



Stand: 30. Juli 2007

GENEHMIGUNGSBEDÜRFTIGE ERLEICHTERUNGEN DER MONITORING LEITLINIEN 2008-2012

INHALT

Anhang I „Allgemeine Leitlinien“.....	4
1. Abweichen von der höchsten Ebene aus technischen Gründen oder wegen unverhältnismäßig hoher Kosten	4
2. Nutzung unterschiedlicher Ebenen für verschiedene Variablen.....	4
3. Methodenwechsel	4
4. Einordnung von Stoffströmen in die Gruppe der emissionsschwachen Stoffströme und in die Untergruppe der De-Minimis-Stoffströme	5
5. Nutzung des sog. Fall-back-Konzepts, d.h. eine der Situation angepasste Überwachungsmethode und Einhaltung der in Tabelle 2 Abschnitt 5.3 angegebenen Gesamtunsicherheitsschwellen.	5
6. Inhärentes CO ₂ als Teil eines Brennstoffs kann bei Weiterleitung von den Emissionen der Anlage subtrahiert werden.....	6
7. Als Reinsubstanz weitergeleitetes CO ₂ - direkt in Produkten oder als Einsatzmaterial verwendetes bzw. gebundenes CO ₂ - kann von den Emissionen der Anlage subtrahiert werden.....	6
8. Bestimmung des jährlichen Brennstoff-/Materialstroms für kommerzielle Brennstoffe bzw. kommerzielle Materialien ausschließlich auf der Grundlage der in Rechnung gestellten Brennstoff- bzw. Materialmenge.....	7
9. Ermittlung der CO ₂ -Emissionen mittels kontinuierlicher Emissionsmessung (KEMS), ...	7
10. Vorschlag alternativer Kontrollen, wenn eine Kalibrierung von Teilen einer Messeinrichtung nicht vorgenommen werden kann.	10
11. Emissionsfaktor: Einordnung eines verwendeten Brennstoffs in eine Kategorie der Tabelle 4, falls dieser keiner angegebenen Kategorie angehört.....	10
12. Bestimmung des Biomasseanteils, ggf. Schätzmethode	10
13. Einsatz nicht akkreditierter Labore.....	11
14. Anwendung von Online-Gaschromatografen.....	11
15. Festlegung der Häufigkeit von Analysen durch die zuständige Behörde, wenn Mindesthäufigkeiten gemäß Tabelle 5 nicht eingehalten werden können.	11
16. Genehmigung des Ergebnisses einer konservativen Prognose der Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 kt fossile CO ₂ -Emissionen pro Jahr (kleiner Emittent).....	11
Anhang II „Verbrennung“	12

17.	Berechnung der Emissionen aus einer Verbrennungsanlage mit separater Genehmigung als Teil des Massenbilanzansatzes eines integrierten Hüttenwerkes	12
Anhang III „Raffinerien“		12
18.	Spezifischer Berechnungsansatz für die Regeneration katalytischer Cracker und anderer Katalysatoren sowie Flexi-Coking	12
Anhang XI „Zellstoff“		12
19.	Abzug von Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe bei Weiterleitung an eine benachbarte Anlage.....	12
Anhang XII „Kontinuierliche Emissionsmessung“.....		13
20.	Berechnung des Abgasstromes nach dem Massenbilanzansatz.....	13

Anhang I „Allgemeine Leitlinien“

(Hinweis: Verweise und Zitate beziehen sich - sofern nicht anders angegeben - grundsätzlich auf Anhang I ML 2008-2012)

1. Abweichen von der höchsten Ebene aus technischen Gründen oder wegen unverhältnismäßig hoher Kosten

Abschnitt 5.2: „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.“

2. Nutzung unterschiedlicher Ebenen für verschiedene Variablen

Abschnitt 5.2: „Die Anlagenbetreiber können bei einem einzelnen Berechnungsvorgang unterschiedliche zulässige Ebenen auf die verschiedenen Variablen (Brennstoff-/Materialstrom, unterer Heizwert, Emissionsfaktoren, Zusammensetzungsdaten, Oxidations- oder Umsetzungsfaktoren) anwenden. Die gewählte Ebene muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden (siehe Abschnitt 4.3).“¹

