

BESCHLÜSSE

DURCHFÜHRUNGSBESCHLUSS DER KOMMISSION

vom 10. Februar 2012

mit Bestimmungen zu den nationalen Übergangsplänen gemäß der Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates über Industrieemissionen

(Bekanntgegeben unter Aktenzeichen K(2012) 612)

(Text von Bedeutung für den EWR)

(2012/115/EU)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

gestützt auf den Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union,

Artikel 1

In die nationalen Übergangspläne einzubeziehende Feuerungsanlagen

gestützt auf die Richtlinie 2010/75/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 24. November 2010 über Industrieemissionen (integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung) ⁽¹⁾, insbesondere auf Artikel 41 Buchstabe b,

In einen nationalen Übergangsplan werden nach Maßgabe der ausführlichen Bestimmungen von Abschnitt 1 des Anhangs dieses Beschlusses nur unter Kapitel III der Richtlinie 2010/75/EU fallende Feuerungsanlagen einbezogen, wobei die Bestimmungen von Artikel 32 Absatz 1 und die Aggregationsregeln von Artikel 29 der Richtlinie berücksichtigt werden.

in Erwägung nachstehender Gründe:

Artikel 2

Inhalt der nationalen Übergangspläne

- (1) Gemäß Artikel 32 der Richtlinie 2010/75/EU können die Mitgliedstaaten im Zeitraum vom 1. Januar 2016 bis zum 30. Juni 2020 für bestimmte Feuerungsanlagen einen nationalen Übergangsplan erstellen und durchführen, der sich auf die Emissionen eines oder mehrerer der folgenden Schadstoffe erstreckt: Stickstoffoxide, Schwefeldioxid und Staub. Bei Gasturbinen werden nur die Stickstoffoxidemissionen in den Plan einbezogen.
- (2) Die von dem nationalen Übergangsplan erfassten Feuerungsanlagen können in Bezug auf Schadstoffe, auf die sich der Plan erstreckt, von der Einhaltung der in Artikel 30 Absatz 2 der Richtlinie 2010/75/EU genannten Emissionsgrenzwerte oder gegebenenfalls der in Artikel 31 der Richtlinie genannten Schwefelabscheidegrade freigestellt werden.
- (3) Es müssen Durchführungsbestimmungen erlassen werden, um eine einheitliche Anwendung von Artikel 32 der Richtlinie 2010/75/EU zu gewährleisten.
- (4) Die in diesem Beschluss vorgesehenen Maßnahmen entsprechen der Stellungnahme des mit Artikel 75 Absatz 1 der Richtlinie 2010/75/EU eingesetzten Ausschusses —

(1) Jeder nationale Übergangsplan enthält die folgenden Angaben gemäß Abschnitt 2 des Anhangs:

- a) ein Verzeichnis aller in den Plan einbezogenen Feuerungsanlagen, einschließlich aller relevanten Angaben zu deren Betriebsmerkmalen;
- b) den errechneten Beitrag jeder einzelnen Feuerungsanlage zu den Emissionsobergrenzen für 2016 und 2019;
- c) eine Tabelle mit den Emissionsobergrenzen für jeden der vom Plan erfassten Schadstoffe für die Jahre 2016, 2017, 2018, 2019 und das erste Halbjahr 2020;
- d) die Einzelheiten der Berechnung dieser Emissionsobergrenzen.

Darüber hinaus enthält der nationale Übergangsplan folgende Angaben:

- a) eine Beschreibung des Verfahrens, nach dem die Durchführung des Plans überwacht und der Kommission diesbezüglich Bericht erstattet werden soll;

⁽¹⁾ ABl. L 334 vom 17.12.2010, S. 17.

b) ein Verzeichnis der Maßnahmen, mit denen gewährleistet werden soll, dass alle in den Plan einbezogenen Feuerungsanlagen spätestens am 1. Juli 2020 die in Anhang V der Richtlinie 2010/75/EU festgelegten Emissionsgrenzwerte einhalten.

(2) Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe a verwenden die Mitgliedstaaten die Vorlage gemäß Tabelle A.1 in Anlage A des Anhangs dieses Beschlusses.

Für die Zwecke von Absatz 1 Unterabsatz 1 Buchstabe c verwenden die Mitgliedstaaten die Vorlage gemäß Tabelle B.3 in Anlage B des Anhangs dieses Beschlusses.

Artikel 3

Festsetzung von Emissionsobergrenzen in den nationalen Übergangsplänen

(1) Für die Zwecke von Artikel 32 Absatz 3 der Richtlinie 2010/75/EU werden die Emissionsobergrenzen nach den in Abschnitt 3 des Anhangs dieses Beschlusses dargestellten Methoden berechnet.

(2) Die Mitgliedstaaten verwenden die Vorlage gemäß Tabelle B.1 in Anlage B des Anhangs dieses Beschlusses, um die einschlägigen Emissionsgrenzwerte, die Mindest-Schwefelabscheidegrade, die errechneten Beiträge jeder Feuerungsanlage zu den Emissionsobergrenzen für 2016 und die Gesamtemissionsobergrenzen von 2016 darzustellen.

In folgenden Fällen machen die Mitgliedstaaten in der Spalte „Anmerkungen“ der Vorlage zusätzliche Angaben zu den für die Berechnung verwendeten Emissionsgrenzwerten:

a) im Falle, dass in den Anmerkungen zu den Tabellen C.1 und C.2 in Anlage C des Anhangs aufgeführte Emissionsgrenzwerte verwendet wurden;

b) im Falle, dass in Anlagen verschiedene Brennstofftypen verwendet werden oder Anlagen aus einer Kombination verschiedener Anlagentypen bestehen.

(3) Die Mitgliedstaaten verwenden die Vorlage gemäß Tabelle B.2 in Anlage B des Anhangs dieses Beschlusses, um die einschlägigen Emissionsgrenzwerte, die Mindest-Schwefelabscheidegrade, die errechneten Beiträge jeder Feuerungsanlage zu den Emissionsobergrenzen für 2019 und die Gesamtemissionsobergrenzen von 2019 darzustellen.

In folgenden Fällen machen die Mitgliedstaaten in der Spalte „Anmerkungen“ der Vorlage zusätzliche Angaben zu den für die Berechnung verwendeten Emissionsgrenzwerten:

a) im Falle, dass in den Anmerkungen zu den Tabellen D.1 und D.2 in Anlage D des Anhangs dieses Beschlusses aufgeführte Emissionsgrenzwerte verwendet wurden;

b) im Falle, dass in Anlagen verschiedene Brennstofftypen verwendet werden oder Anlagen aus einer Kombination verschiedener Anlagentypen bestehen.

