



Junta de Andalucía

Consejería de Sostenibilidad y Medio Ambiente
Dirección General de Sostenibilidad Ambiental y
Economía Circular

Guía de apoyo para la notificación de las emisiones en las centrales térmicas y otras instalaciones de combustión

Versión: Diciembre 2024





ÍNDICE

1. OBJETIVO DE ESTA GUÍA.....	5
2. EMISIONES ASOCIADAS AL EPÍGRAFE 1.C.....	5
2.1. Descripción del proceso productivo.....	5
2.2. Contaminantes asociados a los procesos de combustión.....	6
3. PARÁMETROS PRTR A NOTIFICAR.....	8
4. METODOLOGÍA DE NOTIFICACIÓN DE EMISIONES.....	11
4.1. M - Datos medidos.....	11
4.2. C - Datos calculados.....	11
4.3. E - Datos estimados.....	15
5. F.E. SELECCIONADOS PARA LA NOTIFICACIÓN DE EMISIONES.....	16
5.1. Factores de emisión al agua.....	41
6. ESQUEMA RESUMEN DEL PROCESO DE NOTIFICACIÓN.....	41
7. DOCUMENTACIÓN DE REFERENCIA.....	42

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Equipos empleados en procesos de combustión.....	5
Tabla 2. Contaminantes atmosféricos originados durante la combustión.....	7
Tabla 3. Sub-listas contaminantes PRTR.....	8
Tabla 4. Contaminantes PRTR incluidos por R.D. 508/2007.....	10
Tabla 5. Designación de métodos de cálculo en el Registro PRTR.....	12
Tabla 6. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de CH ₄	16
Tabla 7. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de CO.....	17
Tabla 8. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de CO ₂	18
Tabla 9. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de N ₂ O.....	18
Tabla 10. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de NO _x en calderas.....	19
Tabla 11. F.E. sin dispositivos de control propuestos para el cálculo de las emisiones de SO _x	19
Tabla 12. Eficacia de las medidas de reducción de emisiones de SO _x	21
Tabla 13. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Amoníaco.....	21



Tabla 14. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de COVDM.....	22
Tabla 15. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de As.....	23
Tabla 16. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cd.....	24
Tabla 17. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cr.....	25
Tabla 18. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cu.....	26
Tabla 19. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Hg.....	27
Tabla 20. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Ni.....	28
Tabla 21. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Pb.....	29
Tabla 22. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Zn.....	30
Tabla 23. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Sb.....	31
Tabla 24. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Co.....	31
Tabla 25. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Mn.....	31
Tabla 26. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Vanadio.....	32
Tabla 27. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de tricloroetileno.....	32
Tabla 28. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de dioxinas y furanos.....	32
Tabla 29. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de benceno.....	33
Tabla 30. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de HAP.....	33
Tabla 31. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de cloro.....	34
Tabla 32. Factores de emisión propuestos para el cálculo de PM ₁₀ *.....	34
Tabla 33. Factores de emisión propuestos para el cálculo de Partículas*.....	36
Tabla 34. Factores de emisión específicos propuestos para turbinas de gas >50 MWth.....	37
Tabla 35. Factores de emisión específicos propuestos para turbinas de gas ≤50 MWth.....	38
Tabla 36. Factores de emisión específicos propuestos para motores estacionarios >50 MWth.....	39
Tabla 37. Factores de emisión específicos propuestos para motores estacionarios ≤50 MWth.....	40

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema resumen del proceso de notificación.....	41
--	----



ABREVIATURAS

AAI:	Autorización Ambiental Integrada
API:	Petroleum Institute
BAT:	Available Techniques
BREF:	BAT Reference
CORINAIR:	Atmospheric Emissions Inventory Guidebook (Inventario de emisiones a la atmósfera)
EPA:	Environmental Protection Agency
F.E.:	Factores de Emisión
HAP:	Hidrocarburos Policíclicos Aromáticos
IPCC:	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático)
MW:	Mega Watios
PCI:	Poder Calorífico Inferior
PE:	Precipitador Electrostático
R.D.:	Real Decreto
SEPA:	Scottish Environment Protection Agency



1. Objetivo de esta guía

Este documento establece las particularidades para la notificación de las emisiones y transferencia de contaminantes de los complejos incluidos en el epígrafe 1.c “Instalaciones de combustión con una potencia térmica superior a 50 MW” del Anexo I, correspondiente al Real Decreto 508/2007, modificado mediante Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, (BOE N.º 251, 19 de octubre de 2013).

2. Emisiones asociadas al epígrafe 1.c

A continuación se describe brevemente el proceso de combustión y los contaminantes asociados al mismo.

2.1. Descripción del proceso productivo

Un proceso de combustión se puede definir como una combinación química rápida del oxígeno con los elementos del combustible. Los principales elementos químicos de los combustibles fósiles son el carbono, hidrógeno y azufre, siendo este último de menor importancia como fuente de calor. Cuando el carbono y el hidrógeno se queman completamente con oxígeno se transforman a CO_2 y H_2O según las siguientes reacciones:



El objetivo principal de la combustión es liberar el máximo calor posible, minimizando las pérdidas debidas a una combustión incompleta. Para que todos los elementos del combustible se oxiden completamente se requiere una temperatura suficientemente alta que permita la ignición de los constituyentes, mezcla o turbulencia y suficiente tiempo de residencia para completar la reacción. El calor generado en un proceso de combustión puede ser empleado para generar electricidad y/o vapor, el cual se utiliza en multitud de aplicaciones industriales.

En la siguiente tabla se comentan brevemente algunos de los equipos empleados en procesos de combustión y generación de electricidad:

Tabla 1. Equipos empleados en procesos de combustión

TIPO DE PROCESO	DESCRIPCIÓN
TURBINA DE VAPOR	Se produce vapor mediante la combustión de un combustible fósil en una caldera. El vapor hace girar una turbina y de esta forma se convierte la energía térmica en energía mecánica. Tras atravesar la turbina, el vapor se condensa en un condensador.



TIPO DE PROCESO	DESCRIPCIÓN
COMBUSTIÓN EN LECHO FLUIDO	Se utiliza principalmente en aplicaciones industriales con combustibles sólidos. El combustible y el aire se inyectan en un lecho turbulento.
COMBUSTIÓN EN PARRILLA	El combustible sólido se quema haciendo pasar el aire a través del suelo en el que está colocado.
CALDERAS DE FONDO SECO Y FONDO HÚMEDO	Estas calderas se utilizan para combustibles sólidos. Las calderas de fondo seco operan a temperaturas menores que la temperatura de fusión de las cenizas en las zonas próximas a las paredes de la cámara o a los intercambiadores de calor. Las cenizas salen como cenizas de fondo o como cenizas volantes. En las calderas de fondo húmedo, gran parte de las cenizas se transportan a las paredes y fluyen desde éstas hasta el orificio de salida en forma líquida. Se utilizan cuando la temperatura de combustión rebasa la temperatura de fusión de las cenizas.
MOTORES DIÉSEL	El motor está unido al eje de un generador y proporciona la energía mecánica necesaria para mover el generador y producir electricidad.
TURBINA DE GAS	Es similar a la turbina de vapor, pero en este caso se utilizan los gases de combustión para mover la turbina, la cual mueve el generador eléctrico y un compresor para aumentar la presión del aire antes de entrar en la cámara de combustión.
CICLO COMBINADO	Es una configuración en la que se emplean turbinas de gas y generadores de vapor. En un ciclo combinado con turbina de gas, los gases de salida se utilizan para proporcionar calor a una caldera que produce vapor que alimenta una turbina de vapor.
COGENERACIÓN	Se trata de la unión de un sistema diseñado para producir energía eléctrica y otro empleado para producir calor y vapor.