3. Methodenwechsel

Abschnitt 5.2: „Bei Tätigkeiten, für die in diesen Leitlinien alternative Berechnungsmethoden vorgeschlagen werden (z. B. in Anhang VII: „Methode A - Prozess-Input“ und „Methode B - Klinker-Herstellung“), kann ein Anlagenbetreiber nur dann von einer auf eine andere Methode umstellen, wenn er der zuständigen Behörde glaubhaft nachweisen kann, dass eine solche Umstellung, was die Überwachung der Emissionen aus den betreffenden Tätigkeiten und die diesbezügliche Berichterstattung angeht, genauere Ergebnisse erbringt.“²

¹ Gemäß der Vereinbarung im DEHSt/Länder-AK „Fachlicher Informationsaustausch Monitoring Leitlinien“ ist eine Genehmigung der gewählten Ebene durch die zuständige Behörde lediglich erforderlich wenn 1) Anlagen der Kategorie B und C von der höchsten Ebene abweichen oder 2) Anlagen der Kategorie A von der in Tabelle 1 Anhang I ML 2008-2012 festgelegten Ebene abweichen.

² Im Falle einer Zuteilung auf Basis historischer Emissionen der Anlage ist ein Wechsel der Berechnungsmethode nur zulässig, wenn sich der Anlagenbetreiber allein durch den Wechsel der Berechnungsmethode im Vergleich zu der der Zuteilung zugrunde liegenden Berechnungsmethode nicht besser stellt.

4. Einordnung von Stoffströmen in die Gruppe der emissionsschwachen Stoffströme und in die Untergruppe der De-Minimis-Stoffströme

Abschnitt 5.2: „Der Anlagenbetreiber kann für die Variablen zur Berechnung von Emissionen aus emissionsschwachen Stoffströmen als Minimum Ebene 1 wählen und zur Überwachung und Berichterstattung von De-Minimis-Stoffströmen seine eigene ebenenunabhängige Schätzmethode anwenden, in beiden Fällen vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständige Behörde.“

5. Nutzung des sog. Fall-back-Konzepts, d.h. eine der Situation angepasste Überwachungsmethode und Einhaltung der in Tabelle 2 Abschnitt 5.3 angegebenen Gesamtunsicherheitsschwellen.

Die zuständige Behörde prüft insbesondere den Nachweis der Einhaltung der in Tabelle 2 genannten Schwellenwerte.

Abschnitt 5.3: „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. Der Anlagenbetreiber muss der zuständigen Behörde in diesem Fall glaubhaft nachweisen, dass die Gesamtunsicherheitsschwellen (siehe Tabelle 2) für die jährlichen Treibhausgasemissionen der Anlage mit dieser alternativen Überwachungsmethode für die gesamte Anlage eingehalten werden. [...] Im jährlichen Emissionsbericht ermittelt und berichtet der Anlagenbetreiber Daten (sofern vorhanden) oder möglichst akkurate Schätzungen über Tätigkeitsdaten, untere Heizwerte, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und andere Parameter, ggf. mit Hilfe von Laboranalysen. Das jeweilige Verfahren wird im Monitoringkonzept dokumentiert und von der zuständigen Behörde genehmigt.“

6. Inhärentes CO₂ als Teil eines Brennstoffs kann bei Weiterleitung von den Emissionen der Anlage subtrahiert werden

Abschnitt 5.5: „Vorbehaltlich der Genehmigung durch die zuständige Behörde kann inhärentes CO₂ aus einem Stoffstrom, das anschließend als Teil eines Brennstoffs aus einer Anlage weitergeleitet wird, von den Emissionen dieser Anlage subtrahiert werden, und zwar unabhängig davon, ob es an eine andere emissionshandlungspflichtige Anlage abgegeben wird oder nicht.“