Artikel 4

Durchführung des nationalen Übergangsplans

Gemäß Artikel 32 Absatz 5 Unterabsätze 2 und 3 der Richtlinie 2010/75/EU darf ein Mitgliedstaat seinen nationalen Übergangspläne erst durchführen, nachdem dieser von der Kommission akzeptiert wurde.

Artikel 5

Spätere Änderungen des nationalen Übergangsplans

(1) Die Mitgliedstaaten errichten einen Mechanismus, mit dem sich relevante Änderungen feststellen lassen, die an unter den nationalen Übergangspläne fallenden Anlagen vorgenommen wurden und sich auf die geltenden Emissionsobergrenzen auswirken könnten.

(2) Für die Zwecke von Artikel 32 Absatz 6 der Richtlinie 2010/75/EU unterrichten die Mitgliedstaaten die Kommission nach Maßgabe von Abschnitt 4 des Anhangs dieses Beschlusses über alle späteren Änderungen des Plans, die sich auf die geltenden Emissionsobergrenzen auswirken.

Artikel 6

Überwachung der Einhaltung, Abhilfemaßnahmen und Berichterstattung an die Kommission

(1) Für die Zwecke von Artikel 32 Absatz 4 der Richtlinie 2010/75/EU überwachen die zuständigen Behörden die Stickstoffoxid-, Schwefeldioxid- und Staubemissionen jeder unter den nationalen Übergangspläne fallenden Feuerungsanlage, indem sie die Überwachungs- oder Berechnungsdaten der Betreiber der Feuerungsanlagen überprüfen.

(2) Die Mitgliedstaaten tragen dafür Sorge, dass die Stickstoffoxid-, Schwefeldioxid- und Staubemissionen der unter den nationalen Übergangspläne fallenden Feuerungsanlagen auf ein Niveau begrenzt bleiben, das die Einhaltung der Emissionsobergrenzen ermöglicht. Besteht die Gefahr, dass Emissionsobergrenzen nicht eingehalten werden, so treffen die Mitgliedstaaten die erforderlichen Maßnahmen, um Emissionen, die diese Obergrenzen überschreiten, zu verhindern.

(3) Mitgliedstaaten, die einen nationalen Übergangspläne durchführen, übermitteln der Kommission jedes Jahr innerhalb von zwölf Monaten für alle in den Plan einbezogenen Feuerungsanlagen die in Artikel 72 Absatz 3 der Richtlinie 2010/75/EU aufgeführten, für alle Anlagen zu meldenden Angaben.

Artikel 7

Dieser Beschluss ist an die Mitgliedstaaten gerichtet.

Geschehen zu Brüssel am 10. Februar 2012.

Für die Kommission

Janez POTOČNIK

Mitglied der Kommission

ANHANG

1. In den nationalen Übergangsplan einzubeziehende Feuerungsanlagen

Teile von Feuerungsanlagen (z. B. eine oder mehrere einzelne Verbrennungseinheiten, die mit anderen Einheiten einen gemeinsamen Schornstein haben oder auf die einer der in Artikel 29 Absatz 2 der Richtlinie 2010/75/EU genannten Fälle zutrifft) werden nicht in einen nationalen Übergangsplan einbezogen ⁽¹⁾.

Für die Zwecke von Artikel 32 Absatz 1 Unterabsatz 2 Buchstabe b der Richtlinie 2010/75/EU zählen zu den unter diese Bestimmung fallenden Anlagen auch Anlagen, die nicht von einem Raffineriebetreiber betrieben werden, aber in einer Raffinerie angesiedelt sind und die unter diesem Buchstaben genannten Brennstoffe verwenden.

Feuerungsanlagen, die zu irgendeinem Zeitpunkt während der Durchführung des nationalen Übergangsplans den Bestimmungen von Kapitel IV der Richtlinie 2010/75/EU betreffend Abfallverbrennungs- und -mitverbrennungsanlagen unterliegen werden, werden nicht in den nationalen Übergangsplan einbezogen.

2. In den nationalen Übergangsplan aufzunehmende Daten über Feuerungsanlagen

Der nationale Übergangsplan enthält ein Verzeichnis aller Feuerungsanlagen, auf die er sich erstreckt, und alle diese Anlagen betreffenden Daten, die für die Berechnung der Emissionsobergrenzen herangezogen wurden.

Die für jede einzelne Anlage aufzunehmenden Daten betreffen die Feuerungswärmeleistung, die verwendeten Brennstoffe sowie die Betriebsmerkmale jeder Feuerungsanlage während des Durchführungszeitraums des nationalen Übergangsplans.

In den nationalen Übergangsplan werden für jede von ihm erfasste Feuerungsanlage mindestens folgende Daten aufgenommen:

1. Name und Standort der Feuerungsanlage ⁽²⁾;
2. Datum, an dem die Erstgenehmigung für die Feuerungsanlage erteilt wurde;
3. Datum, an dem der Antrag auf Erstgenehmigung für die Feuerungsanlage eingereicht wurde, sowie das Datum, an dem die Feuerungsanlage erstmals in Betrieb genommen wurde;

Anmerkung: Diese Angabe ist nur erforderlich, wenn die Erstgenehmigung für die Feuerungsanlage nach dem 27. November 2002 erteilt wurde, die Anlage aber bis spätestens 27. November 2003 erstmals in Betrieb genommen wurde;

4. eine etwaige zwischen dem 27. November 2002 und dem 31. Dezember 2010 erfolgte Erhöhung der Feuerungswärmeleistung der Feuerungsanlage um mindestens 50 MW (Angabe der hinzugefügten Kapazität in MW) ⁽³⁾;
5. Feuerungswärmeleistung (MW) jeder Feuerungsanlage am 31. Dezember 2010;
6. Zahl der jährlichen Betriebsstunden ⁽⁴⁾ jeder Feuerungsanlage, gemittelt über den Zeitraum 2001-2010;

Anmerkung: Diese Angabe ist nur erforderlich, wenn für Feuerungsanlagen, die weniger als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind, spezifische Emissionsgrenzwerte verwendet werden, um den Beitrag der Feuerungsanlage zu der bzw. den Emissionsobergrenzen zu berechnen;

7. Schadstoffe, in Bezug auf die die betreffende Feuerungsanlage nicht in den nationalen Übergangsplan einbezogen ist (gegebenenfalls) ⁽⁵⁾;

⁽¹⁾ Dieselbe Bestimmung gilt auch in Bezug auf die Artikel 33, 34 und 35 der Richtlinie 2010/75/EU. Folglich kann ein Teil einer Anlage nicht unter die Bestimmungen der Artikel 33, 34 oder 35 fallen, während ein oder mehrere andere Teile der Anlage in den nationalen Übergangsplan einbezogen würden.

