativem Vorzeichen): Manuell eingetragene CO ₂ -Menge im Feld „CO ₂ -Menge (ggf. nach Abgleich mit aufnehmender Anlage) [t CO ₂]“ „plus“ inhärentes CO ₂ (wenn inhärentes CO ₂ nicht abzugsfähig ist)
Messung = nein Bezug = ja (Weiterleitung ist in diesem Fall nicht möglich.)	Seite 3 des Formulars „Massenbilanz“ (Bezug ist Inputglied mit positivem Vorzeichen): Manuell eingetragene CO ₂ -Menge im Feld „CO ₂ -Menge (ggf. nach Abgleich mit weiterleitender Anlage) [t CO ₂]“ „minus“ inhärentes CO ₂ (wenn inhärentes CO ₂ für den Bezieher ausnahmsweise abzugsfähig ist, weil Weiterleitender dafür abgeben muss)
Messung = ja	Die Berechnung der CO ₂ -Emissionen erfolgt auf Basis der Angaben auf dem Formular „CO ₂ -Messung“. Die Angaben auf dem Stoffstrom-Formular dienen lediglich der flankierenden Berechnung.

Tabelle 40: Berechnung der CO₂-Emissionen auf dem Formular „CO₂-Messung“

CO ₂ -Messung	Berechnung der CO ₂ -Emissionen
Weiterleitung CO ₂ -Messung = nein	CO ₂ -Konzentration/1000 * Abgasvolumen * (1-Bio/100)
Weiterleitung CO ₂ -Messung = ja	Seite 3 des Formulars „CO ₂ -Messung“ (Ein negatives Vorzeichen ist dann manuell einzutragen, wenn die CO ₂ -Menge von den Gesamtemissionen der Anlage abzugsfähig ist.): Manuell eingetragene CO ₂ -Menge im Feld „abzugsfähige oder abgaberelevante CO ₂ -Menge (ggf. nach Abgleich mit aufnehmender Anlage) [t CO ₂]“

21

**Berichterstattung von N₂O-Emissionen
(Formular „N₂O-Messung“)**

Für die Berichterstattung von N₂O-Emissionen aus Anlagen zur Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure und Glyoxal oder Glyoxylsäure wird die N₂O-Messung (Formular „N₂O-Messung“) des zugrunde liegenden Überwachungsplans in den Emissionsbericht übernommen und mit „Herkunft: Überwachungsplan“ gekennzeichnet (vgl. Kapitel 3.2). Für dieses werden die Angaben zur „Nummer der Quelle“, „Beschreibung der Quelle“ und die im Überwachungsplan vorgesehene Ebene („Ebene gem. ÜP“) aus dem zugrunde liegenden Überwachungsplan übernommen und sind nicht änderbar. Daten, die vom Anlagenbetreiber ergänzt werden müssen, betreffen folgende Felder:

Tabelle 41: Formular „N₂O-Messung“, Seite 1, Angaben zur Ermittlung der N₂O-Emissionen aus der Quelle

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Ergänzende Erläuterungen	Es muss sichergestellt werden, dass die Messung nach allen Regeln ordnungsgemäß betrieben und alle Wartungen rechtzeitig durchgeführt wurden. Daher sollten hier alle Hinweise der bekanntgegebenen Messstelle zur Wartung, zur Kalibrierung nach QAL2, zur jährlichen Funktionsprüfung (AST) sowie zu Drift- und Präzisionskontrollen nach QAL3 der EN 14181 wiedergegeben werden. Sofern die Größe des Feldes für die Erläuterungen nicht ausreicht, ist dem Formular „N ₂ O-Messung“ ein separater Dateianhang beizufügen.
N ₂ O-Konzentration (gewichtetes Jahresmittel) [kg N ₂ O/1000 Nm ³]	Die während des Betriebs der Anlage ermittelte stündliche N ₂ O-Konzentration im Abgasstrom, gemittelt über das Berichtsjahr. Es ist sicher zu stellen, dass neben den gemessenen Werten auch Ersatzwerte für fehlende Stundenwerte (z. B. wegen Geräteausfall) in dieser Angabe berücksichtigt werden.
Abgasvolumen [1000 Nm ³]	Das während des Betriebs der Anlage ermittelte Abgasvolumen, summiert über das Berichtsjahr. Auch bei dieser Angabe müssen ggf. Ersatzwerte für fehlende Messdaten berücksichtigt werden.
Wie viele Stundenmittelwerte fehlen?	Es ist die Anzahl der Stunden einzutragen, für die anstelle der Messergebnisse andere Berechnungsverfahren eingesetzt wurden. Diese Information ist dem Auswerterechner/der Auswertesoftware zu entnehmen.
Abweichungen vom Überwachungsplan	Alle Abweichungen vom Überwachungsplan und ergriffene Maßnahmen sind in diesem Feld und ggf. in einem ergänzenden Dokument zu erläutern. Insbesondere sind gemäß Art. 45 Abs. 1 und 59 Abs. 2 MVO folgende Informationen notwendig: <ul style="list-style-type: none"> ▶ Methode für die Bildung von Ersatzwerten für fehlende Daten, ▶ Erläuterung der zur Verringerung der Ausfallzeiten ergriffenen Maßnahmen, ▶ Angaben, wenn Qualitätssicherungsmaßnahmen nach DIN EN 14181 (wie z. B. QAL3) nicht im vorgesehenen Intervall oder nicht ordnungsgemäß durchgeführt wurden, ▶ Angaben, wenn bei der Qualitätssicherung festgestellt wurde, dass die Unsicherheit des KEMS (z. B. infolge Drift) größer war als die nach dem genehmigten Überwachungsplan max. zugelassene Unsicherheit (Ebene), ▶ ggf. vorgenommene Korrekturen an Messdaten und Messgeräten.

Zusätzlich sind alle Emissionen in die Atmosphäre zu berichten, die aus ungeplanten Betriebszuständen resultieren (im FMS als „Ausfälle“ bezeichnet). Auf der Seite 2 des Formulars „N₂O-Messung“ sind daher die Anzahl der Ausfälle, die Gesamtdauer der Ausfälle und die N₂O-Emissionen der jeweiligen Ausfallart (Katalysatorausfall, Berstscheibenbruch, Messbereichüberschreitung) auszuweisen. Liegen weitere Ausfallarten vor, sind ebenfalls die Informationen zur Anzahl der Ausfälle, zur Gesamtdauer der Ausfälle und die N₂O-Emissionen der jeweiligen Ausfallart zu ergänzen. Die Berechnungen der Emissionen der Ausfälle sind durch Nachweisdokumente dem Emissionsbericht als separater Dateianhang an dieses Formular „N₂O-Messung“ beizufügen.



Hinweis für Prüfstellen

Zu prüfen sind nicht nur die berichteten Angaben des Betreibers, sondern – wie bei Messgeräten zur Bestimmung von Aktivitätsdaten auch –, ob die nach Art. 42 MVO und den dort genannten Normen (inkl. der von diesen in Bezug genommenen weiteren Normen, wie z. B. der EN ISO 14956) ordnungsgemäß umgesetzt wurden. D. h. die Prüfstellen müssen kontrollieren, ob die Qualitätssicherung im Rahmen der QAL3 und der AST im vorgesehenen Intervall durchgeführt wurden. Sie müssen außerdem prüfen, ob bei diesen Qualitätssicherungsmaßnahmen Abweichungen von der im Überwachungsplan festgelegten Ebene/max. zulässigen Unsicherheit oder dem in der QAL2 ausgewiesenen Kalibrierbereich festgestellt und ggf. Korrekturmaßnahmen zur Wiederherstellung der erforderlichen Qualität ergriffen wurden. Sie müssen sich ggf. auch dazu äußern wie der Betreiber mit Daten umgegangen ist, die außerhalb der festgelegten Unsicherheitsgrenzen oder des Kalibrierbereichs gemessen wurden. Stellen die Prüfstellen fest, dass der Betreiber die Vorgaben im Überwachungsplan, in Art. 42 MVO und den dort in Bezug genommenen Normen nicht regelkonform umgesetzt hat, muss darauf im Prüfbericht hingewiesen werden.

Weitergeleitetes oder bezogenes N₂O (Formular „N₂O-Weiterleitung“)

Auch für die Weiterleitung oder den Bezug von N₂O werden die relevanten Angaben des zugrunde liegenden Überwachungsplans in den Emissionsbericht übernommen („Herkunft: Überwachungsplan“). Für den Emissionsbericht sind die jeweiligen N₂O-Mengen für die einzelnen Weiterleitungen bzw. Bezüge anzugeben. Im FMS wird daraus automatisiert die Summe, auch umgerechnet in t CO₂-Äq, gebildet.

22

Berichterstattung von PFC-Emissionen (Formular „Zelltyp“)

Alle Formulare „Zelltyp“ des zugrunde liegenden Überwachungsplans werden in den Emissionsbericht übernommen und mit „Herkunft: Überwachungsplan“ gekennzeichnet (vgl. Kapitel 3.2). Für diese werden die Angaben zum „Zelltyp und Anode“ und zur „Beschreibung des Zelltyps“ aus dem zugrunde liegenden Überwachungsplan übernommen und sind nicht änderbar.

Wird ein Zelltyp im Berichtszeitraum nicht eingesetzt, ist die Frage auf Seite 1 des Stoffstrom-Formulars „Wurde der Zelltyp im Berichtszeitraum eingesetzt?“ mit „nein“ zu beantworten. Weitere Angaben auf dem Formular „Zelltyp“ sind damit nicht erforderlich.

Die Felder „gültig von ...“; „bis ...“ auf Seite 1 werden automatisch mit dem Jahr, für das der Emissionsbericht erstellt wird, befüllt (zum Beispiel Berichtsjahr 2021: „gültig von 01.01.2021“, „bis 31.12.2021“). Kommt es im laufenden Berichtsjahr zu Änderungen bei den Ebenen und/oder den Überwachungsmethoden für einen Parameter (Produktionsmenge Aluminium oder Berechnungsfaktoren) – zum Beispiel ab dem 01.06.2021 – muss dies im Emissionsbericht dargestellt werden. Hierfür ist ein neues Formular „Zelltyp“ anzulegen, auf dem der für die geänderte Ebene/Überwachungsmethode zutreffende Gültigkeitszeitraum einzutragen ist (zum Beispiel „gültig von 01.06. 2021“, „bis 31.12. 2021“). Der Gültigkeitszeitraum ist ebenfalls auf dem Formular „Zelltyp“ mit der ursprünglichen Ebene/Überwachungsmethode manuell anzupassen (zum Beispiel „gültig von 01.01. 2021“, „bis 31.05. 2021“).

Auf Seite 2 des Formulars „Zelltyp“ sind vom Anlagenbetreiber folgende Daten zu ergänzen:

Tabelle 42: Formular „Zelltyp“, Seite 2

Formularfeld	Nähere Beschreibung
Wert	Es ist die für die Berechnung der PFC-Emissionen ermittelte Produktionsmenge Aluminium bzw. der jeweilige Wert für den ermittelten Berechnungsfaktor einzutragen.
Methode genehmigt?	Entspricht die angewendete Methode der im Überwachungsplan genehmigten Methode, ist „ja“ aus der Auswahlliste zu wählen. „Nein“ ist zu wählen, wenn z. B. für die Ermittlung der Produktionsmenge Aluminium ein Messgerät ab einem bestimmten Zeitpunkt im Berichtsjahr verwendet wurde, das höhere Ebenenanforderungen erfüllt und das bisher im Überwachungsplan nicht enthalten ist oder dessen Genehmigung bis zum Zeitpunkt der Abgabe des Emissionsberichts noch nicht vorliegt. In diesen Fällen ist die Ermittlungsmethode in den Feldern unter der Überschrift „Angaben zu Datenlücken/Nichtkonformitäten oder nicht genehmigten Methoden“ am Ende der Seite 2 zu beschreiben.

Die mittlere Dauer der Anodeneffekte ist in Sekunden anzugeben.

23

Prüfstelle

23.1	Rechtsrahmen.....	183
23.2	Akkreditierte Prüfstellen	183
23.3	Prüftätigkeit	184
23.4	Bewertung des Emissionsberichts und Prüfbericht	184
23.5	Rotation des leitenden Prüfers.....	186
23.6	Verzicht auf die Standortbegehung.....	186
	23.6.1 Allgemeines	186
	23.6.2 Voraussetzungen für einen Verzicht	187
	23.6.2.1 Positive Voraussetzungen nach Art. 31 Abs. 1 AVR	187
	23.6.2.2 Negative Voraussetzungen nach Art. 31 Abs. 3 AVR.....	187
	23.6.3 Hinweise zur Antragstellung	188
23.7	Virtuelle Standortbegehung	188
	23.7.1 Allgemeines	188
	23.7.2 Voraussetzungen eines Antrags nach Art. 34a Abs. 2 AVR.....	189
	23.7.2.1 Höhere Gewalt.....	189
	23.7.2.2 Angaben zur Durchführung einer virtuelle Standortbegehung	189
	23.7.2.3 Risikoanalyse der Prüfstelle	189
	23.7.2.4 Maßnahmen zur Verringerung des Überprüfungsrisikos auf ein akzeptables Niveau	190
	23.7.3 Hinweise zur Antragstellung	190
23.8	Abbildung von Hinweisen auf offene Falschangaben und Nichtkonformitäten sowie Abweichungen von der MVO und Empfehlungen für Verbesserungen im FMS	190

23.1 Rechtsrahmen

In der 4. Handelsperiode ist die Neufassung der Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (AVR – EU-Verordnung 2018/2067 in der durch Durchführungsverordnung 2020/2084 geänderten Fassung) die zentrale Vorschrift für Prüfstellen und die Verifizierung der Emissionsberichte. Die AVR bildet im Zusammenspiel mit DIN EN ISO 14065, DIN EN ISO/IEC 17029 und ergänzend DIN EN ISO 14064-3 sowie ISO 14066 und weiterer Vorschriften auf europäischer und nationaler Ebene einen einheitlichen und umfassenden Rechtsrahmen hinsichtlich der

- ▶ organisatorischen, verfahrensmäßigen und kompetenzbezogenen Anforderungen an Prüfstellen und Prüfer,
- ▶ Verfahrensweise bei der Verifizierung von Emissionsberichten,
- ▶ Anforderungen an das Akkreditierungsverfahren und die Aufsicht über Prüfstellen,
- ▶ organisatorischen und verfahrensmäßigen Anforderungen an die Akkreditierungsstellen,
- ▶ gegenseitigen Anerkennung der akkreditierten Prüfstellen innerhalb des Europäischen Emissionshandels-systems und der
- ▶ Zusammenarbeit und des Informationsaustauschs zwischen Emissionshandelsbehörden und Akkreditierungsstellen.

Es ist zu beachten, dass der Rechtsrahmen regelmäßig weiterentwickelt wird, und deshalb stets die aktuelle Version der relevanten Vorschriften bekannt ist und angewendet wird.

23.2 Akkreditierte Prüfstellen⁶⁵

Die bei der DEHSt bis zum 31. März eines jeden Jahres einzureichenden Emissionsberichte müssen auch in der 4. Handelsperiode nach Maßgabe der AVR geprüft worden sein. Emissionsberichte prüfen dürfen nur Prüfstellen, die zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Prüfgutachtens nach der AVR akkreditiert sind. Die vom Anlagenbetreiber beauftragte Prüfstelle muss dabei spezifisch für den Tätigkeitsbereich, unter den die emissionshandelspflichtige Tätigkeit des Anlagenbetreibers fällt, akkreditiert sein. Soweit der Anlagenbetreiber verschiedene Tätigkeitsbereiche abdeckt, muss auch die Prüfstelle für sämtliche Tätigkeitsbereiche akkreditiert sein.

Zuständig für die Akkreditierung in Deutschland ansässiger Prüfstellen ist die Deutsche Akkreditierungsstelle GmbH (DAkKS; www.dakks.de). Akkreditiert werden können juristische Personen oder Personengesellschaften. Auch Prüfstellen, die von einer Akkreditierungsstelle in einem anderen EU-Mitgliedstaat akkreditiert wurden, sind befugt, Emissionsberichte zu prüfen.

Nähere Informationen zu den Voraussetzungen der Akkreditierung und den akkreditierten Prüfstellen sind bei den Akkreditierungsstellen erhältlich. Diese sind auch zuständig für die Veröffentlichung eines Verzeichnisses der von ihnen akkreditierten Prüfstellen. Zusätzlich sind Informationen bei der EA (European co-operation for Accreditation; <https://european-accreditation.org>) erhältlich.

⁶⁵ Eine Zertifizierung von natürlichen Personen als Prüfstelle ist zwar rechtlich weiterhin möglich, hat aber praktisch keine Relevanz. Deshalb wird die Zertifizierung von Prüfstellen in diesem Leitfaden nicht weiter behandelt.

23.3 Prüftätigkeit

Prüfstellen haben den gesamten Leitfaden und damit auch die in den vorherigen Kapiteln teilweise direkt an sie gerichteten speziellen Hinweise zu einzelnen Sachverhalten der Überwachung und Berichterstattung zu beachten.

Die Anforderungen an die Prüfstelle und die Prüfung von Emissionsberichten durch sie sind durch den oben beschriebenen Rechtsrahmen umfassend geregelt. Ergänzend hat die Europäische Kommission in Abstimmung mit den Mitgliedstaaten eine Reihe von Guidance-Dokumenten zur Unterstützung bei der praktischen Anwendung dieser Regeln auf den Internetseiten der Generaldirektion Klima veröffentlicht. Die Kenntnis dieser Guidance-Dokumente ist eine akkreditierungsrelevante Voraussetzung und wird deshalb erwartet. An dieser Stelle wird hinsichtlich der Prüftätigkeit auf diese Guidance-Dokumente verwiesen. Die Guidance-Dokumente sind nicht unmittelbar rechtlich verbindlich, sie enthalten aber Auslegungshilfen und Hinweise auf eine gute fachliche Praxis bei der Prüfung. Folgende Guidance-Dokumente mit Relevanz für die Verifizierung der Emissionsberichte sind bislang veröffentlicht:

- ▶ Gesamtüberblick (Explanatory Guidance Document No.1)
- ▶ Prüfumfang (Key guidance note II.1 on the scope of verification)
- ▶ Risikoanalyse (Key guidance note II.2 on risk analysis)
- ▶ Prozessanalyse (Key guidance note II.3 on process analysis)
- ▶ Stichproben (Key guidance note II.4 on sampling)
- ▶ Vor-Ort-Prüfung (Key guidance note II.5 on site visits concerning installations)
- ▶ Inhalt des Prüfberichts (Key guidance note II.6 on the verification report)
- ▶ Erforderliche Kompetenzen der Prüfstelle (Key guidance note II.7 on competence of verifiers)
- ▶ Beziehung zwischen AVR und EN ISO 14065 (Key guidance note II.8 on the relation between EN ISO 14065 and AVR)
- ▶ Bestimmung des zeitlichen Prüfaufwands (Key guidance note II.12 on time allocation in verification)

Diese sind im Abschnitt „Accreditation and Verification Regulation (AVR): Guidance and templates“ unter folgendem Link zu finden: https://ec.europa.eu/clima/policies/ets/monitoring_en#tab-0-1.

Bitte beachten Sie, dass zukünftig gegebenenfalls weitere Guidance-Dokumente veröffentlicht und die vorhandenen Guidance-Dokumente ergänzt oder revidiert werden.

23.4 Bewertung des Emissionsberichts und Prüfbericht

Ziel der Prüfung ist es, mit hinreichender Sicherheit festzustellen, dass ein Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben enthält. Um dieses Ziel zu erreichen, muss der Anlagenbetreiber auf Veranlassung der Prüfstelle grundsätzlich sämtliche der festgestellten Falschangaben und Nichtkonformitäten mit dem genehmigten Überwachungsplan korrigieren. Die Prüfung endet mit einem abschließenden Prüfurteil. Dieses Prüfurteil (auch als „Testat“ bezeichnet) muss grundsätzlich klar sein und den Bericht entweder als „zufriedenstellend“ (weil frei von wesentlichen Falschangaben) oder „nicht zufriedenstellend“ ausweisen. Im Ausnahmefall kann auch die Bewertung als „zufriedenstellend mit Anmerkungen“ gegeben werden.

Unbedingt beachtet werden muss, dass eine Bewertung als „zufriedenstellend“ oder „zufriedenstellend mit Anmerkungen“ ausschließlich dann gegeben werden kann, wenn tatsächlich hinreichende Sicherheit bezüglich der Abwesenheit von wesentlichen Falschangaben besteht. Da „wesentlich“ aber nicht lediglich Falschangaben oberhalb der jeweils anzuwendenden Wesentlichkeitsschwelle (Art. 23 AVR) sind, sondern jede Falschangabe, die die Bewertung des Berichts durch die DEHSt beeinflussen könnte (Art. 3 Nr. 5 AVR), ist hier mit großer Sorgfalt vorzugehen.

Die Bewertung eines Emissionsberichts als „zufriedenstellend mit Anmerkungen“ (auch als sog. eingeschränktes Testat bezeichnet, jedoch nicht zu verwechseln mit einer Bewertung des Berichts als „nicht zufriedenstellend“ nach Art. 27 Abs. 1 S. 2 lit. c) i. V.m. Art. 28 AVR) beinhaltet die Aussage, dass der Emissionsbericht keine wesentlichen Falschangaben enthält. Die Ursache, welche die Prüfstelle veranlasst hat, diese Bewertung auszusprechen, kann, muss jedoch nicht, ein Versäumnis des Anlagenbetreibers darstellen. Beispielsweise würde eine Änderung des Überwachungsplans (vgl. Kapitel 2.4), die ordnungsgemäß angezeigt wurde, aber noch nicht von der DEHSt genehmigt worden ist, zu einer Bewertung eines Emissionsberichts als „zufriedenstellend mit Anmerkungen“ führen, unabhängig davon, ob die Änderung genehmigungsfähig ist. In diesem Fall ergibt sich die Anmerkung zum Testat schon allein aus dem geringen Zeitabstand zwischen der Anzeige der Änderung des Überwachungsplans und der Frist zur Abgabe des verifizierten Emissionsberichts.

Eine Bewertung des Berichtes als „nicht zufriedenstellend“ muss letztlich auch dann erfolgen, wenn die Prüfstelle zu dem Ergebnis kommt, dass aufgrund einer oder mehrerer nicht berichteter Nicht-Konformität(en) nicht mit hinreichender Sicherheit ausgeschlossen werden kann, dass auch keine wesentlichen Falschangaben enthalten sind. Gleiches gilt, wenn der Prüfumfang zu eingeschränkt war, um mit hinreichender Sicherheit die Abwesenheit wesentlicher Falschangaben zu bestätigen. Von der Prüfstelle festgestellte, aber vom Anlagenbetreiber nicht korrigierte Falschangaben oder Nicht-Konformitäten müssen in jedem Falle im Prüfbericht kenntlich gemacht werden.