7. Als Reinsubstanz weitergeleitetes CO₂ - direkt in Produkten oder als Einsatzmaterial verwendetes bzw. gebundenes CO₂ - kann von den Emissionen der Anlage subtrahiert werden

Abschnitt 5.7: „Vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde können Anlagenbetreiber CO₂, das nicht aus einer Anlage freigesetzt, sondern als Reinsubstanz an eine andere Anlage weitergeleitet oder direkt in Produkten oder als Einsatzmaterial verwendet bzw. gebunden wird, von den ermittelten Emissionen subtrahieren, sofern sich diese Subtraktion in einer entsprechenden Reduktion in Bezug auf die Tätigkeit und die Anlage widerspiegelt, die der betreffende Mitgliedstaat in seinem nationalen Inventar dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vorlegt. [...] In Fällen, in denen ein Teil des weitergeleiteten CO₂ aus Biomasse generiert wurde, oder wenn eine Anlage nur zum Teil unter die Richtlinie 2003/87/EG fällt, subtrahiert der Anlagenbetreiber nur den Teil der Masse des weitergeleiteten CO₂, der aus fossilen Brennstoffen und Materialien stammt, die bei unter die Richtlinie fallenden Tätigkeiten eingesetzt werden. Die jeweiligen Zuordnungsmethoden, bei denen es sich um konservative Methoden handeln muss, müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden.“

8. Bestimmung des jährlichen Brennstoff-/Materialstroms für kommerzielle Brennstoffe bzw. kommerzielle Materialien ausschließlich auf der Grundlage der in Rechnung gestellten Brennstoff- bzw. Materialmenge.

Voraussetzung dabei ist, dass die anzuwendenden Normen die jeweiligen Unsicherheitsanforderungen für Tätigkeitsdaten im Handelsgeschäft erfüllen.

Abschnitt 7.1: „Für kommerzielle Brennstoffe bzw. kommerzielle Materialien kann die zuständige Behörde genehmigen, dass der Anlagenbetreiber den jährlichen Brennstoff-/Materialstrom ausschließlich auf der Grundlage der in Rechnung gestellten Brennstoff- bzw. Materialmenge bestimmt, ohne dass damit verbundene Unsicherheiten einzeln nachgewiesen werden müssen, vorausgesetzt, durch nationale Rechtsvorschriften oder die nachweisliche Anwendung maßgeblicher nationaler oder internationaler Normen ist gewährleistet, dass im Handelsgeschäft die jeweiligen Unsicherheitsanforderungen für Tätigkeitsdaten erfüllt sind.“

9. Ermittlung der CO₂-Emissionen mittels kontinuierlicher Emissionsmessung (KEMS),

wobei Emissionen aus einer Emissionsquelle durch kontinuierliche Messung der Konzentration der betreffenden Treibhausgase im Abgasstrom und durch kontinuierliche Messung des Abgasstromes als solchem ermittelt werden. Betreiber weist nach, dass diese ein genaueres Ergebnis erbringt als die Berechnungsmethode auf Basis der höchsten Genauigkeitsebenen.

Abschnitt 4.2: „Die Anwendung einer Messmethodik muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden. Die Anlagenbetreiber sind verpflichtet, die Ergebnisse der Emissionsmessung für jeden Berichtszeitraum durch eine flankierende Emissionsberechnung im Sinne von Abschnitt 6.3 zu bestätigen. Der Anlagenbetreiber kann mit Zustimmung der zuständigen Behörde Mess- und Berechnungsmethodiken für unterschiedliche Emissionsquellen und Stoffströme innerhalb einer Anlage kombinieren. Er muss dabei sicherstellen und nachweisen, dass die Emissionsbestimmung nicht lückenhaft ist bzw. dass es nicht zu Doppelerfassungen kommt.“