⁽²⁾ Wie in den gemäß der Richtlinie 2001/80/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2001 zur Begrenzung von Schadstoffemissionen von Großfeuerungsanlagen in die Luft (ABl. L 309 vom 27.11.2001, S. 1) erstellten Emissionsaufstellungen gemeldet.

⁽³⁾ Diese Angabe wird für die Bestimmung der einschlägigen Emissionsgrenzwerte am 1. Januar 2016 gemäß Artikel 10 der Richtlinie 2001/80/EG benötigt.

⁽⁴⁾ „Betriebsstunden“: in Stunden ausgedrückter Zeitraum, in dem sich eine Feuerungsanlage vollständig oder teilweise in Betrieb befindet und Emissionen in die Luft abgibt, ohne die Zeitabschnitte des An- und Abfahrens.

⁽⁵⁾ Beispielsweise können Gasturbinen nur für ihre NO_x-Emissionen in den nationalen Übergangsplan einbezogen werden. Andere Anlagen sind unter Umständen für einen oder mehrere Schadstoffe in den nationalen Übergangsplan einbezogen, während für andere Schadstoffe die Emissionsgrenzwerte gemäß Anhang V der Richtlinie 2010/75/EU für sie gelten.

8. jährlich eingesetzte Menge Brennstoff (T)/Jahr), gemittelt über den Zeitraum 2001-2010 und aufgeschlüsselt nach sechs Brennstofftypen: Steinkohle, Braunkohle, Biomasse, andere feste Brennstoffe, flüssige Brennstoffe, gasförmige Brennstoffe ⁽¹⁾;

9. jährliche Abgasstromrate (Nm³/Jahr), gemittelt über den Zeitraum 2001-2010 ⁽²⁾;

Anmerkung 1: Im Falle einer Anlage, die mit verschiedenen Brennstofftypen betrieben wird und/oder die aus verschiedenen Anlagentypen besteht, ist die Abgasstromrate für jeden Brennstofftyp und/oder jeden Typ von Feuerungsanlage separat anzugeben ⁽³⁾.

Anmerkung 2: Wird die Abgasstromrate anhand der eingesetzten Brennstoffmenge (und nicht anhand effektiv überwachter Abgasströme) errechnet, so ist der für die Berechnung verwendete Faktor (bzw. die verwendeten Faktoren im Falle von verschiedenen Brennstofftypen oder Typen von Feuerungsanlagen) anzugeben (Nm³/G);

10. Input von Schwefel aus verwendeten einheimischen festen Brennstoffen ⁽⁴⁾ (Tonnen S/Jahr), gemittelt über den Zeitraum 2001-2010;

Anmerkung: Diese Angabe ist nur erforderlich, wenn in der Feuerungsanlage einheimische feste Brennstoffe eingesetzt werden und der Mindest-Schwefelabscheidegrad zur Berechnung des Beitrags der Feuerungsanlage zur Emissionsobergrenze für Schwefeldioxid (für 2016 und/oder 2019) herangezogen wird.

Handelt es sich bei in den nationalen Übergangsplan einbezogenen Feuerungsanlagen um Gasturbinen oder Gasmotoren, so ist dies im nationalen Übergangsplan eigens anzugeben.

3. Bestimmung der Emissionsobergrenzen

3.1. Berechnungsmethode für die Beiträge der einzelnen Anlagen zu den Emissionsobergrenzen für 2016 und 2019

3.1.1. Allgemeiner Fall

Zur Bestimmung der geltenden Emissionsobergrenzen für einen Schadstoff für die Jahre 2016 und 2019 wird der in Tonnen/Jahr (tpa) ausgedrückte Beitrag jeder Feuerungsanlage nach folgender Gleichung berechnet:

$$\text{Beitrag zur Obergrenze (tpa)} = \text{Abgasstromrate (Nm}^3\text{pa)} \times \text{EGW (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}$$

Dabei sind:

- Abgasstromrate: die in Kubikmetern pro Jahr (Nm³pa) ausgedrückte Volumenstromrate der Abgase, gemittelt über den Zeitraum 2001-2010. Sie wird bezogen auf Standardtemperatur (273 K), Standarddruck (101,3 Kpa) und den einschlägigen Bezugssauerstoffgehalt (d. h. denselben, der auch für den Emissionsgrenzwert (EGW) verwendet wird) nach Abzug des Wasserdampfgehalts;
- EGW: der einschlägige Emissionsgrenzwert für den betreffenden Schadstoff, ausgedrückt in mg/Nm³, wobei ein Sauerstoffgehalt im Abgas von 6 Volumen-% für feste Brennstoffe, 3 Volumen-% für flüssige und gasförmige Brennstoffen (für andere Feuerungsanlagen als Gasturbinen und Gasmotoren) und 15 Volumen-% für Gasturbinen und Gasmotoren zugrunde gelegt wird.

Die Einzelheiten der Bestimmung der Emissionsgrenzwerte für die Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2016 und 2019 finden sich in den Abschnitten 3.2 und 3.3

3.1.2. Sonderfall von Anlagen, die mit verschiedenen Brennstofftypen betrieben werden und/oder die aus verschiedenen Anlagentypen bestehen

Die Gleichung in Abschnitt 3.1.1 darf nicht für Feuerungsanlagen verwendet werden, die im Zeitraum 2001-2010 mit verschiedenen Brennstofftypen betrieben wurden (gleichzeitig oder nacheinander) oder die aus verschiedenen Anlagentypen bestehen.

⁽¹⁾ Für Feuerungsanlagen, in denen zu irgendeinem Zeitpunkt im Zeitraum 2001-2010 Abfälle mitverbrannt wurden (ausgenommen Abfälle, bei denen es sich um „Biomasse“ nach der Begriffsbestimmung in Artikel 3 Nummer 31 Buchstabe b der Richtlinie 2010/75/EU handelt und die folglich in die Richtlinie 2000/76/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Dezember 2000 über die Verbrennung von Abfällen (ABl. L 332 vom 28.12.2000, S. 91)) einbezogen wurden, wird die in diesem Zeitraum verbrannte Abfallmenge unter diesem Punkt nicht mit aufgenommen.

