

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

FAQs

„Neue“ FAQs

FAQ Nr. 61: Unsicherheiten bei der Ermittlung von Stoffparametern: Probenahme- und Analysenhäufigkeit, maximale Unsicherheit: Nach Abschnitt 13.6 der Monitoring Leitlinien müssen die Probenahme und die Häufigkeit der Analysen gewährleisten, dass der Jahresdurchschnitt des betreffenden Stoffparameters mit einer maximalen Unsicherheit von weniger als 1/3 der maximalen Unsicherheit bestimmt wird, die in Bezug auf die zugelassene Ebene für die Tätigkeitsdaten eines Stoffstroms vorgesehen ist. Wie kann die Einhaltung der maximalen Unsicherheit nachgewiesen werden?

Die Ermittlung der Gesamtunsicherheit erfolgt analog zur Ermittlung der Unsicherheit der Tätigkeitsdaten nach Abschnitt 7.1 Anhang I Monitoring Leitlinien.

Berechnung der Unsicherheit einer Summe (Beiträge zu einem Jahreswert)

(bei unabhängigen Unsicherheiten¹)

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

U_{total} : Unsicherheit der Summe

x_i und U_i : unsicheren Größen (Stoffparameter) bzw. Prozentsatz der mit ihrer Bestimmung assoziierten Unsicherheiten

Durch Mehrfachbestimmungen kann die Gesamtunsicherheit verringert und die Forderung der Monitoring Leitlinien meist eingehalten werden. Die Berechnung der Gesamtunsicherheit (U_{total}) erfolgt aus den Unsicherheiten der Einzelbestimmungen mit Hilfe der o.g. Formel. Die Unsicherheit einer Einzelbestimmung ergibt sich aus den jeweiligen Unsicherheiten der Probenahme und der Analyse².

Bei annähernd gleich großen Chargen ($x_1=x_2=\dots=x_n$) kürzt sich x_i aus Nenner und Zähler heraus. Kann zudem davon ausgegangen werden, dass für die Bestimmung eines Stoffparameters immer die gleiche

¹ Die dargestellte Formel zur Fehlerfortpflanzung ist nur dann anwendbar, wenn die einzelnen Unsicherheiten voneinander unabhängig sind, bspw. bei Probenahmen und Analysen. Bei Mengenummessungen mit demselben Messgerät ist diese Unabhängigkeit nicht gegeben.

² Grundsätzlich ist darauf zu achten, dass die Probenahme und Analyse der Stoffparameter entsprechend den einschlägigen nationalen und/oder internationalen Normen erfolgt (vgl. „Probenahme- und Analysenmatrix der DEHSt“ [Internet-Verlinkung]). Häufig enthalten die Normen Hinweise zur Unsicherheit der genutzten Methode.

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

Unsicherheit anzusetzen ist (z.B. Probenahme und Analyse erfolgt immer nach den gleichen Methoden, $U_1=U_2=\dots=U_n$), vereinfacht sich die Formel wie folgt:

$$U_{\text{total}} = U * \frac{\sqrt{n}}{n}$$

n Anzahl der Analysen

Beispiel:

Kraftwerk mit Gesamtemissionen > 500.000 t CO₂/a, Einsatz Vollwertsteinkohle ca. 180.000 t/a, Unsicherheit bei einmaliger Bestimmung eines Stoffparameters (Probenahme- und Analysenunsicherheit insgesamt) 2,5 %

Vorgaben gemäß Monitoring Leitlinien bei Gesamtemissionen > 500.000 t CO₂/a:

⇒ Anlage Spalte C

⇒ Ebene 4 (Grundsatz „höchste Ebene“)

⇒ geforderte maximale Unsicherheit bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten: < 1,5 %

⇒ geforderte maximale Unsicherheit bei der Bestimmung des Stoffparameters: < 0,5%

Würden insgesamt 9 Analysen (entsprechend einer Analyse alle 20.000 t) durchgeführt, würde sich folgende Gesamtunsicherheit ergeben:

$$U_{\text{total}} = 2,5\% * \frac{\sqrt{9}}{9} = 2,5\% * \frac{1}{3} = 0,83 \%$$

Die gemäß Monitoring Leitlinien geforderte Unsicherheit von < 0,5 % würde bei 9 Analysen (entsprechend einer Analyse alle 20.000 t) nicht eingehalten. **Für eine Unterschreitung der geforderten maximalen Unsicherheit muss die Analysenhäufigkeit daher soweit erhöht werden, bis die geforderte maximale Unsicherheit unterschritten wird:**

$$U_{\text{total}} = 2,5\% * \frac{\sqrt{26}}{26} = 0,49 \%$$

Werden 26 Analysen (d.h. alle 6.923 t eine Analyse) durchgeführt, ergibt sich im gewählten Beispiel eine Gesamtunsicherheit von 0,49 %. Die anlagenspezifische Anforderung an die Unsicherheit bei der Ermittlung von Stoffparametern (< 0,5 %) würde damit eingehalten.