Hat ein Anlagenbetreiber einen noch nicht genehmigten Überwachungsplan angewendet, stellt dies eine Abweichung vom genehmigten Überwachungsplan und dadurch ein besonderes inhärentes Risiko für Falschangaben und Nichtkonformitäten im Emissionsbericht dar. Die Prüfstelle hat im Rahmen der Risikoanalyse besonders zu berücksichtigen und zu prüfen, ob die vom genehmigten Überwachungsplan abweichende Überwachungsmethodik den Anforderungen der MVO entspricht. Kommt die Prüfstelle zu dem Ergebnis, dass die abweichende Überwachungsmethodik nicht den Anforderungen der MVO entspricht (oder sieht sie sich nicht in der Lage, dies zu beurteilen) und liegen keine alternativen Überwachungsdaten entsprechend dem genehmigten Überwachungsplan vor (vgl. Art 16 Absatz 1 Unterabsatz 2 MVO), so wird die Prüfstelle im Prüfbericht testieren müssen, dass der Emissionsbericht „nicht zufriedenstellend“ ist (vgl. Art. 27 Absatz 1 Satz 2 c) oder d) AVR) – siehe hierzu auch “AVR Key guidance note no. II.1, Version of 13 August 2012“ der Europäischen Kommission. Die Prüfstelle hält in jedem Fall im Prüfbericht fest, dass der Anlagenbetreiber vom genehmigten Überwachungsplan abgewichen ist und einen nicht genehmigten Überwachungsplan angewendet hat. Das Ergebnis der Prüfung, ob die abweichende Überwachungsmethodik den Anforderungen der MVO entspricht, und dessen Begründung sind in FMS zu dokumentieren.

Die gem. Art. 27 Abs. 1 AVR erforderliche abschließende Feststellung zum Emissionsbericht sowie der eigentliche Prüfbericht mit seinen gem. Art. 27 Abs. 3 AVR erforderlichen Elementen sind, wie bereits in den ersten drei Handelsperioden praktiziert, in die FMS-Emissionsberichterstattungssoftware integriert.

Insgesamt gilt, dass der Prüfbericht vollständig, aussagekräftig und transparent gestaltet sein muss. Sollte sich ergeben, dass die Formatvorlagen in einzelnen Aspekten nicht ausreichend groß dimensioniert sind, um die Anmerkungen der Prüfstelle aufzunehmen, steht es der Prüfstelle auch frei, ergänzende Dateien beizufügen. Bitte beachten Sie aber, dass vorrangig das FMS genutzt werden muss. Eine vollständige Auslagerung des Prüfberichtes auf ein beigefügtes Dokument ist nicht zulässig.

23.5 Rotation des leitenden Prüfers

In der 4. Handelsperiode ist als eine Neuerung die Rotation des leitenden Prüfers nach fünf aufeinanderfolgenden jährlichen Verifizierungen eingeführt worden (Art. 43 Abs. 8 AVR). Jährliche Prüfungen, die vor Beginn der 4. Handelsperiode stattgefunden haben, werden hierbei nicht berücksichtigt. Die Anforderung an die Rotation bezieht sich auf die zu verifizierenden Daten. Damit sind die ersten zu verifizierenden Daten, die in den Fünf-Jahres-Zyklus fallen, diejenigen aus dem ersten Jahr der 4. Handelsperiode (Daten über das Jahr 2021). Folglich muss ein anderer leitender Prüfer die Daten des Jahres 2026 (Emissionsberichte über das Jahr 2026 und Zuteilungsdatenberichte 2026) verifizieren.

23.6 Verzicht auf die Standortbegehung

23.6.1 Allgemeines

Zentraler Bestandteil des Prüfverfahrens durch die Prüfstelle sind Prüfhandlungen vor Ort. Wenn im Folgenden von Standortbegehungen die Rede ist, bezieht sich dies daher nicht allein auf Prüfungshandlungen am Standort der Anlage, wie etwa eine technische in Augenscheinnahme der Anlage, Prüfung der Systemgrenzen für die Überwachung oder der eingesetzten Messgeräte etc., sondern sie umfasst auch Datenstichproben, Einsichtnahme in Originalbelege (zum Beispiel Lieferantenrechnungen) und Interviews mit den verantwortlichen Personen des Unternehmens.

Unter Umständen müssen daher bei der Verifizierung des Emissionsberichts für eine Anlage verschiedene Unternehmensstandorte des Anlagenbetreibers aufgesucht werden, wenn etwa die Verwaltung nicht unmittelbar am Standort der Anlage angesiedelt ist. Soll in einem solchen Fall auch nur auf einen Bestandteil – also Prüfung in der Anlage oder Prüfung in der Hauptverwaltung – verzichtet werden, ist dies ein (Teil-)Verzicht der Standortbegehung.

Nach Art. 31 AVR kann unter bestimmten Voraussetzungen ausnahmsweise auf die Standortbegehung verzichtet werden. Dieser Verzicht darf nicht zu Lasten der Verlässlichkeit der Verifizierung gehen. Nach Art. 31 AVR ist je nach Menge der jährlichen Treibhausgasemissionen einer Anlage zu unterscheiden, ob die Prüfstelle den Verzicht selbstständig beschließen kann oder ob zusätzlich eine Genehmigung der zuständigen Emissionshandelsbehörde, also in Deutschland der DEHSt, erforderlich ist:

- ▶ Sofern es sich um eine „Anlage mit geringen Emissionen“ nach Art. 47 MVO handelt, kann die Prüfstelle selbstständig entscheiden, ob auf die Standortbegehung verzichtet werden kann. Der Verzicht muss im Emissionsbericht im Formular „Verifizierung – Übergreifende Vermerke“ in dem entsprechenden Feld vermerkt und kurz begründet werden.
- ▶ Handelt es sich nicht um eine Anlage mit geringen Emissionen, ist zusätzlich eine Genehmigung der DEHSt erforderlich. Auch hier gilt, dass zunächst die Prüfstelle beurteilen und dem Anlagenbetreiber mitteilen muss, ob die Voraussetzungen für einen Verzicht vorliegen. Den Antrag auf Verzicht auf die Standortbegehung muss der Anlagenbetreiber bei der DEHSt stellen.

Im Folgenden wird zunächst auf die Voraussetzungen nach Art. 31 und 32 AVR eingegangen, die erfüllt sein müssen, damit der Verzicht auf die Standortbegehung zulässig ist (Kapitel 23.6.2). Anschließend werden einige Hinweise für das Antragsverfahren gegeben (Kapitel 23.6.3).

23.6.2 Voraussetzungen für einen Verzicht

Bei einem Verzicht auf die Standortbegehung ist Art. 31 Abs. 1 AVR zu beachten. In dieser Norm wird der erste Teil der Voraussetzungen geregelt, unter denen ein solcher Verzicht infrage kommt. Die Fallkategorien und weitere Voraussetzungen, die für einen Verzicht auf die Standortbegehung erfüllt sein müssen, sind in Art. 32 AVR geregelt. Die Vorgaben des Art. 31 Abs. 1 AVR werden in Kapitel 23.6.2.1 erläutert. Die Fallkategorien und weiteren Voraussetzungen ergeben sich aus dem Antragsformular, welches die DEHSt bis Ende 2021 bereitstellt. Auch wenn eine Genehmigung durch die DEHSt nicht erforderlich ist, kann und sollte das Formular als Checkliste für die Prüfstelle genutzt werden.

Daneben muss Art. 31 Abs. 3 AVR beachtet werden. In den aufgeführten Fällen muss selbst bei Erfüllung aller Voraussetzungen in Art. 31 Abs. 1 und 32 AVR in jedem Fall eine Standortbegehung durchgeführt werden, vergleiche Kapitel 23.6.2.2.

23.6.2.1 Positive Voraussetzungen nach Art. 31 Abs. 1 AVR

Nach Art. 31 Abs. 1 AVR kommt ein Verzicht nur in Betracht, wenn sämtliche der nachfolgend aufgeführten Voraussetzungen gegeben sind:

- ▶ Die Prüfstelle hat in ihrer Risikoanalyse ermittelt, dass eine Standortbegehung nicht erforderlich ist, um „hinreichende Sicherheit“ in Bezug auf die Freiheit des Emissionsberichts von „wesentlichen Falschangaben“ festzustellen. Dieses Kriterium ist von zentraler Bedeutung. Ist die Prüfstelle der Auffassung, dass den ermittelten Risiken nur durch eine Standortbegehung begegnet werden kann, muss diese auch durchgeführt werden. Es besteht keine Verpflichtung, dass eine Prüfstelle auf die Standortbegehung verzichtet.
- ▶ Alle zu prüfenden Angaben/Dokumente können durch die Prüfstelle im Fernzugriff geprüft werden.

Dies bedeutet auch, dass der Anlagenbetreiber der Prüfstelle die Prüfung in geeigneter Weise ermöglichen muss, zum Beispiel indem er Zugang zu einem virtuellen Datenraum gewährt oder Kopien der Dokumente übermittelt.

Stellt eine Prüfstelle bei der Verifizierung in späteren Prüfschritten Risiken fest, denen sie nur mit einer Standortbegehung angemessen begegnen kann, ist eine Standortbegehung selbst dann noch durchzuführen, wenn die Prüfstelle zunächst signalisiert hatte, auf die Standortbegehung verzichten zu können. Dies gilt auch, wenn eine Genehmigung der DEHSt vorliegt. Die Prüfstelle muss eigenverantwortlich beurteilen, ob sich aus Erkenntnissen während der Verifizierung die Notwendigkeit zusätzlicher Prüfungshandlungen ergibt, denn sie trägt die Verantwortung für die Verifizierung und muss auf Basis ihrer fachkundigen Einschätzung beurteilen, ob mit hinreichender Sicherheit wesentliche Falschangaben ausgeschlossen werden können.

23.6.2.2 Negative Voraussetzungen nach Art. 31 Abs. 3 AVR

Nach Art. 31 Abs. 3 AVR muss eine Standortbegehung in jedem Falle durchgeführt werden, wenn

- ▶ die Prüfstelle zum ersten Mal den Emissionsbericht für die betreffende Anlage prüft oder
- ▶ bereits für zwei aufeinanderfolgende Berichtsjahre auf die Standortbegehung verzichtet wurde oder
- ▶ der Überwachungsplan für den zu prüfenden Berichtszeitraum gegenüber dem vorherigen Berichtszeitraum erheblich geändert wurde oder hätte geändert werden müssen.

23.6.3 Hinweise zur Antragstellung

Wie bereits in Kapitel 23.6.1 erwähnt, muss für den Verzicht auf eine Standortbegehung bei Anlagen, die nicht als Anlagen mit geringen Emissionen im Sinne von Art. 47 MVO gelten, die Zustimmung der DEHSt eingeholt werden. Der Anlagenbetreiber der betroffenen Anlage muss den Antrag stellen. Für die Antragstellung gelten folgende Hinweise.

- ▶ Sofern die Prüfstelle im Rahmen der Risikoanalyse bei der Verifizierung einer Anlage feststellt, dass auf die Standortbegehung im Einklang mit Art. 31 und Art. 32 AVR verzichtet werden kann, teilt sie dies dem Anlagenbetreiber mit.
- ▶ Ist sichergestellt, dass der Anlagenbetreiber alle für die Verifizierung erforderlichen Dokumente im Fernzugriff zur Verfügung stellt, und kommen Anlagenbetreiber und Prüfstelle daraufhin überein, dass ein Antrag auf Verzicht der Standortbegehung gem. Art. 31 AVR gestellt werden soll, lädt die Prüfstelle das Formular „Erklärung der Prüfstelle zum Verzicht auf eine Standortbegehung nach Art. 31 und 32 AVR“ von der Internetseite der DEHSt herunter und bearbeitet dies. Das aktualisierte Formular für die 4. Handelsperiode ist auf der DEHSt Website verfügbar.
- ▶ Das von der Prüfstelle elektronisch ausgefüllte Formular übermittelt sie über die VPS mittels qualifiziert elektronisch signierter Nachricht an den Anlagenbetreiber. Im Betreff gibt die Prüfstelle das Aktenzeichen der betroffenen Anlage sowie „Verzicht auf Vor-Ort-Prüfung/Standortbegehung“ an. Als Nachrichtentyp wählen Sie „Allgemeine Anfrage“.
- ▶ Der Anlagenbetreiber leitet die Nachricht der Prüfstelle an die DEHSt weiter. Da nur der Anlagenbetreiber den Antrag stellen kann, muss er seiner Nachricht ein kurzes Antragsschreiben beifügen, aus dem hervorgeht, für welche Anlage ein Verzicht auf die Standortbegehung beantragt wird. Die Nachricht des Anlagenbetreibers wird wiederum qualifiziert elektronisch signiert.

Ergänzend sind die allgemeinen Hinweise in Kapitel 17.3 „Virtuelle Poststelle (VPS)“ zu beachten.

23.7 Virtuelle Standortbegehung

23.7.1 Allgemeines

Die Standortbegehung kann unter bestimmten Voraussetzungen virtuell durchgeführt werden (vgl. Artikel 34a AVR). Die Prüfstelle führt bei einer virtuellen Standortbegehung dieselben Tätigkeiten wie bei einer physischen Standortbegehung durch, mit dem Unterschied, dass elektronische Mittel herangezogen werden. Wesentliche Voraussetzung für eine virtuelle Standortbegehung ist, dass ein Fall von höherer Gewalt vorliegt. Die Prüfstelle entscheidet darüber, ob eine virtuelle Standortbegehung durchgeführt werden soll. Hat eine Prüfstelle diese Entscheidung getroffen, muss der betroffene Anlagenbetreiber vorab einen Antrag zur Genehmigung einer virtuellen Standortbegehung nach Artikel 34a Absatz 3 AVR bei der DEHSt stellen⁶⁶.

In den Jahren der COVID 19-Pandemie waren individuelle Genehmigungen für virtuelle Standortbegehungen nach Artikel 34a Absatz 4 AVR aufgrund einer Ermächtigung der DEHSt nicht erforderlich. Wegen der Entspannung der pandemischen Lage sind diese ab dem dritten Quartal 2023 erforderlich.

In den Jahren der COVID 19-Pandemie waren individuelle Genehmigungen für virtuelle Standortbegehungen nach Artikel 34a Absatz 4 AVR aufgrund einer Ermächtigung der DEHSt nicht erforderlich. Wegen der Entspannung der pandemischen Lage sind diese ab dem dritten Quartal 2023 erforderlich.

⁶⁶ Antrag auf virtuelle Standortbegehung nach Artikel 34a Absatz 1 Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (EU) 2018/2067 (AVR), siehe Anhang 8

23.7.2 Voraussetzungen eines Antrags nach Art. 34a Abs. 2 AVR

Der Antrag auf Genehmigung einer virtuellen Standortbegehung muss nach Artikel 34a Abs. 2 AVR folgendes beinhalten:

- ▶ den Nachweis, dass aufgrund der schwerwiegenden, außergewöhnlichen und nicht vorhersehbaren Umstände, die der Anlagenbetreiber nicht zu verantworten hat (höhere Gewalt), keine physische Standortbegehung durchgeführt werden kann;
- ▶ Angaben dazu, wie die virtuelle Standortbegehung durchgeführt wird;
- ▶ Angaben zum Ergebnis der Risikoanalyse der Prüfstelle;
- ▶ den Nachweis, dass die Prüfstelle Maßnahmen getroffen hat, um das Prüfrisiko auf ein annehmbares Maß zu senken, damit hinreichende Sicherheit besteht, dass der Bericht des Anlagenbetreibers keine wesentlichen Falschangaben enthält.

Das Antragsformular ist von der Prüfstelle auszufüllen. Hierfür muss ein Anlagenbetreiber der Prüfstelle Zugang zu den relevanten Dokumenten, Verfahren, Prozessen und allen anderen für die Prüfung erforderlichen Informationen gewähren.

23.7.2.1 Höhere Gewalt

Der einzige Grund für einen Antrag ist höhere Gewalt, die eine physischen Standortbegehung durch die Prüfstelle verhindert. Beispiele für höhere Gewalt im Sinne des Art. 34a AVR sind Pandemien, Krieg, Terrorismus, Naturkatastrophen oder vom Menschen verursachte Katastrophen. Hierzu zählen auch Katastrophen, die dazu führen, dass die Anlage für Externe geschlossen ist oder eine Reise zum Standort nicht möglich ist. Höhere Gewalt können folglich sehr spezifische nationale, regionale oder lokale Umstände sein.

23.7.2.2 Angaben zur Durchführung einer virtuelle Standortbegehung

Die Prüfstelle ist verpflichtet anzugeben, wie sie die virtuelle Standortbegehung durchführen wird. Beispielsweise können folgende Vorgehensweisen Anwendung finden:

- ▶ Die Befragungen des Personals des Anlagenbetreibers mittels Webmeetings oder Telekonferenzen, einschließlich Audio-, Video-, Bildschirm- und Datenteilung.
- ▶ Eine Person des Anlagenbetreibers, die vor Ort Fotos macht und eine entsprechende Checkliste ausfüllt, während die Prüfstelle am Telefon Anweisungen hierzu gibt.
- ▶ Eine Person des Anlagenbetreibers, die vor Ort mit einer Kamera über eine Live-Stream-Verbindung einen Rundgang durch die Anlage vornimmt, während die Prüfstelle Anweisungen dazu gibt, worauf sich die Kamera konzentrieren soll.
- ▶ Der Einsatz von Drohnen, wenn eine Vor-Ort-Begehung unmöglich ist.

Bei allen Vorgehensweisen ist zu beachten, dass alle relevanten Informationen, Unterlagen und Verfahren den Prüfstellen in einer gesicherten Umgebung übermittelt werden müssen oder ihnen auf sicherem elektronischem Weg zur Verfügung gestellt werden.

23.7.2.3 Risikoanalyse der Prüfstelle

Die Prüfstelle entscheidet anhand einer Risikoanalyse über die virtuelle Standortbegehung. Diese Risikoanalyse bewertet die Wahrscheinlichkeit von Falschangaben und/oder Nichtkonformitäten und deren möglichen Auswirkungen auf die gemeldeten Daten. Die Prüfstelle ermittelt und dokumentiert dabei die Risiken der zur Verfügung stehenden Vorgehensweisen und deren Auswirkungen auf die Wirksamkeit der Prüfung. Bei einer solchen Risikoanalyse handelt es sich um einen iterativen Prozess, der aufgrund der Ergebnisse und der weiteren Analyse der Risiken während der virtuellen Standortbegehung geändert werden kann. Dies bedeutet, dass bei einer genehmigten Standortbegehung durch die DEHSt, die Prüfstelle die Möglichkeit hat, ihre Risikoanalyse zu aktualisieren sowie ihren Prüfplan anzupassen. Falsch eingeschätzte Risiken können dazu führen, dass eine Prüfstelle nach Wegfall der Umstände höherer Gewalt unverzüglich eine physischen Standortbegehung durchführen muss.

23.7.2.4 Maßnahmen zur Verringerung des Überprüfungsrisikos auf ein akzeptables Niveau

Schließlich darf eine virtuelle Standortbegehung nur durchgeführt werden, wenn die Prüfstelle Maßnahmen ergreift, um das Prüfungsrisiko auf ein annehmbares Niveau zu senken, so dass gewährleistet werden kann, dass der Bericht des Anlagenbetreibers mit hinreichend Sicherheit keine wesentlichen Falschangaben enthält. Um diese Bedingung zu erfüllen, sollten folgenden Aspekte beachtet werden:

- ▶ In einem elektronischen Prüfverfahren sollten angemessene Kontrollen durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass die Daten nicht manipuliert werden können und die Integrität der Prüfung nicht beeinträchtigt wird. Die Sicherheit und Vertraulichkeit elektronischer oder elektronisch übermittelter Informationen ist wichtig um sicherzustellen, dass virtuelle Standortbegehungen ordnungsgemäß durchgeführt werden können. Hierfür müssen solide Sicherheitsvorkehrungen getroffen werden.
- ▶ Es sollten Maßnahmen getroffen werden, die die Effektivität und Effizienz der Bewertung während der virtuellen Standortbegehungen optimieren und gleichzeitig die Integrität des Prüfungsverfahrens wahren. Die Risikoanalyse der Prüfstelle ist ein entscheidender Faktor bei der Beurteilung, welche Vorgehensweise oder Kombination an Vorgehensweisen während der virtuellen Standortbegehung verwendet werden sollten. Eine komplexe Anlage mit einem großen und komplexen Datenfluss erfordert robustere Ansätze und intensive Tests in Übereinstimmung mit der für die Planung der Prüfung verwendeten Hauptrisikoaanalyse.
- ▶ Die geplanten Vorgehensweisen sollten im Vorfeld der virtuellen Standortbegehung getestet werden. Es sollte zudem ein Notfall- oder Reserveplan aufgestellt werden für den Fall, dass die Technologie nicht funktioniert (zum Beispiel Wechsel der verwendeten Plattformen oder Umstellung von Web-Meetings auf Telefongespräche).
- ▶ Die Prüfstellen müssen die Kompetenz und Fähigkeit besitzen, die gewählten Vorgehensweisen zu verstehen und durchzuführen. Bei Bedarf sollten technische Experten in das Prüfungsteam einbezogen werden.

23.7.3 Hinweise zur Antragstellung

Den von der Prüfstelle ausgefüllten Antrag zur virtuellen Standortbegehung muss der Anlagenbetreiber der betroffenen Anlage bei der DEHSt über die Virtuelle Poststelle (VPS) einreichen. Für die Antragstellung gelten folgende Hinweise:

- ▶ Ist sichergestellt, dass ein Fall von höherer Gewalt nach Artikel 34a AVR vorliegt, und kommen Anlagenbetreiber und Prüfstelle daraufhin überein, dass ein Antrag auf virtuelle Standortbegehung gemäß Artikel 34a AVR gestellt werden soll, lädt die Prüfstelle das Formular „Antrag auf Genehmigung einer virtuellen Standortbegehung nach Artikel 34a AVR“⁶⁷ von der Internetseite der DEHSt herunter und füllt dies aus.
- ▶ Das von der Prüfstelle elektronisch ausgefüllte Formular übermittelt sie über die VPS mittels qualifiziert elektronisch signierter Nachricht an den Anlagenbetreiber. Im Betreff gibt die Prüfstelle das Aktenzeichen der betroffenen Anlage sowie „Antrag auf virtuelle Standortbegehung“ an. Der Nachrichtentyp lautet „Allgemeine Anfrage“.
- ▶ Der Anlagenbetreiber leitet die Nachricht der Prüfstelle an die DEHSt weiter. Diese Nachricht muss vom Anlagenbetreiber wiederum qualifiziert elektronisch signiert sein.

23.8 Abbildung von Hinweisen auf offene Falschangaben und Nichtkonformitäten sowie Abweichungen von der MVO und Empfehlungen für Verbesserungen im FMS

Die Prüfstelle hat in ihrem Prüfbericht auch offene Nichtkonformitäten (Abweichungen vom genehmigten Überwachungsplan) und Falschangaben zu beschreiben sowie auf Verbesserungsmöglichkeiten aufmerksam zu machen. Ferner sind im Verlauf der Prüfung festgestellte Verstöße gegen die MVO in den Prüfbericht aufzunehmen.

