

DECISIONES

DECISIÓN DE EJECUCIÓN DE LA COMISIÓN

de 10 de febrero de 2012

por la que se establecen las normas relativas a los planes nacionales transitorios a que hace referencia la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre las emisiones industriales

[notificada con el número C(2012) 612]

(Texto pertinente a efectos del EEE)

(2012/115/UE)

LA COMISIÓN EUROPEA,

HA ADOPTADO LA PRESENTE DECISIÓN:

Visto el Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea,

Artículo 1

Instalaciones de combustión que deben incluirse en los planes nacionales transitorios

Vista la Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 24 de noviembre de 2010, sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación) ⁽¹⁾, y, en particular, su artículo 41, letra b),

De conformidad con las disposiciones detalladas establecidas en la sección 1 del anexo de la presente Decisión, un plan nacional transitorio solamente incluirá instalaciones de combustión completas, cubiertas por el capítulo III de la Directiva 2010/75/UE, teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 32, apartado 1, y las normas de adición fijadas en el artículo 29 de la Directiva 2010/75/UE.

Considerando lo siguiente:

Artículo 2

Contenido de los planes nacionales transitorios

(1) El artículo 32 de la Directiva 2010/75/UE establece que, durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2016 y el 30 de junio de 2020, los Estados miembros podrán elaborar y aplicar un plan nacional transitorio que abarque las instalaciones de combustión y que, en lo que respecta a cada una de las instalaciones incluidas en él, cubra emisiones de uno o más de los siguientes productos contaminantes: óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y partículas. Por lo que atañe a las turbinas de gas, el plan solo deberá cubrir las emisiones de óxidos de nitrógeno.

1. Cada plan nacional transitorio contendrá la información siguiente, de conformidad con la sección 2 del anexo de la presente Decisión:

(2) Las instalaciones de combustión cubiertas por el plan nacional transitorio podrán obtener una exención del cumplimiento de los valores límite de emisión mencionados en el artículo 30, apartado 2, de la Directiva 2010/75/UE, en lo que respecta a los contaminantes objeto del plan o, cuando proceda, del cumplimiento de los índices de desulfuración mencionados en el artículo 31 de esa Directiva.

a) una lista de todas las instalaciones de combustión comprendidas en el plan, incluida toda la información pertinente sobre sus características operativas;

(3) Con objeto de asegurar la aplicación uniforme del artículo 32 de la Directiva 2010/75/UE, deben aprobarse normas de aplicación.

b) la contribución calculada de cada instalación de combustión concreta a los techos de emisión correspondientes a 2016 y 2019;

(4) Las medidas previstas en la presente Decisión se ajustan al dictamen del Comité establecido de conformidad con el artículo 75, apartado 1, de la Directiva 2010/75/UE.

c) una tabla que describa los techos de emisión respecto a cada uno de los contaminantes que contemple el plan correspondientes a los años 2016, 2017, 2018, 2019 y el primer semestre del año 2020;

d) los detalles del cálculo de los mencionados techos de emisión.

Además, el plan nacional transitorio contendrá la siguiente información:

a) una descripción de cómo se prevé controlar la ejecución del plan e informar de la misma a la Comisión;

⁽¹⁾ DO L 334 de 17.12.2010, p. 17.

b) una lista de las medidas que se prevé aplicar para garantizar que todas las instalaciones de combustión incluidas en el plan cumplan el 1 de julio de 2020, como muy tarde, los valores límite de emisión aplicables, establecidos en el anexo V de la Directiva 2010/75/UE.

2. A los efectos del apartado 1, párrafo primero, letra a), los Estados miembros utilizarán la plantilla facilitada en la tabla A.1 del apéndice A del anexo de la presente Decisión.

A los efectos del apartado 1, párrafo primero, letra c), los Estados miembros utilizarán la plantilla facilitada en la tabla B.3 del apéndice B del anexo de la presente Decisión.

Artículo 3

Fijación de los techos de emisión en los planes nacionales transitorios

1. A los efectos del artículo 32, apartado 3, de la Directiva 2010/75/UE, los techos de emisión se calcularán de conformidad con los métodos descritos en la sección 3 del anexo de la presente Decisión.

2. Los Estados miembros utilizarán la plantilla facilitada en la tabla B.1 del apéndice B del anexo de la presente Decisión para presentar los valores límite de emisión y los índices mínimos de desulfuración pertinentes, las contribuciones calculadas de cada instalación de combustión a los techos de emisión de 2016 y los techos de emisión totales de 2016.

Los Estados miembros facilitarán, en la columna de la plantilla titulada «Observaciones», información adicional sobre los valores límite de emisión aplicados para el cálculo en los casos siguientes:

- a) cuando se hayan aplicado los valores límite de emisión mencionados en las notas de las tablas C.1 y C.2 del apéndice C del anexo de la presente Decisión;
- b) cuando las instalaciones utilicen varios tipos de combustible o estén formadas por una combinación de varios tipos de instalaciones.

3. Los Estados miembros utilizarán la plantilla facilitada en la tabla B.2 del apéndice B del anexo de la presente Decisión para presentar los valores límite de emisión y los índices mínimos de desulfuración pertinentes, las contribuciones calculadas de cada instalación de combustión a los techos de emisión de 2019 y los techos de emisión totales de 2019.