FAQ Nr. 64: Unverhältnismäßig hohe Kosten: Die für die zweite Handelsperiode geltenden Monitoring Leitlinien (ML 2008-2012) ermöglichen in bestimmten Fällen ein Abweichen von den vorgesehenen Anforderungen, wenn die dafür erforderlichen Maßnahmen zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen. In welchen Fällen sind die Kosten einer Maßnahme als unverhältnismäßig hoch anzusehen und wie kann die Unverhältnismäßigkeit der Kosten bestimmt werden?

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

Die Frage, ob die Kosten einer Maßnahme zur Einhaltung der Anforderungen der ML unverhältnismäßig hoch sind und ggf. eine Abweichung begründen, erfordert in jedem Fall eine Einzelfallbetrachtung. Die ML definieren in Abschnitt 2 Anhang I „unverhältnismäßig hohe Kosten“ als „Kosten einer Maßnahme, die nach Auffassung der zuständigen Behörde zum Gesamtnutzen der Maßnahme in keinem angemessenen Verhältnis stehen“. Dabei unterscheiden die ML Maßnahmen, die mit einer Verbesserung des Genauigkeitsgrades – etwa die Erhöhung der Genauigkeit bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten – einhergehen, und Maßnahmen, die die Qualität berichteter Emissionen verbessern, sich jedoch nicht unmittelbar auf die Genauigkeit auswirken – etwa die Bestimmung der stoffspezifischen Parameter.

a) Maßstäbe zur Bewertung der Verhältnismäßigkeit von Maßnahmen, die eine Verbesserung des Genauigkeitsgrades bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten bewirken:

Zur Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten werden diese mit dem Wert der Emissionsberechtigungen verglichen, die wegen einer ungenaueren Messung der Tätigkeitsdaten möglicherweise jährlich zu wenig oder zu viel abgegeben werden. Eine Maßnahme ist in der Regel als unverhältnismäßig anzusehen, wenn deren jährliche zusätzliche Kosten den Wert der wegen der Maßnahme mit einer verringerten Unsicherheit ermittelten Anzahl an Emissionsberechtigungen überschreiten.

Folgende Angaben sind erforderlich:

- Zusätzliche Kosten der Maßnahme (in €)
- Ggf. Abschreibungszeitraum (in Jahren)
- Jährliche CO₂-Emissionen des betreffenden Stoffstroms (in t CO₂)
- Wert je Emissionsberechtigung (in €)
- Geforderte höchstzulässige Unsicherheit im Berichtszeitraum bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten des betreffenden Stoffstroms (in %)
- Derzeit realisierte Unsicherheit im Berichtszeitraum bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten des betreffenden Stoffstroms (in %)

Formel zur Einschätzung der Unverhältnismäßigkeit:

$\frac{\text{Kosten der Maßnahme}}{\text{Abschreibungsjahre}} (\text{€/a}) > \frac{\text{Jährliche CO}_2\text{Emissionen}}{\text{des Stoffstroms (t / a)}} \times [\text{realisierte} - \text{geforderte Unsicherheit}] \% \times 0,01 \times \frac{\text{Wirtschaftlicher Wert der}}{\text{Emissionsberechtigungen (€/t)}}$
--

Bei der Gegenüberstellung der Zahlenangaben sind die Umstände des Einzelfalls in die Entscheidung einzubeziehen. So ist eine Abwägung zu treffen zwischen den durch die Maßnahme entstehenden zusätzlichen Kosten – neben den Investitionskosten ggf. auch Umrüstkosten und Kosten wegen Stillstandszeiten – und möglichen Vorteilen für den Anlagenbetreiber wegen der genaueren Bestimmung – etwa durch eine präzisere und somit kosteneffizientere Fahrweise der Anlage. Die Investitionskosten sind über einen betriebswirtschaftlich realistischen Zeitraum mit einem typischen Zinssatz – aus Gründen der Vereinfachung kann ein Zinssatz von Null angesetzt werden – abzuschreiben. Als Wert je Emissionsberechtigung (EB) kann in den Jahren 2008 und 2009 – abgeleitet von den Preisen für Futures mit Lieferdatum

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

01.12.2008 bzw. 01.12.2009 in Höhe von 21,60 €/EB bzw. 22,09 €/EB (Stand: EEX 20.02.2008) – ein Wert von 20 € pro Emissionsberechtigung angenommen werden.

1. Beispiel:

Der Betreiber einer Feuerungsanlage für feste Brennstoffe mit jährlichen CO₂-Gesamtemissionen von 600 000 Tonnen muss gemäß Anhang II ML bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten Ebene 4 einhalten, d.h. die Messung des Brennstoffverbrauchs im Berichtszeitraum muss mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von 1,5 % erfolgen. Die Emissionen resultieren aus einem Brennstoffstrom, die Tätigkeitsdaten werden mittels einer Bandwaage bestimmt. Um das geforderte Ebenenkonzept einzuhalten, muss der Betreiber zur Ermittlung des Brennstoffverbrauchs eine bestehende Bandwaage durch eine neue, genauer arbeitende ersetzen, da die vorhandene Bandwaage mit einer Messunsicherheit von 5 % nur die Ebene 2 erreicht.