⁽²⁾ Siehe Abschnitt 3.1.1 dieses Anhangs in Bezug auf die geltenden Referenzbedingungen

⁽³⁾ Siehe Abschnitt 3.1.2 dieses Anhangs

⁽⁴⁾ „Einheimischer fester Brennstoff“: ein natürlich vorkommender, lokal gewonnener fester Brennstoff, der in einer speziell für diesen Brennstoff ausgelegten Feuerungsanlage verfeuert wird.

Für die Berechnung des Beitrags dieser Anlagen zu den Emissionsobergrenzen müssen verschiedene Emissionsgrenzwerte und/oder Referenzbedingungen angewendet werden. Daher ist die nachstehende Methode anzuwenden.

$$\text{Beitrag zur Obergrenze (tpa)} = \Sigma [\text{Abgasstromrate (Nm}^3\text{pa)} \times \text{EGW (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}]$$

Nach dieser Gleichung wird für jeden im Zeitraum 2001-2010 verwendeten Brennstofftyp das gemittelte jährliche Abgasstromvolumen (Nm³ pa) mit dem einschlägigen Emissionsgrenzwert (der der gesamten Feuerungswärmeleistung der gesamten Feuerungsanlage entspricht) multipliziert. Die Ergebnisse dieser Multiplikationen werden dann für alle verwendeten Brennstofftypen zusammenaddiert.

Es muss sichergestellt sein, dass für jeden Brennstofftyp das Abgasvolumen und der damit multiplizierte Emissionsgrenzwert auf denselben Bezugssauerstoffgehalt bezogen sind.

Derselbe Ansatz findet in Fällen Anwendung, in denen im Zeitraum 2001-2010 unter Berücksichtigung von Artikel 29 Absätze 1 und 2 der Richtlinie 2010/75/EU eine einzelne Anlage aus einer Kombination verschiedener Anlagentypen bestand. Beispiele zur Veranschaulichung:

- eine oder mehrere Gasturbinen, kombiniert mit einem oder mehreren anderen Typen von Feuerungsanlagen;
- ein oder mehrere Gasmotoren, kombiniert mit einem oder mehreren anderen Typen von Feuerungsanlagen.

3.1.3. Mindest-Schwefelabscheidegrad (MSA)

Die Gleichung in Abschnitt 3.1.1 darf nicht für Feuerungsanlagen verwendet werden, die mit einheimischen festen Brennstoffen betrieben werden⁽¹⁾ und aufgrund der Eigenschaften dieser Brennstoffe die in der Richtlinie 2010/75/EU festgesetzten einschlägigen Emissionsgrenzwerte für Schwefeldioxid nicht einhalten können.

Für solche Anlagen können zur Berechnung ihres Beitrags zur Emissionsobergrenze für Schwefeldioxid die einschlägigen Mindest-Schwefelabscheidegrade⁽²⁾ anstelle der Emissionsgrenzwerte für Schwefeldioxid herangezogen werden.

In diesem Fall wird der in Tonnen/Jahr (tpa) ausgedrückte Beitrag der Feuerungsanlage zur Emissionsobergrenze für Schwefeldioxid nach folgender Gleichung berechnet:

$$\text{Beitrag zur SO}_2\text{-Obergrenze (tpa)} = \text{Schwefelinput (tpa)} \times (1 - (\text{MSA}/100)) \times 2$$

Dabei sind:

- Schwefelinput: die in Tonnen/Jahr (tpa) ausgedrückte jährliche Menge Schwefel (S), die in dem in der Feuerungsanlage verwendeten einheimischen festen Brennstoffen enthalten war, gemittelt über den Zeitraum 2001-2010;
- MSA: der einschlägige Mindest-Schwefelabscheidegrad, ausgedrückt in Prozent.

Die Einzelheiten der Bestimmung des einschlägigen Mindest-Schwefelabscheidegrads für die Berechnung der Emissionsobergrenzen für Schwefeldioxid für 2016 und 2019 finden sich in den Abschnitten 3.2 und 3.3.

3.2. *Einschlägige Emissionsgrenzwerte und Mindest-Schwefelabscheidegrade für die Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2016*

Gemäß Artikel 32 Absatz 3 der Richtlinie 2010/75/EU wird bzw. werden die Obergrenze(n) für das Jahr 2016 auf der Grundlage der in den Anhängen III bis VII der Richtlinie 2001/80/EG festgelegten einschlägigen Emissionsgrenzwerte oder gegebenenfalls auf der Grundlage der in Anhang III der Richtlinie 2001/80/EG festgelegten Mindest-Schwefelabscheidegrade berechnet. Die Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2016 basiert somit unter Berücksichtigung der nachstehenden Bestimmungen auf den einschlägigen Emissionsgrenzwerten und MSA, die am 1. Januar 2016 für die betreffende Feuerungsanlage gemäß der Richtlinie 2001/80/EG galten hätten⁽³⁾.

⁽¹⁾ Dies gilt für Feuerungsanlagen, die im Zeitraum 2001-2010 einheimische feste Brennstoffe verfeuert haben.

⁽²⁾ „Schwefelabscheidegrad“: das Verhältnis der Schwefelmenge, die von einer Feuerungsanlage in einem bestimmten Zeitraum nicht in die Luft abgeleitet wird, zu der Schwefelmenge des Festbrennstoffs, der im gleichen Zeitraum in die Feuerungsanlage eingebracht und verbraucht wird.

⁽³⁾ Die einschlägigen Emissionsgrenzwerte für die Berechnung der Emissionsobergrenzen bleiben von der Einbeziehung einer Anlage in einen nationalen Emissionsverminderungsplan gemäß Artikel 4 Absatz 6 der Richtlinie 2001/80/EG unberührt.

Die Emissionsgrenzwerte und MSA werden anhand der Feuerungswärmeleistung der gesamten Feuerungsanlage am 31. Dezember 2010, des bzw. der verwendeten Brennstofftypen sowie der über den Zeitraum 2001-2010 gemittelten Zahl der jährlichen Betriebsstunden bestimmt. Wurden Feuerungsanlagen zwischen dem 27. November 2002 und dem 31. Dezember 2010 um mindestens 50 MW erweitert, so werden die Bestimmungen für die Berechnung der einschlägigen Emissionsgrenzwerte gemäß Artikel 10 der Richtlinie 2001/80/EG angewendet.