Los Estados miembros facilitarán, en la columna de la plantilla titulada «Observaciones», información adicional sobre los valores límite de emisión aplicados para el cálculo en los casos siguientes:

- a) cuando se hayan aplicado valores límite de emisión mencionados en las notas de las tablas D.1 y D.2 del apéndice D del anexo de la presente Decisión;
- b) cuando las instalaciones utilicen varios tipos de combustible o estén formadas por una combinación de varios tipos de instalaciones.

Artículo 4

Ejecución del plan nacional transitorio

De conformidad con el artículo 32, apartado 5, párrafos segundo y tercero, de la Directiva 2010/75/UE, los Estados miembros solamente podrán ejecutar su plan nacional transitorio tras su aprobación por la Comisión.

Artículo 5

Cambios posteriores del plan nacional transitorio

1. Los Estados miembros establecerán un mecanismo que permita identificar cualquier cambio significativo registrado en las instalaciones de combustión incluidas en el plan nacional transitorio que pueda afectar a los techos de emisión aplicables.

2. A los efectos del artículo 32, apartado 6, de la Directiva 2010/75/UE, los Estados miembros informarán a la Comisión de cualquier cambio posterior del plan que afecte a los techos de emisión aplicables, de conformidad con la sección 4 del anexo de la presente Decisión.

Artículo 6

Control del cumplimiento, medidas correctoras y notificación a la Comisión

1. A efectos del artículo 32, apartado 4, de la Directiva 2010/75/UE, las autoridades competentes controlarán las emisiones de óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y partículas de cada instalación de combustión incluida en el plan nacional transitorio, verificando los datos sobre los controles o los cálculos de los titulares de las instalaciones de combustión.

2. Los Estados miembros se asegurarán de que las emisiones de óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y partículas de las instalaciones de combustión incluidas en el plan nacional transitorio estén limitadas a un nivel que permita el cumplimiento de los techos de emisión. Cuando exista riesgo de incumplimiento de los techos de emisión, los Estados miembros adoptarán las medidas necesarias para evitar que las emisiones superen dichos techos.

3. Los Estados miembros que pongan en práctica un plan nacional transitorio notificarán a la Comisión cada año, en un plazo de 12 meses, los datos de cada instalación enumerados en el artículo 72, apartado 3, de la Directiva 2010/75/UE en relación con todas las instalaciones de combustión incluidas en el plan.

Artículo 7

Los destinatarios de la presente Decisión serán los Estados miembros.

Hecho en Bruselas, el 10 de febrero de 2012.

Por la Comisión

Janez POTOČNIK

Miembro de la Comisión

ANEXO

1. Instalaciones de combustión que deben incluirse en el plan nacional transitorio

Las partes que componen una instalación de combustión (por ejemplo, una o más unidades individuales de combustión que comparten una chimenea común con otras unidades o que se encuentran en la situación descrita en el artículo 29, apartado 2, de la Directiva 2010/75/UE) no se incluirán en el plan nacional transitorio ⁽¹⁾.

A efectos del artículo 32, apartado 1, letra b), segundo guión, de la Directiva 2010/75/UE, las instalaciones de combustión contempladas por dicha disposición también incluyen a las instalaciones que no están explotadas por un titular de refinería, sino que están ubicadas dentro de ella y utilizan los combustibles a que hace referencia dicha letra.

Las instalaciones de combustión que estén sujetas a las disposiciones del capítulo IV de la Directiva 2010/75/UE, relativo a las instalaciones de incineración de residuos y a las instalaciones de co-incineración de residuos, en cualquier instante durante la aplicación del plan nacional transitorio no se incluirán en ese plan.

2. Datos sobre las instalaciones de combustión que deben incluirse en el plan nacional transitorio

El plan nacional transitorio incluirá una lista de todas las instalaciones de combustión que abarca y todos los datos relativos a esas instalaciones que se hayan utilizado para calcular los techos de emisión.

Los datos de cada una de las instalaciones que deben incluirse se refieren a la potencia térmica nominal total, los combustibles utilizados y las características de funcionamiento de cada una de ellas durante el período de ejecución del plan nacional transitorio.

Como mínimo se incluirán los siguientes datos en el plan transitorio nacional en relación con cada una de las instalaciones de combustión abarcada:

1. Nombre y ubicación de la instalación de combustión ⁽²⁾.
2. Fecha de concesión del primer permiso para la instalación de combustión.
3. Fecha de presentación de la solicitud del primer permiso para la instalación de combustión, y fecha en que esta entró por primera vez en funcionamiento.

Nota: Esta información solamente se precisa en el caso de que la instalación de combustión haya obtenido su primer permiso después del 27 de noviembre de 2002, pero no haya sido puesta en funcionamiento más tarde del 27 de noviembre de 2003.

4. Cualquier ampliación de al menos 50 MW de la potencia térmica nominal total de la instalación de combustión que se haya producido entre el 27 de noviembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2010 (indicando la capacidad añadida en MW) ⁽³⁾.
5. La potencia térmica nominal total (MW) de cada instalación de combustión a 31 de diciembre de 2010.
6. Número anual de horas de funcionamiento ⁽⁴⁾ de cada instalación de combustión, promediado a lo largo del período 2001-2010.

Nota: Esta información solamente se precisa en el caso de que para calcular la contribución de la instalación de combustión al techo de emisión se utilicen valores límite de emisión específicos correspondientes a instalaciones de combustión que funcionen menos de 1 500 horas al año.

7. Contaminantes en relación con los cuales la instalación de combustión en cuestión no esté cubierta por el plan nacional transitorio (si procede) ⁽⁵⁾.