Bei der Prüfung der Verhältnismäßigkeit der Maßnahme sind die jährlichen Kosten (und der Nutzen) einer neuen Bandwaage im Verhältnis zu dem Wert der Emissionsberechtigungen zu setzen, die wegen einer ungenaueren Messung der Tätigkeitsdaten des Brennstoffstroms – Ebene 2 (5 %) statt Ebene 4 (1,5 %) – möglicherweise jährlich zuwenig oder zuviel ermittelt werden.

Kosten des Betreibers:

Investition für die Bandwaage:	- 80 000 €
Umrüstkosten	- 25 000 €
<u>Kostenersparnis wegen genauerer Abrechnung zugekaufter Braunkohle</u>	<u>+ 5 000 €</u>
Summe	- 100 000 €

Mit der Bandwaage werden die Tätigkeitsdaten des Brennstoffstroms ermittelt, aus dem jährlich 600 000 t CO₂-Emissionen resultieren. Die Gesamtkosten für den Austausch der Bandwaage in Höhe von 100 000 € werden in diesem Beispiel über 10 Jahre linear abgeschrieben, so dass eine jährliche Belastung von 10 000 € anzusetzen ist. Mit der neuen Bandwaage wird die Unsicherheit von zuvor 5 % um 3,5 %-Punkte auf 1,5 % verringert.

Berechnung:

$\frac{100\,000}{10} \text{ €/a} > 600\,000 \text{ t/a} \times [5 - 1,5] \% \times 0,01 \times 20 \text{ €/t} \rightarrow \text{d.h. im Ergebnis: } 10\,000 \text{ €/a} < 420\,000 \text{ €/a}$

Im vorliegenden Fall verringert sich der mögliche Fehler somit absolut von max. 30 000 t/a auf max. 9 000 t/a. Wird die Differenz von 21 000 t mit einem Preis für Emissionsberechtigungen von 20 € pro t CO₂ bewertet, ergibt sich für die Verhältnismäßigkeitsprüfung eine Kostengrenze von 420 000 €. Die jährlichen Kosten von 10 000 €/a, die der Anlagenbetreiber für die neue Bandwaage investieren muss, sind in diesem Fall verhältnismäßig, da sie den Wert der wegen der neuen Bandwaage und somit verringerter Unsicherheit ermittelten Anzahl an Emissionsberechtigungen (21 000 EB mit einem Gegenwert von ca. 420 000 €) deutlich unterschreiten.

2. Beispiel: (großes Braunkohlekraftwerk)

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

Der Betreiber einer Feuerungsanlage für feste Brennstoffe mit jährlichen CO₂-Gesamtemissionen von 7 000 000 Tonnen muss gemäß Anhang II ML bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten Ebene 4 einhalten, d.h. die Messung des Brennstoffverbrauchs im Berichtszeitraum muss mit einer höchstzulässigen Unsicherheit von 1,5 % erfolgen. Bisher erfolgte die Ermittlung des Brennstoffverbrauchs mit einer Unsicherheit von 2,5 %. Mit der Maßnahme wird die Unsicherheit von zuvor 2,5 % um 1 %-Punkt auf 1,5 % verringert. Folgende Annahmen wurden angelehnt an Beispiel 1 getroffen.

Parameter	Einheit	Wert für 2. Beispiel
Jährliche CO ₂ -Emissionen	t/a	7 000 000
Realisierte - geforderte Unsicherheit	-	2,5%-1,5%=1% bzw. 0,01
Zertifikatspreis	€	20
Abschreibung der Maßnahme	a	10

Dadurch ergibt sich folgende Berechnung für die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme:

Berechnung:

$\frac{\text{Kosten der Maßnahme}}{10} \text{ €/a} > 7\,000\,000 \text{ t/a} \times [2,5 - 1,5] \% \times 0,01 \times 20 \text{ €/t} = 1\,400\,000 \text{ €/a}$

Fazit: In diesem Beispiel sind Investitionskosten bis zu 1 400 000 €/a als verhältnismäßig anzusehen.

b) Maßstäbe zur Bewertung der Verhältnismäßigkeit von Maßnahmen, die die Qualität berichteter Emissionen verbessern, sich jedoch nicht unmittelbar auf die Genauigkeit auswirken

Zur Bewertung der Verhältnismäßigkeit der Kosten von Maßnahmen, die sich nicht unmittelbar auf die Genauigkeit auswirken, werden diese – hilfsweise – im Verhältnis zum Wert der Emissionsberechtigungen betrachtet, der einem Schwellenwert von 1 % der durchschnittlichen jährlichen Emissionen des betreffenden Stoffstroms in der vorangegangenen Handelsperiode entspricht. Als unverhältnismäßig ist eine Maßnahme in der Regel dann anzusehen, wenn deren jährliche zusätzliche Kosten den Wert der Anzahl der Emissionsberechtigungen übersteigen, die 1 % der durchschnittlichen jährlichen Emissionen des betreffenden Stoffstroms in der vorangegangenen Handelsperiode entsprechen.