Abschnitt 6.1: „Voraussetzung ist, dass der Anlagenbetreiber vor Beginn des Berichtszeitraums von der zuständigen Behörde die Bestätigung erhalten hat, dass eine kontinuierliche Emissionsmessung nachweislich genauere Ergebnisse erzielt als die Berechnung auf Basis der höchsten Genauigkeitsebenen.“

Abschnitt 6.2: „Der Anlagenbetreiber muss für jede Emissionsquelle, die in der Genehmigung für die Emission von Treibhausgasen aufgelistet ist und für die Treibhausgasemissionen durch KEMS bestimmt werden, stets die höchste Ebene gemäß Anhang XII wählen. 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. Folglich muss die gewählte Ebene für jede Emissionsquelle stets die höchste Genauigkeit reflektieren, die technisch machbar ist und keine unverhältnismäßig hohen Kosten verursacht. Das gewählte Ebenenkonzept muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden (siehe Abschnitt 4.3). Für die Berichtszeiträume 2008-2012 ist mindestens Ebene 2 gemäß Anhang XII anzuwenden, sofern dies technisch machbar ist.“

Abschnitt 6.3 b): „Können bei Anwendung von KEMS für einen direkt als Konzentration gemessenen Parameter keine gültigen Stundendaten aufgezeichnet werden, so wird ein Ersatzwert C^*_{subst} für die betreffende Stunde berechnet. [...] Arithmetisches Mittel und Standardabweichung sind am Ende des Berichtszeitraums anhand des gesamten Satzes an Emissionsdaten zu berechnen, die während des Berichtszeitraums gemessen wurden. Entfällt ein Zeitraum wegen grundlegenden technischen Veränderungen innerhalb der Anlage, so wird mit der zuständigen Behörde ein (möglichst einjähriger) repräsentativer Zeitrahmen vereinbart.“

Abschnitt 6.3 c): „Der Anlagenbetreiber ermittelt und übermittelt im jährlichen Emissionsbericht relevante Daten, soweit sie vorliegen, oder bestmögliche Schätzungen für Tätigkeitsdaten, untere Heizwerte, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren und andere Parameter, die zur Ermittlung von Emissionen gemäß den Anhängen II bis XI herangezogen werden; ggf. wird dabei auf Laboranalysen zurückgegriffen. Die jeweiligen Ansätze sowie die gewählte Methode zur flankierenden Berechnung sind im Monitoringkonzept festzulegen und müssen von der zuständigen Behörde genehmigt werden.“

Abschnitt 7.2: „Wie bereits in Abschnitt 4.2 beschrieben, kann ein Anlagenbetreiber die Anwendung der Messmethodik dadurch begründen, dass diese zuverlässig eine niedrigere Unsicherheit in sich birgt als die entsprechende Berechnungsmethodik (siehe Abschnitt 4.2). Um der zuständigen Behörde diesen Nachweis zu erbringen, dokumentieren die Anlagenbetreiber die quantitativen Ergebnisse einer umfassenderen Unsicherheitsanalyse, wobei unter Berücksichtigung von EN 14181 folgenden Unsicherheitsquellen Rechnung getragen wird. [...] Auf Basis der Begründung des Anlagenbetreibers kann die zuständige Behörde den Einsatz eines Systems zur kontinuierlichen Emissionsmessung für bestimmte oder alle Emissionsquellen innerhalb der Anlage wie auch alle anderen Details der für diese Emissionsquelle angewandten Überwachungsmethode, wie sie in der Emissionsgenehmigung der Anlage enthalten sein müssen, genehmigen. Auf diese Weise hat die zuständige Behörde den Unsicherheiten zugestimmt, die sich direkt aus der korrekten Anwendung der genehmigten Überwachungsmethode ergeben; der Beleg dieser Anerkennung ist der Inhalt der Genehmigung. Der Anlagenbetreiber verwendet den Unsicherheitswert, der sich aus dieser ersten umfassenden Unsicherheitsbewertung ergibt, für die betreffenden Emissionsquellen und Stoffströme so lange in seinem jährlichen Emissionsbericht an die zuständige Behörde, bis die zuständige Behörde seine Entscheidung für die Messung und gegen die Berechnung überprüft und eine Neuberechnung des Unsicherheitswertes anfordert. Die Angabe dieses Unsicherheitswertes im Emissionsbericht gilt als Meldung einer Unsicherheit im Sinne der Richtlinie 2003/87/EG.“

10. Vorschlag alternativer Kontrollen, wenn eine Kalibrierung von Teilen einer Messeinrichtung nicht vorgenommen werden kann.