Für alle in einen nationalen Übergangsplan einbezogenen Gasturbinen ist der einschlägige Emissionsgrenzwert für Stickstoffoxide — ungeachtet des Artikels 2 Nummer 7 Buchstabe j der Richtlinie 2001/80/EG — der in Anhang VI Teil B der Richtlinie 2001/80/EG festgesetzte Grenzwert.

Da in der Richtlinie 2001/80/EG für Gasmotoren keine Emissionsgrenzwerte festgesetzt wurden, ist der einschlägige Emissionsgrenzwert für Stickstoffoxide der in Anhang V Teil 1 der Richtlinie 2010/75/EU festgesetzte Grenzwert.

Für Feuerungsanlagen, die im Zeitraum 2001-2010 verschiedene Brennstofftypen verwendet haben, wird der einschlägige Emissionsgrenzwert für jeden einzelnen Brennstoff aufgeführt. Abschnitt 3.1.2 enthält die Einzelheiten der Methode, nach der der Beitrag jeder dieser Anlagen zu den Emissionsobergrenzen berechnet wird.

Gemäß der Richtlinie 2001/80/EG gelten für bestimmte Feuerungsanlagen, die weniger als 1 500 Stunden/Jahr (im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren) in Betrieb sind, weniger strenge Emissionsgrenzwerte. Diese können nur dann für die Berechnung des Beitrags einer einzelnen Anlage zur Emissionsobergrenze für 2016 herangezogen werden, wenn die über den Zeitraum 2001-2010 gemittelte Zahl der Betriebsstunden der Anlage weniger als 1 500 Stunden/Jahr beträgt.

Die Tabellen C.1, C.2 und C.3 in Anlage C dieses Anhangs enthalten eine Übersicht über die einschlägigen Emissionsgrenzwerte gemäß den Anhängen III bis VII der Richtlinie 2001/80/EG und die einschlägigen MSA gemäß Anhang III der Richtlinie 2001/80/EG⁽¹⁾.

3.3. *Einschlägige Emissionsgrenzwerte und Mindest-Schwefelabscheidegrade für die Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2019*

Gemäß Artikel 32 Absatz 3 der Richtlinie 2010/75/EU werden die Emissionsobergrenzen für das Jahr 2019 auf der Grundlage der in Anhang V Teil 1 der Richtlinie 2010/75/EU festgelegten einschlägigen Emissionsgrenzwerte oder gegebenenfalls der in Anhang V Teil 5 der Richtlinie 2010/75/EU festgelegten einschlägigen Schwefelabscheidegrade berechnet. Die Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2019 basiert somit auf den einschlägigen Emissionsgrenzwerten und MSA, die am 1. Januar 2019 für die betreffende Feuerungsanlage gemäß der Richtlinie 2010/75/EU gelten würden.

Die Emissionsgrenzwerte und MSA werden anhand der Feuerungswärmeleistung der gesamten Feuerungsanlage am 31. Dezember 2010, des bzw. der verwendeten Brennstofftypen sowie der über den Zeitraum 2001-2010 gemittelten Zahl der jährlichen Betriebsstunden bestimmt.

Die Tabellen D.1, D.2 und D.3 in Anlage D dieses Anhangs enthalten eine Übersicht über die einschlägigen Emissionsgrenzwerte gemäß Anhang V Teil 1 der Richtlinie 2001/75/EU und die einschlägigen MSA gemäß Anhang V Teil 5 der Richtlinie 2001/75/EU.

Für Feuerungsanlagen, die im Zeitraum 2001-2010 verschiedene Brennstofftypen verwendet haben, wird der einschlägige Emissionsgrenzwert für den jeweiligen Brennstoff aufgeführt. Abschnitt 3.1.2 enthält die Einzelheiten der Methode, nach der der Beitrag jeder dieser Anlagen zu den Emissionsobergrenzen berechnet wird.

Gemäß der Richtlinie 2010/75/EU gelten für bestimmte Feuerungsanlagen, die weniger als 1 500 Stunden/Jahr (im gleitenden Durchschnitt über einen Zeitraum von fünf Jahren) in Betrieb sind, weniger strenge Emissionsgrenzwerte. Diese können nur dann für die Berechnung des Beitrags einer einzelnen Anlage zur Emissionsobergrenze für 2019 herangezogen werden, wenn die über den Zeitraum 2001-2010 gemittelte Zahl der Betriebsstunden der Anlage weniger als 1 500 Stunden/Jahr beträgt.

3.4. *Berechnung der Emissionsobergrenzen*

3.4.1. *Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2016 und 2019*

Für die Jahre 2016 und 2019 werden die Gesamtemissionsobergrenzen je Schadstoff durch Aufaddieren der Beiträge der einzelnen Feuerungsanlagen zu den betreffenden Emissionsobergrenzen berechnet:

$$\text{Obergrenze}_{2016} \text{ (tpa)} = \Sigma [\text{Beitrag je Anlage zur Obergrenze für 2016}]$$

$$\text{Obergrenze}_{2019} \text{ (tpa)} = \Sigma [\text{Beitrag je Anlage zur Obergrenze für 2019}]$$

⁽¹⁾ Diese Übersicht ist nicht erschöpfend. Insbesondere sind keine Fälle berücksichtigt, in denen eine Feuerungsanlage zwischen dem 27. November 2002 und dem 31. Dezember 2010 um mindestens 50 MW erweitert wurde. In diesem Fall sind auch die in den Teilen B der Anhänge III bis VII der Richtlinie 2001/80/EG aufgeführten Emissionsgrenzwerte relevant (Anwendung von Artikel 10 der Richtlinie 2001/80/EG).