⁽¹⁾ Lo mismo es aplicable en cuanto a los artículos 33, 34 y 35 de la Directiva 2010/75/UE. En consecuencia, una parte de una instalación de combustión no puede estar cubierta por las disposiciones de los artículos 33, 34 o 35, mientras otra parte (u otras partes) de dicha instalación esté incluida en el plan nacional transitorio.

⁽²⁾ Según lo declarado en los inventarios de emisiones establecidos en virtud de la Directiva 2001/80/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de octubre de 2001, sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (DO L 309 de 27.11.2001, p. 1).

⁽³⁾ Esta información se precisa con vistas a determinar los valores límite de emisión pertinentes para el 1 de enero de 2016, según lo dispuesto en el artículo 10 de la Directiva 2001/80/CE.

⁽⁴⁾ «Horas de funcionamiento»: el tiempo, expresado en horas, durante el que una instalación de combustión, en su conjunto o en parte, funcione y expulse emisiones a la atmósfera, excepto los períodos de arranque y de parada.

⁽⁵⁾ Por ejemplo, las turbinas de gas solamente pueden estar cubiertas por el plan nacional transitorio en lo referente a sus emisiones de NO_x. Otras instalaciones pueden estar cubiertas por el plan nacional transitorio en relación con ciertas sustancias contaminantes, al tiempo que están sujetas a los valores límite de emisión del anexo V de la Directiva 2010/75/UE con respecto a otros contaminantes.

8. Cantidad anual de combustible utilizado (TJ/año), promediada a lo largo del período 2001-2010, dividida en seis tipos de combustible: antracita, lignito, biomasa, otros combustibles sólidos, combustibles líquidos y combustibles gaseosos ⁽¹⁾.

9. Índice anual del caudal de gases residuales (Nm³/año), promediado a lo largo del período 2001-2010 ⁽²⁾;

Nota 1: En el caso de instalaciones de combustión que quemen diversos tipos de combustibles o que estén compuestas por varios tipos de instalaciones, es necesario facilitar el índice del caudal de gases residuales correspondiente a cada uno de los tipos de combustible o tipos de instalaciones de combustión por separado ⁽³⁾.

Nota 2: Si el índice del caudal de gases residuales se calcula a partir de la cantidad de combustible utilizado (y no sobre la base de los caudales de gases residuales controlados realmente), es necesario notificar el factor (o los factores en el caso de varios tipos de combustibles o de instalaciones de combustión) utilizado para el cálculo (Nm³/Gj).

10. Cantidad de azufre introducido a través de los combustibles sólidos nacionales ⁽⁴⁾ utilizados (toneladas de S/año), promediada a lo largo del período 2001-2010.

Nota: Esta información solamente se requiere en el caso en que la instalación de combustión utilice combustibles sólidos nacionales y cuando se utilice el índice mínimo de desulfuración para calcular la contribución de la instalación de combustión al techo de emisión correspondiente al dióxido de azufre (para 2016 y/o 2019).

Cuando las instalaciones de combustión cubiertas por el plan nacional transitorio sean turbinas de gas o motores de gas, el plan nacional transitorio deberá indicarlo específicamente.

3. Determinación de los techos de emisión

3.1. Método de cálculo de la contribución de cada instalación a los techos de emisión de 2016 y 2019

3.1.1. Caso general

Para determinar los techos de emisión aplicables para un contaminante en relación con los años 2016 y 2019, la contribución de cada instalación de combustión, expresada en toneladas por año (tpa) se calculará utilizando la ecuación siguiente:

$$\text{Contribución al techo (tpa)} = \text{Índice del caudal de gases residuales (Nm}^3\text{pa)} \times \text{VLE (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}$$

donde:

— Índice del caudal de gases residuales es el índice volumétrico del caudal de gases residuales, expresado en metros cúbicos por año (Nm³pa), promediado a lo largo del período 2001-2010. Viene expresado a temperatura (273 K) y presión (101,3 kPa) estándares, con el pertinente contenido de oxígeno de referencia [es decir, el mismo que se haya utilizado para el valor límite de emisión (VLE)] y una vez aplicada la corrección del contenido en vapor de agua.

— VLE es el valor límite de emisión aplicable al contaminante considerado, expresado en mg/Nm³, suponiendo un contenido de oxígeno por volumen en el gas residual del 6 % en el caso de combustibles sólidos, el 3 % en el caso de combustibles líquidos y gaseosos (cuando se trata de instalaciones de combustión que no sean turbinas de gas o motores de gas) y el 15 % en el de las turbinas de gas y motores de gas.

Los detalles sobre la forma de determinar los valores límite de emisión para el cálculo de los techos de emisión de 2016 y 2019 figuran en las secciones 3.2 y 3.3.

3.1.2. Caso específico de instalaciones que queman distintos tipos de combustible o están formadas por varios tipos de instalaciones

La ecuación indicada en la sección 3.1.1 no se puede utilizar en el caso de instalaciones de combustión que quemaron diversos tipos de combustible durante el período 2001-2010 (de manera simultánea o no) o que están compuestas por distintos tipos de instalaciones.

⁽¹⁾ En el caso de instalaciones de combustión que, en algún momento durante el período 2001-2010, hayan coincinerado residuos [distintos de los considerados como «biomasa» según la definición recogida en el artículo 3, apartado 31, letra b), de la Directiva 2010/75/UE y, en consecuencia, estén cubiertas por la Directiva 2000/76/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 4 de diciembre de 2000, relativa a la incineración de residuos (DO L 332 de 28.12.2000, p. 91)], la cantidad de residuos incinerados durante dicho período no se incluirá en este punto.