Folgende Angaben sind erforderlich:

- Zusätzliche jährliche Kosten der Maßnahme (in €)
- Durchschnittliche jährliche CO₂-Emissionen des betreffenden Stoffstroms in der vorangegangenen Handelsperiode (in t CO₂)
- Wert je Emissionsberechtigung (in €)

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

Formel zur Einschätzung der Unverhältnismäßigkeit:

$$\text{Kosten der Maßnahme (€/a)} > \frac{\text{Jährliche CO}_2\text{Emissionen des Stoffstroms (t/a)}}{\text{Wirtschaftlicher Wert der Emissionsberechtigungen (€/t)}} \times 0,01$$

Bei der Gegenüberstellung der Zahlenangaben sind die Umstände des Einzelfalls in die Entscheidung einzubeziehen. Als Wert je Emissionsberechtigung (EB) kann in den Jahren 2008 und 2009 – abgeleitet von den Preisen für Futures mit Lieferdatum 01.12.2008 bzw. 01.12.2009 in Höhe von 21,60 € / EB bzw. 22,09 € / EB (Stand: EEX 20.02.2008) – ein konservativer Wert von 20 € pro Emissionsberechtigung angenommen werden.

Beispiel:

Der Betreiber einer Feuerungsanlage mit einer jährlichen CO₂-Gesamtemission von 750 000 Tonnen muss für feste Brennstoffe gemäß Anhang II ML die Ebene 3 bei der Bestimmung des Emissionsfaktors und des spezifischen Heizwertes einhalten, d.h. eine tätigkeitsspezifische Bestimmung von Emissionsfaktor und Heizwert in einem nach ISO 17025 akkreditierten Labor durchführen. Die Kosten für eine Analyse des Emissionsfaktors und des spezifischen Heizwertes in einem akkreditierten Labor betragen 30 € pro Analyse.

Berechnung:

$$240 \text{ €/a} > 151\,500 \text{ t/a} \times 20 \text{ €/t} \times 0,01 \rightarrow \text{d.h. im Ergebnis: } 240 \text{ €/a} < 30\,300 \text{ €/a}$$

Der Betreiber lässt bisher für einen Brennstoffstrom, aus dem jährlich 151 500 t CO₂-Emissionen resultieren, keine Laboranalysen in einem akkreditierten Labor vornehmen. Zur Gewährleistung der Repräsentativität sind acht diesbezügliche Analysen erforderlich. Die Gesamtkosten der qualitativen Maßnahme belaufen sich auf 240 € pro Jahr. Diese stehen einem Wert von 30 300 € pro Jahr gegenüber, der sich aus 1 515 t (=1 % von 151 100 Tonnen CO₂-Emissionen) bewertet mit einem Preis für Emissionsberechtigungen von 20 € ergibt. Die jährlichen Kosten (240 €/a), die der Anlagenbetreiber für Analysen in einem akkreditiertem Labor bezahlen muss, sind in diesem Fall verhältnismäßig, da sie den Wert von 1 % der in der vorangegangenen Handelsperiode pro Jahr vorliegenden Emissionen des betreffenden Stoffstroms deutlich unterschreiten.

Grundsätzlich sollten Abweichungen vom Ebenenkonzept und den einzuhaltenden Genauigkeits- und Qualitätsanforderungen zeitlich befristet werden. Mit dem Anlagenbetreiber sollte – unter Berücksichtigung der Kosten der Maßnahme und der Investitionszyklen der Anlage – ein Zeitplan zur Umsetzung der zur Einhaltung der Anforderungen der Monitoring Leitlinien erforderlichen Maßnahmen vereinbart werden. Falls eine Abweichung über mehrere Ebenen vorliegt, kann auch ein mehrstufiges Verfahren sinnvoll sein.

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

Fälle, in denen ein Abweichen von den ML möglich ist, falls die mit der erforderlichen Maßnahme verbundenen Kosten unverhältnismäßig hoch sind:

- **Abschnitt 4.2 ML (Kontinuierliche Emissionsmessung):** „Der Anlagenbetreiber kann die Messmethodik vorschlagen, wenn er nachweisen kann, dass diese mit Verlass ein genaueres Ergebnis erbringt als die Berechnung der Jahresemissionen der Anlage und gleichzeitig unverhältnismäßig hohe Kosten vermieden werden.“
- **Abschnitt 4.3 ML (Änderung der Überwachungsmethodik):** „Die Überwachungsmethodik muss geändert werden, wenn die Genauigkeit der berichteten Daten auf diese Weise verbessert werden kann, vorausgesetzt, dass dies technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht.“
- **Abschnitt 5.2 ML (Höchstes Ebenenkonzept):** „Die Anlagenbetreiber haben stets das höchste Ebenenkonzept zu wählen, um alle Variablen für sämtliche Stoffströme innerhalb aller Anlagen der Kategorien B oder C zu ermitteln. Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die Anwendung der höchsten Ebene aus technischen Gründen nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führt, kann für diese Variable auf die nächst niedrigere Ebene innerhalb der Überwachungsmethode zurückgegriffen werden.“
- **Abschnitt 5.3 ML (Fall-back-Konzept):** „Wenn es technisch nicht machbar ist oder unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen würde, auf alle Brennstoff-/Materialströme (ausgenommen De-minimis-Stoffströme) zumindest die Anforderungen für Ebene 1 anzuwenden, greift der Anlagenbetreiber auf das so genannte „Fall-back-Konzept“ zurück, das ihn von den Auflagen gemäß Abschnitt 5.2 dieses Anhangs befreit und die Entwicklung einer der Situation angepassten Überwachungsmethode gestattet.“
- **Abschnitt 5.4 ML (Bestimmung der Tätigkeitsdaten über Lagerbestandsveränderungen):** „Können Tätigkeitsdaten zur Berechnung von Emissionen nicht direkt quantifiziert werden, so sind sie aufgrund von Lagerbestandsveränderungen zu bestimmen:

$$\text{Material C} = \text{Material P} + (\text{Material S} - \text{Material E}) - \text{Material O}$$