2.2. Contaminantes asociados a los procesos de combustión

Los principales contaminantes emitidos a la atmósfera durante la combustión son: SO₂, NO_x, CO, partículas y gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄, N₂O). Otras sustancias como metales pesados, HF, HCl, hidrocarburos aromáticos policíclicos, y dioxinas y furanos, se emiten en cantidades muy inferiores, pero sus emisiones tienen una influencia importante en el ambiente debido a su toxicidad o persistencia. En la siguiente tabla se resumen los orígenes de los distintos contaminantes:



Tabla 2. Contaminantes atmosféricos originados durante la combustión

CONTAMINANTE ATMOSFÉRICO	CAUSAS DE SU FORMACIÓN
SO ₂	Estas emisiones se deben a la presencia de azufre en el combustible.
NO _x	Existen tres mecanismos de formación de óxidos de nitrógeno, caracterizados según el origen del nitrógeno y el lugar en el que se forman: <ul style="list-style-type: none">• <i>NO_x térmico</i>, resultante de la reacción entre oxígeno y nitrógeno del aire.• <i>NO_x del combustible</i>, formados a partir del nitrógeno presente en el combustible.• <i>NO_x súbito</i>, formado por la conversión de nitrógeno molecular en el frente de llama en presencia de hidrocarburos intermedios.
Partículas	La emisión de partículas se debe principalmente a la fracción mineral del combustible. En la combustión de combustibles líquidos puede producirse hollín en condiciones de combustión deficientes.
Metales pesados	Las emisiones de metales pesados (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) se deben a su presencia en los combustibles fósiles. Se emiten generalmente a la atmósfera como compuestos (óxidos, cloruros, etc.) asociados con partículas.
CO	El CO es un producto intermedio de la combustión.
Gases invernadero	Los principales gases invernadero producidos por la combustión de combustibles fósiles son CO ₂ , CH ₄ y N ₂ O. El CO ₂ es el principal producto de reacción de la combustión. Las emisiones de CO ₂ están directamente relacionadas con el contenido de carbón del combustible. Las emisiones de CH ₄ se deben a combustiones incompletas de los hidrocarburos presentes en el combustible. El mecanismo de formación del N ₂ O está influenciado por compuestos intermedios de combustión y por la temperatura.
HCl	Las emisiones de HCl se deben a la presencia de cloro en pequeñas cantidades en los combustibles.
Hidrocarburos aromáticos policíclicos y Dioxinas y Furanos	Son compuestos orgánicos persistentes que pueden ser emitidos durante la combustión de combustibles fósiles.

Además de emisiones atmosféricas, las plantas de combustión producen una descarga de agua, tanto de refrigeración como residual, que puede causar problemas en la calidad del agua del medio receptor. El agua utilizada en las plantas de combustión puede estar contaminada por gran cantidad de sustancias, ya que sus usos en este tipo de plantas son muy diversos: agua de refrigeración, transporte de cenizas, limpieza de calderas, plantas de desulfuración, etc.



3. Parámetros PRTR a notificar

En el apéndice 4 de la “Guía para la implantación del E-PRTR” de la Dirección General del Medio Ambiente de la Comisión Europea se adjuntan unas sub-listas que ilustran, **a título orientativo**, los parámetros contaminantes a notificar en función del tipo de actividad de la instalación para las emisiones al aire y emisiones y transferencias al medio hídrico. Para las afectadas por el **epígrafe 1.c**, los contaminantes considerados son:

Tabla 3. Sub-listas contaminantes PRTR

CENTRALES TÉRMICAS Y OTRAS INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN			
Nº PRTR	Contaminante	Medio Atmósfera	Medio Agua
1	Metano (CH ₄)	■	--
2	Monóxido de Carbono (CO)	■	--
3	Dióxido de Carbono (CO ₂)	■	--
4	Hidrofluorocarburos (HFC)	■	--
5	Óxido Nitroso (N ₂ O)	■	--
6	Amoníaco (NH ₃)	■	--
7	Compuestos Orgánicos Volátiles distintos del Metano (COVDM)	■	--
8	Óxidos de Nitrógeno (NO _x /NO ₂)	■	--
10	Hexafluoruro de Azufre (SF ₆)	■	--
11	Óxidos de Azufre (SO _x /SO ₂)	■	--
12	Nitrógeno Total	--	■
13	Fósforo Total	--	■
14	Hidroclorofluorocarburos (HCFC)	■	--
17	Arsénico y sus compuestos (como As)	■	■
18	Cadmio y sus compuestos (como Cd)	■	■
19	Cromo y sus compuestos (como Cr)	■	■
20	Cobre y sus compuestos (como Cu)	■	■
21	Mercurio y sus compuestos (como Hg)	■	■



CENTRALES TÉRMICAS Y OTRAS INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN

Nº PRTR	Contaminante	Medio Atmósfera	Medio Agua
22	Níquel y sus compuestos (como Ni)	■	■
23	Plomo y sus compuestos (como Pb)	■	■
24	Cinc y sus compuestos (como Zn)	■	■
40	Compuestos Orgánicos Halogenados (como AOX)	--	■
47	PCDD + PCDF (Dioxinas y Furanos, como Teq)	■	■
57	Tricloroetileno	■	--
62	Benceno	■	--
71	Fenoles (como C total)	--	■
72	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP)	■	■
76	Carbono Orgánico Total (como C total o DQO/3)	--	■
79	Cloruros (como Cl total)	--	■
80	Cloro y compuestos inorgánicos (como HCl)	■	--
83	Fluoruros (como F total)	--	■
88	Fluoranteno	--	■
86	PM ₁₀	■	--
91	Benzo (g,h,i) perileno	--	■

En relación a los contaminantes incluidos en la tabla anterior, se deben realizar las siguientes consideraciones:

- Todos los metales (nº PRTR 17-24) se comunicarán como la masa total del elemento en todas las formas químicas presentes en la emisión.
- Los fenoles (contaminante 71) deben expresarse como la masa total de fenol y fenoles simples sustituidos, expresada como carbono total.
- Para la información sobre emisiones a la atmósfera, los Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP, nº PRTR 72) incluyen: el benzo(a)pireno, el benzo(b)fluoranteno, benzo(k)fluoranteno y el indeno (1,2,3-cd) pireno.

Por otro lado, en el R.D. 508/2007 han sido incluidos una serie de contaminantes que deben notificarse, aunque en principio no se incluirán en la información que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto De-



mográfico remita a organismos europeos o a cualquier otro organismo de carácter internacional. Estos contaminantes se recogen en la siguiente tabla:

Tabla 4. Contaminantes PRTR incluidos por R.D. 508/2007

Otras sustancias incluidas en el PRTR			
Nº PRTR	ATMÓSFERA	Nº PRTR	AGUA
76	COT (Carbono Orgánico Total)	98	DQO
92	Partículas totales en suspensión (PST)	200	o,p'-DDT
93	Talio	201	p,p'-DDD
94	Antimonio	202	p,p'-DDE
95	Cobalto	203	p,p'-DD
96	Manganeso	204	Benzo(a)pireno
97	Vanadio	205	Benzo(b)fluoranteno
		206	Benzo(k)fluoranteno
		207	Indeno(1,2,3-cg)pireno
		208	1,2,3-Triclorobenceno
		209	1,2,4-Triclorobenceno
		210	1,3,5-Triclorobenceno
		211	p-xileno
		212	o-xileno
		213	m-xileno
		214	Penta-BDE
		215	Octa-BDE
		216	Deca-BDE

Las sustancias con número PRTR desde el 200 a 203 y 208 al 216, corresponden a isómeros de otras sustancias incluidas en la lista de contaminantes PRTR (DDT, Triclorobencenos, Xilenos y Bromodifeniléteres).



4. Metodología de notificación de emisiones

Según el **Reglamento (CE) 166/2006, de 18 de enero de 2006**, la notificación de las emisiones puede realizarse de tres formas distintas:

- **Datos Medidos (M):** Los datos notificados proceden de mediciones realizadas utilizando métodos normalizados o aceptados.
- **Datos Calculados (C):** Los datos notificados proceden de cálculos realizados utilizando métodos de estimación y factores de emisión aceptados en el ámbito nacional e internacional, y representativos de los sectores industriales.
- **Datos Estimados (E):** Los datos notificados proceden de estimaciones no normalizadas fundamentadas en hipótesis óptimas o en las previsiones de expertos.

4.1. M - Datos medidos

La casuística asociada a esta metodología queda descrita en el documento “Notificación de Datos PRTR – Guía de Apoyo”, de diciembre de 2024, dado que es genérica para todo tipo de instalaciones, y por tanto aplicable también para las instalaciones de combustión.

4.2. C - Datos calculados

En este caso la notificación de las emisiones se llevará a cabo mediante el empleo de métodos de estimación aceptados nacional o internacionalmente (balances de masa y energía, programas informáticos, etc.) o de factores de emisión representativos del sector.

Dada la existencia de F.E. de reconocido prestigio a nivel internacional, característicos para el proceso productivo y de fácil utilización, se consideran éstos como una herramienta útil para la determinación de las emisiones en ausencia de otro tipo de datos de mayor fiabilidad.

Las principales fuentes bibliográficas consultadas para la selección de los F.E. han sido:

- **CORINAIR.** Inventario de emisiones atmosféricas realizado por la European Environmental Agency.
- **EPA.** Agencia de Protección del Medio Ambiente de Estados Unidos (Environmental Protection Agency).



- **CONCAWE.** Asociación de las empresas petrolíferas europeas (Conservation of Clean Air and Water in Europe).
- **EURELECTRIC.** Asociación europea de la industria eléctrica (Union of the Electricity Industry).