⁽²⁾ Véase la sección 3.1.1 del presente anexo por lo que respecta a las condiciones de referencia aplicables.

⁽³⁾ Véase la sección 3.1.2 del presente anexo.

⁽⁴⁾ «Combustible sólido nacional»: el combustible sólido natural utilizado en una instalación de combustión diseñada especialmente para ese combustible, que es extraído y utilizado localmente.

En relación con esas instalaciones de combustión tienen que aplicarse diferentes valores límite de emisión o condiciones de referencia para calcular su contribución a los techos de emisión. Por tanto, se utilizará el método siguiente.

$$\text{Contribución al techo (tpa)} = \Sigma [\text{Índice del caudal de gases residuales (Nm}^3\text{pa)} \times \text{VLE (mg/Nm}^3\text{)} \times 1,0 \times 10^{-9}]$$

Esta ecuación implica que, para cada uno de los tipos de combustible utilizados durante el período 2001-2010, el volumen de gas residual anual medio (Nm³ por año) se multiplica por el pertinente valor límite de emisión (correspondiente a la potencia térmica nominal total de toda la instalación de combustión). Los productos resultantes de estas multiplicaciones se suman luego para todos los tipos de combustibles utilizados.

Hay que asegurarse de que, para cada tipo de combustible, el volumen de gas residual y el valor límite de emisión multiplicados estén expresados para el mismo contenido de oxígeno de referencia.

Este mismo enfoque es aplicable a los casos en que, durante el período 2001-2010, teniendo en cuenta el artículo 29, apartados 1 y 2, de la Directiva 2010/75/UE, una sola instalación de combustión estuviera compuesta por diferentes tipos de instalaciones, por ejemplo:

- una o varias turbinas de gas combinadas con uno o varios tipos diferentes de instalaciones de combustión,
- uno o varios motores de gas combinados con uno o varios tipos diferentes de instalaciones de combustión.

3.1.3. Índice mínimo de desulfuración (IMD)

La ecuación indicada en la sección 3.1.1 no se puede utilizar cuando se trata de instalaciones de combustión que queman combustible sólido nacional ⁽¹⁾ y que no pueden cumplir con los oportunos valores límite de emisión fijados para el dióxido de azufre en la Directiva 2010/75/UE debido a las características de dicho combustible.

En relación con tales instalaciones, el cálculo de su contribución al techo de emisión aplicable para el dióxido de azufre puede fundamentarse en la aplicación de los índices mínimos de desulfuración pertinentes ⁽²⁾ más que en los valores límite de emisión para el dióxido de azufre.

En tal caso, la contribución de la instalación de combustión al techo de emisión de dióxido de azufre expresado en toneladas por año (tpa) se calculará utilizando la ecuación siguiente:

$$\text{Contribución al techo de SO}_2 \text{ (tpa)} = \text{Entrada de azufre (tpa)} \times (1 - (\text{IMD}/100)) \times 2$$

donde:

- Entrada de azufre es la cantidad anual de azufre (S) contenido en el combustible sólido nacional que se utilizó en la instalación de combustión, expresada en toneladas por año (tpa), promediada durante el período 2001-2010.
- IMD es el índice mínimo de desulfuración pertinente, expresado en porcentaje.

Los detalles sobre la forma de determinar el índice mínimo de desulfuración pertinente para el cálculo de los techos de emisión de 2016 y 2019 figuran en las secciones 3.2 y 3.3.

3.2. Valores límite de emisión e índices mínimos de desulfuración pertinentes para el cálculo de los techos de emisión de 2016

Según el artículo 32, apartado 3, de la Directiva 2010/75/UE, el techo de emisión para el año 2016 se calculará sobre la base de los valores límite de emisión pertinentes mencionados en los anexos III a VII de la Directiva 2001/80/CE o, si procede, sobre la base del índice mínimo de desulfuración mencionado en el anexo III de la Directiva 2001/80/CE. Así pues, el cálculo de los techos de emisión de 2016 está basado en los valores límite de emisión y los IMD pertinentes que se aplicarían el 1 de enero de 2016 a la instalación de combustión correspondiente conforme a la Directiva 2001/80/CE, teniendo en cuenta las disposiciones siguientes ⁽³⁾.

⁽¹⁾ Esto se aplica a las instalaciones de combustión que hayan estado quemando combustible sólido nacional durante el período 2001-2010.

⁽²⁾ «Índice de desulfuración»: la proporción, durante un período determinado, entre la cantidad de azufre no emitida a la atmósfera por una instalación de combustión y la cantidad de azufre que contenga el combustible sólido que se introduzca en las instalaciones de combustión y se utilice allí durante el mismo período de tiempo.

⁽³⁾ Los valores límite de emisión pertinentes para calcular los techos de emisión no están afectados por la inclusión de una instalación en un plan nacional de reducción de emisiones conforme al artículo 4, apartado 6, de la Directiva 2001/80/CE.

Los valores límite de emisión y los IMD se determinarán sobre la base de la potencia térmica nominal total de toda la instalación de combustión el 31 de diciembre de 2010, los tipos de combustible utilizado y el número anual de horas de funcionamiento, promediadas a lo largo del período 2001-2010. Si las instalaciones de combustión han sido ampliadas en al menos 50 MW en el período comprendido entre el 27 de noviembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2010, se aplicarán las reglas para calcular los valores límite de emisión pertinentes, recogidas en el artículo 10 de la Directiva 2001/80/CE.