⁶⁷ Antrag auf virtuelle Standortbegehung nach Artikel 34a Absatz 1 Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (EU) 2018/2067 (AVR), siehe Anhang 8

Hinsichtlich der offenen Nichtkonformitäten und Verbesserungsempfehlungen gilt eine Besonderheit: Anlagenbetreiber müssen gemäß Art. 69 Abs. 4 MVO als Reaktion auf diese Hinweise Verbesserungsberichte (vgl. Kapitel 5) bei der DEHSt einreichen. Um zwischen Hinweisen zu unterscheiden, die der Anlagenbetreiber mit der Prüfstelle klären kann und solchen, bei denen ein Verbesserungsbericht des Anlagenbetreibers an die DEHSt sinnvoll ist, sollte die Prüfstelle die verschiedenen in FMS angebotenen Felder zur Dokumentation nutzen.

Felder auf dem Formular „Verifizierung“, die den Anlagenbetreiber zur Erstellung eines Verbesserungsberichtes verpflichten, sind:

- ▶ Seite 4, Feld „Dabei handelt es sich um folgende Nichtkonformitäten mit dem genehmigten Überwachungsplan“
- ▶ Seite 2, Feld „Empfehlungen zur Verbesserung der Überwachung und Berichterstattung“

Im Feld „Empfehlungen zur Verbesserung der Überwachung und Berichterstattung“ sollte die Prüfstelle Empfehlungen zur Verbesserung der Überwachungsmethode für Parameter geben, die für die Ermittlung der Emissionen relevant sind. Zum Beispiel: „Durch Einhausung des Messgeräts (und damit Verringerung des Einflusses der Umgebungstemperatur) kann die Unsicherheit des Messgeräts verringert werden und gegebenenfalls eine höhere Ebene erreicht werden“.

Empfehlungen für Verbesserungen, die redaktionelle Änderungen oder Überarbeitungen am Überwachungsplan, Datenerfassung und Datenverarbeitung oder Aktualisierung von Arbeitsanweisungen betreffen, wie zum Beispiel

- ▶ „Bei Aktualisierung des ÜP sollte die Versionsnummer hochgezählt werden“,
- ▶ „Auf die interne Einhaltung der Verfahrensanweisung zur Überwachung von Analysenergebnissen ist zu achten.“,
- ▶ „Die Verfahrensanweisung/Methode für die Datenberechnung und -Aufbereitung für den CO₂ Emissionsbericht ist zu aktualisieren und laufend zu pflegen.“,

sollten auf

- ▶ Seite 2 im Feld „Erläuterung mit Blick auf die Vollständigkeit der Überwachung und Berichterstattung (zwingend, wenn Zweifel daran bestehen)“ oder im Feld „Erläuterung mit Blick auf die Konsistenz von Überwachung und Berichterstattung (zwingend, wenn Zweifel daran bestehen)“ oder
- ▶ auf Seite 4 im Feld „Stellungnahme zur Risikobewertung und zum Qualitätssicherungssystem des Betreibers“

dokumentiert werden.

Für die Dokumentation sonstiger Abweichungen von der MVO, die den Überwachungsplan nicht direkt betreffen und deren Dokumentation keinen Verbesserungsbericht auslösen soll, können sich die Prüfstellen auch an den folgenden Beispielen orientieren:

- ▶ „Eine Verfahrensanweisung zur Überwachung von Analysenergebnissen ist zu etablieren und zu pflegen.“ oder
- ▶ „Eine Verfahrensanweisung/Methode für die Datenberechnung und -aufbereitung für den CO₂ Emissionsbericht ist zu erstellen.“

sollten im Feld

- ▶ „Erläuterungen, inwiefern die Vorgaben der Monitoring-Verordnung nicht eingehalten wurden“ oder
- ▶ „Wurden Verstöße gegen die Monitoring-Verordnung im Emissionsbericht festgestellt, die vor Erstellung des Prüfberichtes nicht berichtet wurden“ und „Dabei handelt es sich um folgende Verstöße gegen die Monitoring-Verordnung“

dokumentiert werden.

24

Tätigkeitsspezifische Anforderungen

24.1	Energieanlagen und Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen (Anhang 1 Teil 2 Nr. 1 bis 6 TEHG).....	193
24.2	Mineralö raffinerien (Anhang 1 Teil 2 Nr. 7 TEHG)	194
24.3	Kokereien, Röst- und Sinteranlagen sowie Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Roheisen oder Stahl sowie Anlagen zur Herstellung oder Verarbeitung von Eisenmetallen (Anhang 1 Teil 2 Nr. 8–11 TEHG).....	202
24.4	Anlagen zur Herstellung von Primäraluminium (Anhang 1 Teil 2 Nr. 12 TEHG)	203
24.5	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker (Anhang 1 Teil 2 Nr. 14 TEHG)	203
24.6	Anlagen zum Brennen von Kalkstein, Magnesit oder Dolomit (Anhang 1 Teil 2 Nr. 15 TEHG).....	204
24.7	Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse (Anhang 1 Teil 2 Nr. 17 TEHG)	205
24.8	Anlagen mit N ₂ O-Emissionen (Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure und Glyoxal oder Glyoxylsäure) (Anhang 1 Teil 2 Nr. 23 bis 25 TEHG)	206
24.9	Anlagen zur Herstellung von Ammoniak (Anhang 1 Teil 2 Nr. 26 TEHG)	207
24.10	Anlagen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien (Anhang 1 Teil 2 Nr. 27 TEHG).....	207
24.11	Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas (Anhang 1 Teil 2 Nr. 28 TEHG)	208
24.12	Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe (Anhang 1 Teil 2 Nr. 15 TEHG)	210
24.13	Anlagen zur Herstellung von Glas (auch aus Altglas), einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern (Anhang 1 Teil 2 Nr. 16 TEHG)	211

Es wird darauf hingewiesen, dass neben den in diesem Kapitel beschriebenen branchenspezifischen Anforderungen auch die in den vorherigen Kapiteln beschriebenen Vorgaben sowie weiterführende Vorgaben der branchenspezifischen Abschnitte in Anhang IV MVO zu beachten sind.

Folgende für alle Branchen gültige Hinweise sind zu beachten:

- ▶ Alle Emissionen aus der Verbrennung sind der Anlage zuzuordnen, in der sie entstehen, unabhängig davon, ob Wärme an eine andere Anlage weitergeleitet wird und unabhängig davon, ob es für die erzeugte Wärme eine kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen für die 4. Handelsperiode gibt.
- ▶ Die nach dem Immissionsschutzrecht zuständigen Landesbehörden entscheiden mit der Erteilung der Emissionsgenehmigung darüber, was (d. h. welche Anlagen bzw. Tätigkeiten) zu überwachen ist (vgl. Kapitel 1.2).
- ▶ Der Anlagenbetreiber hat generell (bis auf einige Ausnahmen) die Wahlmöglichkeit und auch Kombinationsmöglichkeit verschiedener Methoden zur Ermittlung der Emissionen seiner Anlage (vgl. Kapitel 4.1).
- ▶ Auch so genannte „Null-Emissionsanlagen“ sind verpflichtet, einen Überwachungsplan einzureichen (vgl. Kapitel 4.5). Soweit die zuständige Landesbehörde im Rahmen der gesonderten Erteilung der Emissionsgenehmigung feststellt, dass in einer Anlage keine Emissionsquellen nach § 4 Abs. 3 Nummer 4 TEHG vorhanden sind, unterliegt diese Anlage nicht dem Anwendungsbereich des Gesetzes (vgl. Entscheidung des Europäischen Gerichtshofs vom 28. Februar 2018 (C-577/16)).

24.1 Energieanlagen und Emissionen aus der Verbrennung von Brennstoffen (Anhang 1 Teil 2 Nr. 1 bis 6 TEHG)

Erfasste Tätigkeiten

Gemäß der Tabelle des Anhangs 1 Teil 2 TEHG werden ohne Berücksichtigung des Zwecks der Feuerung grundsätzlich alle Feuerungseinheiten in einer Anlage in die Emissionshandelspflicht einbezogen.

Anwendbare Methoden

Die Emissionen aus allen Verbrennungsprozessen werden gemäß Art. 24 MVO berechnet (vgl. Kapitel 4.1). Der Massenbilanzansatz ist grundsätzlich nur dann zulässig, wenn die Brennstoffe gemeinsam mit den Stoffen aus einer anderen Tätigkeit, für die die MVO eine Massenbilanz zulässt, überwacht und berichtet werden oder wenn die Verbrennungsprozesse in Gasaufbereitungsstationen stattfinden. In diesem Fall gelten die Anforderungen in Anhang II, Abschnitt 3 MVO.

Emissionen aus der Abgaswäsche werden auf Basis der eingesetzten Karbonatmenge, des produzierten Gipses (stöchiometrisches Verhältnis von Trockengips zu CO₂) und/oder der eingesetzten Harnstoffmenge berechnet (Art. 24 Abs. 2 MVO).

Bei der Berechnung der Emissionen aus Fackeln ist zu beachten, dass die Emissionen aller Betriebszustände, auch im Notbetrieb, ebenso wie inhärentes CO₂ gemäß Art. 48 MVO zu erfassen und zu berichten sind.

Abweichungen von allgemeinen methodischen Vorgaben

Für die Überwachung der Emissionen aus Fackeln werden in Anhang IV Abschnitt 1 D) MVO abweichende Ebenenanforderungen für den Emissionsfaktor aufgestellt.

Wird bei der Überwachung der Emissionen aus Fackeln die Zusammensetzung des Fackelgases nicht analytisch bestimmt und kann der Emissionsfaktor auch nicht gemäß Anhang IV Abschnitt 1 D) MVO entsprechend der Ebene 2b bestimmt werden, ist die Ebene 1 mit dem konservativen Referenzemissionsfaktor von $3,93 \text{ t CO}_2/1000 \text{ Nm}^3$ anzusetzen. Sollte aufgrund der spezifischen Eigenschaften der Fackelgase der Emissionsfaktor von $3,93 \text{ t CO}_2/1000 \text{ Nm}^3$ ausnahmsweise nicht konservativ sein, so ist die Ebene 1 nicht genehmigungsfähig. Der Betreiber hat dann einen Emissionsfaktor als Schätzung anzugeben und den Nachweis zu erbringen, dass die Schätzung konservativ ist. Sollte der Emissionsfaktor von $3,93 \text{ t CO}_2/1000 \text{ Nm}^3$ hingegen zu überhöhten Emissionen führen, so besteht für den Betreiber die Möglichkeit, einen geringeren Emissionsfaktor als Schätzwert anzugeben, sofern dieser Wert nachweislich konservativ ist und nicht zu einer Unterschätzung der Emissionen führt. Für weitere Informationen zur Überwachung der Emissionen aus Fackeln vergleiche Kapitel 24.2.

24.2 Mineralölraffinerien (Anhang 1 Teil 2 Nr. 7 TEHG)

Erfasste Tätigkeiten

Überwacht werden alle CO_2 -Emissionen aus Verbrennungs- und Produktionsprozessen in Raffinerieanlagen, die von der immissionsschutzrechtlichen Genehmigung oder alternativ von einer gesonderten TEHG-Genehmigung nach § 4 Abs. 4 TEHG umfasst sind. Bei der Überwachung sind folgende Punkte zu beachten:

- ▶ Anlagen nach Anhang I Teil 2 Nr. 7 TEHG gelten gemeinsam mit den vom selben Anlagenbetreiber am selben Standort in einem technischen Verbund betriebenen Anlagen als einheitliche Anlage. Die Behandlung als einheitliche Anlage ist bei der Erstellung der Überwachungspläne und bei der Emissionsberichterstattung zu beachten.

Emissionen aus Prozessen der chemischen Industrie, die in Anhang 1 Teil 2 als eigene Tätigkeit aufgelistet und für die eigene Anforderungen in Anhang IV MVO vorgegeben sind (zum Beispiel Ammoniakanlagen und Wasserstoffanlagen), sind nach den dort aufgeführten Regelungen zu berichten. Die Ausnahmeregeln für Wasserstoffanlagen wurden mit der Überarbeitung der MVO gestrichen. Die Emissionen aus der Herstellung von organischen Grundchemikalien in einer Mineralölraffinerie sind nach Anhang IV Abschnitt 2 MVO zu bestimmen.

Gemäß Kapitel 12.2 ist für jede Prozesseinheit ein Anlagenteil anzulegen. Für jeden vorhandenen CWT-Prozess sowie sonstige CO_2 -Quellen ist hierzu ein Anlagenteil anzulegen.

Anwendbare Methoden

Nach Anhang IV Abschnitt 2 MVO werden die Emissionen aus den Verbrennungsprozessen nach der Standardmethode gemäß Art. 24 und Anhang IV Abschnitt 1 MVO berichtet. Für diese gelten die Vorgaben in Kapitel 24.1.

Sofern die Nutzung eines energiebezogenen Emissionsfaktors unverhältnismäßige Kosten verursachen würde, kann nach Art. 36 MVO für die Berichterstattung von Verbrennungsprozessen ein masse- oder volumenbezogener Emissionsfaktor angegeben werden statt eines heizwertbezogenen Emissionsfaktors (vgl. Kapitel 7.3.1). Abweichend hierzu sind die Emissionen aus Fackeltätigkeiten sowie aus katalytischen oder thermischen Oxidationen immer mit dem masse- oder volumenbezogenen Emissionsfaktor zu ermitteln.

Zu beachten ist, dass die Emissionen aus Brennstoffen, die als Prozess-Input eingesetzt werden, in Bezug auf die anzuwendenden Monitoring- und Berichterstattungsmethoden wie Emissionen aus der Verbrennung behandelt werden, siehe Anhang IV Nr. 1 MVO. Ausnahmen von dieser Regel sind weiter unten beschrieben.

Zur Überwachung von Emissionen aus der Abgaswäsche und der Überwachung von Verbrennungs- und Fackelemissionen vergleiche Erläuterungen in Kapitel 24.1.

Massenbilanzansatz

Wie bisher können die Emissionen der Schwerölvergasung und der Kalzinierung über die Massenbilanz gemäß Art. 25 MVO ermittelt werden. Ferner kann die Massenbilanz auch für die komplette Raffinerie angewendet werden. Sofern mit der Massenbilanz die Emissionen aus Verbrennungsprozessen, der Abgaswäsche oder Fackelemissionen erfasst sind, ist eine separate Überwachung dieser Emissionen nach Standardmethode (vgl. Kapitel 24.1) nicht erforderlich. Hinsichtlich der Genauigkeitsanforderungen sind für die Massenbilanz dieselben Schwellen gefordert wie für Kokereien unter Anhang II MVO (Massenbilanzansatz). Bei der Ermittlung, ob ein Input- oder Outputstrom als De-minimis klassifiziert werden kann, sind die Ausführungen in Kapitel 4.2 zu beachten.

Regeneration von Katalysatoren aus Crack- und Reformingprozessen

Die Emissionen aus der Regeneration von Katalysatoren aus Crack- und Reformingprozessen sind über kontinuierliche Emissionsmesssysteme zu erfassen. Jegliches CO im Rauchgas wird rechnerisch wie CO₂ behandelt unter Verwendung der Massenrelation: $t \text{ CO}_2 = t \text{ CO} \cdot 1,571$. Gemäß Anhang IV Abschnitt 2 MVO ist der Abgasvolumenstrom über eine Massenbilanz zu bestimmen, wobei der Zustand und die Zusammensetzung von zugeführter Luft und Abgasen berücksichtigt werden. Die verwendeten Messgeräte sind entsprechend der Anforderungen in Kapitel 9 zu prüfen. Die Unsicherheit der Emissionsmessung ergibt sich durch die Unsicherheiten der Einzelmessungen sowie der Korrektur um Temperatur, Druck und Feuchte (vgl. auch Kapitel 9.4.2). Die Bestimmung der Unsicherheit der Emissionsmessung hat entsprechend der Vorgaben in Kapitel 9.4 zu erfolgen. Zur Berichterstattung der Emissionen aus der Regeneration von Katalysatoren aus Crack- und Reformingprozessen ist das Formular „CO₂-Messungen“ anzulegen und die Frage „Emissionen aus Regenerationsvorgängen nach Anhang IV Nr. 2 Monitoring-VO?“ mit „ja“ zu beantworten. Für diese Ermittlungsart ist abweichend von Art. 46 MVO keine flankierende Berechnung erforderlich (vgl. auch Kapitel 9.1).

Die Ermittlung der jährlichen Emissionen aus der Regeneration von Katalysatoren aus Crack- und Reformingprozessen beruht auf einer Massenbilanz unter Berücksichtigung der CO₂-, CO-, NO_x und SO₂-Gehalte im Abgas aus der Regeneration und in der zugeführten Luftmenge gemäß Art. 43 Abs. 5 a) MVO. Es wird eine vollständige Umwandlung des CO zu CO₂ in den nachfolgenden Prozessen zugrunde gelegt:

$$E_{ges.,Koks} = (a_{CO_2} + b_{CO}) \cdot V_{ber} \cdot \frac{44,01}{22,41 \cdot 1000}$$

$E_{ges.,Koks}$: gesamte CO₂-Emissionen aus Koksabbrand in t CO₂

V_{ber} : berechnetes Jahresvolumen des Abgases (umgerechnet in trockenes Abgas) in Nm³

a_{CO_2} : gemessener Kohlendioxidgehalt des trockenen Abgases in Vol.-%

b_{CO} : gemessener Kohlenmonoxidgehalt des trockenen Abgases in Vol.-%

Formel 30: Bestimmung der Emissionsmenge aus der Regeneration von Katalysatoren aus Crack- und Reformingprozessen

Der Volumenstrom des Abgases wird in der Regel nicht gemessen, so dass er über eine Massenbilanz berechnet werden muss. In der Regeneration wird der koksbeladene Katalysator durch Luftzuführung regeneriert. Hierbei werden alle brennbaren Bestandteile zu CO₂, CO, H₂O und SO₂ verbrannt. Die trockene Abgasmenge wird über eine Inertgas-Massenbilanz berechnet, wobei die Zusammensetzung der zugeführten Luft und der Abgase berücksichtigt wird. Bei der Zusammensetzung der zugeführten Luft sind alle Luft- und Stickstoffeinspeisungen (zum Beispiel Sperrgaseinsatz im Katalysatorstandrohr zwischen Regenerator und Reaktor) zu berücksichtigen:

$$V_{\text{ber}} = \frac{79,07 \cdot V_{\text{Luft,tr}} + 100 \cdot V_{\text{Stickstoff}}}{100 - a_{\text{CO}_2} - b_{\text{CO}} - c_{\text{O}_2} - d_{\text{NO}_x} - e_{\text{SO}_2}}$$

$V_{\text{Luft, tr}}$: Volumen der zugeführten trockenen Luft in Nm³

$V_{\text{Stickstoff}}$: Volumen des zugeführten Stickstoffs in Nm³

a_{CO_2} : gemessener Kohlendioxidgehalt des trockenen Abgases in Vol.-%

b_{CO} : gemessener Kohlenmonoxidgehalt des trockenen Abgases in Vol.-%

c_{O_2} : gemessener Sauerstoffgehalt des trockenen Abgases in Vol.-%

d_{NO_x} : gemessener NO_x-Gehalt des trockenen Abgases in Vol.-%

e_{SO_2} : gemessener SO₂-Gehalt des trockenen Abgases in Vol.-%

Formel 31: Berechnung der trockenen Abgasmenge

Sofern NO_x und SO₂ im Abgas nicht mit verhältnismäßigem Aufwand individuell bestimmt werden können, sind konservative Werte anzunehmen. Voraussetzung für die dargestellte Massenbilanz ist, dass der Koks kaum Stickstoffverbindungen enthält oder diese (dies ist üblicherweise der Fall) zu NO_x umgewandelt werden.

Bestimmung der Gesamtunsicherheit der Emissionsmenge mit Rechenbeispiel



Hinweis

In diesem Beispiel wird davon ausgegangen, dass die Anteile anderer Gase (z. B. O₂, SO₂, NO_x) im Abgas der Katalysatorregeneration vernachlässigbar gering sind. Ist dies nicht der Fall, müssen diese Größen bei der Ermittlung der Gesamtunsicherheit berücksichtigt werden.

Die Unsicherheit für die Gesamtemissionen der Anlage ergibt sich durch die drei Einflussgrößen Inertgasmenge aus der zugeführten Luft und des zugeführten Stickstoffs, dem Inertgasanteil im Abgas und der Treibhausgaskonzentration im Abgas (CO₂ zzgl. CO).

1. Schritt: Ermittlung der Unsicherheit der Inertgasmenge aus der zugeführten Luft und des zugeführten Stickstoffs

Die gemessenen Luft- und Stickstoffmengen werden korrigiert um Temperatur, Druck und Feuchte. Die damit verbundenen Unsicherheiten sind in Tabelle 41 dargestellt.

Tabelle 43: Unsicherheiten bei der Korrektur der Volumenmessung der zugeführten Luft und des Stickstoffs

	Unsichere Größe	Relative Unsicherheit U_i	Menge
Luft	$V_{Luft, gem}$	$\pm 2,0 \%$	1.000.000 Nm ³
	Temperatur T	$\pm 0,5 \%$	
	Druck p	$\pm 0,5 \%$	
	Feuchte F	$\pm 1,5 \%$	
Stickstoff	$V_{Stickstoff}$	$\pm 2,0 \%$	1.000 Nm ³
	Temperatur T	$\pm 0,5 \%$	
	Druck p	$\pm 0,5 \%$	
	Feuchte F	n.r. für Stickstoff	

Die Unsicherheit der Korrektur ist als unabhängige Unsicherheit bei Multiplikation zu berechnen:

$$U_{V_{Luft, tr}} = \pm \sqrt{U_{V_{Luft, gem}}^2 + U_T^2 + U_p^2 + U_F^2} = \pm 2,6 \%$$

Formel 32: Berechnung der Unsicherheit der Korrektur der Volumenmessung der trockenen Luft

$$U_{V_{Stickstoff}} = \pm \sqrt{U_{V_{Stickstoff, gem}}^2 + U_T^2 + U_p^2} = \pm 2,1 \%$$

Formel 33: Berechnung der Unsicherheit der Korrektur der Volumenmessung des Stickstoffs

Für jede Messstelle zur Messung der Luft und des Stickstoffs sind die Unsicherheiten zu berechnen. Die Unsicherheit für die Inertgasmenge aus der Summe der zugeführten Luft und des zugeführten Stickstoffs ist nach der Berechnungsformel für unabhängige Unsicherheiten (siehe Kapitel 6.2.2.1) zu ermitteln:

$$U_{V_{Inertgasmenge}} = \pm \frac{\sqrt{(U_{V_{Luft, tr}} \cdot 0,7907 \cdot V_{Luft, gem})^2 + (U_{V_{Stickstoff}} \cdot V_{Stickstoff})^2}}{0,7907 \cdot V_{Luft, gem} + V_{Stickstoff}} = \pm 2,6 \%$$

Formel 34: Berechnung der Unsicherheit der zugeführten Inertgasmenge

2. Schritt: Ermittlung der Unsicherheit für das Abgas V_{ber}

Die Abgasmenge ergibt sich aus dem Verhältnis der Inertgasmenge der zugeführten Luft und des Inertgasanteils im Abgas. Für die Ermittlung des Inertgasanteils im Abgas sind die CO₂-, CO-, SO₂-, O₂- und NO_x-Konzentrationen heranzuziehen. Wie oben erwähnt, wird davon ausgegangen, dass die Anteile von SO₂, O₂ und NO_x gering sind. Für die weitere Betrachtung wird daher nur der Einfluss der CO₂- und CO-Konzentration berücksichtigt. Die Unsicherheiten für die CO₂- und CO-Konzentrationen ergeben sich aus der Kalibrierung der Messgeräte (siehe Kapitel 9.3).