- wobei:
- Material C: im Berichtszeitraum verarbeitetes Material
 - Material P: im Berichtszeitraum gekauftes Material
 - Material S: Materialbestand zu Beginn des Berichtszeitraums
 - Material E: Materialbestand am Ende des Berichtszeitraums
 - Material O: für andere Zwecke eingesetztes Material:

Sollte eine Bestimmung der Variablen „Material S“ und „Material E“ durch direkte Messung technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber diese beiden Größen schätzen

- anhand von Vorjahresdaten und der Korrelation mit der Produktionsmenge für den Berichtszeitraum oder
- anhand von dokumentierten Methoden und den entsprechenden Daten in geprüften Finanzberichten für den Berichtszeitraum.“

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

- **Abschnitt 5.4 ML (Tätigkeitsdaten Kalenderjahr):** „Sollte eine Ermittlung der jährlichen Tätigkeitsdaten für ein exaktes Kalenderjahr technisch nicht machbar sein bzw. unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so kann der Anlagenbetreiber den nächstgeeigneten Arbeitstag wählen, um ein Berichtsjahr vom folgenden abzugrenzen.“
- **Abschnitt 5.5 ML (Angabe des Emissionsfaktors):** „Um höchste Transparenz und weitestgehende Übereinstimmung mit nationalen Treibhausgasinventaren zu erreichen, wird für Emissionen aus der Verbrennung die Angabe von Emissionsfaktoren in t CO₂/t anstatt in t CO₂/TJ auf Fälle begrenzt, in denen dem Anlagenbetreiber ansonsten unverhältnismäßig hohe Kosten entstehen würden.“
- **Abschnitt 6.2 ML (Ebenen für Messmethoden):** „Nur wenn der zuständigen Behörde glaubhaft nachgewiesen werden kann, dass die höchste Ebene technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führen würde, kann für die betreffende Emissionsquelle auf die nächst niedrigere Ebene zurückgegriffen werden.“
- **Abschnitt 13. 4 ML (Bestimmung des Biomasseanteils):** Ist die Bestimmung des Biomasseanteils eines Brennstoffgemisches aus technischen Gründen nicht machbar oder würde eine solche Analyse unverhältnismäßig hohe Kosten verursachen, so muss der Anlagenbetreiber entweder einen Biomasseanteil von 0 % voraussetzen (d. h. er muss davon ausgehen, dass der in dem betreffenden Brennstoff enthaltene Kohlenstoff vollständig fossiler Natur ist) oder der zuständigen Behörde eine Schätzmethode zur Genehmigung vorschlagen.

FAQ Nr. 65: Methode zur Überwachung und Berichterstattung von De-Minimis-Stoffströmen: Welche Methode zur Überwachung und Berichterstattung von De-Minimis-Stoffströmen muss gewählt werden, wenn mehrere Methoden möglich sind?

Verfügt der Anlagenbetreiber über mehrere Methoden zur Ermittlung der Emissionen eines De-Minimis-Stoffstromes, ist den Grundsätzen der Monitoring Leitlinien 2008-2012 folgend diejenige zu wählen, die den höchsten Grad an Genauigkeit gewährleistet. Kommen nur Schätzmethoden in Betracht, sind diese im Monitoringkonzept zu erläutern.

FAQ Nr. 66: Wahlrecht Ebene 2a/2b für den Heizwert und den Emissionsfaktor bei Energieanlagen der Kategorie A (ML 2008-2012): Müssen einheitliche Stoffwerte zwingend angewendet werden?

Für Energieanlagen der Kategorie A, deren jährliche Emissionen zwischen 25 kt CO₂ und 50 kt CO₂ liegen und die keine Zuteilung auf Basis der in Anhang 1 ZuV 2012 aufgelisteten einheitlichen Stoffwerte erhalten haben, lassen die Monitoring Leitlinien ein Wahlrecht zu. So kann bei diesen Anlagen der Heizwert nach der Ebene 2b (spezifische Bestimmung durch den Lieferanten) und der Emissionsfaktor nach der Ebene 2a auf Basis einheitlicher Stoffwerte (Anhang 1 ZuV 2012) ermittelt werden. Bei der Verwendung eines Emissionsfaktors gemäß Anhang 1 ZuV 2012 kann für Anlagen dieser Art alternativ auch der zugehörige einheitliche Heizwert nach Anhang 1 ZuV 2012 verwendet werden. Der Anlagenbetreiber ist

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

gemäß Anhang I Nr. 3 ML 2008-2012 mit der gewählten Ebenenkombination für die Dauer der Handelsperiode gebunden. Ein Wechsel der Überwachungsmethode ist ausnahmsweise zulässig, wenn die Genauigkeit der Daten im Emissionsbericht dadurch nachweislich verbessert wird.