En relación con todas las turbinas de gas incluidas en el plan nacional transitorio, el pertinente valor límite de emisión correspondiente a los óxidos de nitrógeno es el fijado en la parte B del anexo VI de la Directiva 2001/80/CE, con independencia del artículo 2, apartado 7, letra j), de la Directiva 2001/80/CE.

Habida cuenta de que la Directiva 2001/80/CE no prevé ningún valor límite de emisión en relación con los motores de gas, el valor límite de emisión pertinente correspondiente a los óxidos de nitrógeno es el establecido en la parte 1 del anexo V de la Directiva 2010/75/UE.

Si se trata de instalaciones de combustión que han utilizado diferentes tipos de combustible en el período 2001-2010, los valores límite de emisión pertinentes se enumerarán en relación con cada combustible por separado. La sección 3.1.2 ofrece detalles sobre el método a utilizar para calcular la contribución de cada una de dichas instalaciones a los techos de emisión.

La Directiva 2001/80/CE permite que determinadas instalaciones de combustión que funcionen menos de 1 500 horas (como media móvil calculada en un período de cinco años) cumplan valores límite de emisión menos estrictos. Estos solamente pueden utilizarse para calcular la contribución de cada instalación al techo de emisión de 2016 si el número medio de horas de funcionamiento de la instalación a lo largo de los años 2001-2010 es inferior a 1 500 horas al año.

En las tablas C.1, C.2 y C.3 del apéndice C del presente anexo se resumen los valores límite de emisión pertinentes, según se establece en los anexos III a VII de la Directiva 2001/80/CE, y los MDR pertinentes fijados en el anexo III de la Directiva 2001/80/CE⁽¹⁾.

3.3. Valores límite de emisión e índices mínimos de desulfuración pertinentes para el cálculo de los techos de emisión de 2019

Según el artículo 32, apartado 3, de la Directiva 2010/75/UE, los techos de emisión para el año 2016 se calcularán sobre la base de los valores límite de emisión pertinentes mencionados en la parte 1 del anexo V de la Directiva 2010/75/UE o, en su caso, de los índices de desulfuración pertinentes mencionados en la parte 5 del anexo V de la Directiva 2010/75/UE. Así, el cálculo de los techos de emisión de 2019 se basa en los valores límite de emisión y los IMD pertinentes que serían aplicables el 1 de enero de 2019 conforme a la Directiva 2010/75/UE a la instalación de combustión considerada.

Los valores límite de emisión y los IMD se determinarán sobre la base de la potencia térmica nominal total de toda la instalación de combustión a fecha de 31 de diciembre de 2010, de los tipos de combustibles utilizados y del número anual de horas de funcionamiento, promediadas a lo largo del período 2001-2010.

En las tablas D.1, D.2 y D.3 del apéndice D del presente anexo se resumen los valores límite de emisión pertinentes, establecidos en la parte 1 del anexo V de la Directiva 2010/75/UE, y los IMD pertinentes fijados en la parte 5 del anexo V de esa misma Directiva.

En el caso de las instalaciones de combustión que hayan utilizado diferentes tipos de combustible en el período 2001-2010, los valores límite de emisión pertinentes se enumerarán en relación con cada combustible por separado. La sección 3.1.2 ofrece detalles sobre el método a utilizar para calcular la contribución de cada una de dichas instalaciones a los techos de emisión.

La Directiva 2010/75/UE permite que determinadas instalaciones de combustión que funcionen menos de 1 500 horas (como media móvil calculada en un período de cinco años) cumplan valores límite de emisión menos estrictos. Estos solamente pueden aplicarse para calcular la contribución de una instalación al techo de emisión de 2019 si el número medio de horas de funcionamiento correspondientes a dicha instalación a lo largo de los años 2001-2010 es inferior a 1 500 horas al año.

3.4. Cálculo de los techos de emisión

3.4.1. Cálculo de los techos de emisión de 2016 y 2019

En relación con los años 2016 y 2019, los techos de emisión totales por contaminante se determinarán sumando las contribuciones de cada instalación a los respectivos techos de emisión:

$$\text{techo}_{2016} \text{ (tpa)} = \Sigma [\text{contribución de la instalación al techo de 2016}]$$

$$\text{techo}_{2019} \text{ (tpa)} = \Sigma [\text{contribución de la instalación al techo de 2019}]$$

⁽¹⁾ Esta descripción no es exhaustiva. En concreto, no cubre situaciones en las que una instalación de combustión se haya ampliado en al menos 50 MW entre el 27 de noviembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2010, en cuyo caso también son pertinentes los valores límite de emisión reseñados en la parte B de los anexos III a VII de la Directiva 2001/80/CE (aplicación del artículo 10 de la Directiva 2001/80/CE).

3.4.2. Cálculo de los techos de emisión de 2017, 2018 y 2020

Los techos para el año 2017 (techo2017) se calcularán utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{techo2017} = \text{techo2016} - \frac{(\text{techo2016} - \text{techo2019})}{3}$$

Los techos para el año 2018 (techo2018) se calcularán utilizando la siguiente ecuación:

$$\text{techo2018} = \text{techo2016} - \frac{2 * (\text{techo2016} - \text{techo2019})}{3}$$

Los techos para el primer semestre de 2020 (techo2020) son la mitad de los techos para 2019:

$$\text{techo2020} = \frac{\text{techo2019}}{2}$$

4. Cambios posteriores a los planes nacionales transitorios

Los Estados miembros informarán a la Comisión al menos sobre lo siguiente:

- a) Las instalaciones de combustión que opten por la exención por vida útil limitada de acuerdo con el artículo 33 de la Directiva 2010/75/UE.