Abschnitt 10.3.2 Qualitätssicherung: „Der Anlagenbetreiber hält im Monitoringkonzept fest, wenn bestimmte Teile der Messeinrichtungen nicht kalibriert werden können, und schlägt in diesem Falle alternative Kontrollen vor, die von der zuständigen Behörde genehmigt werden müssen.“

11. Emissionsfaktor: Einordnung eines verwendeten Brennstoffs in eine Kategorie der Tabelle 4, falls dieser keiner angegebenen Kategorie angehört.

Abschnitt 11: „In diesem Abschnitt sind Referenzemissionsfaktoren für Ebene 1 festgelegt, die die Anwendung nicht tätigkeitsspezifischer Emissionsfaktoren bei der Brennstoffverbrennung ermöglichen. Sollte ein Brennstoff keiner bestehenden Kategorie angehören, so kann der Anlagenbetreiber den verwendeten Brennstoff nach bestem Wissen und vorbehaltlich der Genehmigung der zuständigen Behörde einer verwandten Brennstoffkategorie zuordnen.“

12. Bestimmung des Biomasseanteils, ggf. Schätzmethode

Abschnitt 13.4: „Zur Bestimmung des Biomasseanteils eines Brennstoffs oder Materials bieten sich verschiedene Methoden an, die von einer manuellen Sortierung der Bestandteile gemischter Stoffe über differentielle Methoden, bei denen die Heizwerte einer binären Mischung und der beiden reinen Bestandteile der Mischung bestimmt werden, bis hin zu einer Kohlenstoff-14-Isotopenanalyse reichen, wobei die Wahl der Methode von der Art der betreffenden Brennstoffmischung abhängt. Für Brennstoffe bzw. Material aus einem Produktionsprozess mit definierten und rückverfolgbaren Einsatzmaterialströmen kann der Anlagenbetreiber den Biomasseanteil alternativ auf der Grundlage einer Massenbilanz des den Prozess durchlaufenden fossilen und biogenen Kohlenstoffes bestimmen. Die jeweilige Methode muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden. [...] 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.“

13. Einsatz nicht akkreditierter Labore

Abschnitt 13.5.2: „Es sind vorzugsweise Laboratorien zu beauftragen, die gemäß EN ISO 17025:2005 akkreditiert wurden. Die Inanspruchnahme nicht akkreditierter Laboratorien ist auf Fälle zu begrenzen, in denen der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde nachweisen kann, dass das Labor Anforderungen erfüllt, die denen der EN ISO 17025:2005 gleichwertig sind.“

14. Anwendung von Online-Gaschromatografen

Abschnitt 13.5.3: „Die Verwendung von Online-Gaschromatografen und von extraktiven oder nicht extraktiven Gasanalysatoren zur Emissionsermittlung im Sinne dieser Leitlinien muss von der zuständigen Behörde genehmigt werden.“

15. Festlegung der Häufigkeit von Analysen durch die zuständige Behörde, wenn Mindesthäufigkeiten gemäß Tabelle 5 nicht eingehalten werden können.