Para escoger un factor de emisión se debe seguir el siguiente orden de preferencia:

1. En primer lugar sería deseable utilizar F.E. propios del proceso productivo y del ámbito geográfico en el que se encuentra la instalación. Las instalaciones pueden utilizar F.E. propios, calculados en base a datos experimentales, indicando en todo caso su procedencia.
2. Utilización de F.E. reconocidos a nivel europeo (CORINAIR).
3. Utilización de F.E. desarrollados por otros organismo de reconocido prestigio (EPA, CONCAWE, EURELECTRIC, etc.).

En la notificación al registro PRTR hay que indicar además del código C para los datos calculados, otro código que indica la procedencia del método de cálculo y la fuente correspondiente.

Tabla 5. Designación de métodos de cálculo en el Registro PRTR

Métodos de medición	Designación
El método utilizado para la obtención del dato está prescrito por las autoridades competentes en la Autorización Ambiental Integrada, en otras autorizaciones ambientales o en las licencias o permiso de explotación de dicho complejo	PER
El método utilizado para la obtención del dato es vinculante para una sustancia o grupo de sustancias o para un sector de actividad por venir prescrito en norma legal general o sectorial de ámbito europeo, nacional o autonómico y no esté prescrito en el caso anterior	NRB
El método utilizado para la obtención del dato es un método basado en balance de masas, aceptado por las autoridades competentes y que no está prescrito ni en autorizaciones ambientales (PER) ni en normas legales vinculantes (NRB)	MAB
El método para la obtención del dato es un método de cálculo específico del sector y de amplio uso en el ámbito europeo y nacional, y además no están incluidos ni en PER, ni como NRB ni como MAB	SSC
Cuando el método utilizado para la obtención del dato no corresponda con ninguna de las categorías anteriores	OTH

Fuente: Notificación de Datos PRTR – Guía de Apoyo

FACTORES DE EMISIÓN DEL CORINAIR

En el capítulo de la Guía para inventarios de emisión de EMEP/CORINAIR (EMEP/ CORINAIR Emission Inventory Guidebook), dedicado a la combustión en el sector energético y para procesos de combustión, se recogen los factores de emisión propuestos expresados en g/GJ. Estos factores están recogidos en las tablas que se mostrarán posteriormente.

La abreviatura que se debe indicar acompañando estos factores es SSC.



CORINAIR proporciona unos factores de emisión del SO₂ asumiendo que no se realiza ninguna operación de abatimiento de este compuesto en los gases y un contenido definido de azufre para cada combustible. En aquellos casos en los que no se cuente con un sistema de desulfuración de gases y se conozca en concreto el porcentaje de azufre en el combustible, se recomienda utilizar una fórmula para el cálculo del SO₂ en la que se asume que en la combustión el 100% del azufre se transforma en SO₂, sin ninguna retención en las cenizas.

Ecuación 1. Cálculo del factor de emisión para el SO₂

$$FE_{SO_2} = [S] \times 20.000 / CV_{Net}$$

En la que:

- FE_{SO₂}** Factor de Emisión para el SO₂, expresado en g/GJ.
- [S]** Contenido de azufre en el combustible, expresado en % en peso.
- CV_{Net}** Poder Calorífico Inferior del combustible, expresado en GJ/t.

FACTORES DE EMISIÓN DE LA EPA

La EPA dispone de dos fuentes de factores de emisión específicos para el sector de instalaciones de combustión:

- **Capítulo 1 y 3 del AP-42** (Compilation of Air Pollutant Emission Factors, AP-42, Fifth Edition, Volume I: *Stationary Point and Area Sources*). En este documento se describe, en el capítulo 1, el sector de combustión en calderas, tanto para la generación de energía como para combustión industrial y comercial. En el capítulo 3 se describen los equipos de combustión interna (turbinas de gas y motores). Asimismo, se incluyen los códigos SCC (Source Classification Code) que identifican cada una de las etapas del proceso productivo.
- **Programa FIRE**. En esta base de datos se incluyen los factores de emisión recogidos en la AP-42 y en ocasiones de otras fuentes. La búsqueda se puede realizar por contaminante o por código SCC de la etapa del proceso productivo.

La abreviatura que se debe indicar acompañando a estos factores es OTH.

Los factores de emisión EPA dependen del tipo de combustible. En función del número de datos empleados para la determinación de los factores de emisión se establecen las tipologías de calidad de los mismos.

FACTORES DE EMISIÓN CONCAWE (CONSERVATION OF CLEAN AIR AND WATER IN EUROPE)

Existe un documento elaborado por el grupo CONCAWE, donde se encuentran recogidos los factores de emisión de diferentes fuentes, como EPA, CORINAIR, API, SEPA, etc, para cada parámetro PRTR, típicos de procesos de combustión en el sector petroquímico y refino del petróleo: **“Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries”**, report no. 4/19.

La abreviatura que se debe indicar acompañando a estos factores dependerá de la fuente de donde se extraiga dicho factor de emisión.



FACTORES DE EMISIÓN VGB/EURELECTRIC

La Unión de Industrias de Electricidad (EURELECTRIC), es una asociación que representa los intereses comunes a nivel Europeo en este sector. Dicho grupo ha elaborado un documento donde se encuentran recogidos factores de emisión propios para dichas instalaciones, tomados de distintas fuentes, como la EPA, CORINAIR, IPCC: **“European Wide Sector Specific Calculation Method for Reporting to the European Pollutant Release and Transfer Register”** 2nd Edition (Junio de 2010).

La abreviatura que se debe indicar acompañando a estos factores dependerá de la fuente de donde se extraiga dicho factor de emisión.

REGLAMENTOS SOBRE EL SEGUIMIENTO Y LA NOTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN APLICACIÓN DE LA DIRECTIVA 2003/87/CE

En relación con la Directiva 2003/87/CE, por la que se establece un régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, el 31 de diciembre de 2018 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el Reglamento (UE) 2018/2066 de la Comisión de 19 de diciembre de 2018 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo y por el que se modifica el Reglamento (UE) n.º 601/2012 de la Comisión. Este Reglamento es de aplicación a partir del 1 de enero de 2021.

El Reglamento comentado anteriormente es modificado por el Reglamento (UE) 2020/2085 de la Comisión de 14 de diciembre de 2020 por el que se modifica y corrige el Reglamento de Ejecución (UE) 2018/2066 sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

La metodología propuesta tiene en cuenta las Directrices del IPCC (Panel Intergubernamental para el Cambio Climático) para inventarios de gases de efecto invernadero.

Según estas directrices, las emisiones deben incluir las resultantes de la combustión de todos los combustibles de la instalación, así como las emisiones de los procesos de lavado de gases.

Pueden producirse emisiones de CO₂ asociadas a la neutralización de los gases de salida con caliza u otros carbonatos. Estas emisiones pueden calcularse a partir de la cantidad de carbonato utilizado o a partir de la cantidad de yeso producido. El cálculo de estas emisiones se explica detenidamente en el Anexo IV, punto 1, epígrafe C “Lavado de gases de salida”, del Reglamento (UE) n.º 2018/2066 de la Comisión, de 19 de diciembre de 2018.

En dicho Reglamento se proponen metodologías de distintos niveles, considerándose que la exactitud es mayor cuanto más elevado es el número asociado a la misma. Asimismo, existen metodologías diferentes con la misma exactitud, en estos casos se denominan con el mismo número y letra diferente.

Todas las instalaciones afectadas por el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación (BOE N.º 316, 31 de diciembre de 2016) en su epígrafe 1.1, y que están afectadas por la Ley 1/2005, de 9 de marzo, (BOE N.º 59, 10 de marzo de 2005) por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero y modificada por la Ley 13/2010, de 5 de julio, (BOE N.º 163, 6 de julio de 2010) por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para perfeccionar y ampliar el régimen general de comercio de derechos de emisión e incluir la aviación en el mismo, tienen



que realizar su notificación PRTR de emisiones de CO₂ con la misma metodología empleada que la utilizada para el informe verificado de emisiones remitido al órgano autonómico competente, aunque en el caso de utilizar como combustible biomasa, se deberá tener en cuenta además las emisiones generadas por la misma.

Ecuación 2

$$\text{Emisión CO}_2 (\text{kg/año}) = \sum_i \text{FE}_i (\text{kg/GJ}) \cdot \text{PCI}_i (\text{GJ/t}) \cdot \text{Consumo}_i (\text{t/año})$$

donde:

$i = 1, 2, 3, \dots$ tipos de biomasa.

FE_i = Factor de emisión, ver Tabla 8

PCI = Poder Calorífico Inferior, ver anexo 1 del presente documento

Si la instalación posee la autorización de emisión deberá utilizarse la abreviatura PER, mientras que si no se posee dicha autorización, la abreviatura que se debe emplear acompañando la notificación dependerá de la fuente de donde se extraiga el factor de emisión.