Tabelle 44: Typischer Arbeitsbereich, relative und absolute Unsicherheit

Gas	Typischer Arbeitsbereich des Messgeräts x_i	Relative Unsicherheit U_i	Absolute Unsicherheit $x_i * U_i$
CO ₂	16 Vol.-%	$\pm 3 \%$	$\pm 0,48$ Vol.-%
CO	2 Vol.-%	$\pm 3 \%$	$\pm 0,06$ Vol.-%

$$U_{\text{Inertgasanteil im Abgas}} = \pm \frac{\sqrt{(U_{\text{CO}_2} \cdot x_{\text{CO}_2})^2 + (U_{\text{CO}} \cdot x_{\text{CO}})^2}}{100\% - x_{\text{CO}_2} - x_{\text{CO}}} \\ = \pm 0,6 \%$$

Formel 35: Berechnung der Unsicherheit⁶⁸ des Inertgasanteils im Abgas

Die Unsicherheit des Abgases ergibt sich aus der unabhängigen Unsicherheit bei Multiplikation:

$$U_{V,ber} = \pm \sqrt{U_{V,Inertgasmenge}^2 + U_{\text{Inertgasanteil im Abgas}}^2} \\ = \pm 2,7 \%$$

Formel 36: Berechnung der Unsicherheit des Abgases

3. Schritt: Ermittlung der Unsicherheit der Treibhausgaskonzentration (CO₂ + CO)

Die Unsicherheit für die Treibhausgaskonzentration ergibt sich aus der unabhängigen Unsicherheit bei einer Summe (siehe Kapitel 6.2.2.1):

$$U_{THG} = \pm \frac{\sqrt{(U_{\text{CO}_2} \cdot x_{\text{CO}_2})^2 + (U_{\text{CO}} \cdot x_{\text{CO}})^2}}{x_{\text{CO}_2} + x_{\text{CO}}} \\ = \pm 2,7 \%$$

Formel 37: Berechnung der Unsicherheit⁶⁹ der Treibhausgaskonzentration

4. Schritt: Ermittlung der Gesamtunsicherheit

Für die Gesamtunsicherheit sind die Unsicherheiten die in Schritt 2 und 3 ermittelt wurden entsprechend der unabhängigen Unsicherheit bei Multiplikation zusammenzufassen:

$$U_{E \text{ ges, Koks}} = \pm \sqrt{U_{V,ber}^2 + U_{THG}^2} \\ = \pm 3,8 \%$$

Formel 38: Berechnung der Unsicherheit der CO₂-Emissionen

Kontinuierliche Emissionsmesssysteme

Kontinuierliche Emissionsmesssysteme können auch zur Überwachung weiterer CO₂-Emissionsquellen herangezogen werden. Wie kontinuierliche Emissionsmesssysteme im FMS abgebildet werden und welche Voraussetzungen zu erfüllen sind, ist in den Kapiteln 9 und 13.3 beschrieben.

⁶⁸ Hinweis: Die Formel zur Berechnung der Unsicherheit ist stark vereinfacht. Sie liefert jedoch vergleichbare Ergebnisse wie bei Anwendung der partiellen Ableitungen. Bei korrekter Anwendung müssten die Unsicherheitsbeiträge durch die Treibhausgase CO₂ und CO gleichzeitig betrachtet werden.

⁶⁹ Hinweis: Die Formel zur Berechnung der Unsicherheit ist stark vereinfacht. Sie liefert jedoch vergleichbare Ergebnisse wie bei Anwendung der partiellen Ableitungen. Bei korrekter Anwendung müssten die Unsicherheitsbeiträge durch die Treibhausgase CO₂ und CO in Formel 1 und Formel 2 gleichzeitig betrachtet werden.

Abweichungen von allgemeinen methodischen Vorgaben

Wasserstofferzeugende Anlagen

Bei der Ermittlung der CO₂-Emissionen aus der Wasserstofferzeugung darf nicht auf die Ermittlung des Abgases aus der DWA-Stufe (Tailgas) und dessen Kohlenstoffgehalt abgestellt werden.

Emissionen aus der Wasserstoffproduktion werden auf Basis der eingesetzten Menge Kohlenwasserstoff multipliziert mit dem Emissionsfaktor (angegeben als t CO₂/t Einsatzmenge) berechnet. Für den Emissionsfaktor werden folgende Ebenen festgelegt:

Ebene 1: Der Anlagenbetreiber legt einen auf Ethan beruhenden konservativen Referenzwert von 2,9 t CO₂ je Tonne verarbeitetes Input-Material zugrunde. Hierzu ist im Formular „Materialstrom“ auf Seite 3 der Eintrag im Feld „Datenquelle“ zu ändern. Dazu ist das Feld „vom Standard abweichen“ zu aktivieren und im Feld „Datenquelle“ „Sonstiges“ auszuwählen. Im Feld „Beschreibung der Datenquelle oder Ermittlungsmethode“ ist dann „EF = 2,9 t/t gemäß Anhang IV Nr. 2 MVO“ einzutragen. Abweichend von den allgemeinen Regelungen in Anhang II MVO kommen keine nationalen Standardfaktoren zur Anwendung.

Ebene 2: Der Anlagenbetreiber legt einen gemäß Art. 32 bis 35 MVO (vgl. Kapitel 7.2) bestimmten tätigkeits-spezifischen Emissionsfaktor zugrunde.

Weitere Besonderheiten

Claus-Anlage

Die Emissionen durch den Einsatz von Sauer gasen in der Claus-Anlage sind gemäß Kapitel 24.1 zu berichten. Sofern die Zusammensetzung des Claus-Einsatzgases nicht analysiert wird, muss die Zusammensetzung geschätzt werden. Für die Schätzung können gemäß Reinhardt und Heisel (1999)⁷⁰ folgende Werte für die Zusammensetzung und für den Emissionsfaktor zugrunde gelegt werden:

- ▶ CO₂-Konzentration 23,9 Vol.-%,
- ▶ Kohlenwasserstoffkonzentration (konservativ als Propan) 0,036 Vol.-% und
- ▶ volumenbezogener Emissionsfaktor⁷¹ 0,47 t/1000 Nm³.

Die Ermittlung der Emissionen aus dem Einsatz von Sauer gasen in der Claus-Anlage über ein Schätzverfahren darf nur bei Einstufung des Claus-Einsatzgases als De-minimis-Stoffstrom erfolgen. Sofern gleichzeitig Claus-Einsatzgase aus der Schwerölvergasung sowie aus anderen Prozessanlagen mit Massenbilanzansatz eingesetzt werden, sind die Claus-Einsatzgase als Outputglied („Export“) in der Massenbilanz anzugeben, um eine Doppelzählung zu vermeiden.

⁷⁰ H. J. Reinhardt und M. Heisel (1999): Leistungssteigerung von Claus-Anlagen durch den Einsatz von Sauerstoff, Berichte aus Technik und Wissenschaft, Vol. 87, S. 18-24

⁷¹ $EF = 0,239 \cdot 44 \text{ [g/mol]} / 22,4 \text{ [l/mol]} + 3 \cdot 0,00036 \cdot 44 \text{ [g/mol]} / 22,4 \text{ [l/mol]} = 0,47 \text{ g/l} \approx 0,47 \text{ t/1000 Nm}^3$

Fackeln

Emissionen aus Fackeln werden im Formular „Brennstoffstrom_MV“ (Brennstoffstrom, Emissionsfaktor masse/vol.bezogen) abgebildet. Es ist darauf zu achten, dass sowohl die Emissionen aus dem Pilotgaseinsatz als auch die Abfackelungen bei An- und Abfahrprozessen, bei Spülprozessen, bei Störung des bestimmungsgemäßen Betriebs von Anlagen u. ä. berücksichtigt werden. Wird der Pilotgaseinsatz bereits mit der Verbrauchsmenge des als Pilotgas eingesetzten Brennstoffstromes berichtet, muss er nicht noch einmal gesondert als Pilotgas ausgewiesen werden. Erfordert das Nichtvorhandensein von Messungen die Schätzung der abgefackelten Mengen, ist die Grundlage der Schätzung im Überwachungsplan detailliert darzulegen. Bei den Schätzmethoden ist darauf zu achten,

- ▶ ob durch Applikationen im Überwachungssystem (zum Beispiel an Messstellen zur Drucküberwachung an der Saugseite des Fackelgaskompressors, an Messstellen zur Drucküberwachung an der Fackeltauchung oder an Messstellen zur Erfassung der Ventilstellungen im Fackelgassystem) die Zeiträume mit Fackelbeaufschlagung (Fackelereignisse) erfasst und dokumentiert werden können,
- ▶ dass bei der Bestimmung der den einzelnen Fackelereignissen zuzuordnenden Fackelgasmengen sichergestellt wird, dass die abgefackelten Mengen im bestimmungsgemäßen Betrieb und bei Störungen des bestimmungsgemäßen Betriebes der an das Fackelgassystem angeschlossenen Anlagen (zum Beispiel Fackelbeaufschlagung bei Notentspannung von Ausrüstungen oder Gaskreisläufen) in ausreichendem Umfang berücksichtigt sind,
- ▶ dass ein Abgleich mit der jährlichen Meldung der Fackelbeaufschlagung an die immissionsschutzrechtliche Überwachungsbehörde erfolgt und
- ▶ dass Angaben zur Fackelbeaufschlagung aus der betrieblichen Dokumentation (zum Beispiel Fackelbuch) genutzt werden.

Können für die Ermittlung der Fackelemissionen keine messtechnisch überwachten Stoff- und Verbrauchsparameter zugrunde gelegt werden, sind die im Berichtszeitraum eingetretenen Fackelereignisse über ein Fackelbuch zu dokumentieren. Das Fackelbuch sollte Angaben über das Datum, die Ursache, den Zeitraum, die Spezifikation des abgefackelten Gases und eine konservative Schätzung der Fackelgasmenge enthalten.

Wird die Zusammensetzung des Fackelgases nicht analytisch überwacht und kann der Emissionsfaktor auch nicht gemäß Anhang IV Nr. 1 D entsprechend der Ebene 2b⁷² bestimmt werden, ist die Ebene 1 mit dem Referenzemissionsfaktor von 3,93 t CO₂/1000 Nm³ anzusetzen.

⁷² Ebene 2b: Anlagenspezifische Emissionsfaktoren werden anhand der Prozessmodellierung auf Basis von Industriestandardmodellen aus einem Schätzwert des Molekulargewichts des Fackelgasstromes errechnet. Durch Betrachtung der relativen Anteile und der Molekulargewichte der jeweiligen Stoffströme wird für das Molekulargewicht des Fackelgases ein gewichteter Jahresmittelwert errechnet. Alternative: Sofern einzelne Fackelereignisse verschiedenen Gasqualitäten eindeutig zugeordnet werden können (z. B. Kreislaufgas, verdampftes Flüssiggas usw.), kann ein gewichteter Emissionsfaktor des Fackelgases bestimmt werden.

FCC-Anlagen

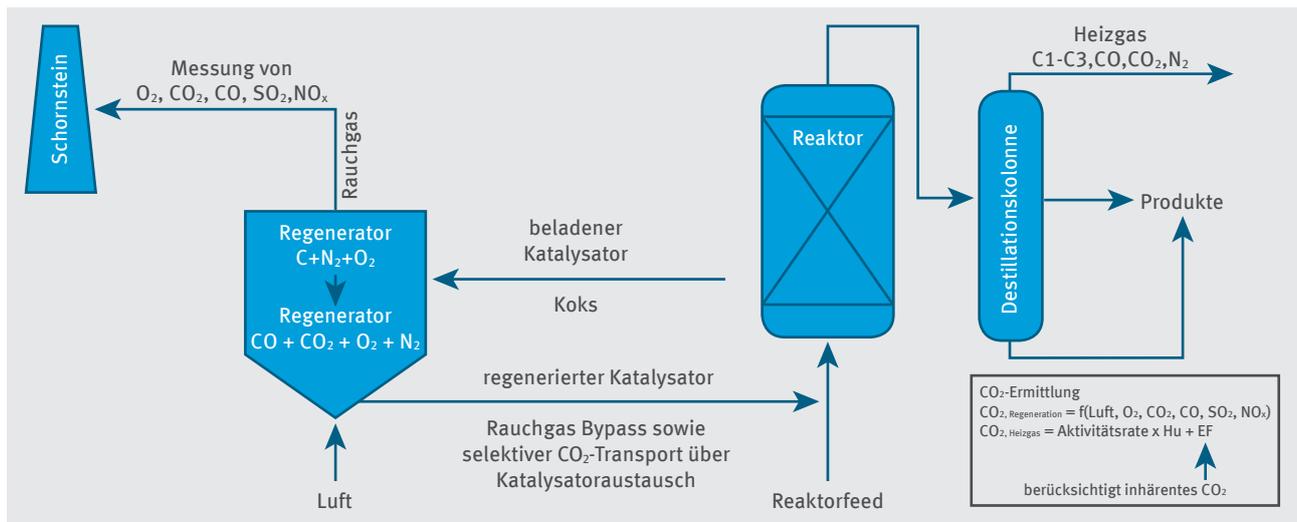


Abbildung 15: Schema der FCC-Anlage

In der FCC-Anlage wird durch den Katalysatorausaustausch zwischen Regenerator und Reaktor Rauchgas und am aktivierten Katalysator adsorbiertes CO_2 in den Reaktor eingetragen (vgl. Abbildung 15). Durch kontinuierliche Emissionsmessung und Massenbilanz über die FCC-Regeneration werden nicht nur die CO_2 -Emissionen aus dem Schornstein erfasst, sondern auch das CO_2 , welches mit dem Rauchgas in den Reaktor eingetragen wird (Bypass). Das durch die Adsorption übertragene CO_2 ist dagegen nicht durch kontinuierliche Emissionsmessung erfasst. Durch den Bypass wird das beim Reaktionsprozess entstehende Crackgasvolumen (Heizgas) um die Menge des Rauchgas- und CO_2 -Eintrags aus der Regeneration erhöht und dementsprechend werden die N_2 - und CO_2 -Verhältnisse im Heizgas geändert. Die Freisetzung des inhärenten CO_2 im Heizgas bei der Verbrennung ist bei der Emissionsberichterstattung zu berücksichtigen, wodurch es zu einer geringfügigen (unter 1 Prozent der Emissionen der FCC-Anlage) Doppelzählung kommen kann. Zur Vermeidung der Doppelzählung kann das Abgasvolumen um den Rauchgaseintrag in den Reaktor über eine Stickstoffbilanz im Heizgas korrigiert werden. Die Stickstoffmenge im Heizgas setzt sich zusammen aus dem Stickstoff im Reaktoreinsatz, dem Sperrgaseintrag in den Reaktor sowie dem Eintrag über den Bypass. Bei konservativer Annahme, dass sich aller Stickstoff im Reaktoreinsatz anschließend im Heizgas wiederfindet, bestimmt sich das Abgasvolumen wie folgt:

$$V_{\text{ber}} = \frac{79,07 \cdot \left(V_{\text{Luft, tr}} - \frac{N_{2, \text{Heizgas}} - N_{2, \text{Feed}}}{1,25 \cdot 0,78} \right) + 100 \cdot V_{\text{Stickstoff}}}{100 - a_{\text{CO}_2} - b_{\text{CO}} - c_{\text{O}_2} - d_{\text{NO}_x} - e_{\text{SO}_2}}$$

$N_{2, \text{Heizgas}}$: ermittelte Stickstoffmenge im Heizgas in kg

$N_{2, \text{Feed}}$: ermittelte Stickstoffmenge im Reaktorfeed in kg sowie durch Sperrgaseintrag in den Reaktor

Formel 39: Berechnung der trockenen Abgasmenge der FCC-Anlage unter Berücksichtigung des Rauchgasaustrags

24.3 Kokereien, Röst- und Sinteranlagen sowie Anlagen zur Herstellung und Verarbeitung von Roheisen oder Stahl sowie Anlagen zur Herstellung oder Verarbeitung von Eisenmetallen (Anhang 1 Teil 2 Nr. 8–11 TEHG)

Anwendbare Methoden

Für die Überwachung der Emissionen können die emissionshandelspflichtigen Anlagen im Eisen- und Stahlbereich gemäß Anhang IV Abschnitt 3 bis 6 MVO weiterhin die Massenbilanzmethode anwenden. Alternativ kann nach Maßgabe des Anhangs IV Abschnitt 3 bis 6 MVO – mit den jeweils dort genannten Einschränkungen – die Standardmethode angewandt werden.

Abweichungen von allgemeinen methodischen Vorgaben

Wendet der Anlagenbetreiber den Massenbilanzansatz an, so gelten die in Anhang II Abschnitt 1 und Abschnitt 3 MVO festgelegten Ebenenanforderungen.

Für Anlagen gemäß Anhang IV Abschnitt 5 MVO (Produktion von Roheisen und Stahl) wird die Ebene 3 für den Kohlenstoffgehalt wie folgt festgelegt: „Der Anlagenbetreiber errechnet den Kohlenstoffgehalt von Input- oder Output-Stoffströmen gemäß den Vorschriften der Art. 32 bis 35 MVO für repräsentative Probenahmen von Brennstoffen, Produkten und Nebenprodukten und für die Bestimmung ihrer Kohlenstoffgehalte und des Biomasseanteils. Für den Kohlenstoffgehalt von Produkten oder Zwischenprodukten legt er jährliche Analysen zugrunde, die nach Maßgabe der Art. 32 bis 35 durchgeführt werden.“ Alternativ errechnet er den Kohlenstoffgehalt von Produkten oder Zwischenprodukten aus Zusammensetzungsmittelwerten, wie sie in internationalen oder nationalen Normen festgelegt sind. In diesem Fall ist im FMS im jeweiligen Formular „Massenbilanz“ auf Seite 4 für den Kohlenstoffgehalt unter „Ermittlungsmethode“ die Auswahl „Standardwert“ zu treffen. Neben dem Feld „Datenquelle“ ist das Kontrollkästchen „vom Standard abweichen“ zu aktivieren. Anschließend ist unter „Datenquelle“ die tatsächlich verwendete Quelle für die Ermittlung des Kohlenstoffgehaltes aus der Auswahlliste auszuwählen (ggf. „Sonstiges“). Im darunter stehenden Feld „Beschreibung der Datenquelle oder Ermittlungsmethode“ sind die verwendeten Normen und Berechnungsmethoden zu erläutern.

Weitere Besonderheiten

Die Besonderheiten für die Anlagen der Eisen- und Stahlindustrie ergeben sich aus der Zusammenfassung von Anlagen als „Einheitliche Anlagen“ nach § 24 TEHG sowie der Weiterleitung von Kuppelgasen. Im Falle von „Einheitlichen Anlagen“ muss der Überwachungsplan die Anlagengrenzen gemäß Feststellungsbescheid nach § 24 TEHG umfassen.

Sofern Kuppelgase (Kokerei-, Gicht- und/oder Konvertergas) an eine oder mehrere Anlagen Dritter abgegeben werden, muss der Anlagenbetreiber sicherstellen, dass nur diejenigen Mengen an Kuppelgasen in Abzug gebracht werden, die auch tatsächlich die Bilanzgrenze verlassen. Anlageninterne Stoffflüsse sind nicht als Weiterleitung abzugsfähig. Hierzu sind die Vorgaben in Kapitel 13.4 und 13.4.1 zu beachten. Die Weiterleitung wird im Falle einer Massenbilanz im FMS für Überwachungspläne auf dem jeweiligen Formular „Massenbilanz“ erfasst (Seite 7 bis 9).

Gemäß Art. 48 Abs. 3 MVO müssen die zugeordneten CO₂-Mengen der weitergeleiteten Kuppelgase zwischen aufnehmender und abgebender Anlage jeweils übereinstimmen. Wie dies im FMS abbildbar ist sowie weitere Fragen zu Bezug und Weiterleitung von Kuppelgasen von oder an emissionshandelspflichtige und nicht emissionshandelspflichtige Anlagen wird zu einem späteren Zeitpunkt ergänzt. Bei der Erstellung des Überwachungsplanes im FMS ist grundsätzlich für jede Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG ein neues „Berichtsanlageanteil CO₂“ anzulegen. Für einheitliche Anlagen nach § 24 TEHG muss jedoch nur ein Formular „Berichtsanlageanteil CO₂“ angelegt werden, dem die für die einheitliche Anlage charakteristischste Tätigkeit nach Anhang 1 Teil 2 TEHG zugeordnet wird (vgl. auch Kapitel 12.3).

Im Emissionsbericht wird für „Einheitliche Anlagen“ das Formular „Anlagenteil und Produktion“ automatisch angelegt, wobei die Daten aus dem zugrunde liegenden Überwachungsplan übernommen werden. Alle Anlagenteile (zum Beispiel Kokerei, Sinteranlage, Hochofen, Konverter, Warmwalzwerk, Kaltwalzwerk, vgl. Kapitel 12.2) sollten im Überwachungsplan abgebildet sein. Fehlen in Einzelfällen Anlagenteile im Überwachungsplan, können die dazu notwendigen Angaben nach Hinzufügen eines weiteren Formulars „Anlagenteil und Produktion“ im Emissionsbericht ergänzt werden. Der Überwachungsplan ist in diesem Fall ebenfalls zu aktualisieren. Für alle Anlagenteile ist unter der Überschrift „Angaben zur Produktion“ in den Feldern „Produktkategorie“, „Produkt“, „Produktionsmenge“ und „Einheit“ gemäß § 28 Abs. 1 Nr. 4b TEHG und § 15 Abs. 2 EHV 2030 das folgende anzugeben oder (ggf.) zu ergänzen:

- ▶ Produktkategorie(n) des Anlagenteils (zum Beispiel für den Anlagenteil „Warmwalzwerk“ die Produktkategorie „Walzprodukte“),
- ▶ alle Produkte (Hauptprodukte des Anlagenteils, zum Beispiel für das Anlagenteil „Warmwalzwerk“ die Produkte „Lang- oder Flachprodukte“),
- ▶ die dazugehörigen Mengen und jeweiligen Einheiten.