Abschnitt 13.6: „Sollte der Anlagenbetreiber nicht in der Lage sein, das Kriterium der höchstzulässigen Unsicherheit für den Jahreswert zu erfüllen bzw. nachzuweisen, dass die Schwellenwerte eingehalten werden, so sind ggf. die Analysen in der in Tabelle 5 vorgesehenen Mindesthäufigkeit durchzuführen. In allen anderen Fällen setzt die zuständige Behörde die Analysehäufigkeit fest.“

16. Genehmigung des Ergebnisses einer konservativen Prognose der Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 kt fossile CO₂-Emissionen pro Jahr (kleiner Emittent)

Abschnitt 16: „In Bezug auf die Abschnitte 4.3, 5.2, 7.1, 10 und 13 dieses Anhangs gelten für Anlagen, für die während der vorangegangenen Handelsperiode Emissionen von weniger als 25 000 Tonnen CO₂ im Jahresschnitt berichtet und geprüft wurden, die nachstehenden Ausnahmen. Sind die berichteten Emissionsdaten nicht mehr gültig, weil sich die Betriebsbedingungen oder die Anlage selbst geändert haben, oder fehlt die Zeitreihe geprüfter historischer Emissionen, gilt vorbehaltlich der behördlichen Genehmigung die Ausnahmeregelung einer konservativen Prognose von Emissionen für die kommenden fünf Jahre von weniger als 25 000 Tonnen fossilem CO₂/Jahr.“

Anhang II „Verbrennung“

17. Berechnung der Emissionen aus einer Verbrennungsanlage mit separater Genehmigung als Teil des Massenbilanzansatzes eines integrierten Hüttenwerkes

Abschnitt 1 Anhang II Verbrennung: „Emissionen einer angrenzenden Verbrennungsanlage, die ihren Brennstoff im Wesentlichen von einem integrierten Hüttenwerk bezieht, jedoch mit einer separaten Genehmigung für Treibhausgasemissionen betrieben wird, können als Teil des Massenbilanzansatzes für dieses Hüttenwerk berechnet werden, wenn der Anlagenbetreiber der zuständigen Behörde glaubhaft nachweisen kann, dass sich die Gesamtunsicherheit der Emissionsbestimmung dadurch verringern lässt.“

Anhang III „Raffinerien“

18. Spezifischer Berechnungsansatz für die Regeneration katalytischer Cracker und anderer Katalysatoren sowie Flexi-Coking

Abschnitt 2.1.2, 1. Regeneration katalytischer Cracker, Regeneration anderer Katalysatoren und Flexi-Coking Anhang III Raffinerien: „Die Analyse von zugeführter Luft und Abgasen und die Wahl der Ebenen erfolgt nach Maßgabe von Anhang I Abschnitt 13. Der spezifische Berechnungsansatz wird von der zuständigen Behörde als Teil der Prüfung des Monitoringkonzepts und der darin festgeschriebenen Überwachungsmethode genehmigt.“

Anhang XI „Zellstoff“

19. Abzug von Emissionen aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe bei Weiterleitung an eine benachbarte Anlage

Abschnitt 1, 1. Systemgrenzen und Anwendung der Kumulierungsregel Anhang XI Zellstoff: „Wenn das bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe anfallende CO₂ beispielsweise zur Herstellung von gefällttem Kalziumkarbonat (PCC) an eine benachbarte Anlage weitergeleitet wird, so sind diese Exporte vorbehaltlich der Zustimmung der zuständigen Behörde nicht in die Emissionen der Anlage einzubeziehen.“

Anhang XII „Kontinuierliche Emissionsmessung“

20. Berechnung des Abgasstromes nach dem Massenbilanzansatz

Abschnitt 2, Anhang XII: Abgasstrom, Methode A: „Abgasstrom Q_e wird nach einem Massenbilanzansatz berechnet, wobei alle ausschlaggebenden Parameter wie Einsatzmateriallasten, Zuluftstrom, Prozesseffizienz usw. sowie am Prozessende Output, O₂-Konzentration, SO₂- und NO_x-Konzentrationen usw. berücksichtigt werden. Der spezifische Berechnungsansatz ist von der zuständigen Behörde als Teil der Prüfung des Monitoringkonzepts und der darin festgeschriebenen Überwachungsmethode zu genehmigen.“