Nota: Aunque los Estados miembros deben comunicar sus planes nacionales transitorios a la Comisión a más tardar el 1 de enero de 2013, los titulares de instalaciones disponen hasta el 1 de enero de 2014 para notificar a la autoridad competente si desean optar por la exención por vida útil limitada. Así pues, una instalación de combustión puede estar incluida inicialmente en el plan nacional transitorio presentado a la Comisión antes de disfrutar de una exención por vida útil limitada. La instalación de combustión deberá ser eliminada del plan nacional transitorio una vez que la autoridad competente haya sido notificada por el titular de la instalación de combustión acerca de la decisión de optar por la exención por vida útil limitada. Las contribuciones a los techos de emisión aplicables de cada una de las instalaciones de combustión que estarían amparadas por el artículo 33 de la Directiva 2010/75/UE deberán deducirse entonces de los techos de emisión calculados en la última versión aceptada del plan nacional transitorio (o, si no se hubiera aceptado ningún plan, según el cálculo de la última versión del plan nacional transitorio presentado a la Comisión).

- b) Las instalaciones de combustión que estén cerradas (esto es, aquellas instalaciones que hayan dejado definitivamente de explotarse) o la potencia térmica nominal total de las que se haya reducido a menos de 50 MW.
- c) Las instalaciones de combustión que comiencen a coincinerar residuos después del 31 de diciembre de 2015 y que, por tanto, estarían amparadas por el capítulo IV de la Directiva 2010/75/UE.

Nota: Según lo establecido en el artículo 32, apartado 3, de la Directiva 2010/75/UE, cuando se cierre una instalación incluida en el plan nacional transitorio o cuando esta no entre ya dentro del ámbito de aplicación del capítulo III de la Directiva 2010/75/UE, esto no acarreará un aumento de las emisiones anuales totales de las restantes instalaciones cubiertas por el plan nacional transitorio.

A efectos del artículo 32, apartado 6, de la Directiva 2010/75/UE, los Estados miembros no están obligados a comunicar a la Comisión la siguiente información, puesto que los cambios posteriores a que se refieren no deberían afectar a los techos de emisión aplicables:

- una reducción o un aumento de la potencia térmica nominal total después del 31 de diciembre de 2010 (cuando no se trate de una reducción a menos de 50 MW),
- una reducción o un aumento de las horas anuales de funcionamiento después de 2010,
- un cambio en el uso de combustible (tipo, cantidad) registrado después de 2010 (que no sea un cambio a la incineración de residuos, lo cual haría que la instalación se considerara planta de coincineración de residuos, lo que originaría su exclusión del plan nacional transitorio).

Los cambios que afecten al nombre de la instalación (por ejemplo, debido a un cambio del titular) se notificarán por medio de los inventarios de emisiones que los Estados miembros deben facilitar en virtud del artículo 6, apartado 3, de la presente Decisión y del artículo 72, apartado 3, de la Directiva 2010/75/UE.

Tabla A.1

Plantilla para la lista de instalaciones de combustión que deben incluirse en el plan nacional transitorio

A	B	C	D		E	F	G	H
Número	Nombre de la instalación	Ubicación de la instalación (dirección)	Fecha de presentación de la solicitud del primer permiso para la instalación y fecha en que la instalación entró por primera vez en funcionamiento	O Fecha de concesión del primer permiso para la instalación	Cualquier ampliación de al menos 50 MW de la potencia térmica nominal total de la instalación de combustión que se haya producido entre el 27 de noviembre de 2002 y el 31 de diciembre de 2010 (ampliación total en MW)	Potencia térmica nominal total a 31.12.2010 (MW)	Número anual de horas de funcionamiento (promedio 2001-2010)	Contaminantes (SO ₂ , NO _x , partículas) en relación con los cuales la instalación NO está cubierta por el plan nacional transitorio

A	I	J					K	L	M
Número	Indicar si la instalación es una turbina de gas o un motor de gas	Cantidad anual de combustible utilizado (promedio 2001-2010) (TJ/año)					Índice del caudal medio de gases residuales (promedio 2001-2010) (Nm ³ /a)	Cantidad anual de S en combustibles sólidos nacionales introducida en la instalación de combustión (promedio 2001-2010) (tpa)	Factores de conversión utilizados en el caso de que el índice del caudal de gases residuales se haya calculado a partir de la entrada de combustible (por tipo de combustible) (Nm ³ /GJ)
		antracita	lignito	biomasa	otros combustibles sólidos	combustibles líquidos	combustibles gaseosos		

Apéndice B

Tabla B.1

Plantilla para el cálculo de los techos de emisión de 2016

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Número	Nombre	Contenido de oxígeno de referencia (%)	VLE de SO ₂ (mg/Nm ³)	Índice de desulfuración pertinente (cuando proceda)	Contribución de la instalación al techo de SO ₂ de 2016 (tpa)	VLE de NO _x (mg/Nm ³)	Contribución de la instalación al techo de NO _x de 2016 (tpa)	VLE de partículas (mg/Nm ³)	Contribución de la instalación al techo de partículas de 2016 (tpa)	Observaciones
(datos de cada una de las instalaciones)										
SUMA					TOTAL TECHO SO ₂		TOTAL TECHO NO _x		TOTAL TECHO partículas	