Weitere benötigte Zeilen können durch Drücken des „+“ Knopfes am linken Formularrand ergänzt werden.

24.4 Anlagen zur Herstellung von Primäraluminium (Anhang 1 Teil 2 Nr. 12 TEHG)

Erfasste Tätigkeiten

Eigenständig genehmigte Anlagen zur Herstellung von Anoden sind der Tätigkeit Herstellung von Primäraluminium (Nr. 12 Anhang 1 TEHG) zugeordnet und müssen ihre CO₂-Emissionen nach Anhang IV Abschnitt 7 MVO überwachen⁷³. Der Geltungsbereich von Anhang IV Abschnitt 7 MVO umfasst ausdrücklich auch eigenständige Anlagen zur Herstellung von Anoden für die Primäraluminiumherstellung. Die Emissionen bei der Herstellung von Anoden werden mit der Massenbilanzmethodik überwacht und beinhalten den gesamten Kohlenstoff in Input-Materialien, Beständen, Produkten und anderen Exporten im Zusammenhang mit dem Mischen, Formen, Brennen und Verwerten von Elektroden.

24.5 Anlagen zur Herstellung von Zementklinker (Anhang 1 Teil 2 Nr. 14 TEHG)

Abweichungen von allgemeinen methodischen Vorgaben

Sekundärbrennstoffe mit Karbonatanteilen

Bei der Anwendung der Methode B (Output-Methode) sind die prozessbezogenen Mengenanteile der Karbonate bereits im Klinkerfaktor enthalten und brauchen nicht ermittelt werden. Um eine Doppelberichterstattung zu vermeiden, ist zu beachten, dass bei Anwendung der Methode B die Mengenanteile der Karbonate von der Gesamtbrennstoffmenge des zugehörigen Sekundärbrennstoffs abzuziehen sind.

Zementklinker

Bestimmt der Anlagenbetreiber seine Berechnungsfaktoren nach der „Berechnungsmethode B: Klinker-Output-Betrachtung“, so ist gemäß Anhang IV Nr. 9 B MVO bei Ebene 1 ein Standardwert für den Emissionsfaktor von 0,525 t CO₂/t Klinker festgelegt.

Emissionen bezogen auf Staubabscheidungen

Bei der Bestimmung des Emissionsfaktors für Staubabscheidungen (CKD-, Bypassstaub) sind die Ebenen

⁷³ Zur Überwachung von PFC-Emissionen vgl. Kapitel 15.

für den Emissionsfaktor im Anhang IV Nr. 9 C MVO definiert. Danach ist Ebene 2 (individuelle Analyse nach Art. 32 bis 35 MVO) die höchste Ebene. Für Ebene 1 gilt ein Standardemissionsfaktor von 0,525 t CO₂/t Staub.

Emissionen aus nicht-karbonatischem Kohlenstoff im Rohmehl

Der organische Kohlenstoff (TOC) im Rohmaterial muss mindestens einmal im Jahr analysiert (Ebene 2) werden. Ist die Herkunft des Rohmaterials verschieden (zum Beispiel in unterschiedlichen Abbaugebieten gewonnener Kalkstein), ist bei Anwendung der Ebene 2 für jedes dieser Gebiete eine jährliche Analyse zu erstellen.

Weitere Besonderheiten

Zementklinkermenge

Die Bestimmung der Zementklinkermenge kann durch Rückrechnung aus dem Zementversand unter Berücksichtigung des Zement- und Zementklinkerverkaufs und -einkaufs bestimmt werden (Methode B). In diesem Fall muss im Überwachungsplan dargelegt werden, wie die Lagerbestände aller Zemente und Zementklinker, mit der entsprechenden Messunsicherheit der Füllstandsmessung, in die Berechnung einbezogen werden. Ebenso ist im Überwachungsplan eine geeignete Methode für die Bestimmung der Silobestände und anderer Lagerbestände darzulegen. Es ist zu erläutern, wie die jeweils geltenden Genauigkeitsanforderungen erreicht werden.

Analyseautomaten

Die bei der Bestimmung von Stoffwerten im Rohmehl unter anderem durch eingesetzte Analyseautomaten anfallenden Werte können verwendet werden, wenn die Qualifikation der den Analyseautomaten betreuenden Institution nachgewiesen wird (akkreditiertes Labor nach EN ISO/IEC 17025 oder gleichwertiges Betriebslabor nach Art. 34 Abs. 3 MVO).

24.6 Anlagen zum Brennen von Kalkstein, Magnesit oder Dolomit (Anhang 1 Teil 2 Nr. 15 TEHG)

Besonderheiten

Nicht-karbonatischer Kohlenstoff im Kalkstein

Der TOC-Gehalt ist in Anlagen der Kategorie B und C mindestens einmal jährlich zu analysieren (Ebene 2). Wird Kalkstein aus verschiedenen Abbaugebieten gewonnen, ist bei Anwendung der Ebene 2 für jedes dieser Gebiete mindestens eine jährliche Analyse zu erstellen. Bei Anlagen der Kategorie A reicht ein einmaliger Nachweis für die gesamte Handelsperiode, wenn das Abbaugebiet dasselbe bleibt. Wird Kalkstein aus einem anderen Abbaugebiet bezogen, müssen auch Anlagen der Kategorie A neuerlich analysieren.

Wird für die Kalkanlage die Methode B (Output) angewendet, ist der TOC im Rohmaterial als eigener Stoffstrom zu überwachen und zu berichten.

Die Nachweisgrenze für den Kohlenstoffanteil liegt bei 0,02 Prozent (DIN EN 13639). Liegt der TOC-Wert unter der Nachweisgrenze, wird davon ausgegangen, dass kein organischer Kohlenstoff im Kalkstein enthalten ist und aus dieser Quelle kein CO₂ emittiert wird. Im Überwachungsplan ist der Stoffstrom als „de-minimis“ ohne CO₂-Emissionen anzugeben. Sofern der Kohlenstoffanteil die Nachweisgrenze überschreitet, können die CO₂-Emissionen so ermittelt werden, dass der gemessene prozentuale Kohlenstoffanteil (TOC) zunächst mit der eingesetzten Kalksteinmenge multipliziert wird. Die resultierende Kohlenstoffmenge wird anschließend mit dem Faktor 3,664 t CO₂/t C multipliziert. Sollte eine Umrechnung von Branntkalk auf Kalkstein vorgenommen werden, ist der Umrechnungsfaktor 1,786 t Kalkstein/t Branntkalk zu verwenden. Bei Kalkstein, welcher in der Lebensmittelindustrie eingesetzt wird, kann der Nachweis entfallen.

Emissionsfaktoren für Branntkalk und Dolomitkalk sowie Mengenkorrektur

Zur Ermittlung der Emissionsfaktoren für Branntkalk und Dolomitkalk aus Analysen gemäß Anhang II Abschnitt 4.3 MVO sowie zur Korrektur der auf die Standardreinheit bezogenen Menge gemäß EU ZuVO Anhang III kann die in Anhang 8 verlinkte Arbeitshilfe genutzt werden.

24.7 Anlagen zur Herstellung keramischer Erzeugnisse (Anhang 1 Teil 2 Nr. 17 TEHG)

Anwendbare Methoden

Für Keramikprodukte aus gereinigtem oder synthetischem Ton kann der Anlagenbetreiber entweder Methode A (Input-Betrachtung) oder Methode B (Output-Betrachtung) anwenden. Für Keramikprodukte aus naturbelassenem Ton und für Tone oder Zusatzstoffe mit hohem Gehalt an organischen Stoffen, ist Methode A anzuwenden.

Weitere Besonderheiten

Werden Materialien mit biogenem Kohlenstoffgehalt eingesetzt (zum Beispiel Rückstände der Papierindustrie), sind die Ausführungen in Kapitel 8.2 zu beachten.

Rohstoffe und Zusatzstoffe, die spezifisch unterscheidbare Zusammensetzungen aufweisen, müssen als separate Stoffströme (jeweils eigenes FMS-Formular „Materialstrom“) im Überwachungsplan angelegt werden (vgl. Kapitel 13.1).

Für eine fachgerechte und der bewährten Praxis entsprechende Probenahme ist für Tone DIN 51061:2017-04: „Prüfung keramischer Roh- und Werkstoffe – Probenahme keramischer Rohstoffe“ als maßgebliche Leitlinie anzuwenden. DIN 51061:2017-04 enthält unter anderem Vorgaben zur Mindestmasse einer Einzelprobe. Es ist zu beachten, dass die Vorgaben der DIN 51061:2017-04 vor allem der Qualität der Probenahme dienen.

Werden in einer Anlage mehrere Betriebsmischungen mit unterschiedlicher Zusammensetzung verarbeitet, sind in der Regel eine getrennte Ermittlung der Emissionsfaktoren und damit auch eine getrennte Beprobung der Rohstoffe erforderlich. Dies gilt insbesondere, wenn Stoffe mit biogenem Kohlenstoffgehalt (zum Beispiel Papierfaserfangstoffe) eingesetzt werden. Bei diesen Stoffen muss die Probenahme vorhandenen speziellen Leitlinien folgen, wie zum Beispiel der LAGA PN 98 („Richtlinie für das Vorgehen bei physikalischen, chemischen und biologischen Untersuchungen im Zusammenhang mit der Verwertung/Beseitigung von Abfällen“, vergleiche Link im Anhang 8).

Anlagen mit geringen Emissionen können vereinfachend die zur Porosierung eingesetzten Abfälle aus der Papierindustrie mit gleichem Abfallschlüssel laut Abfallverzeichnis-Verordnung (AVV, dort Anlage zu § 2 Abs. 1) zusammenfassen. Diese Vorgehensweise bedarf der Genehmigung und setzt voraus, dass die Bestimmung der Stoffmenge sowie des gewichteten Emissionsfaktors des zusammengefassten Stoffstroms nachvollziehbar im Überwachungsplan dokumentiert wird.

Bei Herstellung einer Sammelprobe aus verschiedenen Einzelproben ist darauf zu achten, dass die verarbeiteten Stoffströme zutreffend beprobt werden. Das heißt, die Sammelprobe ist produktionsmengengewichtet aus den Einzelproben herzustellen. Nur so ist gewährleistet, dass die zur Ermittlung des Emissionsfaktors analysierte Sammelprobe die notwendige Repräsentativität aufweist.

Bezüglich Probenahme sowie Lagerung und Transport sind die Vorgaben in Kapitel 7.2.2 und Anhang 1 zu beachten.

Weitere allgemeine Informationen zu den Grundbegriffen der Probenahme, insbesondere zur Bildung einer Sammelprobe, zur Probenteilung und Lagerung können der LAGA Richtlinie PN 98 entnommen werden.

In Fällen, in denen die Messung der Tätigkeitsdaten von Rohton beim Betreiber nicht direkt erfolgen kann, da keine Einrichtungen zum Wiegen vorhanden sind, kann die Rohton-Menge durch Rückrechnung bestimmt werden. Die Methode zur Rückrechnung ist im verlinkten Dokument in Anhang 8 dargestellt. Im Überwachungsplan ist die Methode zur Bestimmung der Tätigkeitsdaten ausführlich darzulegen.

24.8 Anlagen mit N₂O-Emissionen (Herstellung von Salpetersäure, Adipinsäure und Glyoxal oder Glyoxylsäure) (Anhang 1 Teil 2 Nr. 23 bis 25 TEHG)

Anwendbare Methoden

Die erfassten Tätigkeiten müssen sowohl emittiertes Kohlendioxid (CO₂) als auch emittiertes Lachgas (N₂O) berichten. Anlagen, die kein CO₂ emittieren, müssen dies nachvollziehbar darlegen (vgl. unten zu Anforderungen an Anlagen, die kein CO₂ und/oder N₂O emittieren).

Überwachung von CO₂-Emissionen

Für den Anteil CO₂, der aus der Verbrennung von Brennstoffen oder der Synthese der Produkte entsteht, sind die Regelungen für die Herstellung organischer Grundchemikalien anzuwenden (vgl. Kapitel 24.10).

Weitergeleitete CO₂-Emissionen sind mittels kontinuierlichen Emissionsmesssystemen zu überwachen (vgl. Kapitel 13.4.2). Außerdem sind Betreiber berechtigt, alle weiteren CO₂-Emissionen für alle Emissionsquellen einer Anlage mit kontinuierlicher Emissionsmessung zu überwachen. Hierfür sind die Vorgaben in Kapitel 9 und Kapitel 13.3 zu beachten.

Überwachung von N₂O-Emissionen

Anlagen, die N₂O emittieren, müssen die Emissionen im Abgas kontinuierlich messen. Es gelten die Vorgaben für kontinuierliche CO₂-Emissionsmessung (vgl. Kapitel 9) mit dem Unterschied, dass für große Emissionsquellen (mehr als 5.000 t CO₂-Äq pro Jahr oder mehr als 10 Prozent der jährlichen Gesamtemissionen einer Anlage (der jeweils höhere Wert ist maßgebend)) die höchste Ebene gemäß Anhang VIII der MVO Ebene 3 ist und damit für N₂O-Emissionen eine Gesamtunsicherheit von maximal 5 Prozent (Ebene 3) erreicht werden muss.

Für die Kalibrierung der kontinuierlich arbeitenden Messsysteme zur Überwachung von N₂O-Emissionen sind vorzugsweise Referenzmessverfahren entsprechend EN ISO 21258 (Emissionen aus stationären Quellen – Bestimmung der Massenkonzentration von Distickstoffmonoxid) anzuwenden. Für die Kalibrierung des Parameters Abgasvolumenstrom ist die europäische Norm EN ISO 16911 (Emissionen aus stationären Quellen – Manuelle und automatische Bestimmung der Geschwindigkeit und des Volumenstroms in Abgaskanälen) anzuwenden.

Weitere Besonderheiten

CO₂ und/oder N₂O entsteht an keiner Stelle des Prozesses, wird nicht aus anderen Anlagen importiert und kann daher auch nicht emittiert werden

In solchen Fällen sind die Anforderungen an emissionshandlungspflichtige Anlagen ohne Emissionen in Kapitel 4.5 zu beachten.

Hinweis: Im FMS wird immer automatisch ein Formular „Berichtsanlage teil CO₂“ angelegt. Entstehen keine CO₂-Emissionen in der Anlage ist auf diesem im Feld „Beschreibung des Berichtsanlage teils“ „keine CO₂-Emissionen“ einzutragen. Alle weiteren Felder können leer bleiben.

N₂O (z. B. bei der Verbrennung von Ammoniak) oder CO₂ wird gebildet, aber weiter verarbeitet (z. B. als Oxidationsmittel, Reaktionspartner)

Aufgrund der unvollständigen Umsetzung der in der Anlage entstandenen Emissionen ist bei diesen Anlagen grundsätzlich immer mit Emissionen zu rechnen. Bei deren Überwachung sind Erleichterungen möglich, solange die Emissionen 5.000 t CO₂-Äq nicht überschreiten. Die Erleichterungen können darin bestehen, dass statt einer kontinuierlichen Messung eine regelmäßige Einzelmessung (zum Beispiel jährlich) der im Abgas vorhandenen Treibhausgase stattfindet und diese auf die Menge des Abgases der Anlage bezogen wird.

N₂O wird an andere Anlagen weitergeleitet oder von einer anderen Anlage bezogen

In solchen Fällen sind die Anforderungen in Kapitel 14.2 und 14.3 zu beachten.

24.9 Anlagen zur Herstellung von Ammoniak (Anhang 1 Teil 2 Nr. 26 TEHG)

Anwendbare Methoden

Für die Emissionen aus den Verbrennungsprozessen sind die Vorgaben in Kapitel 24.1 zu beachten. Dies gilt ebenso für die Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen als Prozess-Input, da diese nach Anhang IV Abschnitt 1 MVO als Verbrennungsemissionen betrachtet werden.

Weitere Besonderheiten

In Ammoniakanlagen fällt durch die Herstellung des Zwischenproduktes Wasserstoff in der Regel eine große Menge an CO₂ an, das für die Herstellung weiterer Chemikalien genutzt werden kann. CO₂ aus einer Ammoniakanlage, welches innerhalb oder außerhalb der Ammoniakanlage zur Erzeugung von Harnstoff oder anderer Chemikalien genutzt wird, ist als Emission der Ammoniakanlage gemäß Anhang IV Nr. 17 MVO zu betrachten. Auch weitergeleitetes CO₂, das nicht zur langfristigen Speicherung an eine Abscheidungsanlage, ein Transportnetz oder eine Speicherstätte im Sinne des Art. 49 MVO (CCS-Einrichtung) weitergegeben wird, ist als Emission der Ammoniakanlage zu betrachten (vgl. Anhang IV Abschnitt 17 B MVO).

Für die Überwachung der Emissionen aus Fackeln sind die in Kapitel 24.2 für Fackeln beschriebenen Vorgaben zu beachten.

24.10 Anlagen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien (Anhang 1 Teil 2 Nr. 27 TEHG)

Erfasste Tätigkeiten

Zu beachten ist, dass die Überwachung von Anlagen zur Herstellung von Vinylchlorid-Monomeren (aus der Stoffgruppe der chlorierten Alkene) auch separat genehmigte Anlagen zur Herstellung des dafür erforderlichen Zwischenproduktes Ethylendichlorid (1,2-Dichlorethan) einschließt.

Sofern eine Anlage zur Herstellung von organischen Grundchemikalien technisch in eine Mineralö Raffinerie integriert ist, sind ausnahmsweise die spezifischen Bestimmungen für Raffinerien entsprechend Anhang IV Abschnitt 2 MVO anzuwenden.

Anwendbare Methoden

Alle Emissionen aus Verbrennungsprozessen, bei denen die eingesetzten Brennstoffe nicht an der chemischen Reaktion zur Herstellung von organischen Grundchemikalien teilnehmen und auch nicht aus einer solchen Reaktion stammen, sind anhand der Standardmethode entsprechend Art. 24 und Anhang IV Abschnitt 1 MVO zu überwachen. Hierzu sind auch die Vorgaben in Kapitel 24.1 zu beachten.

In allen anderen Fällen besteht für den Anlagenbetreiber grundsätzlich freie Wahlmöglichkeit zwischen der Überwachung der Emissionen anhand der Massenbilanzmethode entsprechend Art. 25 und der Standardmethode entsprechend Art. 24 MVO. Sofern die Standardmethode angewendet wird, ist vom Anlagenbetreiber gegenüber der zuständigen Behörde jedoch der Nachweis zu erbringen, dass die gewählte Methode alle relevanten Emissionen erfasst, die auch anhand der Massenbilanzmethode erfasst würden.

Abweichungen von allgemeinen methodischen Vorgaben

Zur Bestimmung des Kohlenstoffgehalts eines Stoffes entsprechend Ebene 1 aus Anhang II Abschnitt 3.1 MVO sind die in Anhang VI Tabelle 5 MVO aufgeführten Werte anzuwenden. Falls Stoffe eingesetzt werden, für die

weder in dieser Tabelle noch durch andere Bestimmungen der MVO Werte festgelegt wurden, berechnet der Anlagenbetreiber den Kohlenstoffgehalt des Stoffstroms als Produkt aus dem Kohlenstoffgehalt des reinen Stoffes und dem Anteil dieses reinen Stoffes am Eingangs- oder Ausgangsstrom.

Weitere Besonderheiten

Bei der Herstellung von organischen Grundchemikalien, insbesondere bei der partiellen Oxidation von organischen Einsatzstoffen, entstehen im Produktionsprozess häufig Restgase, die hohe Frachten an flüchtigen organischen Substanzen, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid enthalten. Die Überwachung dieser Restgasströme kann je nach den technischen Gegebenheiten durch den Einsatz kontinuierlicher Emissionsmesssysteme durchgeführt werden. Die entsprechenden Anforderungen und Vorgaben der MVO an die Ermittlung der Emissionen mittels KEMS werden in Kapitel 9 dieses Leitfadens beschrieben.

Außerdem entstehen bei manchen Anlagen zur Herstellung von organischen Grundchemikalien auch CO₂-Ströme, die als nahezu reiner gasförmiger CO₂-Strom an andere Anlagen weitergeleitet werden. In diesen Fällen sind die in Kapitel 13.4 dieses Leitfadens beschriebenen Anforderungen zu beachten.

Wird bei der Überwachung der Emissionen aus Fackeln die Zusammensetzung des Fackelgases nicht analytisch bestimmt und kann der Emissionsfaktor auch nicht gemäß Anhang IV Abschnitt 1 D MVO entsprechend der Ebene 2b bestimmt werden, ist die Ebene 1 mit dem konservativen Referenzemissionsfaktor von 3,93 t CO₂/1000 Nm³ anzusetzen. Sollte aufgrund der spezifischen Eigenschaften des Fackelgases der Emissionsfaktor von 3,93 t CO₂/1000 Nm³ ausnahmsweise nicht konservativ sein, so ist die Ebene 1 nicht genehmigungsfähig. Der Betreiber hat dann einen Emissionsfaktor als Schätzung anzugeben und den Nachweis zu erbringen, dass die Schätzung konservativ ist. Sollte der Emissionsfaktor von 3,93 t CO₂/1000 Nm³ hingegen zu überhöhten Emissionen führen, so besteht für den Betreiber die Möglichkeit, einen geringeren Emissionsfaktor als Schätzwert anzugeben, sofern dieser Wert nachweislich konservativ ist und nicht zu einer Unterschätzung der Emissionen führt. Für weitere Informationen zur Überwachung der Emissionen aus Fackeln vergleiche Kapitel 24.2.

Auch für chemisch reine Stoffe werden die geforderten Ebenen abhängig von Anlagenkategorie und Stoffstromgröße bestimmt. Für einen Reinstoff müssen der Kohlenstoffgehalt und Emissionsfaktor allerdings nicht zwingend analysiert werden. Der Kohlenstoffgehalt kann auch auf Basis des stöchiometrischen Wertes des Reinstoffs ermittelt werden. Dieses Vorgehen entspricht mindestens der Ebene 2 nach Art. 31 Abs. 1 c) MVO (individuell mit der Behörde vereinbarte Standardwerte) und ist daher für Anlagen der Kategorie A genehmigungsfähig. Sofern die Reinheit vom Anlagenbetreiber oder vom Lieferanten mittels Analysen nachgewiesen wird, die den Anforderungen der Art. 32 bis 35 MVO genügen, entspricht das Vorgehen sogar der höchsten Ebene und ist daher auch für Anlagen der Kategorie B und C genehmigungsfähig. Kann den genannten Anforderungen nicht in vollem Umfang entsprochen werden, ist es unter bestimmten Voraussetzungen möglich, im Falle der Verwendung stöchiometrischer Werte dennoch die Einhaltung der höchsten Ebene zu beantragen. Hierzu ist nachzuweisen, dass die zur Einhaltung der höchsten Ebene sonst erforderliche Durchführung von Analysen des Kohlenstoffgehaltes mit unverhältnismäßigen Kosten verbunden ist und die Emissionen durch die Verwendung stöchiometrischer Werte nicht unterschätzt werden (Art. 31 Abs. 5 MVO).