FAQ Nr. 67: Kommerzielle Standardbrennstoffe vs. kommerzielle Brennstoffe: Kommerzielle Standardbrennstoffe: Welche Erleichterungen bieten die Monitoring Leitlinien (ML 2008-2012) für die Berichterstattung beim Einsatz kommerzieller Standardbrennstoffe in Verbrennungsanlagen? Für welche in der Praxis häufig eingesetzten kommerziellen Standardbrennstoffe gelten diese Erleichterungen? Worin besteht der Unterschied zu kommerziellen Brennstoffen?

„Kommerzielle Standardbrennstoffe“ werden in Abschnitt 2 Nr. 2 h Anhang I ML 2008-2012 definiert. Demnach sind alle international standardisierten handelsüblichen Brennstoffe, die in Bezug auf ihren spezifischen Heizwert eine Streuung von weniger als 1% aufweisen, kommerzielle Standardbrennstoffe.

Bei der Verbrennung kommerzieller Standardbrennstoffe können für Anlagen der Kategorie A nach Tabelle 1 ML 2008-2012 Heizwerte und Emissionsfaktoren gemäß den Ebenen 2a/2b bei der Emissionsberichterstattung angesetzt werden. Für Anlagen der Kategorien B und C gilt der Grundsatz der höchsten Ebene, d.h. Ebene 3. Nur wenn die Einhaltung der Ebene 3 technisch nicht machbar ist oder zu unverhältnismäßig hohen Kosten führt, kann der Anlagenbetreiber die Ebenen 2a/2b nach Genehmigung durch die zuständige Behörde bei der Emissionsberichterstattung anwenden [Link setzen zu FAQ 7].

Praktisch relevant sind die beschriebenen Erleichterungen vor allem bei der Verbrennung von Heizöl EL oder dem Einsatz von chemisch reinen Gasen wie Ethan, Propan und Butan.

Erdgase der 2. Gasfamilie (insb. Erdgas L und H) weisen nach dem technischen Arbeitsblatt DVGW G 260 deutlich größere Schwankungsbereiche für den Brennwert und den Heizwert auf. Tabelle 3 im Arbeitsblatt DVGW G 260 (Januar 2000) weist einen Brennwert-Bereich für die genannten Erdgase in Höhe von 8,4 bis 13,1 kWh/m³ aus. Unter Verwendung eines praxisüblichen Umrechnungsfaktors von 0,903 zur Umrechnung eines Brennwertes in den zugehörigen Heizwert ergibt sich daraus ein heizwertbezogener Wertebereich von 7,6 bis 11,8 kWh/m³ (entspr. 27,3 – 42,6 GJ/1.000 m³). Die genannten Erdgase stellen daher keine kommerziellen Standardbrennstoffe im Sinne der ML 2008-2012 dar.

In Gegensatz zu kommerziellen Standardbrennstoffen können alle im Brennstoff-Handelsgeschäft auftretenden Brennstoffe wie Kohlen, Erdgase und Heizöle als „kommerzielle Brennstoffe“ angesehen werden. Für kommerzielle Brennstoffe gelten die in Abschnitt 7.1 Anhang I der ML 2008-2012 beschriebenen genehmigungsbedürftigen Erleichterungen bei der Unsicherheitsbewertung für die Bestimmung des jährlichen Brennstoffstroms.

Von der Regelung für kommerzielle Standardbrennstoffe unberührt ist die stets vorrangige Berichterstattung nach Anhang 2 Teil I Nr. 3 TEHG für Anlagen, deren Zuteilung auf Basis historischer Emissionen unter Verwendung der einheitlichen Stoffwerte aus Anhang 1 ZuV 2012 erfolgte. Nähere Informationen zur Anwendung einheitlicher Stoffwerte bei diesen Anlagen finden sich in der FAQ „Emissionsfaktor, unterer Heizwert und Kohlenstoffgehalt / einheitliche Stoffwerte“ [Link setzen zu FAQ 22].

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

FAQ Nr. 68: Unabhängige (unkorrelierte) und abhängige Unsicherheiten: Die Monitoring Leitlinien (ML 2008-2012) beschreiben in Abschnitt 7.1 Anhang I die Anforderungen an den Nachweis von Unsicherheiten für die Tätigkeitsdaten einzelner Stoffströme. Für die Anwendung des Fehlerfortpflanzungsgesetzes auf Unsicherheiten, die sich aus der Anwendung von Messsystemen ergeben, unterscheiden die ML 2008-2012 dabei zwischen unabhängigen Unsicherheiten und voneinander abhängigen Unsicherheiten. In welchen Fällen liegen statistisch unabhängige (unkorrelierte) Unsicherheiten und in welchen Fällen liegen keine statistisch unabhängigen Unsicherheiten vor?

Unabhängige Unsicherheiten bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten für einen Stoffstrom liegen in der Regel dann vor, wenn verschiedene Messgeräte zur Erfassung von Teil-Stoffströmen angewendet werden.

Abhängige Unsicherheiten bei der Bestimmung der Tätigkeitsdaten liegen dagegen dann vor, wenn die Erfassung von Teilmengen eines Stoffstroms durch ein und dasselbe Messsystem erfolgt (7.1 a) oder wenn die Bestimmung verschiedener Parameter für einen Stoffstrom mit Hilfe desselben Messsystems erfolgt (7.1 b).