En etapas futuras se elaborarán directrices específicas para la determinación de gases de efecto invernadero distintos del CO₂ de acuerdo con las disposiciones aplicables de la Directiva.

Determinación emisiones de NOx y SOx según el Decreto 503/2004

La Ley 18/2003, de 29 de diciembre (BOJA N° 251, 31 de diciembre de 2003) por la que se aprueban medidas fiscales y administrativas, crea y regula determinados impuestos, calificados como ecológicos, entre los cuales se encuentra el Impuesto sobre Emisión de Gases a la Atmósfera. Con posterioridad a dicha Ley, el Decreto 503/2004 regula determinados aspectos para la aplicación de los impuestos y las distintas metodologías y factores de emisión existentes para la determinación de las emisiones.

La abreviatura que se debe emplear para identificar el método de notificación es NRB.

4.3. E - Datos estimados

La notificación de emisiones mediante estimaciones se basa en el empleo de métodos no normalizados basados en la adopción de hipótesis contrastadas u opiniones autorizadas.

Como ejemplo de determinación de emisiones mediante estimaciones, cabe citar el caso concreto de las PM₁₀ a partir de datos medidos de partículas totales. Dado que el valor obtenido en una medición puntual o en una monitorización corresponde a partículas totales, y el parámetro PRTR a notificar es PM₁₀, puede estimarse la emisión de PM₁₀ multiplicando el dato de partículas totales por el cociente calculado entre el factor de emisión PM₁₀ y el factor de emisión partículas totales.



Los factores de emisión de PM₁₀ y de partículas totales (PST) utilizados deben proceder de la misma fuente, expresados en las mismas unidades y de las mismas características (combustible, sistema de depuración de partículas, etc.).

En la Tabla 33 aparecen los factores de emisión propuestos por el CORINAIR para el cálculo de PST, que junto con la Tabla 32 de factores de emisión de PM₁₀, permite el cálculo de emisiones por este método.

5. F.E. seleccionados para la notificación de emisiones

A continuación se presentan las tablas que recogen los factores de emisión propuestos para el cálculo de las emisiones atmosféricas de cada contaminante, indicando en cada caso su referencia bibliográfica.

Las abreviaturas para los tipos de calderas que aparecen en las tablas son:

DBB:	Caldera de cenicero seco.
WBB:	Caldera de cenicero húmedo.
FBB:	Caldera de lecho fluido.
CFBC:	Caldera de lecho fluido circulante.
PFBC:	Caldera de lecho fluido a presión.
GF:	Hornos de parrilla.

Tabla 6. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de CH₄

Combustible	IPCC ⁽¹⁾ (g/GJ)	
	Centrales termoeléctricas	Combustión estacionaria industrial no específica
Carbón	1	10
Coque de petróleo	3	3
Biomasa (madera, residuos de madera o residuos agrícolas)*	11	11
Residuos Industriales	30	30
Fuel Oil	0,8	3
Gas Oil	0,9	0,2
Otros combustibles líquidos	3	3
Gas Natural	1	1
GLP	1	0,9
Biogas	1	1

(1) Inventario de Emisiones de España (Informe Inventarios GEI 1990-2022 (Edición 2024))

* En ausencia de F.E para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.



Tabla 7. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de CO

Instalaciones: ≥ 50 MWth			
Combustible	Tipo	(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	DBB	8,7	Tabla 3.11 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	8,7	Tabla 3.16 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	313	Tabla 3.17 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	DBB	8,7	Tabla 3.12 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	8,7	Tabla 3.12 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	13	Tabla 3.18 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	DBB	15,1	Tabla 3.13 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	90	Tabla 3.15 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	16,2	Tabla 3.7 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Natural	DBB	39	Tabla 3.14 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biogás	-	156	Tabla 3.9 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1 MWth y ≤ 50 MWth			
Combustible		(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		200	Tabla 3.21. Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Gasoil		93	Tabla 3.9 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		40	Tabla 3.25 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Madera		300	Tabla 3.45 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Otra Biomasa		570	Tabla 3.10 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
GLP		29	Tabla 3.8 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Natural		30	Tabla 3.27 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: $>0,05$ MWth y ≤ 1 MWth			
Combustible		(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		2000	Tabla 3.20 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		40	Tabla 3.24 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*		435	Tabla 3.46 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Natural		24	Tabla 3.26 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda usar este factor para el resto de biomasa



Tabla 8. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de CO₂

Combustible	Factor (kg/GJ)	Fuente
Carbón		
Antracita	98,30	(1)
Carbón nacional	99,42	(1)
Carbón de importación	101,0	(1)
Coque de petróleo	97,50	(1)
Biomasa (madera/residuos de madera)	112,0	(2)
Biomasa (residuos agrícolas)	100,0	(2)
Fuel Oil	77,40	(1)
Gas Oil	74,10	(1)
GLP genérico	63,10	(1)
Gas Natural	55,99	(1)
Biogas	54,60	(2)

(1): Anexo 7 del Informe Inventarios GEI 1990-2022 (Edición 2024)

(2): Tabla 3.2.4 del Informe de Inventarios GEI 1990 – 2022 (Edición 2024)

Tabla 9. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de N₂O

Combustible	IPCC ⁽¹⁾ (g/GJ)	
	Centrales termoelectricas	Combustión estacionaria industrial no específica
Carbón	1,5	1,5
Coque de petróleo	0,6	0,6
Biomasa (madera, residuos de madera o residuos agrícolas)*	7	7
Residuos Industriales	4	4
Fuel Oil	0,3	0,3
Gas Oil	0,4	0,4
Otros combustibles líquidos	0,6	0,6
Gas Natural	1	1
GLP	0,1	4
Biogas	0,1	0,1

(1) Inventario de Emisiones de España (Informe Inventarios GEI 1990-2022 (Edición 2024))

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda usar este factor para el resto de biomasa.



Tabla 10. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de NO_x en calderas

Combustible	Tipo	Decreto 503/2004 (g/GJ)	
		≥50 MW	<50 MW
Carbón de importación	DBB	557	203
	WBB	690	203
	FBC; CFBC	70	70
	PFBC; GF	150	150
Carbón nacional	DBB; WBB	461	203
	FBC; CFBC	70	70
	PFBC; GF	150	150
Coque de petróleo	--	300	300
Biomasa	DBB	245	96
	WBB	245	200
	FBC; CFBC	100	100
	PFBC	160	160
	GF	87	200
Fuel Oil	--	226	159
Gas Oil	--	80	89
Gas Natural	--	170	100
GLP	--	194	174
Biogas	--	171	194

Tabla 11. F.E. sin dispositivos de control propuestos para el cálculo de las emisiones de SO_x

Combustible	Decreto 503/2004	
	S (% de azufre) valores por defecto	Factor de emisión (g/GJ)
Carbón de importación	0,6	499
Carbón nacional	0,4	415,6
Coque de petróleo	5	3.077
Orujillo	0,085	99
Resto biomasa: <i>Astillas, cortezas, hueso de aceituna, bagazo de remolacha, serrín, etc.</i>	0,0025	3,5



Combustible	Decreto 503/2004	
	S (% de azufre) valores por defecto	Factor de emisión (g/GJ)
Fuel Oil	1	495
Gas Oil	0,2	93
Gas Natural	0,01 ⁽¹⁾	4,10
GLP	0,005	2,11
Biogas	1	1.143

(1) En este caso puede tenerse en cuenta la Resolución de 22 de septiembre de 2011, de la Dir. Gen. de Política Energética y Minas, por la que se modifica el protocolo de detalle PD-01 «medición» de las normas de gestión técnica del sistema gasista, en la que se establece que todo el gas introducido en los puntos de entrada del Sistema Gasista deberá tener un contenido en S total < 50 mg/m³, lo cual resulta ser un contenido de S en peso máximo del 0,00625%, bastante inferior al valor establecido por defecto en el Decreto 503/2004

Los factores de emisión se han calculado a partir de la fórmula:

$$F.E. = 2000 \cdot \frac{C_s}{H_u} (1 - R)$$

donde:

- F.E.** Factor de emisión para el SO_x en función del combustible empleado expresado en kg/GJ.
- C_s** Contenido de S en peso del combustible expresado en tanto por 1.
- H_u** Poder calorífico inferior del combustible (MJ/kg). Ver tabla A1-1.
- R** Eficacia de las medidas de reducción secundarias, en tanto por 1.

El contenido en azufre y el poder calorífico podrá ser promediado a partir de los datos garantizados por el suministrador para las distintas partidas, o bien empleando métodos normalizados.