3.4.2. Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2017, 2018 und 2020

Die Obergrenzen für das Jahr 2017 (Obergrenze2017) werden nach folgender Gleichung berechnet:

$$\text{Obergrenze2017} = \text{Obergrenze2016} - \frac{(\text{Obergrenze2016} - \text{Obergrenze2019})}{3}$$

Die Obergrenzen für das Jahr 2018 (Obergrenze2018) werden nach folgender Gleichung berechnet:

$$\text{Obergrenze2018} = \text{Obergrenze2016} - \frac{2 * (\text{Obergrenze2016} - \text{Obergrenze2019})}{3}$$

Die Obergrenzen für das erste Halbjahr 2020 (Obergrenze2020) betragen die Hälfte der Obergrenzen für 2019:

$$\text{Obergrenze2020} = \frac{\text{Obergrenze2019}}{2}$$

4. Spätere Änderungen der nationalen Übergangspläne

Die Mitgliedstaaten teilen der Kommission mindestens Folgendes mit:

- a) Feuerungsanlagen, die die Ausnahme für beschränkte Laufzeit gemäß Artikel 33 der Richtlinie 2010/75/EU in Anspruch nehmen;

Anmerkung: Während die Mitgliedstaaten der Kommission ihre nationalen Übergangspläne bis spätestens 1. Januar 2013 übermitteln müssen, haben die Betreiber bis 1. Januar 2014 Zeit, um der zuständigen Behörde mitzuteilen, ob sie die Ausnahme für beschränkte Laufzeit in Anspruch nehmen wollen. Es ist daher möglich, dass eine Feuerungsanlage anfänglich in den der Kommission übermittelten nationalen Übergangsplan einbezogen ist, bevor eine Ausnahme für beschränkte Laufzeit auf sie Anwendung findet. Die Feuerungsanlage muss aus dem nationalen Übergangsplan gestrichen werden, sobald der Betreiber der Feuerungsanlage die zuständige Behörde von seiner Entscheidung in Kenntnis gesetzt hat, die Ausnahme für beschränkte Laufzeit in Anspruch zu nehmen. Die Beiträge der Feuerungsanlagen, die unter Artikel 33 der Richtlinie 2010/75/EU fallen würden, zu der bzw. den Emissionsobergrenzen, die in der letzten akzeptierten Fassung des nationalen Übergangsplans - bzw., wenn kein solcher Plan akzeptiert wurde, in der letzten der Kommission übermittelten Fassung des nationalen Übergangsplans - berechnet wurden, müssen sodann von der bzw. den Emissionsobergrenzen abgezogen werden;

- b) Feuerungsanlagen, die geschlossen wurden (d. h. die ihren Betrieb endgültig eingestellt haben) oder deren Feuerungswärmeleistung auf unter 50 MW verringert wurde;
- c) Feuerungsanlagen, die nach dem 31. Dezember 2015 Abfälle mitverbrennen werden und somit unter Kapitel IV der Richtlinie 2010/75/EU fallen würden.

Anmerkung: Wird eine in den nationalen Übergangsplan einbezogene Anlage geschlossen oder fällt sie nicht mehr in den Geltungsbereich des Kapitels III der Richtlinie 2010/75/EU, so darf dies gemäß Artikel 32 Absatz 3 der Richtlinie nicht zur Folge haben, dass die jährlichen Gesamtemissionen aus den verbleibenden Anlagen des Plans ansteigen.

Die Mitgliedstaaten sind nicht dazu verpflichtet, der Kommission für die Zwecke von Artikel 32 Absatz 6 der Richtlinie 2010/75/EU die nachfolgenden Angaben zu übermitteln, da die späteren Änderungen, auf die sich diese Angaben beziehen, keine Auswirkungen auf die geltende(n) Emissionsobergrenze(n) haben dürften:

- eine nach dem 31. Dezember 2010 erfolgte Verringerung oder Erhöhung der Feuerungswärmeleistung (sofern es sich nicht um eine Verringerung auf unter 50 MW handelt);
- eine nach 2010 erfolgte Verringerung oder Erhöhung der Zahl der jährlichen Betriebsstunden;
- eine nach 2010 erfolgte Änderung des Typs oder der Menge des eingesetzten Brennstoffs (außer bei einer Umstellung auf die Verbrennung von Abfällen, da die Anlage dadurch zu einer Abfallmitverbrennungsanlage würde, was ihre Streichung aus dem nationalen Übergangsplan zur Folge hätte).

Änderungen, die sich auf den Namen der Anlage auswirken (z. B. infolge einer Änderung des Betreibers) werden über die von den Mitgliedstaaten gemäß Artikel 6 Absatz 3 dieses Beschlusses und Artikel 72 Absatz 3 der Richtlinie 2010/75/EU zu übermittelnden Emissionsaufstellungen mitgeteilt.

Anlage A

Tabelle A.1

Vorlage für das Verzeichnis der in den nationalen Übergangsplan einzubeziehenden Feuerungsanlagen

A	B	C	D		E	F	G	H
Nummer	Name der Anlage	Standort der Anlage (Adresse)	Datum, an dem der Antrag auf Erstgenehmigung für die Anlage eingereicht wurde, und Datum, an dem die Anlage erstmals in Betrieb genommen wurde	ODER Datum, an dem die Erstgenehmigung für die Feuerungsanlage erteilt wurde	Zwischen dem 27. November 2002 und dem 31. Dezember 2010 erfolgte Erhöhung der Feuerungswärmeleistung der Feuerungsanlage um mindestens 50 MW (Angabe der hinzugefügten Kapazität in MW)	Feuerungswärmeleistung am 31.12.2010 (MW)	Jährliche Zahl der Betriebsstunden (gemittelt über den Zeitraum 2001-2010)	Schadstoff(e) (SO ₂ , NO _x , Staub), in Bezug auf die die betreffende Anlage NICHT in den nationalen Übergangsplan einbezogen ist

A	I	J					K	L	M
Nummer	Angabe, ob es sich bei der Anlage um eine Gasturbine oder einen Gasmotor handelt	jährlich eingesetzte Brennstoffmenge (gemittelt über den Zeitraum 2001-2010) (TJ/Jahr)					Gemittelte jährliche Abgasstromrate (gemittelt über den Zeitraum 2001-2010) (Nm ³ /Jahr)	In verwendeten einheimischen festen Brennstoffen enthaltene jährliche Schwefelmenge, die in die Feuerungsanlage eingebracht wurde (gemittelt über den Zeitraum 2001-2010) (tpa)	Angewendete(r) Umsetzungsfaktor(en), wenn die Abgasstromrate anhand des Brennstoff-Inputs berechnet wurde (nach Brennstofftypen) (Nm ³ /GJ)
		Steinkohle	Braunkohle	Biomasse	andere feste Brennstoffe	flüssige Brennstoffe	gasförmige Brennstoffe		