Beispiele:

1. Unabhängige Unsicherheit bei einer Summe:

Eine Dampfkesselanlage zur Produktion von Prozessdampf wird mit Heizgas als Hauptbrennstoff betrieben. Die Mengenerfassung des verbrauchten Heizgases erfolgt über zehn verschiedene Normblenden nach DIN EN ISO 5167. Die Unsicherheit bei der Bestimmung des Jahresverbrauchs Heizgas (Unsicherheit einer Summe) für die Dampfkesselanlage ergibt sich durch Anwendung der nachfolgend dargestellten Berechnungsformel für unabhängige Unsicherheiten (s.a. Abschnitt 7.1 a) Anhang I der ML 2008-2012:

$$U_{total} = \frac{\sqrt{(U_1 * x_1)^2 + (U_2 * x_2)^2 + \dots + (U_n * x_n)^2}}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

U_{total} : Gesamtunsicherheit der Bestimmung des Brennstoffstromes

$U_1 - U_{10}$: die Unsicherheiten der einzelnen Blendenmessungen

$x_1 - x_{10}$: jährliche Heizgasmenge, die für die jeweilige Blendenmessung anzusetzen ist

2. Unabhängige Unsicherheit bei Multiplikation:

Ein Heizkraftwerk mit mehreren Kesseln wird mit Erdgas als einzigem Brennstoff befeuert. Die jährliche Verbrauchsmenge Erdgas wird an der zentralen Übergabestation (vor Verteilung auf die einzelnen Kessel) durch ein Messsystem bestimmt, das aus Turbinenradgaszähler, Druckmessung und Temperatur-

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

messung besteht. Der Turbinenradgaszähler bestimmt den Durchfluss im Betriebszustand. Für die Emissionsberichterstattung ist jedoch das in der Anlage eingesetzte Normvolumen Erdgas maßgeblich. Zur Umrechnung von Bm^3 in Nm^3 werden daher die Messungen für Druck und Temperatur herangezogen. Daher ergibt sich die Unsicherheit der Erdgasmengenbestimmung in Nm^3 (Unsicherheit eines Produkts) durch Anwendung der nachfolgend dargestellten Berechnungsformel für unabhängige Unsicherheiten:

$$U_{\text{total}} = \sqrt{U_1^2 + U_2^2 + \dots + U_n^2}$$

U_{total} : Gesamtunsicherheit der Bestimmung des Brennstoffstromes in Nm^3

U_1 : Unsicherheit der Volumenmessung

U_2 : Unsicherheit der Temperaturmessung

U_3 : Unsicherheit der Druckmessung

3. Abhängige Unsicherheit bei einer Summe:

Ein Kraftwerk wird mit „Vollwertkohle aus Deutschland“ befeuert. Der Jahresverbrauch Vollwertkohle wird durch Wägung der über das Jahr verteilten Lieferchargen mit Hilfe ein und derselben Bandwaage bestimmt. Aufgrund von Drifteffekten während des praktischen Betriebs der Bandwaage und aufgrund von Unsicherheiten, die sich aus der Kalibrierung der Waage ergeben, sind die mit den Wägeergebnissen verbundenen Unsicherheiten voneinander abhängig.

Die Unsicherheit bei der Bestimmung des Jahresverbrauchs Vollwertkohle für das Kraftwerk ergibt sich durch Anwendung der nachfolgend dargestellten Berechnungsformel für abhängige Unsicherheiten (s.a. Abschnitt 7.1 a) Anhang I der ML 2008-2012) unter Berücksichtigung der Unsicherheit U_i der Bandwaage sowie der Menge Vollwertkohle einer bestimmten Liefercharge, die mit dieser Bandwaage bestimmt wird:

$$U_{\text{total}} = \frac{(U_1 * x_1) + (U_2 * x_2) + \dots + (U_n * x_n)}{|x_1 + x_2 + \dots + x_n|}$$

U_{total} : Gesamtunsicherheit der Bestimmung des Brennstoffstromes

$U_1 - U_n$: Unsicherheit der Bandwaage ($U_1 = U_2 = U_n$)

$x_1 - x_n$: Brennstoffmenge einer einzelnen Liefercharge

Aus der Anwendung der vorgenannten Berechnungsformel ergibt sich, dass die Gesamtunsicherheit des Jahresverbrauchs Vollwertkohle mit der Unsicherheit der Bandwaage (ausgedrückt als Prozentsatz) übereinstimmt.

4. Abhängige Unsicherheit bei Multiplikation:

Eine mineralverarbeitende Industrieanlage ermittelt den durch einen Brennvorgang eintretenden Glühverlust durch Wägung des Produktes vor und nach dem Brennvorgang auf einer Tischwaage. Der Glühverlust

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

Ist ist dabei die Massedifferenz vor und nach dem Brennvorgang bezogen auf das Ausgangsgewicht. Die Unsicherheiten der Wäageergebnisse sind voneinander abhängig, da dieselbe Waage verwendet wird.