Para realizar el cálculo del contenido en azufre medio y del poder calorífico inferior medio se promediará teniendo en cuenta la siguiente fórmula:

$$C_s = \frac{1}{Q} \sum_{k=1}^m Q_k \cdot C_{sk} \qquad H_u = \frac{1}{Q} \sum_{k=1}^m Q_k \cdot H_{uk}$$

donde:

- m** Número de partidas de combustible en el periodo de reporte.
- C_{sk}** Contenido de S en peso del combustible expresado en tanto por ciento para la partida k-ésima de combustible.
- H_{uk}** Poder calorífico inferior del combustible (MJ/kg) de la partida k-ésima del combustible.
- Q** Cantidad total de combustible alimentado en el periodo de reporte (kg).
- Q_k** Cantidad de combustible de la partida k-ésima (kg).



En el caso de que existan sistemas de depuración, el factor de emisión debe multiplicarse por (1-R), siendo R:

Tabla 12. Eficacia de las medidas de reducción de emisiones de SO_x

Técnica	R
Lavador húmedo (WS)	0,90
Absorbedor por spray seco (SDA)	0,90
Inyección de sorbente (DSI)	0,45
Tipo especial de DSI (LIFAC)	0,70
Wallman-Lord (WL)	0,97
Proceso Walter (WAP)	0,88
Proceso de carbón activo (AC)	0,95
Proceso simultáneo para eliminar SO _x y NO _x basado en reacción catalítica (DESONOX)	0,95

Tabla 13. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Amoniac

Combustible	Sistema de Control	EPA
Carbón	Sin Control	0,283 g/t
	Reducción Selectiva no Catalítica para NO _x	315 g/t
	Reducción Selectiva Catalítica	155 g/t
Coque de petróleo / Fuel Oil / Gas Oil	Sin Control	0,096 kg/m ³
	Reducción Selectiva no Catalítica para NO _x	0,348 kg/m ³
	Reducción Selectiva Catalítica	0,168 kg/m ³
Gas Natural	Sin Control	0,051 g/m ³
	Reducción Selectiva no Catalítica para NO _x	0,288 g/m ³
	Reducción Selectiva Catalítica	0,146 g/m ³
Biomasa (Madera)*	Reducción Selectiva no Catalítica para NO _x	315 g/t
	Reducción Selectiva Catalítica	155 g/t

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 14. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de COVDM

Instalaciones: ≥ 50 MWth			
Combustible	Tipo	(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	DBB	1,0	Tabla 3.11 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	0,7	Tabla 3.16 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	0,9	Tabla 3.17 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	DBB	1.4	Tabla 3.12 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	1.4	Tabla 3.12 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	1	Tabla 3.18 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	DBB	2,3	Tabla 3.13 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	7,31	Tabla 3.15 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	0,8	Tabla 3.7 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Natural	DBB	2,6	Tabla 3.14 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biogás	-	10	Tabla 3.9 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1 MWth y ≤ 50 MWth			
Combustible	(g/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	20	Tabla 3.21. Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Coque de petróleo; Gasoil	20	Tabla 3.9 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	5	Tabla 3.25 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Madera	12	Tabla 3.45 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Otra Biomasa	300	Tabla 3.10 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
GLP	23	Tabla 3.8 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Gas Natural	2	Tabla 3.27 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	

Instalaciones: $>0,05$ MWth y ≤ 1 MWth			
Combustible	(g/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	200	Tabla 3.20 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	15	Tabla 3.24 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	156	Tabla 3.46 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Gas Natural	0,36	Tabla 3.26 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 15. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de As

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	–	7,1	Tabla 3.2 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	14,3	Tabla 3.3 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	3,98	Tabla 3.6 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	9,46	Tabla 3.15 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	1,81	Tabla 3.7 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	4	Tabla 3.21.Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Coque de petróleo; Gasoil	0,5	Tabla 3.9 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	1	Tabla 3.25 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	0,19	Tabla 3.45 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
GLP	0,10	Tabla 3.8 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	5	Tabla 3.20 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	1	Tabla 3.24 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	0,19	Tabla 3.46 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 16. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cd

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	--	0,90	Tabla 3.2 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	1,80	Tabla 3.3 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	1,20	Tabla 3.6 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	1,76	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	1,36	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible		(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		1	Tabla 3.21.Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Gasoil		0,15	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		0,3	Tabla 3.25 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*		13	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible		(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		3	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		0,3	Tabla 3.24 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*		13	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 17. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cr

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	-	4,5	Tabla 3.2 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	9,1	Tabla 3.3 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	2,55	Tabla 3.6 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	9,03	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	1,36	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biogás	-	0,18	Tabla 3.9 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	15	Tabla 3.21.Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Coque de petróleo; Gasoil	10	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	20	Tabla 3.25 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	23	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	15	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	20	Tabla 3.24 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	23	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 18. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cu

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	-	7,8	Tabla 3.2 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	1,0	Tabla 3.3 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	5,31	Tabla 3.6 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	21,1	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	2,72	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biogás	-	0,31	Tabla 3.9 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	10	Tabla 3.21.Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Coque de petróleo; Gasoil	3	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	3	Tabla 3.25 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	6	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	30	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	10	Tabla 3.24 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	6	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023	

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 19. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Hg

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	-	1,4	Tabla 3.2 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	2,9	Tabla 3.3 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	0,341	Tabla 3.6 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	1,51	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	1,36	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible		(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		9,0	Tabla 3.21. Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Gasoil		0,1	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		0,1	Tabla 3.25 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*		0,56	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
GLP		0,1	Tabla 3.8 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible		(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		7	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		0,1	Tabla 3.24 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*		0,56	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 20. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Ni

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	–	4,9	Tabla 3.2 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	9,7	Tabla 3.3 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	255	Tabla 3.6 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	14,2	Tabla 3.15 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	1,36	Tabla 3.7 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Biogás	–	0,23	Tabla 3.9 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	10	Tabla 3.21.Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Coque de petróleo; Gasoil	125	Tabla 3.9 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	200	Tabla 3.25 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	2	Tabla 3.45 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	20	Tabla 3.20 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	300	Tabla 3.24 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	2	Tabla 3.46 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 21. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Pb

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	–	7,3	Tabla 3.2 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	15,0	Tabla 3.3 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	4,56	Tabla 3.6 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	20,6	Tabla 3.15 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	4,07	Tabla 3.7 Apto. “1.A.1 Energy Industries”. Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	100	Tabla 3.21.Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Coque de petróleo; Gasoil	8	Tabla 3.9 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	10	Tabla 3.25 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	27	Tabla 3.45 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair	
Carbón	200	Tabla 3.20 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Fuel Oil	20	Tabla 3.24 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	
Biomasa (madera)*	27	Tabla 3.46 Apto. “1.A.4 Small combustión”. Guía EMEP/EEA 2023	

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 22. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Zn

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	-	19	Tabla 3.2 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	8,8	Tabla 3.3 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	87,8	Tabla 3.6 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	181	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	1,81	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biogás	-	4,0	Tabla 3.9 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth			
Combustible		(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		150	Tabla 3.21.Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Gasoil		18	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		5	Tabla 3.25 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*		512	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
GLP		0,73	Tabla 3.8 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth			
Combustible		(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		300	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		10	Tabla 3.24 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*		512	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor.



Tabla 23. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Sb

Combustible	EPA (Producción eléctrica, hornos y calderas industriales)	
	Sin control	Con control
Carbón	--	0,009 g/t
Madera (*)	0,0034 g/GJ	--
Fuel Oil	0,63 g/m ³	--

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Tabla 24. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Co

Combustible	EPA (Producción eléctrica, hornos y calderas industriales)	
	Sin control	Con control
Carbón	--	0,05 g/t
Madera (*)	0,0028 g/GJ	--
Fuel Oil	0,72 g/m ³	--

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Tabla 25. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Mn

Combustible	Tipo de caldera	EPA (Producción eléctrica, hornos y calderas industriales)	
		Sin control	Con control
Carbón	DBB	0,688 g/GJ	0,245 g/t
	WBB	0,813 g/GJ	
	FBC	--	
	GF-alimentación sup.	1,8 g/t	
Madera (*)	--	0,69 g/GJ	--
Fuel Oil	--	0,36 g/m ³	0,011 g/GJ
Gas Oil	--	0,0026 g/GJ	

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.