Anlage B

Tabelle B.1

Vorlage für die Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2016

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Nummer	Name	Bezugssauerstoffgehalt (%)	einschlägiger EGW für SO ₂ (mg/Nm ³)	einschlägiger Schwefelabscheidegrad (gegebenenfalls)	Beitrag der Anlage zur SO ₂ -Obergrenze für 2016 (tpa)	einschlägiger EGW für NO _x (mg/Nm ³)	Beitrag der Anlage zur NO _x -Obergrenze für 2016 (tpa)	einschlägiger EGW für Staub (mg/Nm ³)	Beitrag der Anlage zur Staub-Obergrenze für 2016 (tpa)	Anmerkungen
(Daten für die einzelnen Anlagen)										
SUMME					GESAMTOBERGRENZE für SO ₂		GESAMTOBERGRENZE für NO _x		GESAMTOBERGRENZE für Staub	

Tabelle B.2

Vorlage für die Berechnung der Emissionsobergrenzen für 2019

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Nummer	Name	Bezugssauerstoffgehalt (%)	einschlägiger EGW für SO ₂ (mg/Nm ³)	einschlägiger Schwefelabscheidegrad (gegebenenfalls)	Beitrag der Anlage zur SO ₂ -Obergrenze für 2019 (tpa)	einschlägiger EGW für NO _x (mg/Nm ³)	Beitrag der Anlage zur NO _x -Obergrenze für 2019 (tpa)	einschlägiger EGW für Staub (mg/Nm ³)	Beitrag der Anlage zur Staub-Obergrenze für 2019 (tpa)	Anmerkungen
(Daten für die einzelnen Anlagen)										
SUMME					GESAMTOBERGRENZE für SO ₂		GESAMTOBERGRENZE für NO _x		GESAMTOBERGRENZE für Staub	

Tabelle B.3

Übersicht über die Emissionsobergrenzen

(Tonnen/Jahr)

	2016	2017	2018	2019	2020 (1. Januar-30 Juni)
SO ₂					
NO _x					
Staub					

Anlage C

Tabelle C.1

Für die Berechnung der einzelnen Beiträge zu den Emissionsobergrenzen für 2016 relevante Emissionsgrenzwerte — Andere Feuerungsanlagen als Gasturbinen und Gasmotoren

Schadstoff	Brennstofftyp	EGW (mg/Nm ³)			
		50-100 MW	> 100-300 MW	> 300-500 MW	> 500 MW
SO ₂	fest	2 000	2 000 bis 400 (lineare Abnahme) (Anmerkung 1)		400
	flüssig	1 700		1 700 bis 400 (lineare Abnahme)	400
	gasförmig	35 im Allgemeinen 5 für Flüssiggas 800 für Koksofengas und Hochofengas			
NO _x (Anmerkung 6)	fest (Anmerkung 2)	600			200 (Anmerkung 3)
	flüssig	450			400
	gasförmig	300			200
Staub	fest	100			50 (Anmerkung 4)
	flüssig	50 (Anmerkung 5)			
	gasförmig	5 im Allgemeinen 10 für Hochofengas 50 für anderweitig verwertbare Gase der Stahlindustrie			

Der Bezugssauerstoffgehalt ist 6 % für feste Brennstoffe und 3 % für flüssige und gasförmige Brennstoffe.

Anmerkungen:

- 800 mg/Nm³ für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mindestens 400 MW, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.
- 1 200 mg/Nm³ für Anlagen, die in dem am 1. Januar 2001 abgelaufenen Zwölfmonatszeitraum mit festen Brennstoffen mit einem Gehalt an flüchtigen Bestandteilen von < 10 % betrieben wurden und weiterhin so betrieben werden.
- 450 mg/Nm³ für Anlagen, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.
- 100 mg/Nm³ für Anlagen, für die die ursprüngliche Baugenehmigung oder, falls ein solches Verfahren nicht besteht, die ursprüngliche Betriebsgenehmigung vor dem 1. Juli 1987 erteilt wurde und die feste Brennstoffe mit einer Enthalpie von weniger als 5 800 kJ/kg, einem Feuchtigkeitsgehalt von > 45 % Gewichtsprozent, einem kombinierten Flüssigkeits- und Aschegehalt von > 60 % Gewichtsprozent und einem Calciumoxidgehalt von > 10 % verfeuern.
- 100 mg/Nm³ für Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von weniger als 500 MW, die feste Brennstoffe mit einem Aschegehalt von > 0,06 % verfeuern.
- Für Anlagen in den französischen überseeischen Departements, auf den Azoren, Madeira oder den Kanarischen Inseln gelten folgende EGW: feste Brennstoffe im Allgemeinen: 650 mg/Nm³; feste Brennstoffe mit einem Gehalt an flüchtigen Bestandteilen von < 10 %: 1 300 mg/Nm³; flüssige Brennstoffe: 450 mg/Nm³; gasförmige Brennstoffe: 350 mg/Nm³.

Tabelle C.2

Für die Berechnung der einzelnen Beiträge zur NO_x-Emissionsobergrenze für 2016 relevante Emissionsgrenzwerte — Gasturbinen und Gasmotoren

	EGW für NO _x (mg/Nm ³)
Gasmotoren (Verfeuerung von gasförmigen Brennstoffen)	100
Gasturbinen (einschließlich Gas- und Dampfturbinen-Anlagen), die mit folgenden Brennstoffen betrieben werden:	
Erdgas (Anmerkung 1)	50 (Anmerkungen 2 und 3)
andere gasförmige Brennstoffe als Erdgas	120
Leicht- und Mitteldestillate	120

Der Bezugssauerstoffgehalt ist 15 %.

Anmerkungen:

- Natürlich vorkommendes Methangas mit nicht mehr als 20 Volumen-% Inertgasen und sonstigen Bestandteilen.
- 75 mg/Nm³ in folgenden Fällen (in denen der Wirkungsgrad der Gasturbine unter ISO-Grundlastbedingungen bestimmt wird):
 - Gasturbinen in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung mit einem Gesamtwirkungsgrad von über 75 %;
 - Gasturbinen in Kombinationskraftwerken, deren elektrischer Gesamtwirkungsgrad im Jahresdurchschnitt über 55 % liegt;
 - Gasturbinen für mechanische Antriebszwecke.
- Für einstufige Gasturbinen, die keiner der unter Anmerkung 2 genannten Kategorien zuzurechnen sind und deren Wirkungsgrad unter ISO-Grundlastbedingungen mehr als 35 % beträgt, gilt ein EGW von $50 \times \eta/35$, wobei η der in Prozent ausgedrückte Wirkungsgrad der Gasturbine unter ISO-Grundlastbedingungen ist.