Die Unsicherheit bei der Bestimmung des Glühverlusts ergibt sich durch Anwendung der nachfolgend dargestellten Berechnungsformel für abhängige Unsicherheiten (s.a. Abschnitt 7.1 b) Anhang I der ML 2008-2012) unter Berücksichtigung der Unsicherheit U_i der Tischwaage:

$$U_{total} = U_1 + U_2$$

U_{total} : Gesamtunsicherheit der Angabe Glühverlust

U_1 , U_2 : Unsicherheit bei der Wägung vor und nach dem Brennvorgang ($U_1=U_2$)

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

„Bestehende“ FAQ – Zur Streichung

alte FAQ Nr. 1: Sind CO₂-Emissionen aus dem Karbonatanteil im Fangstoff zu berichten, auch wenn für diesen Emissionsanteil keine Zuteilung beantragt wurde?

Ja. Erfahrungsgemäß ist bei dem in der Keramikindustrie eingesetzten Porosierungsmittel Fangstoff neben dem organischen Kohlenstoffanteil (TOC) auch ein anorganischer Kohlenstoffanteil (TIC), beispielsweise in Form von Kalziumkarbonat, enthalten. Die Zusammensetzung des Fangstoffs kann durch eine Analyse oder durch einen entsprechenden Nachweis vom Lieferanten erbracht werden.

Gemäß Monitoring Leitlinien muss über sämtliche der dort genannten Stoffe, die zur Emission von CO₂ führen, berichtet werden. Dies gilt auch dann, wenn für diese Stoffe keine Zuteilung von Emissionsberechtigungen beantragt wurde.

In Anhang X der Monitoring Leitlinien wird ausdrücklich auf die durch Kalzinierung von Rohstoffen im Ofen entstehenden CO₂-Emissionen hingewiesen. In den Erläuterungen des Anhang X, Kapitel 2 „Bestimmung von CO₂-Emissionen“ werden „Zusatzstoffe zur Anregung der Porenbildung“ konkret benannt. Dazu gehören neben den beispielhaft aufgeführten Porosierungsmitteln, wie Sägespäne und Polystyrol, auch Fangstoffe.

alte FAQ Nr. 49: Verbrennung / Unsicherheitsfaktoren / Tätigkeitsdaten: Worauf beziehen sich die Unsicherheitsfaktoren für Tätigkeitsdaten (z.B. in Anhang II, Nr. 2.1.1.1 der Monitoring Leitlinien)?

In den Monitoring Leitlinien werden Unsicherheitsfaktoren in Anhang II (Emissionen aus der Verbrennung) im Zusammenhang mit Aktivitätsraten für eine Tätigkeit genannt, also konkret auf die Unsicherheit bei der Messung des Brennstoffverbrauchs einer Anlage bezogen. Die Tätigkeitsdaten ergeben sich gemäß Anhang II, Nr. 2.1.1.1 der Monitoring Leitlinien als Produkt aus der Menge des verbrauchten Brennstoffs und dem spezifischen Heizwert des Brennstoffs und werden als Gesamtenergiegehalt des jeweiligen Brennstoffeinsatzes angegeben. Der angegebene Unsicherheitsfaktor bezieht sich nur auf die Messung des Brennstoffverbrauchs und nicht auf die Messunsicherheit bei der Bestimmung des spezifischen Heizwerts.

alte FAQ Nr. 58 Was wird unter "Monitoring" verstanden?

Mit Beginn des Emissionshandels am 1. Januar 2005 ist jeder Betreiber verpflichtet, die CO₂ - Emissionen seiner emissionshandelspflichtigen Anlagen zu überwachen. Bei der Emissionsermittlung und -berichterstattung müssen die Maßgaben der Entscheidung der Kommission 2004/156/EG (sog. Monitoring Leitlinien) berücksichtigt werden, die nach § 5 Abs. 1 Satz 1 i.V.m. Anhang 2 TEHG direkt anzuwenden sind. Demnach hat der Betreiber vor Beginn des Berichtszeitraums ein anlagenspezifisches Moni-

Anlage zur Tabelle „Antworten zu häufig gestellten Fragen (FAQ)“

Emissionshandel: Umsetzung der europäischen Monitoring-Leitlinien

toringkonzept zu erstellen. In Fällen von Abweichungen von diesen Anforderungen oder einer erwünschten Nutzung der in den Monitoring Leitlinien bestehenden Auslegungsspielräume sollte der Anlagenbetreiber sich mit seiner immissionsschutzrechtlich zuständigen Landesbehörde in Verbindung setzen, um die hierzu erforderliche Zustimmung einzuholen.

Bund und Länder verständigen sich derzeit in einem ad hoc-Arbeitskreis auf eine einheitliche Umsetzung der Anforderungen der Monitoring Leitlinien in Deutschland. Ergebnisse und konkretisierende Informationen zu der Erstellung eines Monitoringkonzepts werden in Kürze auf unseren Internetseiten veröffentlicht. Die DEHSt wird Unsicherheiten bei der anlagenspezifischen Emissionsermittlung und -berichterstattung bis zur Festlegung konkretisierender Anforderungen berücksichtigen, wobei Unklarheiten der Monitoring Leitlinien nicht zu Lasten der Betreiber gehen sollen.