Tabla 26. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Vanadio

Combustible	EPA (Producción eléctrica, hornos y calderas industriales)	
	Sin control	Con control
Madera (*)	0,00042 g/GJ	--
Fuel Oil	3,816 g/m ³	--

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Tabla 27. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de tricloroetileno

Combustible	EPA
Madera (*)	0,013 g/GJ

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Tabla 28. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de dioxinas y furanos

Instalaciones: ≥50 MWth

Combustible	Tipo	(ng-ITEQ/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	--	10	Tabla 3.2 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	10	Tabla 3.3 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	2,5	Tabla 3.6 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	50	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	0,5	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth

Combustible	(ng-ITEQ/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	100	Tabla 3.21.Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Gasoil	6	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil	10	Tabla 3.25 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	100	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023



Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth

Combustible	(ng-ITEQ/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	400	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil	10	Tabla 3.24 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	100	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Tabla 29. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de benceno

Combustible	EPA	
	Producción eléctrica	Hornos y calderas industriales
Carbón *	0,65 g/t	0,65 g/t
Coque de petróleo	--	0,011 g/ GJ
Madera	1,81 g/ GJ	1,81 g/ GJ
Fuel Oil	0,026 g/m ³	0,13 g/m ³
Gas Natural	0,000034 g/m ³	0,000034 g/m ³

* Este factor es para calderas que usen algún tipo de control a la salida.

Tabla 30. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de HAP

Instalaciones: ≥50 MWth

Combustible	Tipo	(µg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	--	67,8	Tabla 3.2 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	--	69,4	Tabla 3.3 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	15,92	Tabla 3.6 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	DBB	1.216	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	6,92	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth

Combustible	Ud	Fuente: Corinair
Carbón	45 mg/GJ	Tabla 3.21.Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023



Instalaciones: >1MWth y ≤50 MWth

Combustible	Ud	Fuente: Corinair
Coque de petróleo; Gasoil	20,1 μg/GJ	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil	5 mg/GJ	Tabla 3.25 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa	35 mg/GJ	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: >0,05MWth y ≤1 MWth

Combustible	(mg/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	320	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil	26	Tabla 3.24 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	35	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

NOTA: Ha de tenerse en cuenta que el Reglamento E-PRTR únicamente contempla los HAP para emisiones atmosféricas como suma de 4 elementos y **NO** como la batería de 16 compuestos que normalmente se determinan al realizar una batería analítica de los HAP, y que suele reflejarse en la bibliografía consultada respecto al HAP. Los HAP a tener en cuenta son: Benzo(a)pireno, benzo(b)fluoranteno, benzo(k)fluoranteno y indeno(1,2,3-cd)pireno para el registro E-PRTR.

Tabla 31. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de cloro

Combustible	Ud	Fuente
Carbón	0,6 kg/t	EPA. Tabla 1.1.15 de AP 42 para bituminoso y sub-bituminoso
Fuel oil	1,07 g/GJ	EPA. Tabla 1.3.11 de AP 42 para fuel oil
Coque de petróleo	0,963 g/GJ	EPA (FIRE). Código de clasificación de fuente SCC 10200804
Madera	0,339 g/GJ	EPA (FIRE). Código de clasificación de fuente SCC 10100901
Biogas	0,4515 g/GJ	EPA (FIRE). Código de clasificación de fuente SCC 10200799

Tabla 32. Factores de emisión propuestos para el cálculo de PM₁₀*

Instalaciones: ≥50 MWth			
Combustible	Tipo	(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	DBB	7,7	Tabla 3.11 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	6	Tabla 3.16 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	7,7	Tabla 3.17 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023



Instalaciones: ≥ 50 MWth

Combustible	Tipo	(g/GJ)	Fuente: Corinair
Lignito	DBB	7,9	Tabla 3.12 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	7,9	Tabla 3.12 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	6,9	Tabla 3.18 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	25,2	Tabla 3.13 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)**	DBB	155	Tabla 3.15 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	3,2	Tabla 3.7 Aptdo. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

* Para instalaciones con sistemas de control (depuración) véase también tablas A2-3

** En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Instalaciones: >1 MWth y ≤ 50 MWth

Combustible	(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	76	Tabla 3.21. Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Gasoil	21	Tabla 3.9 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil	40	Tabla 3.25 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Madera	38	Tabla 3.45 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Otra Biomasa	163	Tabla 3.10 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
GLP	0,78	Tabla 3.8 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Gas natural	0,45	Tabla 3.27 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: $>0,05$ MWth y ≤ 1 MWth

Combustible	(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	190	Tabla 3.20 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil	3	Tabla 3.24 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)*	100,5	Tabla 3.46 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Gas natural	0,45	Tabla 3.26 Aptdo. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.



Tabla 33. Factores de emisión propuestos para el cálculo de Partículas*

Instalaciones: ≥ 50 MWth			
Combustible	Tipo	(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón	DBB	11,4	Tabla 3.11 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	8	Tabla 3.16 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	8,4	Tabla 3.17 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Lignito	DBB	11,7	Tabla 3.12 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	WBB	11,7	Tabla 3.12 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
	FBB	10,2	Tabla 3.18 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Fuel Oil	--	35,4	Tabla 3.13 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Biomasa (madera)**	DBB	172	Tabla 3.15 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023
Gas Oil	--	6,5	Tabla 3.7 Apto. "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023

* Para instalaciones con sistemas de control (depuración) véase también tablas A2-4

** En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Instalaciones: >1 MWth y ≤ 50 MWth			
Combustible		(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		80	Tabla 3.21 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Coque de petróleo; Gasoil		21	Tabla 3.9 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		50	Tabla 8.2 e Guidebook 2006 Chapter B216
Madera		40	Tabla 3.45 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Otra Biomasa		170	Tabla 3.10 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
GLP		0,78	Tabla 3.8 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Gas natural		0,45	Tabla 3.27 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

Instalaciones: $>0,05$ MWth y ≤ 1 MWth			
Combustible		(g/GJ)	Fuente: Corinair
Carbón		200	Tabla 3.20 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Fuel Oil		5	Tabla 8.2 d Guidebook 2006 Chapter B216
Biomasa (madera)*		105	Tabla 3.46 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023
Gas natural		0,45	Tabla 3.26 Apto. "1.A.4 Small combustión". Guía EMEP/EEA 2023

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.



Tabla 34. Factores de emisión específicos propuestos para turbinas de gas >50 MWth

CONTAMINANTE	Gas Natural	Gas Oil	Ud	Fuente
CH ₄	4 / 1*	3	g/GJ	IPCC
CO	4,8 (a)	1,49 (b)	g/GJ	CORINAIR (a) (b)
N ₂ O	1 / 3 *	0,6	g/GJ	IPCC
NH ₃				
Reducción Selectiva no Catalítica para NO _x	0,288	348	g/m ³	EPA
Reducción Selectiva Catalítica	0,146	168	g/m ³	EPA
COVDM	1,6 (a)	0,19 (b)	g/GJ	CORINAIR (a) (b)
NO _x	232	350	g/GJ	D.503/04
As	--	0,0023 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cd	--	0,0012 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cr	--	0,28 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cu	--	0,17 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Hg	--	0,053 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Ni	--	0,0023 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Pb	--	0,0069 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Zn	--	0,44 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Mn	--	340	mg/GJ	EPA
HAP	--	17,2	mg/GJ	EPA
Benceno	0,00516	0,024	g/GJ	EPA
PM ₁₀	--	1,95 (b)	g/GJ	CORINAIR (b)
Partículas	--	1,95 (b)	g/GJ	CORINAIR (b)

NOTA: Para aquellos contaminantes que no existan factores específicos propuestos, se utilizarán los genéricos reflejados en las tablas anteriores.

* El primer FE es para el caso de turbinas de gas alimentadas a gas >3 MW, mientras que el segundo es para el caso de ciclos combinados.

- Los factores de emisión para el consumo de gas natural cuya fuente es el CORINAIR se incluyen en la Tabla 3.19 Apartado "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023.
- Los factores de emisión para el consumo de gasoil cuya fuente es el CORINAIR se incluyen en la Tabla 3.20 Apartado "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023.

CORINAIR diferencia entre F.E. de turbinas de más y menos de 50 MWth, adjuntándose a continuación. No existe esta diferenciación en la EPA por lo que los F.E. son similares a los de la tabla anterior.