Tabla B.2

Plantilla para el cálculo de los techos de emisión de 2019

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
Número	Nombre	Contenido de oxígeno de referencia (%)	VLE de SO ₂ (mg/Nm ³)	Índice de desulfuración pertinente (cuando proceda)	Contribución de la instalación al techo de SO ₂ de 2019 (tpa)	VLE de NO _x (mg/Nm ³)	Contribución de la instalación al techo de NO _x de 2019 (tpa)	VLE de partículas (mg/Nm ³)	Contribución de la instalación al techo de partículas de 2019 (tpa)	Observaciones
(datos de cada una de las instalaciones)										
SUMA					TOTAL TECHO SO ₂		TOTAL TECHO NO _x		TOTAL TECHO partículas	

Tabla B.3

Resumen de los techos de emisión*(toneladas por año)*

	2016	2017	2018	2019	2020 (1 de enero – 30 de junio)
SO ₂					
NO _x					
Partículas					

Apéndice C

Tabla C.1

Valores límite de emisión pertinentes para el cálculo de las contribuciones individuales a los techos de emisión de 2016 en el caso de instalaciones de combustión que no sean turbinas de gas ni motores de gas

Contaminante	Tipo de combustible	VLE (mg/Nm ³)			
		50 - 100 MW	> 100 - 300 MW	> 300 - 500 MW	> 500 MW
SO ₂	Sólido	2 000	2 000 a 400 (escala lineal) (nota 1)		400
	Líquido	1 700		1 700 a 400 (escala lineal)	400
	Gaseoso	35 en general 5 para gas licuado 800 para gas de hornos de coque y gas de altos hornos			
NO _x (Nota 6)	Sólido (nota 2)	600			200 (nota 3)
	Líquido	450			400
	Gaseoso	300			200
Partículas	Sólido	100			50 (nota 4)
	Líquido	50 (nota 5)			
	Gaseoso	5 en general 10 para gas de altos hornos 50 para gases de la industria siderúrgica que se pueden utilizar en otros lugares			

El contenido de oxígeno de referencia es 6 % en el caso de combustibles sólidos y 3 % en el de combustibles líquidos y gaseosos.

Notas:

- 800 mg/Nm³ en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal superior o igual a 400 MW, que no funcionen más de 1 500 horas al año.
- 1 200 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que a lo largo del período de doce meses que finalizó el 1 de enero de 2001 funcionaron, y continúan funcionando, con combustibles sólidos cuyo contenido volátil sea < 10 %.
- 450 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que no funcionen más de 1 500 horas al año
- 100 mg/Nm³ en el caso de instalaciones cuya licencia de construcción original o, en ausencia de tal procedimiento, cuyo permiso de explotación original, se concediera antes del 1 de julio de 1987 y que estén quemando combustible sólido con un contenido calorífico inferior a 5 800 kJ/kg, un contenido de humedad > 45 % en peso, un contenido combinado de humedad y cenizas > 60 % en peso y un contenido de óxido de calcio > 10 %.
- 100 mg/Nm³ en el caso de instalaciones con una potencia térmica nominal inferior a 500 MW y que quemen combustible líquido con un contenido de cenizas > 0,06 %.
- En el caso de instalaciones ubicadas en los departamentos franceses de ultramar, las Islas Azores, Madeira o las Islas Canarias se aplica el siguiente VLE: combustibles sólidos en general: 650 mg/Nm³; combustibles sólidos con < 10 % de compuestos volátiles: 1 300 mg/Nm³; combustibles líquidos: 450 mg/Nm³; combustibles gaseosos: 350 mg/Nm³.

Tabla C.2

Valores límite de emisión pertinentes para el cálculo de las contribuciones individuales al techo de emisión de 2016 para NO_x de turbinas de gas y motores de gas

	VLE de NO _x (mg/Nm ³)
Motores de gas (que quemen combustibles gaseosos)	100
Turbinas de gas (incluidas las TGCC) que quemen los siguientes combustibles:	
Gas natural (nota 1)	50 (notas 2 y 3)
Combustibles gaseosos distintos del gas natural	120
Destilados ligeros y medios	120

El contenido de oxígeno de referencia es 15 %.

Notas:

1. Metano de origen natural que no tenga más del 20 % (en volumen) de inertes y otros constituyentes.
2. 75 mg/Nm³ en los siguientes casos (cuando el rendimiento de la turbina de gas se determina en condiciones ISO para carga base):
 - turbinas de gas utilizadas en sistemas combinados de calor y electricidad con un rendimiento global superior al 75 %,
 - turbinas de gas utilizadas en instalaciones de ciclo combinado cuyo rendimiento eléctrico global medio anual sea superior al 55 %,
 - turbinas de gas para unidades motrices mecánicas.
3. En el caso de turbinas de gas de ciclo único que no entren en ninguna de las categorías mencionadas en la nota 2, pero que tengan un rendimiento superior al 35 % (determinado en condiciones ISO para carga base), el VLE será de $50 \times \eta/35$, siendo η el rendimiento de la turbina de gas (determinado en condiciones ISO para carga base) expresado en porcentaje.