24.11 Anlagen zur Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas (Anhang 1 Teil 2 Nr. 28 TEHG)

Erfasste Tätigkeiten

Sofern die Herstellung von Wasserstoff oder Synthesegas technischer Bestandteil einer Mineralö Raffinerie ist, geht der Anlagenbetreiber den Vorgaben für Raffinerien in Kapitel 24.2 dieses Leitfadens entsprechend vor. Im Übrigen gilt Folgendes:

Anwendbare Methoden

Anforderungen an die Überwachung der Emissionen aus der Herstellung von Wasserstoff:

Für die Emissionen aus den Verbrennungsprozessen sind die Vorgaben in Kapitel 24.1 zu beachten. Dies gilt

ebenso für die Emissionen aus dem Einsatz von Brennstoffen als Prozess-Input, da diese nach Anhang IV Abschnitt 1 MVO als Verbrennungsemissionen betrachtet werden.

Anforderungen an die Überwachung der Emissionen aus der Herstellung von Synthesegas:

Kohlenstoff aus den als Prozess-Input eingesetzten Brennstoffen kann sich in Form von Kohlenmonoxid im Produkt Synthesegas wiederfinden. Daher ist die für Wasserstoffanlagen genutzte, Input-basierte Berichtsmethodik nicht geeignet, um die Emissionen einer Synthesegasanlage darzustellen. Für die Berichterstattung der Emissionen, die aus dem Einsatz von Brennstoffen als Prozess-Input resultieren, nutzt der Anlagenbetreiber daher die Massenbilanzmethode nach Art. 25 MVO. Der Betreiber gibt für die in der Massenbilanz dargestellten Stoffströme die Tätigkeitsdaten (in die Bilanz eingehende und ausgehende Mengen) und die jeweiligen Kohlenstoffgehalte der Stoffströme an. Es ist darauf zu achten, dass das erzeugte Synthesegas als Stoffstrom in der Massenbilanz berücksichtigt wird, damit das im Synthesegas enthaltene CO nicht als Emission der Anlage gewertet wird. Die Umrechnung von Tonne C in Tonne CO₂ erfolgt über die Multiplikation mit 3,664 t CO₂/t C.

Für die Emissionen aus Verbrennungsprozessen hat der Anlagenbetreiber die Wahlmöglichkeit, ob er die Emissionen in die Massenbilanz nach Art. 25 MVO integriert oder die Emissionen separat über die Standardmethode nach Art. 24 MVO darstellt. Er muss jedoch sicherstellen, dass alle Emissionen vollständig erfasst und Doppelzählungen vermieden werden.

Sofern in einer Anlage sowohl Wasserstoff als auch Synthesegas hergestellt werden, hat der Anlagenbetreiber die Wahlfreiheit, ob er die Emissionen aus den Herstellungsprozessen nach separaten Überwachungsmethoden erfasst, also wie oben beschrieben Standardmethode und Massenbilanz nutzt, oder eine gemeinsame Massenbilanz erstellt.

Abweichungen von allgemeinen methodischen Vorgaben

Integrieren der Verbrennungsemissionen in die Massenbilanz bei Synthesegasanlagen:

Sollten in einer Synthesegasanlage sowohl eine Tätigkeit nach Nr. 1 bis 6 TEHG „Verbrennung von Brennstoffen“ als auch die Tätigkeit Nr. 28 nach TEHG „Herstellung von Synthesegas ...“ durchgeführt werden und der Betreiber nutzt die Möglichkeit, die entstehenden Verbrennungsemissionen in die Massenbilanz zu integrieren, wird auf folgende Vorgehensweise im FMS hingewiesen:

Jedem Berichtsanlagenteil im FMS kann nur eine Tätigkeit nach TEHG zugeordnet werden. Daher ist vom Betreiber im konkreten Fall nur ein Berichtsanlagenteil für CO₂ anzulegen, dem er die Tätigkeit Nr. 28 nach TEHG zuordnet. In diesem Berichtsanlagenteil wird die Massenbilanz nach den oben genannten und in der MVO festgelegten Anforderungen dargestellt, wobei die Verbrennungsemissionen integriert werden. Der Betreiber muss kein weiteres Berichtsanlagenteil für die Tätigkeit nach TEHG „Verbrennen von Brennstoffen“ anlegen.

Anlagen zur Herstellung von CO

Emissionshandlungspflichtige Anlagen zur Herstellung von CO gelten als Synthesegasanlagen, wenn sie zumindest als Zwischenprodukt Synthesegas nach den in Anhang 1 Teil 2 Nr. 28 TEHG genannten Verfahren und Überschreiten der dort genannten Produktionsleistung erzeugen. Dementsprechend sind hier dieselben Anforderungen wie für „typische“ Synthesegasanlagen maßgeblich. Das bedeutet zum Beispiel, dass die Emissionen aus dem chemischen Prozess über eine Massenbilanz mit allen relevanten Eingangs- und Ausgangsströmen dargestellt werden und der Betreiber die Wahlmöglichkeit hat, Verbrennungsemissionen separat über die Standardmethode oder integriert in der Massenbilanz darzustellen.

Weitere Besonderheiten

Wird CO₂ zum Beispiel als Teil eines Restgasstroms weitergeleitet, so sind die Angaben aus Kapitel 13.4 zu beachten.

Für die Überwachung der Emissionen aus Fackeln sind die in Kapitel 24.2 für Fackeln beschriebenen Vorgaben zu beachten.

24.12 Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe (Anhang 1 Teil 2 Nr. 15 TEHG)

Erfasste Tätigkeiten

Anlagen der Papiererzeugung stehen mit ihren Papiermaschinen häufig in einem engen technischen Verbund mit Verbrennungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung. In diesen Anlagen werden vielfach feste Brennstoffe mit fossilen und biogenen Anteilen eingesetzt. Diese Brennstoffe fallen in der Regel intern als Reststoffe (Sekundärbrennstoffe) an, beispielsweise bei der Aufbereitung von Altpapier zu Papierfasern. In einigen Anlagen erlaubt die immissionsschutzrechtliche Genehmigung zusätzlich die Mitverbrennung von Reststoffen anderer Papierfabriken, kommunalen Schlämmen und anderen brennbaren Reststoffen mit biogenen Anteilen.

Weitere Besonderheiten

Für die Emissionen aus den Verbrennungsprozessen sind die Vorgaben in Kapitel 24.1 zu beachten. Grundlegende Hinweise zu Stoffströmen, bei denen Berechnungsfaktoren (zum Beispiel Heizwert, Kohlenstoffgehalt, biogener Kohlenstoffgehalt, Emissionsfaktor) nach Art. 32 bis 35 MVO individuell zu ermitteln sind und für die keine Standardfaktoren genutzt werden, sind in Anhang 1 ausgeführt.

Zur praktischen Unterstützung bei der Planung und Durchführung einer repräsentativen Probenahme nach Art. 33 MVO bei Sekundärbrennstoffen und zur korrekten Auswertung von Analysendaten zur Bestimmung der Berechnungsfaktoren stellt die DEHSt Handreichungen zur Verfügung (vgl. Kapitel 7.2.2 und Anhang 8).

24.13 Anlagen zur Herstellung von Glas (auch aus Altglas), einschließlich Anlagen zur Herstellung von Glasfasern (Anhang 1 Teil 2 Nr. 16 TEHG)

Anwendbare Methoden

Bei der Überwachung von Prozessemissionen aus karbonathaltigen Rohmaterialien, die zur Herstellung von Glas, Glasfasern oder Dämmmaterial aus Mineralwolle eingesetzt werden, ist Anhang IV Abschnitt 11 MVO zu beachten.

Weitere Besonderheiten

Für Ebene 1 ist die Bestimmung der Reinheit des Input-Materials in Verbindung mit der Anwendung von stöchiometrischen Faktoren, für Ebene 2 eine Analyse der Karbonate gem. Artikel 32 bis 35 MVO vorgeschrieben.

Falls bei einem eingesetzten Rohmaterial ein Karbonatanteil von über 97 Prozent nachgewiesen werden kann, darf, abweichend von den o.g. Vorgaben, eine Reinheit von 100 Prozent angenommen und der jeweilige stöchiometrische Faktor angewendet werden. Da durch dieses Vorgehen eine wenigstens gleiche Genauigkeit wie bei der Probenahme und Analyse der Emissionsfaktoren unterstellt werden kann, stellt es gemäß Art. 21 Abs. 3 MVO keine Abweichung von der vorgeschriebenen Ebene dar.

Wenn dieses vereinfachte Verfahren angewendet werden soll, ist im Überwachungsplan die nach MVO für das jeweilige Karbonat vorgesehene Ebene 2 einzutragen. Darüber hinaus ist Folgendes anzugeben:

- ▶ Ermittlungsmethode: „Standardwert“
- ▶ Beschreibung der Datenquelle oder Ermittlungsmethode: „Die Verwendung des stöchiometrischen Faktors gem. Anhang VI Nr. 2 MVO ist zulässig, da die Reinheit des Materials > 97 % beträgt.“

Dem Überwachungsplan muss ein geeigneter Nachweis beigelegt werden, zum Beispiel einen Liefervertrag mit garantierter Reinheit von mindestens 97 Prozent des jeweiligen Karbonats.

Wichtig: Dieses vereinfachte Verfahren darf nicht auf Dolomit angewendet werden, da hier wegen der uneinheitlichen Zusammensetzung von Calcium und Magnesium kein einheitlicher stöchiometrischer Faktor vorliegt.

25

Anhang

Anhang 1: Hinweise zur Probenahme und Analyse.....	213
Anhang 2: Anforderungen an die Probenahme.....	214
Anhang 3: Anforderungen an die Analyse.....	216
Anhang 4: Standardfaktoren (DEHSt-Liste).....	219
Anhang 5: Gesetzliches Messwesen in Deutschland	221
Anhang 6: Übersicht über die Einflussgrößen	225
Anhang 7: Eichung, Konformitätsprüfung, Kalibrierung und Justierung.....	232
Anhang 8: Übersicht Veröffentlichungen.....	233

Anhang 1: Hinweise zur Probenahme und Analyse

Die im Folgenden beschriebenen Hinweise beziehen sich auf:

- ▶ Stoffströme, bei denen Stoffdaten (z. B. Heizwert, Kohlenstoffgehalt, biogener Kohlenstoffgehalt, Emissionsfaktor) nach Art. 32 bis 35 MVO individuell zu ermitteln sind und für die keine Standardfaktoren genutzt werden können und
- ▶ Abfallbrennstoffe/Sekundärbrennstoffe, deren Stoffdaten in der Regel individuell zu ermitteln sind.

Sofern mit bereits implementierten Verfahren (zum Beispiel über das Qualitätsmanagementsystem, die Genehmigung oder zu Abrechnungszwecken) höhere Anforderungen als die der MVO an die Probenahme und Analyse gestellt werden, sind diese auch für die Erstellung der Überwachungspläne und der Emissionsberichte maßgeblich.

Die Probenahme zur Ermittlung von Stoffdaten sollte in möglichst engem zeitlichen und räumlichen Zusammenhang mit der Ermittlung der Verbrauchsmenge erfolgen. Sofern für Abrechnungszwecke bereits Festlegungen zum Ort der Probenahme und zur Ermittlung der Verbrauchsmengen bestehen, sollten die an dieser Stelle gewonnenen Daten zur Erstellung des Probenahmeplans herangezogen werden. Werden Proben bis zur Analyse gelagert, ist darauf zu achten, dass sie so verpackt und gelagert werden, dass sich die zu prüfenden Eigenschaftsmerkmale in der Probe nicht verändern. Um Veränderungen an der Probe auch bei einer Lagerzeit von mehreren Monaten auszuschließen, sollten die Proben grundsätzlich trocken in einem luftdichten Behälter an einem kühlen, dunklen Lagerort aufbewahrt werden. Bei Proben, bei denen eine mikrobielle Zersetzung möglich ist, kann eine Lagerung im gefrorenen Zustand (–18 bis –20 °C) sinnvoll sein.

Grundsätzlich können Einzelproben aus einer Charge zu einer Sammelprobe (Mischprobe) vereinigt werden, die dann als Ausgangsprobe für die Analyse der Stoffdaten dient.

Wird beispielsweise jede Heizöllieferung beprobt, können die so gewonnenen Einzelproben zu einer Mischprobe zusammengeführt werden. Vorausgesetzt diese ist repräsentativ, können aus dieser Mischprobe dann durch Probenteilung eine Analysenprobe hergestellt werden. Für die so ermittelten Stoffdaten können im Emissionsbericht nach dem Brennstoffverbrauch gewichtete Jahresmittelwerte angegeben werden. Die Ableitung des Jahresmittelwertes ist im Überwachungsplan zu dokumentieren.

Die im Anhang 2 und 3 zitierten Normen stellen keine vollständige Auflistung aller in Betracht kommenden Normen dar. Als verbindlich sind – unter Beachtung der Normenhierarchie der MVO (vgl. Art. 32 Abs. 1 MVO) – die Normen zu betrachten, in deren Anwendungsbereich der jeweilige Brennstoff enthalten ist. Gegebenenfalls sollten für bestimmte Stoffe (zum Beispiel Abfälle), für die keine spezifisch zugeschnittenen Normen zur Verfügung stehen, vorhandene Normen mit einem vergleichbaren Anwendungsbereich sinngemäß angewendet werden (zum Beispiel sinngemäße Anwendung der Normen für Erdgas bei sonstigen gasförmigen Brennstoffen). In diesen Fällen können auch andere Regelungen genutzt werden (zum Beispiel Vorgaben in Verordnungen zum Kreislaufwirtschaftsgesetz), wenn diese im speziellen Anwendungsfall besser geeignet sind. Dies sollte dann im Überwachungsplan durch den Anlagenbetreiber glaubhaft dargelegt werden.

Der spezifische Probenahmeplan ist vor Beginn des jeweiligen Berichtszeitraums von der zuständigen Behörde zu genehmigen (vgl. Art. 33 MVO und Kapitel 7.2.2).

Für die Bestimmung des biogenen Kohlenstoffgehalts gelten zudem die speziellen Anforderungen in Art. 39 MVO (vgl. Kapitel 8.2).

Anhang 2: Anforderungen an die Probenahme

Probenahme gasförmiger Brennstoffe

Brennstoff	zu bestimmender Parameter	Probenahme			Probenahmevorschrift
		Methode	Ort	Häufigkeit	
Erdgas	Heizwert Kohlenstoffgehalt	geeichte Messanlagen des Gaslieferanten (direkte oder indirekte Probenahme)	an ausgewählten Stellen im Erdgasnetz (z. B. Einspeisestellen, Übergabestellen)	gemäß Vertragssituation, abhängig Schwankungsbreite der Gaszusammensetzung	DIN EN ISO 10715 (Probenahme Erdgas)
Sonstige gasförmige Brennstoffe (z. B. Raffineriegase, Gichtgas)	Heizwert Kohlenstoffgehalt ggf. Biomassegehalt (biogener Kohlenstoffgehalt)	analog zu Erdgas (direkte oder indirekte Probenahme)	beim Betreiber	individuelle Ermittlung der Häufigkeit erforderlich abhängig von Heterogenität des Brennstoffs	in Analogie zu Erdgas: DIN EN ISO 10715 (Probenahme Erdgas) DIN 51853 (Probenahme Brenngase)

Probenahme flüssiger Brennstoffe

Brennstoff	zu bestimmender Parameter	Probenahme			Probenahmevorschrift
		Methode	Ort	Häufigkeit	
Heizöl nach DIN 51603	Heizwert Kohlenstoffgehalt	Überwiegend manuelle Probenahme	Überwiegend beim Produzent, ggf. zusätzlich beim Betreiber	Beprobung jeder Charge	DIN 51750 Teil 1 bis 3 (Probenahme Mineralöl)
Sonstige flüssige Brennstoffe	Heizwert Kohlenstoffgehalt ggf. Biomassegehalt (biogener Kohlenstoffgehalt)	Vorgehen analog zu Heizöl (überwiegend manuelle Probenahme)	bei Lieferant und/oder Betreiber	individuelle Ermittlung der Häufigkeit erforderlich abhängig von der Heterogenität des Brennstoffs bei Lieferung in definierten Mengeneinheiten: Einzelproben aus jeder Charge	In Analogie zu Heizöl: DIN 51750 Teil 1 bis 3 (Probenahme Mineralöl) ggf. spezielle Regelungen zur Probenahme: z. B. Altölverordnung

Probenahme fester Brennstoffe

Brennstoff	zu bestimmender Parameter	Probenahme			Probenahmevorschrift
		Methode	Ort	Häufigkeit	
Steinkohle/ Braunkohle und deren Veredlungs- produkte	Heizwert Kohlenstoffgehalt	Automatische oder manuelle Probe- nahme	beim Lieferant und/oder Betrei- ber	Beprobung jeder Charge; Anzahl Einzelpro- ben von Liefer- menge und Art der Probenahme abhängig	ISO 13909 (Probe- nahme Steinkohle und Koks) DIN 51701 (Pro- benahme feste Brennstoffe)
Sonstige feste Brennstoffe	Heizwert Kohlenstoffgehalt ggf. Biomasse- gehalt (biogener Kohlenstoffgehalt)	Automatische oder manuelle Probe- nahme	bei Lieferant und/ oder Betreiber	individuelle Ermittlung der Häufigkeit erfor- derlich abhängig von der Heterogenität des Brennstoffs bei Lieferung in definierten Mengeneinheiten: Einzelproben aus jeder Charge	DIN 51701 (Pro- benahme feste Brennstoffe) LAGA PN 98 (Grundregeln für die Entnahme von Proben aus festen und stichfesten Abfällen sowie abgelagerten Materialien) Feste Sekundär- brennstoffe: DIN EN 15442 Feste Biobrenn- stoffe: DIN EN 14778, CEN/TS 14779 Prüf- und Gütebe- stimmungen der BGS ⁴¹ Altholzverordnung Ggf. spezielle Regelungen

Anhang 3: Anforderungen an die Analyse

Analyse von gasförmigen Brennstoffen

Erdgas

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Erdgaszusammensetzung (wird üblicherweise durch Lieferant ermittelt)	Ermittlung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf; Berechnung aus Heizwerten der Gasbestandteile	DIN EN ISO 6974, DIN 51872 (Gaschromatografie) DIN EN ISO 6976 (Berechnung Heizwert) ⁴⁵ DIN EN ISO 10723 (Leistungsfähigkeit Online-Analysensysteme)
Kohlenstoffgehalt	Siehe Heizwert	Ermittlung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf; Berechnung aus Kohlenstoffgehalten der Gasbestandteile	siehe Heizwert
Emissionsfaktor	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$ ⁴⁴⁶

Sonstige gasförmige Brennstoffe

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	eigene Berechnung auf Basis der Gaszusammensetzung (wird üblicherweise durch Betriebslabor ermittelt)	Ermittlung Verteilung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf und Berechnung aus Heizwerten der Gasbestandteile	DIN 51872 (Gaschromatografie) DIN EN 15984 (Raffineriegas)
Kohlenstoffgehalt	Siehe Heizwert	Ermittlung Verteilung der Gasbestandteile mittels Gaschromatograf und Berechnung aus Kohlenstoffgehalt der Gasbestandteile	siehe Heizwert
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	siehe Heizwert	C14-Methode Alternative: Schätzmethode, vgl. auch Art. 39 MVO	DIN EN ISO 21644:2021-07
Emissionsfaktor	eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt, ggf. unter Berücksichtigung des biogenen Kohlenstoffgehalts	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$ ⁴⁷

75 Vom Normgeber auch für sonstige gasförmige Brennstoffe empfohlen.

76 EF = Emissionsfaktor, Hu = Heizwert, C_{gesamt} = gesamter Kohlenstoffgehalt

77 Werden Stoffe mit Biomasseanteilen eingesetzt wird im FMS sowohl der Emissionsfaktor (bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) als auch der Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) angegeben.

Analyse von flüssigen Brennstoffen

Heizöl nach DIN

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter oder Berechnung mittels Dichte und Schwefelgehalt nach DIN 51603	DIN 51603 (Mindestanforderungen Heizöl) DIN 51900 (Heizwert) DIN 51757, DIN EN ISO 12185 (Dichte) DIN EN 24260, DIN 51400-11 (Schwefel)
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Analyse mittels Chromatografie oder Elementaranalyse	DIN EN ISO 22854, DIN 51425 (Gaschromatografie); in Analogie zu DIN ISO 10694 (Elementaranalyse)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	–	–	–
Emissionsfaktor	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$

Sonstige flüssige Brennstoffe

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter	in Analogie zu DIN 51900 (Heizwert)
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Analyse mittels Chromatografie oder Elementaranalyse	DIN EN ISO 14517, DIN 51425 (Gaschromatografie) In Analogie zu DIN ISO 10694 (Elementaranalyse)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	siehe Heizwert	C14-Methode Alternative: Schätzmethode, vgl. auch Art. 39 MVO	In Analogie zu DIN EN ISO 21644:2021-07, Analyseverfahren der RAL GZ 724 der Gütegemeinschaft Sekundärbrennstoffe und Recyclingholz
Emissionsfaktor	eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt, ggf. unter Berücksichtigung des biogenen Kohlenstoffgehalts	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664^{48}}{Hu}$

78 Werden Stoffe mit Biomasseanteilen eingesetzt wird im FMS sowohl der Emissionsfaktor (bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) als auch der Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) angegeben.

Analyse von festen Brennstoffen

Steinkohle, Braunkohle und Veredlungsprodukten⁷⁹

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter	DIN 51900 (Heizwert)
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Elementaranalyse oder Analyse nach Radmacher-Hoverath	ISO 29541 (Elementaranalyse) DIN 51721 (Radmacher-Hoverath)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	–	–	–
Emissionsfaktor	Lieferantenangabe oder eigene Berechnung auf Basis der Analysen von unterem Heizwert und Kohlenstoffgehalt	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664}{Hu}$

Sonstige feste Brennstoffe

Brennstoff	Datenquelle	Analyseverfahren	
		Methode	Vorschriften
unterer Heizwert	Lieferantenangabe und/oder eigene Analyse	Analyse mittels Bombenkalorimeter	Feste Brennstoffe: DIN 51900 Feste Sekundärbrennstoffe: EN ISO 21654:2021 bzw. RAL GZ 724 der Gütegemeinschaft Sekundärbrennstoffe und Recyclingholz Feste Biobrennstoffe: DIN EN 14918
Kohlenstoffgehalt	siehe Heizwert	Elementaranalyse oder Analyse nach Radmacher-Hoverath	Feste mineralische Brennstoffe: ISO 29541 Feste Brennstoffe: DIN 51732 (Elementaranalyse), DIN 51721 (Radmacher-Hoverath) Feste Sekundärbrennstoffe: DIN EN 15407 (Elementaranalyse) Feste Biobrennstoffe: DIN EN ISO 16948 (Elementaranalyse)
Biomasseanteil (biogener Kohlenstoffgehalt)	siehe Heizwert	Methode der selektiven Lösung (SDM) C14-Methode Alternative: Schätzmethode, vgl. auch Art. 39 MVO	Feste Sekundärbrennstoffe: DIN EN ISO 21644:2021-07, Analysevorschriften der BGS (RAL-GZ 724) (SDM), DIN EN ISO 21644:2021-07
Emissionsfaktor	eigene Berechnung auf Basis der Analysen von Heizwert und Kohlenstoffgehalt, ggf. unter Berücksichtigung des biogenen Kohlenstoffgehalts	Berechnung als gewichteter Jahres-Mittelwert für gleiche Charge	$EF = \frac{C_{gesamt} * 3,664^{47}}{Hu}$

⁷⁹ Unter diesem Begriff sind feste Veredlungsprodukte von Stein- und Braunkohlen wie Braunkohlenbriketts, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Steinkohlenkoks zusammengefasst.