Tabla 35. Factores de emisión específicos propuestos para turbinas de gas ≤50 MWth

CONTAMINANTE	Gas Natural	Gas oil	Ud	Fuente
CH ₄	4 / 1*	3	g/GJ	IPCC
CO	4,8 (a)	2,6 (b)	g/GJ	CORINAIR (a) (b)
N ₂ O	1 / 3 *	0,6	g/GJ	IPCC
NH ₃				
Reducción Selectiva no Catalítica para NO _x	0,288	348	g/m ³	EPA
Reducción Selectiva Catalítica	0,146	168	g/m ³	EPA
COVDM	1,6 (a)	0,18 (b)	g/GJ	CORINAIR (a),(b)
NO _x	232	350	g/GJ	D.503/04
As	--	0,002 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cd	--	0,001 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cr	--	0,2 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cu	--	0,13 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Hg	--	0,12 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Ni	--	0,005 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Pb	--	0,012 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Zn	--	0,42 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Mn	--	340	mg/GJ	EPA
Dioxinas y Furanos	--	1,8 (b)	ng I-TEQ/GJ	CORINAIR (b)
HAP	--	17,2	mg/GJ	EPA
Benceno	0,00516	0,024	g/GJ	EPA
PM ₁₀	0,2 (a)	9,5 (b)	g/GJ	CORINAIR (a),(b)
Partículas	0,2 (a)	9,5 (b)	g/GJ	CORINAIR (a),(b)

NOTA: Para aquellos contaminantes que no existan factores específicos propuestos, se utilizarán los genéricos reflejados en las tablas anteriores.

* El primer FE es para el caso de turbinas de gas alimentadas a gas >3 MW, mientras que el segundo es para el caso de ciclos combinados.

- Los factores de emisión para el consumo de gas natural cuya fuente es el Corinair se incluyen en la Tabla 3.28 Apartado "1.A.4 Small Combustion". Guía EMEP/EEA 2023.
- Los factores de emisión para el consumo de gasoil cuya fuente es el Corinair se incluyen en la tabla 3.29 y 3.7 (metales) Apartado "1.A.4 Small Combustion". Guía EMEP/EEA 2023.



Tabla 36. Factores de emisión específicos propuestos para motores estacionarios >50 MWth

CONTAMINANTE	Gas Natural	Gasoil	Ud	Fuente
CH4	1	3	g/GJ	IPCC
CO	56 (a)	130 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)
N ₂ O	0,1	0,6	g/GJ	IPCC
NH ₃	*	*	--	--
Reducción Selectiva no Catalítica para NOx	0,288	348	g/m3	EPA
Reducción Selectiva Catalítica	0,146	168	g/m3	EPA
COVDM	89 (a)	37,1 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)
NOx	1000	346	g/GJ	D. 503/04
As	--	1,81 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cd	--	1,36 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cr	--	1,36 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cu	--	2,72 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Hg	--	1,36 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Ni	--	1,36 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Pb	--	4,07 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Zn	--	1,81 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
HAP	0,0137 (a)	-- (b)	mg/GJ	CORINAIR (a), (b)
Motor 2 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,0122	--	mg/GJ	EPA
Motor 4 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,0714	--	mg/GJ	EPA
Benceno	--	0,4	g/GJ	EPA
Motor 2 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,834	--	g/GJ	EPA
Motor 4 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,189	--	g/GJ	EPA
Motor 4 ciclos (mezcla rica comb.)	0,679	--	g/GJ	EPA
Dioxinas y Furanos	0,57 (a)	0,99 (b)	ng I-TEQ/GJ	CORINAIR (a), (b)
PM10	2 (a)	22,4 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)
Partículas	2 (a)	28,1 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)

*: Para aquellos contaminantes que no existan factores específicos propuestos, se utilizarán los genéricos reflejados en las tablas anteriores.

- a) Los factores de emisión para el consumo de gas natural cuya fuente es el Corinair se incluyen en la Tabla 3.22 Apartado "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023.
- b) Los factores de emisión para el consumo de gasoil cuya fuente es el Corinair se incluyen en la Tabla 3.21 Apartado "1.A.1 Energy Industries". Guía EMEP/EEA 2023.



Tabla 37. Factores de emisión específicos propuestos para motores estacionarios ≤50 MWth

CONTAMINANTE	Gas Natural	Gasoil	Ud	Fuente
CH ₄	1	3	g/GJ	IPCC
CO	56 (a)	130 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)
N ₂ O	0,1	0,6	g/GJ	IPCC
NH ₃	*	*	--	--
Reducción Selectiva no Catalítica para NOx	0,288	348	g/m ³	EPA
Reducción Selectiva Catalítica	0,146	168	g/m ³	EPA
COVDM	89 (a)	50 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)
NOx	1000	346	g/GJ	D. 503/04
As	--	0,06 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cd	--	0,01(b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cr	--	0,2 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Cu	--	0,3 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Hg	--	0,11 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Ni	--	0,01 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Pb	--	0,15 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
Zn	--	58 (b)	mg/GJ	CORINAIR (b)
HAP	0,0137 (a)	0,02 (b)	mg/GJ	CORINAIR (a), (b)
Motor 2 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,0122	--	mg/GJ	EPA
Motor 4 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,0714	--	mg/GJ	EPA
Benceno	--	0,4	g/GJ	EPA
Motor 2 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,834	--	g/GJ	EPA
Motor 4 ciclos (mezcla pobre comb.)	0,189	--	g/GJ	EPA
Motor 4 ciclos (mezcla rica comb.)	0,679	--	g/GJ	EPA
PM ₁₀	2 (a)	30 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)
Partículas	2 (a)	30 (b)	g/GJ	CORINAIR (a), (b)
Dioxinas y Furanos	0,57 (a)	0,99 (b)	ng I-TEQ/GJ	CORINAIR (a), (b)

*: Para aquellos contaminantes que no existan factores específicos propuestos, se utilizarán los genéricos reflejados en las tablas anteriores.

- a) Los factores de emisión para el consumo de gas natural cuya fuente es el Corinair se incluyen en la Tabla 3.30 Apartado "1.A.4 Small Combustion". Guía EMEP/EEA 2023.
- b) Los factores de emisión para el consumo de gasoil cuya fuente es el Corinair se incluyen en la Tabla 3.31 Apartado "1.A.4 Small Combustion". Guía EMEP/EEA 2023.



Como normal general para la utilización de los factores de emisión: en el caso de que no se dispongan de un factor de emisión para un equipo con una potencia inferior a 1 MWth, se utilizará uno de los que estén en el rango de <50 MWth y >1 MWth.

5.1. Factores de emisión al agua

En el caso del agua no se han encontrado factores de emisión probados, y no existe suficiente información para proponer valores medios de concentraciones de contaminantes de instalaciones de combustión, ya que la concentración del contaminante depende de gran cantidad de factores: uso del agua, aditivos añadidos, procedencia del agua de alimentación, caudal de refrigeración, etc.

6. Esquema resumen del proceso de notificación

A continuación se muestra un esquema del proceso de notificación para las instalaciones del epígrafe 1.c.

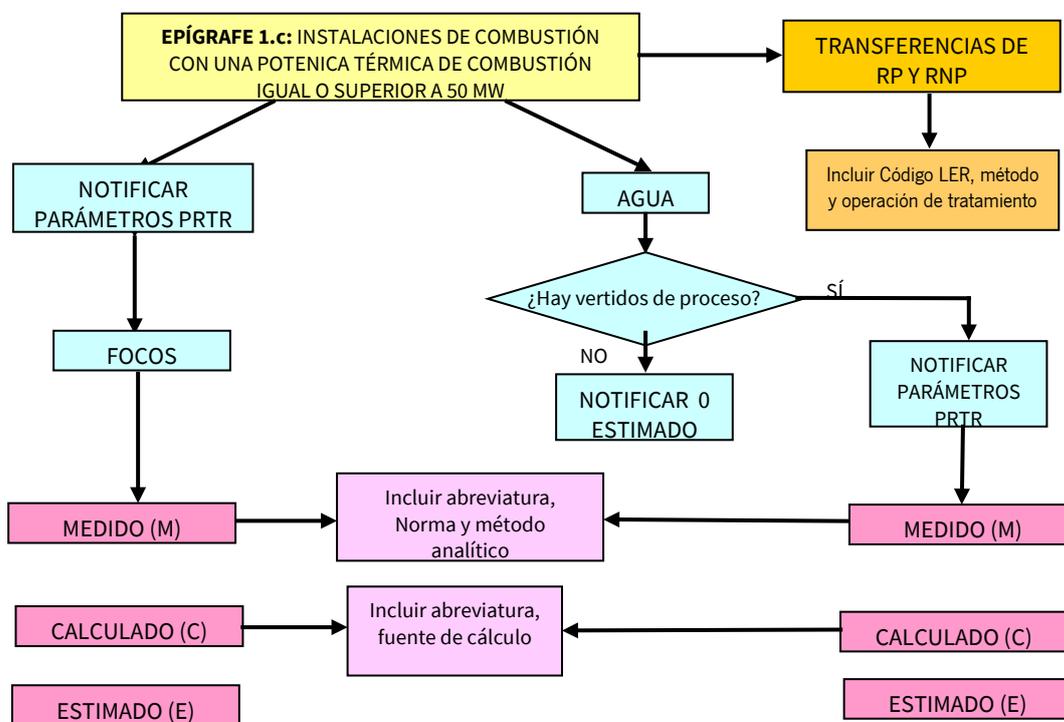


Figura 1. Esquema resumen del proceso de notificación



7. Documentación de referencia

Los factores de emisión mencionados en el documento han sido recopilados y calculados a partir de información contenida en las siguientes fuentes:

Reglamento 166/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 18 de enero de 2006, relativo al establecimiento de un registro europeo de emisiones y transferencia de contaminantes y por el que se modifica las Directivas 91/689/CE y 96/61/CE del Consejo.