Tabla C.3

Índices mínimos de desulfuración pertinentes para el cálculo de las contribuciones individuales al techo de emisión de 2016 de SO₂ en el caso de instalaciones de combustión que queman combustibles sólidos nacionales que no pueden cumplir los valores límite de emisión para SO₂ a los que se refiere el artículo 30, apartados 2 y 3, de la Directiva 2010/75/UE debido a las características de ese combustible

Potencia térmica nominal total	Índice mínimo de desulfuración
50 – 100 MW	60 %
> 100 – 300 MW	75 %
> 300 – 500 MW	90 %
> 500 MW	94 % en general 92 % en el caso de instalaciones que hayan suscrito un contrato para instalar un equipo de desulfuración de gases de combustión o de inyección de cal y en esas obras hayan comenzado antes del 1 de enero de 2001

Apéndice D

Tabla D.1

Valores límite de emisión pertinentes para el cálculo de las contribuciones individuales a los techos de emisión de 2019 de instalaciones de combustión que no sean turbinas de gas ni motores de gas

Contaminante	Tipo de combustible	VLE (mg/Nm ³)			
		50 - 100 MW	> 100 - 300 MW	> 300 - 500 MW	> 500 MW
SO ₂	Hulla, lignito y otros combustibles sólidos (nota 1)	400	250	200	
	Biomasa (nota 1)	200			
	Turba (nota 1)	300		200	
	Líquido	350 (nota 2)	250 (nota 2)	200 (nota 3)	
	Gaseoso	35 en general 5 para gas licuado 400 para gases de bajo valor calorífico procedentes de hornos de coque 200 para gases de bajo valor calorífico procedentes de altos hornos			
NO _x	Hulla, lignito y otros combustibles sólidos	300 (notas 4 y 5)	200 (nota 5)		200 (nota 6)
	Biomasa y turba	300 (nota 5)	250 (nota 5)	200 (nota 5)	200 (nota 6)
	Líquido	450	200 (notas 5 y 7)	150 (notas 5 y 7)	150 (nota 3)
	Gas natural (nota 8)	100			
	Otros gases	300			200
Partículas	Hulla, lignito y otros combustibles sólidos	30	25	20	
	Biomasa y turba	30	20		
	Líquido	30	25	20	
	Gaseoso	5 en general 10 para gas de altos hornos 30 para gases producidos por la industria siderúrgica que pueden tener otros usos			

El contenido de oxígeno de referencia es 6 % en el caso de combustibles sólidos y 3 % en el de combustibles líquidos y gaseosos.

Notas:

1. 800 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que no funcionen más de 1 500 horas al año.
2. 850 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que no funcionen más de 1 500 horas al año.
3. 400 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que no funcionen más de 1 500 horas al año
4. 450 mg/Nm³ en caso de combustión de lignito pulverizado.
5. 450 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que no funcionen más de 1 500 horas al año.

6. 450 mg/Nm³ en el caso de instalaciones a las que se concediera un permiso antes del 1 de julio de 1987 y que no funcionen más de 1 500 horas al año.
7. 450 mg/Nm³ en el caso de plantas situadas en instalaciones químicas que utilicen los residuos de producción líquidos como combustible no comercial para consumo propio.
8. Metano de origen natural que no tenga más del 20 % (en volumen) de inertes y otros constituyentes.

Tabla D.2

Valores límite de emisión pertinentes para el cálculo de las contribuciones individuales al techo de emisión de 2019 de NO_x en el caso de turbinas de gas y motores de gas

	VLE de NO _x (mg/Nm ³)
Motores de gas (que quemen combustibles gaseosos)	100
Turbinas de gas (incluidas las TGCC) que quemen los siguientes combustibles:	
Gas natural (nota 1)	50 (notas 2, 3 y 4)
Combustibles gaseosos distintos del gas natural	120 (nota 5)
Destilados ligeros y medios	90 (nota 5)

El contenido de oxígeno de referencia es 15 %.

Notas:

1. El gas natural es metano de origen natural que no tiene más del 20 % (en volumen) de inertes y otros constituyentes.
2. 75 mg/Nm³ en los siguientes casos (cuando el rendimiento de la turbina de gas se determina en condiciones ISO para carga base):
 - turbinas de gas utilizadas en sistemas combinados de calor y electricidad con un rendimiento global superior al 75 %,
 - turbinas de gas utilizadas en instalaciones de ciclo combinado cuyo rendimiento eléctrico global medio anual sea superior al 55 %,
 - turbinas de gas para unidades motrices mecánicas.
3. Si se trata de turbinas de gas de ciclo único que no entren en ninguna de las categorías mencionadas en la nota 2, pero que tengan un rendimiento superior al 35 % (determinado en condiciones ISO para carga base), el VLE será de $50 \times \eta/35$, siendo η el rendimiento de la turbina de gas (determinado en condiciones ISO para carga base) expresado en porcentaje.
4. 150 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que no funcionen más de 1 500 horas al año.
5. 200 mg/Nm³ en el caso de instalaciones que no funcionen más de 1 500 horas al año.

Tabla D.3

Índices mínimos de desulfuración pertinentes para el cálculo de las contribuciones individuales al techo de emisión de 2019 de SO₂ en el caso de instalaciones de combustión que queman combustibles sólidos nacionales que no pueden cumplir los valores límite de emisión de SO₂ a los que se refiere el artículo 30, apartados 2 y 3, de la Directiva 2010/75/UE debido a las características de dicho combustible

Potencia térmica nominal total	Índice mínimo de desulfuración
50 – 100 MW	80 %
> 100 – 300 MW	90 %
> 300 MW	96 % en general 95 % en el caso de instalaciones que queman pizarra bituminosa