⁸⁰ Werden Stoffe mit Biomasseanteilen eingesetzt wird im FMS sowohl der Emissionsfaktor (bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) als auch der biogene Anteil (biogener Kohlenstoffgehalt bezogen auf den gesamten Kohlenstoffgehalt) angegeben.

Anhang 4: Standardfaktoren (DEHSt-Liste)

Standardfaktoren nach Art. 31 Abs. 1 c) MVO für Emissionsfaktoren, Heizwerte und Kohlenstoffgehalte

a) Brennstoff	Emissionsfaktor	Heizwert		Kohlenstoffgehalt		
		t CO ₂ /GJ	GJ/t	GJ/1000 Nm ³	t C/t	t C/1000 Nm ³
Altreifen (biogener Kohlenstoffgehalt 27 %)	0,088	28,2			0,677	
Anthrazit (Wärmeerzeugung)	0,098	31,5			0,843	
Braunkohlenbrikett Lausitz	0,101	19,4			0,535	
Braunkohlenbrikett Rheinland	0,100	19,8			0,540	
Braunkohlenstaub Lausitz	0,096	21,8			0,571	
Braunkohlenstaub Mitteldeutschland	0,098	19,1			0,511	
Braunkohlenstaub Rheinland	0,099	22,1			0,597	
Dieselmotorkraftstoff	0,0741	42,6 ⁵⁷			0,862	
Erdgas H	0,056			36,6		0,559
Erdgas L	0,056			33,0		0,504
Flüssiggas (100 % Propan)	0,0647	46,3			0,817	
Flüssiggas (100 % Butan)	0,0663	45,7			0,827	
Grubengas	0,055			17,8		0,267
Heizöl EL nach DIN 51603, Teil 1	0,0741	42,6 ⁵⁸			0,862	
Heizöl S nach DIN 51603, Teil 3	0,0809	39,5			0,872	
Rohbraunkohle Helmstedt	0,099	10,2			0,276	
Rohbraunkohle Lausitz	0,113	8,8			0,270	
Rohbraunkohle Mitteldeutschland	0,104	10,5			0,298	
Rohbraunkohle Rheinland	0,114	8,9			0,277	
Steinkohlenkoks	0,105	27,6			0,791	
Vollwertkohle Deutschland	0,093	28,3			0,718	
Vollwertkohle Import Australien	0,095	25,4			0,659	
Vollwertkohle Import China	0,095	25,5			0,661	
Vollwertkohle Import Indonesien	0,095	25,3			0,657	
Vollwertkohle Import Kanada	0,095	26,1			0,677	
Vollwertkohle Import Kolumbien	0,094	25,2			0,647	
Vollwertkohle Import Polen	0,094	27,5			0,706	
Vollwertkohle Import Russland	0,095	25,6			0,664	
Vollwertkohle Import Norwegen	0,094	28,6			0,734	
Vollwertkohle Import Südafrika	0,096	25,2			0,661	

81 Der untere Heizwert von 42,6 GJ/t bezieht sich aus systematischen Gründen analog zu Heizöl EL auf eine Dichte von 860 t/1000 m³, die Norm EN 590 ist daher auf die Dichte von Dieselmotorkraftstoff nicht anzuwenden

82 Der untere Heizwert von 42,6 GJ/t bezieht sich gemäß DIN 51603 Teil 1 auf eine Dichte von 860 t/1000 m³

a) Brennstoff	Emissionsfaktor	Heizwert	Kohlenstoffgehalt
Vollwertkohle Import USA	0,094	27,8	0,713
Vollwertkohle Import Venezuela	0,093	27,8	0,706
Wirbelschicht-Braunkohle Lausitz	0,101	19,4	0,535
Wirbelschicht-Braunkohle Rheinland	0,098	21,6	0,579
Polystyrol (geschäumt)	0,085	39,8	0,923
Elektrodenabbrand/Anodenmaterial			0,991
Rohöl			0,932
Teer			0,883

b) Material	Emissionsfaktor			
	t CO ₂ /t Material			
Zementklinker	0,525			

Bei technisch reinen Stoffen sind die hier angegebenen 100-%-Werte zu verwenden.

Bei Mischungen mehrerer Stoffe sind die anzuwendenden Parameter je nach Bezugswert masse-, volumen- oder energiebezogen aus den Einzelbestandteilen zu bestimmen.

Anhang 5: Gesetzliches Messwesen in Deutschland

Die im Folgenden dargestellte Übersicht der Fehlergrenzen, Verkehrsfehlergrenzen und Eichfristen für geeichte Messgeräte wurde gemeinsam mit der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt erarbeitet. Die Eichfrist beginnt nach der neuen Mess- und Eichverordnung (MessEV) mit dem Tag des Inverkehrbringens (bei konformitätsbewerten Messgeräten) bzw. der Eichung (bei geeichten Messgeräten). Bei Eichfristen, die ein Jahr oder mehr betragen, endet diese mit dem Ende des Jahres, in dem die Frist rechnerisch endet. Das heißt zum Beispiel für eine nichtselbsttätige Waage, die am 12.07.2016 geeicht wurde, dass sie mit Ablauf des Jahres 2019 (Eichfrist 3 Jahre) endet, also am 31.12.2019.

Fehlergrenzen und Verkehrsfehlergrenzen sowie Eichfristen gemäß Mess- und Eichverordnung¹⁾ für ausgewählte Messgeräte

Nr.	Geräteart	EU-Richtlinie	Fehlergrenzen		Verkehrsfehlergrenzen		Eichfristen	Fundstelle
1	Förderbandwaagen (als selbsttätige Waage)	2014/32/EU	Gkl. 0,5 1 2 ²⁾	0,25 % 0,5 % 1,0 %	Gkl. 0,5 Gkl. 1 Gkl. 2 ²⁾	0,5 % 1,0 % 2,0 %	2 Jahre	MI-006; Kap. I und V REA-Dok. Nr. 5.11
2	Straßenfahrzeugwaagen (als nichtselbsttätige Waage der Gkl. III, LKW-Waage)	2014/31/EU	Last: m ≤ 500 e ³⁾ 500 < m ≤ 2000 e m > 2000 e	0,5 e 1,0 e 1,5 e	Last: m ≤ 500 e ³⁾ 500 < m ≤ 2000 e m > 2000 e	1,0 e 2,0 e 3,0 e	2 Jahre 3 Jahre bei Höchstlast ≥ 3.000 kg	Anhang I, REA-Dok. Nr. 2.3
3	Gleiswaagen (als selbsttätige Waage)	2014/32/EU	Gkl. 0,2 Gkl. 0,5 Gkl. 1 ²⁾	0,1 % 0,25 % 0,5 %	Gkl. 0,2 Gkl. 0,5 Gkl. 1 ²⁾	0,2 % 0,5 % 1,0 %	2 Jahre 3 Jahre bei Höchstlast ≥ 3.000 kg	MI-006; Kap. I und VI REA-Dok. Nr. 2.12
4	Gaszähler: Kl. 1,0: Drehkolbengaszähler, Turbinenradgaszähler, Ultraschallgaszähler, Wirbelgaszähler, Corioliszähler	2014/32/EU	Kl. 1,0 bei Kennlinienkorrektur ⁵⁾ im Zähler oder im Mengenumwerter 0,4 %	1,0 %	Kl. 1,0 Die Verkehrsfehlergrenze bleibt formal unverändert, eine Verringerung der MU bei der Anwendung ist aber gegeben	2,0 %	5, 8, 12 bzw. 16 Jahre ⁴⁾ bei Reihenschaltung und Vergleichsmessungen mit verschiedenen Messprinzipien: nicht befristet	MI-002; Teil I REA-Dok. Nr. 5.26
5	Gaszähler: Kl. 1,5: Balgengaszähler, Ultraschallgaszähler, Balgengaszähler (Haushaltszähler)	2014/32/EU	Kl. 1,5	1,5 %	Kl. 1,5	3,0 %	8, 12, 16 Jahre ⁴⁾ 8 Jahre, Verlängerung mit Stichprobenverfahren möglich	MI-002; Teil I REA-Dok. Nr. 5.26
6	Temperaturumwertende Gaszähler	2014/32/EU	Kl. 1,0 Kl. 1,5 Weitere Erhöhung der Fehlergrenzen, wenn Basis-Temperaturbereich von 30 °C verlassen wird (jeweils 0,5 % je 10 °C)	1,5 % 2,0 %	Kl. 1,0 Kl. 1,5	3,0 % 4,0 %	8, 12, 16 Jahre ⁵⁾	MI-002; Teil I REA-Dok. Nr. 5.27

Nr.	Geräteart	EU-Richtlinie	Fehlergrenzen	Verkehrsfehlergrenzen	Eichfristen	Fundstelle
7	Wirkdruckgaszähler Messaufnehmer: Wirkdruck (Differenzdruck) Dichte (Betriebszustand) Dichte (Normzustand) statischer Druck für die Dichte- bestimmung Durchflusskoeffizient C Temperatur		Für Wirkdruckgaszähler (Gesamt- gerät) ist keine Fehlergrenze festgelegt. Es erfolgt eine Unsi- cherheitsbewertung gemäß DIN EN ISO 5167	Das Doppelte der FG für den Messaufnehmer	2 Jahre ohne Filter 4 Jahre mit Filter	REA-Dok. Nr. 5.30
			0,3 % (vom Endwert)			
			0,5 %			
			0,5 %			
			0,5 %			
			1,2 %			
			0,5°C			
8	Brennwertmessgeräte		0,8 % (vom Messbereichsend- wert)	1,6 % (vom Messbereichsend- wert)	1 Jahr	REA-Dok. Nr. 10.1, 10.2, 10.3, 10.4
9	Zustands-Mengenwert	2014/32/EU	1,0 % ^{6/7)}	2,0 % ⁶⁾	5 Jahre	MI-002; Teil II
10	Temperatur-Mengenwert	2014/32/EU	0,7 % ⁷⁾	1,4 %	5 Jahre	REA-Dok. Nr. 5.31
11	Dichte-Mengenwert		1,0 % ⁷⁾	2,0 %	5 Jahre	MI-002; Teil II REA-Dok. Nr. 5.31
12	Brennwert-Mengenwert		1,0 % ⁷⁾	2,0 %	5 Jahre	REA-Dok. Nr. 5.33
13	Mengenmessgeräte für strö- mende Flüssigkeiten außer Wasser (EU-Flüssigkeitsmes- sanlagen) – außer für verflüs- sigte technische Gase	2014/32/EU	Kl. 0,5 Kl. 1,0	Kl. 0,5 Kl. 1,0	2 Jahre	MI-005 REA-Dok. Nr. 5.18
14	Lagerbehälter (z. B. Heizöl- tanks)		0,5 %	1 % jedoch nicht weniger als 1 % des Kleinstvolumens	12 Jahre ⁸⁾ bei vollst. Vermessung frühestens 5 Jahre nach Konformitätsbewertung/ Eichung: nicht befristet	REA-Dok. Nr. 5.13

Nr.	Geräteart	EU-Richtlinie	Fehlergrenzen	Verkehrsfehlergrenzen	Eichfristen	Fundstelle
15	Transportmessbehälter (Maßverkörperung zur Volumbestimmung in ruhendem Zustand)		0,5 %	1 %	2 Jahre	REA-Dok. Nr. 5.10
16	Transportmessbehälter mit elektronischer Füllstandmessung (Tankwagen, statische Volumenbestimmung)			0,5 %	2 Jahre	REA-Dok. Nr. 5.15
17	Tanktemperaturmessgeräte für Lagerbehälter		0,5 °C	1 °C ⁹⁾	2 Jahre; 6 Jahre bei periodischer behördlicher Überprüfung der Temperaturanzeige ⁷⁾	REA-Dok. Nr. 3.4

Abkürzungen/Erläuterungen für Anhang 5:

- ▶ EU-Richtlinie:
Die Richtlinien 2014/32/EU (MID) und 2014/31/EU (NAWID) legen wesentliche Anforderungen für das Inverkehrbringen von Messgeräten fest, einschließlich Fehlergrenzen. Die Konformität der Messgeräte mit der Richtlinie muss nachgewiesen sein mittels Kennzeichnung entsprechend der Europäischen Richtlinien und einer Konformitätserklärung des Herstellers. Messgeräte dürfen nach Ablauf der Eichfrist geeicht werden, soweit sie die zum Zeitpunkt ihres Inverkehrbringens geltenden wesentlichen Anforderungen einschließlich der Fehlergrenzen einhalten.
 - ▶ Fehlergrenzen müssen beim Inverkehrbringen (§ 7 MessEV) und bei der Eichung (§ 37 MessEG) eingehalten werden. Sie werden für Messgeräte der Richtlinien MID und NAWID aus diesen Richtlinien übernommen. Für die übrigen Messgeräte (national geregelt) werden sie aus den vom Regelermittlungsausschuss (REA) (s. § 46 MessEG) ermittelten Regeln und technischen Spezifikationen zu den Anforderungen an Messgeräte übernommen. Der REA veröffentlicht diese Regeln in seinem Regeldokument. Das Regeldokument wird im Bundesanzeiger bekannt gemacht. (Verfügbar auch unter www.rea.ptb.de, „Dokumente und Fundstellen“).
 - ▶ Verkehrsfehlergrenzen müssen bei der Verwendung (§ 22 MessEV) eingehalten werden. Sie betragen i. d. R. das Doppelte der Fehlergrenzen, soweit der Regelermittlungsausschuss keine andere Feststellung getroffen hat (veröffentlicht im Regeldokument). Die Verwendung wird durch EU-Richtlinien nicht geregelt.
 - ▶ Eichfrist, sie beträgt 2 Jahre, soweit nicht etwas Anderes in Anlage 7 der MessEV bestimmt ist (s. § 34 MessEV).
 - ▶ Gkl./Kl.: Genauigkeitsklasse/Klasse
- 1) Mess- und Eichverordnung (MessEV) vom 11. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2010, 2011), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3098).
 - 2) Nur für die vom Regelermittlungsausschuss ermittelten Verwendungen (siehe Regeldokument für die betreffende Gerätenummer)
 - 3) e ist der Eichwert (bei Handelswaagen gleich dem Teilungswert). Eine prozentuale Angabe zur Unsicherheit lässt sich aus einem Eichwert ableiten, indem die Angabe zum Eichwert (in der Masseneinheit) mit dem durchschnittlichen Ergebnis einer Einzelwägung (in derselben Masseneinheit) ins Verhältnis gesetzt wird.
 - 4) Die Eichfrist ist abhängig von der Größe der Zähler (siehe Anlage 7 MessEV).
 - 5) Kennlinienkorrektur gemäß Internationale Organisation für das gesetzliche Messwesen (fr. Organisation Internationale de Métrologie Légale), OIML R 137
 - 6) Angabe für zusammengesetzte Zähler mit Mengenumwerter (MU): erfolgt eine Kennlinienkorrektur im MU, verringert sich die Fehlergrenze des angeschlossenen Gaszählers von 1 % auf 0,4 %.
 - 7) Bei Referenzbedingungen 0,5 %.
 - 8) siehe Anlage 7 MessEV.
 - 9) Die Unsicherheit der Temperaturmessung ist bei der Berechnung der Dichte bzw. der Änderung der Dichte zum Basiszustand (z. B. 15 °C) zu berücksichtigen. Die relative Unsicherheit ergibt sich aus der Multiplikation des Volumenausdehnungskoeffizienten (bei Betriebstemperatur) mit der Unsicherheit der Temperatur (in °C oder K) mal 100.

Anhang 6: Übersicht über die Einflussgrößen

In den folgenden Tabellen sind allgemeine Hinweise zu möglichen Datenquellen für die Unsicherheitsangabe im Rahmen der Erstellung individueller Unsicherheitsberechnungen einzelner Messgeräte zusammengefasst. Sie erheben keinen Anspruch auf Vollständigkeit und stellen lediglich einige in der Praxis häufig vorkommende Konstellationen dar. Um Missverständnisse oder Fehlinterpretationen vorzubeugen kann es hilfreich sein, den Hersteller direkt zu kontaktieren. Nicht alle der unten aufgeführten Einflussgrößen müssen in der Unsicherheitsberechnung betrachtet werden, wenn sie im spezifischen Anwendungsfall keinen Einfluss auf das Messgerät besitzen. Dies ist zu begründen.

Messgeräte für gasförmige/flüssige Stoffe

Tabelle 45: Einflussgrößen und mögliche Datenquellen für die Unsicherheitsangabe im Rahmen der Erstellung individueller Unsicherheitsberechnungen

Nr.	Einflussgröße	Hinweise zu möglichen Datenquellen für die Unsicherheitsangabe
1	Messgenauigkeit oder Kennlinien- bzw. Linearitätsabweichung	<p>Eine Angabe zur Messgenauigkeit, Kennlinien- oder Linearitätsabweichung findet sich in der Regel in jedem Datenblatt eines Herstellers. Bei relativen Angaben beziehen sich diese zumeist auf den Messbereichsendwert, da die relative Messgenauigkeit dort am geringsten ist. Eine Umrechnung auf den Arbeitspunkt ist, soweit keine anderweitigen Angaben vorliegen, notwendig.</p> <p>In Kalibrierprotokollen sind Abweichungen von der idealen Gerätekennlinie häufig über mehrere Punkte – verteilt über den gesamten Messbereich des Messgeräts – dokumentiert. Hier kann die max. Abweichung am Arbeitspunkt direkt ermittelt werden. Zu beachten ist, dass in einigen Kalibrierprotokollen bereits die erweiterte Messunsicherheit des Prüflings angegeben wird. In diesen Angaben sind neben der Linearitätsabweichung häufig bereits weitere Einflussgrößen wie die Reproduzierbarkeit und die Unsicherheit des Prüfmittels berücksichtigt. Liegt eine Angabe zur Messunsicherheit vor, so kann diese verwendet werden. Einflussgrößen, die offensichtlich bereits bei Berechnung der Messunsicherheit des Prüflings berücksichtigt wurden, müssen im Weiteren dann nicht mehr berücksichtigt werden.</p> <p>Hinweis: In Prüfprotokollen wird häufig die gewichtete mittlere Messabweichung (WME) des Messgeräts gegenüber der Referenz angegeben. Die WME gemäß OIML 137 entspricht nicht der Unsicherheit am Arbeitspunkt und darf daher nicht bei der Erstellung einer individuellen Unsicherheitsbetrachtung verwendet werden.</p>
2	Reproduzierbarkeit (Wiederholpräzision)	<p>Wird die Reproduzierbarkeit im Datenblatt des Herstellers gesondert angegeben, ist diese bei der Unsicherheitsbetrachtung auch gesondert zu berücksichtigen, da diese Einflussgröße vermutlich nicht bei der Angabe zur Messgenauigkeit berücksichtigt wurde.</p> <p>Wird in Kalibrierprotokollen eine Messunsicherheit ausgewiesen, sind darin in der Regel alle Ergebnisse der im Prüfprotokoll dokumentierten Prüfungen berücksichtigt.</p>
3	Temperatur des Mediums	In einigen Datenblättern finden sich neben den vorgegebenen Einsatzgrenzen auch Angaben zum Einfluss der Temperatur des Mediums auf die Messgenauigkeit des Messgeräts. Werden seitens des Herstellers keine weiteren Angaben gemacht, so sind gegebenenfalls konservative Schätzwerte vorzunehmen.
4	Druck des Mediums	In einigen Datenblättern finden sich neben den vorgegebenen Einsatzgrenzen auch Angaben zum Einfluss des Drucks des Mediums auf die Messgenauigkeit des Messgeräts. Werden seitens des Herstellers keine weiteren Angaben gemacht, so sind gegebenenfalls konservative Schätzwerte vorzunehmen.
5	Art des Mediums	In einigen Datenblättern finden sich neben den vorgegebenen Einsatzgrenzen selbst auch Angaben zum Einfluss der Art des Mediums auf die Messgenauigkeit des Messgeräts. Werden seitens des Herstellers, keine weiteren Angaben gemacht, so sind gegebenenfalls konservative Schätzwerte vorzunehmen.

Nr.	Einflussgröße	Hinweise zu möglichen Datenquellen für die Unsicherheitsangabe
6	Einflüsse aus der Einbausituation des Messgeräts (z. B. Einlaufstörungen)	Die Ermittlung von Einflüssen aus der Einbausituation eines Messgeräts ist oft komplex und stark von den spezifischen Bedingungen am Einbauort abhängig. In Datenblättern werden in der Regel Vorgaben zum Einbauort der Messgeräte (z. B. erforderliche ungestörte Einlaufstrecken), jedoch nur in wenigen Fällen Werte zu möglichen Abweichungen in Bezug auf die Messgenauigkeit angegeben. In den meisten Fällen ist daher an dieser Stelle eine Abschätzung der Einflussgröße anhand der spezifischen Einbausituation erforderlich.
7	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen (Temperaturbereich am Einbauort)	Eine Änderung der Umgebungstemperatur stellt bei den meisten Messgeräten eine bedeutende Einflussgröße dar. Eine Angabe zu dieser Einflussgröße findet sich daher in den meisten Datenblättern. Zu beachten gilt, dass die Angaben (z. B. 0,5 % pro 10 °C) häufig auf die spezifischen Bedingungen am Einbauort umgerechnet werden müssen, Hierzu sind eigene Erhebungen bzgl. der Änderung der Umgebungsbedingungen am Einbauort des Messgeräts zwingend erforderlich.
8	Langzeitstabilität (Drift)	Das Driftverhalten eines Messgeräts ist eine wichtige Kenngrößen für die Messgenauigkeit eines Messgeräts im Dauereinsatz. Im Datenblatt eines Messgeräts finden sich in der Regel daher immer Aussagen zum Driftverhalten des Messgeräts. Werden keine Angaben gemacht, so können evtl. auf Basis der seitens des Herstellers vorgeschriebenen /empfohlenen Wartungs- und Kalibrierintervalle in Verbindung mit den in internen Arbeitsanweisungen festgeschriebenen Vorgaben individuelle Schätzungen vorgenommen werden. In Kalibrierprotokollen wird die Einflussgröße Drift im Allgemeinen nicht dokumentiert und daher auch nicht berücksichtigt. Eine notwendige Erfassung/ Dokumentation des Gerätezustand/der Daten im vorgefundenen Zustand liegt dem Anwender somit in der Regel nicht vor. Es sind daher Angaben aus Datenblättern oder anderen Quellen heranzuziehen.
9	Unsicherheit der Referenz/des Prüfmittels	Wird die Kalibrierung von einem DIN EN ISO/IEC 17025 akkreditierten Prüflaboratorium durchgeführt, kann davon ausgegangen werden, dass die Kalibrierung mit einem geeigneten Prüfmittel vorgenommen wird. In diesem Fall ist der Beitrag des Prüfmittels zur Gesamtunsicherheit der Messung vernachlässigbar. Prüfmittel sind auch Prüfstände oder Referenzmessgeräte. Werden Messgeräte von anderen Organisationen oder betriebsintern kalibriert, ist nachzuweisen, dass das Prüfmittel für die Kalibrierung keinen wesentlichen Einfluss (d. h. $<1/3$ der geforderten Unsicherheit für das zu kalibrierende Messgerät) auf die Gesamtunsicherheit der Messung hat. Kann dieser Nachweis nicht erbracht werden, ist die Unsicherheit des Prüfmittels bei der Unsicherheitsbetrachtung zu berücksichtigen.