Tabelle C.3

Für die Berechnung der einzelnen Beiträge zur SO₂-Emissionsobergrenze für 2016 relevante Mindest-Schwefelabscheidegrade — Feuerungsanlagen, die mit einheimischen festen Brennstoffe betrieben werden und aufgrund der Eigenschaften dieser Brennstoffe die Emissionsgrenzwerte für SO₂ gemäß Artikel 30 Absätze 2 und 3 der Richtlinie 2010/75/EU nicht einhalten können

Feuerungswärmeleistung	Mindest-Schwefelabscheidegrad
50-100 MW	60 %
> 100-300 MW	75 %
> 300-500 MW	90 %
> 500 MW	94 % im Allgemeinen 92 % für Anlagen, für die vor dem 1. Januar 2001 der Auftrag zum Einbau einer Rauchgasentschwefelungsanlage oder einer Kalkinjektionsanlage erteilt und mit den entsprechenden Arbeiten begonnen wurde

Anlage D

Tabelle D.1

Für die Berechnung der einzelnen Beiträge zu den Emissionsobergrenzen für 2019 relevante Emissionsgrenzwerte — Andere Feuerungsanlagen als Gasturbinen und Gasmotoren

Schadstoff	Brennstofftyp	EGW (mg/Nm ³)			
		50-100 MW	> 100-300 MW	> 300-500 MW	> 500 MW
SO ₂	Kohle, Braunkohle und andere feste Brennstoffe (Anmerkung 1)	400	250	200	
	Biomasse (Anmerkung 1)	200			
	Torf (Anmerkung 1)	300		200	
	Flüssige Brennstoffe	350 (Anmerkung 2)	250 (Anmerkung 2)	200 (Anmerkung 3)	
	Gasförmige Brennstoffe	35 im Allgemeinen 5 für Flüssiggas 400 für Koksofengase mit niedrigem Heizwert 200 für Hochofengase mit niedrigem Heizwert			
NO _x	Kohle, Braunkohle und andere feste Brennstoffe	300 (Anmerkungen 4 und 5)	200 (Anmerkung 5)		200 (Anmerkung 6)
	Biomasse und Torf	300 (Anmerkung 5)	250 (Anmerkung 5)	200 (Anmerkung 5)	200 (Anmerkung 6)
	Flüssige Brennstoffe	450	200 (Anmerkungen 5 und 7)	150 (Anmerkungen 5 und 7)	150 (Anmerkung 3)
	Erdgas (Anmerkung 8)	100			
	Andere Gase	300			200
Staub	Kohle, Braunkohle und andere feste Brennstoffe	30	25	20	
	Biomasse und Torf	30	20		
	Flüssige Brennstoffe	30	25	20	
	Gasförmige Brennstoffe	5 im Allgemeinen 10 für Hochofengas 30 anderweitig verwertbare Gase der Stahlindustrie			

Der Bezugssauerstoffgehalt ist 6 % für feste Brennstoffe und 3 % für flüssige und gasförmige Brennstoffe.

Anmerkungen:

1. 800 mg/Nm³ für Anlagen, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.
2. 850 mg/Nm³ für Anlagen, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.
3. 400 mg/Nm³ für Anlagen, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.
4. 450 mg/Nm³ bei Braunkohlestaubfeuerungen.
5. 450 mg/Nm³ für Anlagen, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.

6. 450 mg/Nm³ für Anlagen, für die die Genehmigung vor dem 1. Juli 1987 erteilt wurde und die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.
7. 450 mg/Nm³ für Anlagen in Chemieanlagen, die flüssige Produktionsrückstände als nichtkommerziellen Brennstoff für den Eigenverbrauch verfeuern.
8. Natürlich vorkommendes Methangas mit nicht mehr als 20 Volumen-% Inertgasen und sonstigen Bestandteilen.

Tabelle D.2

Für die Berechnung der einzelnen Beiträge zur NO_x-Emissionsobergrenze für 2019 relevante Emissionsgrenzwerte — Gasturbinen und Gasmotoren

	EGW für NO _x (mg/Nm ³)
Gasmotoren (Verfeuerung von gasförmigen Brennstoffen)	100
Gasturbinen (einschließlich Gas- und Dampfturbinen-Anlagen), die mit folgenden Brennstoffen betrieben werden:	
Erdgas (Anmerkung 1)	50 (Anmerkungen 2, 3 und 4)
Andere gasförmige Brennstoffe als Erdgas	120 (Anmerkung 5)
Leicht- und Mitteldestillate	90 (Anmerkung 5)

Der Bezugssauerstoffgehalt ist 15 %.

Anmerkungen:

1. Erdgas ist natürlich vorkommendes Methangas mit nicht mehr als 20 Volumen-% Inertgasen und sonstigen Bestandteilen.
2. 75 mg/Nm³ in folgenden Fällen (in denen der Wirkungsgrad der Gasturbine unter ISO-Grundlastbedingungen bestimmt wird):
 - Gasturbinen in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung mit einem Gesamtwirkungsgrad von über 75 %;
 - Gasturbinen in Kombinationskraftwerken, deren elektrischer Gesamtwirkungsgrad im Jahresdurchschnitt über 55 % liegt;
 - Gasturbinen für mechanische Antriebszwecke.
3. Für einstufige Gasturbinen, die keiner der unter Anmerkung 2 genannten Kategorien zuzurechnen sind und deren Wirkungsgrad unter ISO-Grundlastbedingungen mehr als 35 % beträgt, gilt ein EGW von $50 \times \eta/35$, wobei η der in Prozent ausgedrückte Wirkungsgrad der Gasturbine unter ISO-Grundlastbedingungen ist.
4. 150 mg/Nm³ für Anlagen, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.
5. 200 mg/Nm³ für Anlagen, die nicht mehr als 1 500 Stunden/Jahr in Betrieb sind.

Tabelle D.3

Für die Berechnung der einzelnen Beiträge zur SO₂-Emissionsobergrenze für 2019 relevante Mindest-Schwefelabscheidegrade — Feuerungsanlagen, die mit einheimischen festen Brennstoffen betrieben werden und aufgrund der Eigenschaften dieser Brennstoffe die Emissionsgrenzwerte für SO₂ gemäß Artikel 30 Absätze 2 und 3 der Richtlinie 2010/75/EU nicht einhalten können

Feuerungswärmeleistung	Mindest-Schwefelabscheidegrad
50-100 MW	80 %
> 100-300 MW	90 %
> 300 MW	96 % im Allgemeinen 95 % für Anlagen, die mit Ölschiefer betrieben werden