Zusätzlich zu den Einflussgrößen Nr. 1 bis 9 in der obigen Tabelle sind für einzelne Messgerätetypen weitere Einflussgrößen zu beachten. Die in der nachfolgenden Tabelle genannten möglichen Abweichungen können vernachlässigt werden, wenn nachgewiesen wird, dass den Einflussgrößen mit geeigneten Gegenmaßnahmen (siehe 4. Spalte) begegnet wird.

Gerätetyp	Einflussgrößen	Mögliche Abweichung	Validierungsmöglichkeiten und Gegenmaßnahme	Nachweis
Turbinenrad-gaszähler	Betriebsart: (intermittierender Durchfluss, Pulsationen)	bis 5 %	Geeignete Betriebsart fahren, Pulsationen vermeiden (z. B. durch Einsatz geeigneter Regelgeräte)	Überprüfung der verwendeten Regelgeräte und Verbraucher.
Drehkolben-gaszähler	Resonanzen Verschmutzungen	bis 3 % stark negative Abweichungen im unteren Durchflussbereich	Resonanzdämpfer Anfahrtsiebe einsetzen	Inspektion in Bezug auf Resonanzgeräusche Überprüfung der QM Dokumentation auf häufige Ausfälle
Balgen-gaszähler	Korrekte Erfassung des maßgebenden Druckes und Temperatur	bis 2 %	Mengenumwerter einsetzen	
Wirkdruck-messgeräte (Messblenden, Venturidüsen, Staudrucksonden)	Beschädigung der Form, Rohrrauigkeit, Stabilität der Differenzdrucksensoren	bis 5 %	Anforderung ISO 5167 einhalten (0 % Zusatzunsicherheit)	Inspektionen
Ultraschall-messgerät	starke Störgeräusche	bis 2 %, zeitweiser Ausfall	Störschall reduzieren	Log files überprüfen
Wirbelzähler	Pulsationen	zeitweiser Ausfall oder falscher Messwert	Pulsationen vermeiden	Überprüfung der Regelgeräte
Coriolis Messgerät	Spannungsfreier Einbau, Vibrationen im Bereich der Anregungsfrequenz	Nullpunktdrift, zeitweiser Ausfall	Kompensatoren einbauen	Nullpunktdrift regelmäßig überprüfen und dokumentieren
Elektronischer Mengenumwerter	Gasdaten bei Zustandsmengenumwerter	bis 0,5 %	Gasdaten regelmäßig aktualisieren	Analysedaten prüfen
Messsonden (Pitot-Rohr, Prandtl-Rohr, Heißfilmsonde, Wirbelsonde oder Ultraschalllanzen)	Position, Rohrdurchmesser, geometrische Form (Rundheit), Profilannahmen	bis 10 %	Einhaltung von Einsatzanforderungen der Hersteller	Durchführung von Inspektionen
Alle Durchflussmessgeräte für Flüssigkeiten	Kavitation Gaseinschlüsse	Gerät bei ausreichend hohem Druck einsetzen Gasabscheider verwenden		



Beispiel

Für die Einhaltung von Ebene 4 sind Geräte nach OIML R137 und OIML R117 geeignet, sofern sie entsprechend den Anforderungen bis Klasse 1,0 gebaut wurden. Die auf die genannten Einflussgrößen zurückzuführenden Abweichungen dürfen dann die Grenzwerte in der untenstehenden Tabelle nicht überschreiten. Bei Messgeräten höherer Klassen (z. B. Klasse 1,5) erhöhen sich die maximalen Abweichungen proportional zur Klasse des Messgeräts.

Nr.	Einflussgröße	maximale Abweichung bei Messgeräten, die nach OIML R137 hergestellt wurde
1	Durchflussbereich (Messgenauigkeit oder Kennlinien- bzw. Linearitätsabweichung)	1 % Q_{\max} ... Q_t 2 % Q_t ... Q_{\min}
2	Temperatur des Mediums	0,5 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen
3	Druck des Mediums	0,5 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen
4	Art des Mediums, (Einfluss der Dichte, Viskosität etc.)	0,3 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen
5	Einflüsse aus der Einbausituation des Messgeräts (hier: Einlaufstörungen)	0,35 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen
6	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen: (hier: Temperaturbereich am Einbauort)	< 0,2 % Abweichung im Vergleich zu den Referenzbedingungen über Q_t
7	Langzeitstabilität (Drift innerhalb des Kalibrierungszyklus)	< 0,5 %

Messgeräte für feste Stoffe

Nr.	Einflussgröße	Hinweise zu möglichen Datenquellen für die Unsicherheitsangabe
1	Messgenauigkeit oder Kennlinien- bzw. Linearitätsabweichung	Siehe Tabelle unter „Messgeräte für gasförmige/flüssige Stoffe“
2	Reproduzierbarkeit (Wiederholpräzision)	Siehe Tabelle unter „Messgeräte für gasförmige/flüssige Stoffe“
3	Auflösung der Messewertanzeige bzw. Registriereinheit	Dieser Wert kann den spezifischen Unterlagen zum Messgerät entnommen werden oder direkt am Messgerät abgelesen werden.
4	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen (Temperaturbereich am Einbauort)	Siehe Tabelle unter „Messgeräte für gasförmige/flüssige Stoffe“
5	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen (Luftfeuchtigkeit am Einbauort)	Analog zum Einfluss der Umgebungstemperatur auf die Messgenauigkeit eines Messgeräts, hat bei einigen Messgeräten die Wasserdampfkonzentration in der Umgebungsluft einen Einfluss auf die Messgenauigkeit. Wird neben den vorgeschriebenen Einsatzgrenzen keine Angabe zu möglichen Abweichungen oder Unsicherheiten gemacht, ist gegebenenfalls eine konservative Schätzung vorzunehmen.
6	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	Angaben zur elektromagnetischen Verträglichkeit sollten aus dem Datenblatt des Herstellers in jedem Fall hervorgehen, da diese Kenngröße einen entscheidenden Einfluss auf den möglichen Einsatzort in einer Anlage hat.
7	Schrägstellung	Neben den allgemeinen Einbauhinweisen finden sich vermutlich nur selten Angaben zum Einfluss der (zulässigen) Schrägstellung auf die Messgenauigkeit des Messgeräts in den Datenblättern des Herstellers. In den meisten Fällen ist daher an dieser Stelle eine Abschätzung der Einflussgröße anhand der spezifischen Einbausituation erforderlich.
8	Langzeitstabilität (Drift)	Siehe Tabelle unter „Messgeräte für gasförmige/flüssige Stoffe“
9	Unsicherheit der Referenz/des Prüfmittels	Siehe Tabelle unter „Messgeräte für gasförmige/flüssige Stoffe“

Zusätzlich zu den Einflussgrößen Nr. 1 bis 9 in der obigen Tabelle sind für einzelne Messgerätetypen weitere Einflussgrößen zu beachten. Die in den nachfolgenden Tabellen genannten möglichen Abweichungen können vernachlässigt werden, wenn nachgewiesen wird, dass den Einflussgrößen mit geeigneten Gegenmaßnahmen (siehe 4. Spalte) begegnet wird.

Nicht selbsttätige Waagen

Gerätetyp	Einflussgrößen	Mögliche Abweichung	Validierungsmöglichkeiten bzw. Gegenmaßnahme
Straßenfahrzeugwaagen, LKW-Waagen	Windeinflüsse	bis 0,6 %	Halle, Windschutz
Plattformwaagen	keine		
Kranwaagen	Stillstand, Wind	bis 0,4 %	Wägung bei stärkerem Wind einstellen
Radladerwaagen	Anhaftungen an der Schaufel	bis 1 %	Nullstellen nach jeder einzelnen Wägung
Behälterwaagen	Wind	Abhängig von der Form der Waage	Windschutz, Halle

Selbsttätige Waagen

Gerätetyp	Einflussgrößen	Mögliche Abweichung	Validierungsmöglichkeiten bzw. Gegenmaßnahme
Förderbandwaagen	Anhaftungen, Zurückrutschen der Last bei geneigtem Band	2 %	Waagerechtes Wägebänder
Radladerwaagen	Anhaftungen in der Schaufel	bis 1 % (vom Wägebereich)	Nullstellen nach jeder einzelnen Wägung
Selbsttätige Gleiswaagen	Wägung nicht vollständig auf dem oder den Lastträgern („full draught“)	bis 2 %	Nur Waagen verwenden, bei denen die Waggons bei Überfahrt komplett auf Lastaufnehmer(n) stehen
Behälterwaagen als selbsttätige Waagen zum Totalisieren	Wind	Abhängig von der Form des Behälters	Windschutz, Halle



Beispiele

Nicht selbsttätige Waage, die nach OIML R76 hergestellt wurde

Nr.	Einflussgröße	maximale Abweichung bei Messgeräten, die nach OIML R76 hergestellt wurde
1	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen:	Maximal 1,5 Eichwerte ⁴⁰
2	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen:	Maximal 1,5 Eichwerte
3	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	Maximal 1 Eichwert
4	Schrägstellung	Maximal 1,5 Eichwerte
5	Langzeitstabilität (Drift innerhalb des Kalibrierzyklus)	Maximal 3 Eichwerte

Selbsttätige Waage, die nach OIML 50 / 51 / 106 / 107 hergestellt wurde

Nr.	Einflussgröße	maximale Abweichung bei Messgeräten, die nach OIML 50 / 51 / 106 / 107 hergestellt wurde
1	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen: Temperaturbereich	R50: maximal 0,7 % R51: maximal 1,5 Eichwerte R106: maximal 1,5 Teilungswerte R107: maximal 1,5 Teilungswerte
2	Einflüsse aus den Umgebungsbedingungen: Luftfeuchtigkeit	R50: maximal 0,7 % R51: maximal 1,5 Eichwerte R106: maximal 1,5 Teilungswerte R107: maximal 1,5 Teilungswerte
3	Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)	Für alle: maximal 1 Teilungs-/Eichwert
4	Schrägstellung	R50: keine Anforderung, Band fest installiert R51: maximal 1,5 Eichwerte R106: maximal 1,5 Teilungswerte R107: maximal 1,5 Teilungswerte
5	Langzeitstabilität (Drift innerhalb des Kalibrierzyklus)	Für alle: maximal 3 Eichwerte

Hinweis

Für Förderbandwaagen, die mit auf international anerkannte Standards rückführbaren Prüfmitteln ordnungsmäßig kalibriert wurden, ist lediglich die Einflussgröße „Langzeitstabilität“ zu betrachten.

Ein Beispiel für die individuelle Ableitung des Unsicherheitsbeitrags der Einflussgröße „Langzeitstabilität“ (Drift) ist in Kapitel 6.3.2 aufgeführt.



⁸³ Eine prozentuale Angabe zur Unsicherheit lässt sich aus einem Eichwert ableiten, indem die Angabe zum Eichwert (in der Masseneinheit) mit dem durchschnittlichen Ergebnis einer Einzelwägung (in derselben Masseneinheit) ins Verhältnis gesetzt wird.

Anhang 7: Eichung, Konformitätsprüfung, Kalibrierung und Justierung

Eichscheine gemäß § 37 der Mess- und Eichverordnung (MessEV) sind der DEHSt auf Anfrage einzureichen und der Prüfstelle im Rahmen der Emissionsberichtsprüfung vorzulegen. Nach § 37 des Mess- und Eichgesetzes (MessEG) vom 25.07.2013 entsprechen Messgeräte, deren Konformität mit den Anforderungen der MessEV vom 11.12.2014 nachgewiesen wurde, für die Dauer der mit dem Inverkehrbringen beginnenden jeweiligen Eichfrist den geeichten Messgeräten. Das heißt, sie sind im Rahmen der Überwachung und Berichterstattung nach TEHG den geeichten Messgeräten gleichgestellt. Falls solche Messgeräte eingesetzt werden, ist der DEHSt die Konformitätserklärung auf Anfrage einzureichen und der Prüfstelle im Rahmen der Emissionsberichtsprüfung vorzulegen. Eine Übersicht zum „Gesetzlichen Messwesen in Deutschland“ und zu Fehlergrenzen sowie Eichfristen für ausgewählte Messgeräte enthält Anhang 5.

Da für eine erfolgreiche Eichung und entsprechende Kennzeichnung eines Messgeräts nicht zwingend die Ausstellung eines Eichscheins erforderlich ist, verzichten Antragsteller häufig auf die Ausstellung des Eichscheins. In diesen Fällen kann der Nachweis über die Qualitätssicherung entsprechend den Regeln des gesetzlichen Messwesens anhand der Kennzeichnung des Messgeräts geführt werden. Die Kennzeichnung von Messgeräten unter nationaler metrologischer Kontrolle unterscheidet zwischen „Messgeräten beim Inverkehrbringen“ und „Messgeräten bei der Eichung und bei der Instandsetzung“. So werden zum Beispiel beim Inverkehrbringen von konformitätsbewerteten Messgeräten nach der geänderten europäischen MID 2014/32/EG die Metrologie-Kennzeichnung „M“ und das Jahr des Inverkehrbringens auf dem Messgerät angebracht. Bei der Eichung hingegen wird seit dem 01.01.2015 das Eichkennzeichen einer Eichbehörde oder einer staatlich anerkannten Prüfstelle sowie das Jahr, in dem die Eichfrist beginnt, angebracht. Grundsätzlich sollte aber jedes geeichte oder konformitätsbewertete Messgerät durch die „Metrologie-Kennzeichnung“ oder durch das Eichzeichen und die Zeichen für das Jahr der Eichung bzw. die Eichfrist erkennbar und nachweisbar sein. Diese Kennzeichen sind gut sichtbar am Messgerät angebracht (siehe www.agme.de > Fachinformation > Allgemeine Fachinformation > Informationsblatt „Kennzeichnung von Messgeräten“).

Wird das Messgerät nicht vom Betreiber, sondern zum Beispiel vom Lieferanten betrieben, sind bei ortsfesten Messgeräten der Eichschein oder die Konformitätserklärung beim Lieferanten anzufragen, der DEHSt auf Anfrage einzureichen und der Prüfstelle im Rahmen der Emissionsberichtsprüfung vorzulegen. Bei mobilen Messgeräten (zum Beispiel Durchflusszähler von Tankwagen) lässt sich der Anlagenbetreiber stichprobenartig Eichscheine oder Konformitätserklärungen vom Lieferanten vorlegen, reicht Kopien davon gegebenenfalls auf Anfrage bei der DEHSt ein und stellt diese der Prüfstelle im Rahmen der Emissionsberichtsprüfung zur Verfügung.

Die Kalibrierung umfasst eine Reihe von Arbeitsschritten. Messergebnisse eines Messinstruments oder Messsystems oder Werte eines Prüfnormals oder Referenzmaterials werden mit den entsprechenden Werten einer auf einen Referenzstandard rückführbaren Bezugsgröße unter vorgegebenen Bedingungen (siehe Art. 3 Nr. 17 MVO) verglichen. Folglich wird eine Abweichung der Anzeige eines Messgeräts vom richtigen Wert der Messgröße festgestellt und dokumentiert. Davon zu unterscheiden ist die Justierung. Justierung ist der Vorgang, bei dem ein Messgerät so eingestellt wird, dass die systematischen Messabweichungen vom Sollwert (zum Beispiel Nullpunkt) möglichst klein werden und innerhalb der Gerätespezifikationen liegen.

Anhang 8: Übersicht Veröffentlichungen

Gesetzliche Grundlagen

- ▶ Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung ((EU) 2018/2067)
Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32018R2067>
- ▶ Emissionshandelsverordnung (Verordnung zur Durchführung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes in der Handelsperiode 2021 bis 2030; EHV)
Verfügbar unter: www.gesetze-im-internet.de/ehv_2030/index.html
- ▶ Monitoring-Verordnung ((EU) 2018/2066)
Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?qid=1547552374486&uri=CELEX:32018R2066>
Durchführungsverordnung 2023/2122 zur Änderung der Durchführungsverordnung (EU) 2018/2066 vom 12. Oktober 2023: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32023R2122>
- ▶ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)
Verfügbar unter: www.gesetze-im-internet.de/tehg_2011/

Hinweise zur IT

- ▶ Virtuelle Poststelle (VPS)
Verfügbar unter: www.dehst.de/Virtuelle-Poststelle
- ▶ Formular Management System (FMS)
Verfügbar unter: www.dehst.de/FMS

Sekundärbrennstoffe

- ▶ Hinweise zur Probenahme bei festen Sekundärbrennstoffen
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Probenahme-Sekundaerbrennstoffe.pdf
- ▶ Excel-Arbeitshilfe zur Berechnung Repräsentativität der Probenahme (DIN 19698-2 Anhang D)
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Anhang-2_Berechnung-Repraesentativitaet.xlsx
- ▶ Auswerteverfahren von Analysendaten zur CO₂-Emissionsberichterstattung und statistische Bewertung der Repräsentativität der Probenahme von Sekundärbrennstoffen
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Auswerteverfahren-Analysendaten-Berichterstattung.pdf
- ▶ Excel-Arbeitshilfe zur Berechnung von CO₂-Emissionen sowie Biomasseanteil und Emissionsfaktor für das FMS (Energiebezogener EF)
Verfügbar unter: [www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan_Arbeitshilfe-Berechnung-CO₂-Emissionen.xlsx](http://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan_Arbeitshilfe-Berechnung-CO2-Emissionen.xlsx)
- ▶ LAGA PN 98 („Richtlinie für das Vorgehen bei physikalischen, chemischen und biologischen Untersuchungen im Zusammenhang mit der Verwertung/Beseitigung von Abfällen“)
Verfügbar unter: www.laga-online.de/documents/m-32_pn98_red-aend_2019_mai_1562758999.pdf

Kontinuierliche Emissionsmessung (KEMS)

- ▶ Bundeseinheitliche Praxis bei der Überwachung der Emissionen (BEP 2017), RdSchr. d. BMUB vom 23.1.2017 – IG I 2 – 45053/5
Verfügbar unter: www.umweltbundesamt.de
- ▶ Kontinuierliche Emissionsüberwachung – Statuskennung und Klassierung (SKK), komplett überarbeitete Fassung vom 24.04.2019
Verfügbar unter: www.umweltbundesamt.de

- ▶ VDI 3950 Blatt 1 – Emissionen aus stationären Quellen – Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen und Auswerteeinrichtungen – Allgemeine Anforderungen, 2018-06
Verfügbar unter: www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-3950-blatt-1-emissionen-aus-stationaeren-quellen-qualitaetssicherung-fuer-automatische-messeinrichtungen-und-auswerteeinrichtungen-allgemeine-anforderungen
- ▶ VDI 3950 Blatt 2 – Emissionen aus stationären Quellen – Qualitätssicherung für automatische Messeinrichtungen und Auswerteeinrichtungen – Anforderungen an die Dokumentation, 2020-04
Verfügbar unter: www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-3950-blatt-2-emissionen-aus-stationaeren-quellen-qualitaetssicherung-fuer-automatische-messeinrichtungen-und-auswerteeinrichtungen-anforderungen-an-die-dokumentation
- ▶ VDI 4204, Blatt 1 - Auswertung von Emissionsmessungen – Ermittlung von Kenngrößen bei der kontinuierlichen Emissionsüberwachung, 2022-03
Verfügbar unter: www.vdi.de/richtlinien/details/vdi-4204-blatt-1-auswertung-von-emissionsmessungen-ermittlung-von-kenngroessen-bei-der-kontinuierlichen-emissionsueberwachung
- ▶ Zertifizierte Mess- und Auswerteeinrichtungen nach DIN EN 15267 zur kontinuierlichen Messung und Überwachung von Emissionen und Immissionen
Verfügbar unter: www.qal1.de

Weitere Arbeitshilfen

- ▶ Beispiel für die Bestimmung der Rohton-Menge durch Rückrechnung
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Keramik-Rueckrechnung-Beispiel.pdf
- ▶ Beispielvorlage für einen Probenahmeplan
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Probenahme-Beispielvorlage.pdf
- ▶ Excel-Arbeitshilfe Prüfprotokoll für Förderbandwaagen
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan_Arbeitshilfe-Pruefprotokoll-Foerderbandwaagen.xlsx
- ▶ Excel-Arbeitshilfe zur Berechnung der Emissionsfaktoren für Branntkalk und Dolomitmalk aus Analysewerten
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Arbeitshilfe-Kalkindustrie.xlsx
- ▶ Excel-Arbeitshilfe zur Bestimmung der Analysenhäufigkeit
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan_Arbeitshilfe-Analysehaeufigkeit.xlsx
- ▶ Excel-Arbeitshilfe zur Unsicherheitsberechnung
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Ueberwachungsplan_Arbeitshilfe-Unsicherheitsberechnung.xlsx
- ▶ Leitfaden zum Zusammenwirken von EU-Emissionshandel und nationalem Emissionshandel
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/stationaere_anlagen/2021-2030/Leitfaden-euets-nehs.pdf
- ▶ Antrag auf Verzicht der Standortbegehung nach Artikel 31 Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (EU) 2018/2067 (AVR): www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/pruefstellen/antrag-verzicht-virtuelle-standortbegehung.pdf
- ▶ Antrag auf virtuelle Standortbegehung nach Artikel 34a Absatz 1 Akkreditierungs- und Verifizierungsverordnung (EU) 2018/2067 (AVR),
Verfügbar unter: www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/pruefstellen/antrag-virtuelle-standortbegehung.pdf

Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt
City Campus
Haus 3, Eingang 3A
Buchholzweg 8
13627 Berlin

www.dehst.de | emissionshandel@dehst.de