Decreto 503/2004, de 13 de octubre, por el que se regulan determinados aspectos para la aplicación de los impuestos sobre emisión de gases a la atmósfera y sobre vertidos a aguas litorales.

BREF de Grandes Instalaciones de Combustión, documento guía sobre las mejores técnicas disponibles para grandes instalaciones de combustión.

CORINAIR: Guía para la realización del inventario de emisiones atmosféricas de la Agencia Europea de Medioambiente.

[EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2023 — European Environment Agency \(europa.eu\)](https://www.eea.europa.eu/en/air-pollution/inventory-guidebook-2023)

EPA: Agencia de Protección Medioambiental de los Estados Unidos.

<https://www.epa.gov/air-emissions-factors-and-quantification/ap-42-compilation-air-emission-factors>

<https://cfpub.epa.gov/webfire/index.cfm?action=fire.detailedSearch>

Reglamento (UE) n° 601/2012 de la Comisión, de 21 de junio de 2012, sobre el seguimiento y la notificación de las emisiones de gases de efecto invernadero en aplicación de la Directiva 2003/87/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.

IPCC: Panel Intergubernamental para el Cambio Climático.

<https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/index.html>

Desde la página web del Registro PRTR del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico se puede descargar información sobre el PRTR.

<http://www.prtr-es.es>

Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, por la que se regulan los procedimientos de determinación de las emisiones de los contaminantes atmosféricos SO₂, NO_x y partículas procedentes de las grandes instalaciones de combustión, el control de los aparatos de medida y tratamiento y remisión de la información relativa a dichas emisiones.

Guía para la implantación del E-PRTR de 31 de mayo de 2006.



ANEXO 1

Densidades y poderes caloríficos empleados



En la siguiente tabla se incluyen los poderes caloríficos empleados para expresar los factores de emisión:

Tabla A1- 1. Poderes caloríficos

COMBUSTIBLE	PODER CALORÍFICO (GJ/t)	Fuente
Antracita	26,70	(1)
Carbón de importación	24,59	(1)
Carbón nacional	36,84	(1)
Coque de petróleo	32,50	(1)
Orujillo	17,20	D. 503/2004
Resto biomasa	14,20	D. 503/2004
Fuel Oil	40,40	(1)
Gas Oil	43,00	(1)
Gas Natural	48,75	(1)
LPG genérico	47,30	(1)
Propano	47,30	(1)
Butano	47,30	(1)
Biogas	17,5	D. 503/2004

(1): Anexo7 GEI 1990-2022 (Edición 2024)

A continuación se muestran las densidades empleadas para transformar las unidades de los factores de emisión:

Tabla A1-2 . Densidades

COMBUSTIBLE	DENSIDAD
Fuel Oil	964 kg/m ³
Gas Oil	900 kg/m ³
Gas natural	0,8 kg/Nm ³
Butano	579 kg/m ³
Propano	494 kg/m ³



ANEXO 2

Otros factores de emisión disponibles en bibliografía



Tabla A2-1. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de CH₄ en calderas

Combustible	Tipo	CORINAIR 2007 (g/GJ)	
		Centrales térmicas	Calderas Industriales
Carbón	DBB		
	WBB	0,6	2,4
	FBC		
	GF	0,7	2,4
Coque de petróleo		1,5	1,5
Biomasa (madera)*	DBB		
	WBB	18	15
	FBC		
Fuel Oil	--	0,7	2,9
Gas Oil	--	0,03	0,6
Gas Natural	--	0,1	1,4
GLP	--	1	1

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.

Tabla A2-2. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de N₂O

Combustible	Tipo	CORINAIR 2007 (g/GJ)	
		Centrales térmicas	Calderas Industriales
Carbón	DBB		
	WBB	0,8	0,8
	FBC		
Coque de petróleo	--	14	14
Biomasa (madera)*	--	4,3	4,3
Fuel Oil	--	46,5	46,5
Gas Oil	--	15,7	15,7
Gas Natural	--	2,4	2,4
GLP	--	3,15	3,15

* En ausencia de factores para otro tipo de biomasa se recomienda utilizar este factor para el resto de biomasa.



Tabla A2-3 . F.E. según el tipo de combustible y sistema de control para el cálculo de PM₁₀

Fuente: CORINAIR 2007 (Unidades: g/GJ)

Combustible	Sin control o con ciclones	Ciclones múltiples	PE antiguo o convencional (<500 mg/Nm ³)	PE (<100 mg/Nm ³)	PE o filtro de mangas (<50 mg/Nm ³)	Filtro de mangas (<20 mg/Nm ³)
Bituminoso	250	60	70	25	12	6
Combustible	Sin control	Control desconocido o multiciclón		Unidades antiguas (<100 mg/Nm ³)	Filtro de mangas (<20 mg/Nm ³)	
Madera	155	70		25	7	
Combustible	Concentración media de S, instalación convencional (<200 mg/Nm ³)		Concentración media de S, instalación convencional (<70 mg/Nm ³)		Bajo contenido S, combustión eficiente	Bajo contenido S, quemador óptimo y abatimiento
Fuel Oil	50		15		12	3
Combustible	Quemador Óptimo			Quemador Convencional		
Gas Oil	2			5		
LPG	0,9			5		
Gas natural	0,9			0,9		

Tabla A2-4. Factores de emisión propuestos para el cálculo de Partículas Totales

Fuente: CORINAIR 2007 (Unidades: g/GJ)

Combustible	Sin control o con ciclones	Ciclones múltiples	PE antiguo o convencional (<500 mg/Nm ³)	PE (<100 mg/Nm ³)	PE o filtro de mangas (<50 mg/Nm ³)	Filtro de mangas (<20 mg/Nm ³)
Bituminoso	500	100	140	30	15	6
Combustible	Sin control	Control desconocido o multiciclón		Unidades antiguas (<100 mg/Nm ³)	Filtro de mangas (<20 mg/Nm ³)	
Madera	172	100		35	7	
Combustible	Concentración media de S, instalación convencional (<200 mg/Nm ³)		Concentración media de S, instalación convencional (<70 mg/Nm ³)		Bajo contenido S, combustión eficiente	Bajo contenido S, quemador óptimo y abatimiento
Fuel Oil	60		20		14	3
Combustible	Quemador Óptimo			Quemador Convencional		
Gas Oil	2			5		
LPG	0,9			5		
Gas natural	0,9			0,9		



Tabla A2-5. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de As

Combustible	Tipo de caldera	EPA	
		Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Carbón	DBB	0,294 (E)	0,205 (A)
	WBB	0,231 (E)	--
	FBC	--	0,205 (A)
	GF-esparcidor	0,173 (E)	--
	GF-alimentación superior	0,095 g/t (E)	--
Madera	--	0,0095 (A)	--
Fuel Oil	--	0,0041 (C)	--
Gas Oil	--	0,0017 (E)	--

Tabla A2-6 . Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cd

Combustible	Tipo de caldera	EPA	
		Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Carbón	DBB	0,0191 (E)	0,0255 (A)
	WBB	0,0245 (E)	--
	FBC	--	0,0255 (A)
	GF-esparcidor	0,0138 (E)	--
	GF-alimentación superior	0,0269 (E)	--
Madera	--	0,0018 (A)	--
Coque de petróleo / Fuel Oil	--	0,0012 (C)	--
Gas Oil	--	0,0013 (E)	--



Tabla A2-7. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cr

Combustible	Tipo de caldera	EPA	
		Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Carbón	DBB	0,606 (E)	0,13 (A)
	WBB	0,557 (E)	--
	FBC	--	0,13 (A)
Madera	--	0,009 (A)	--
Coque de petróleo / Fuel Oil	--	0,0026 (C)	--
Gas Oil	--	0,0013 (E)	--

Tabla A2-8. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Cu

Combustible	EPA	
	Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Madera	0,0211 g/GJ (A)	--
Fuel Oil	0,0054 g/GJ (C)	--
Gas Oil	0,00258 g/GJ (E)	--

Tabla A2-9. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Hg

Combustible	Tipo de caldera	EPA	
		Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Carbón	DBB	0,00688 (E)	0,0415 (A)
	WBB	0,00688 (E)	--
	FBC	--	0,0415 (A)
Madera	--	0,00151 (A)	--
Fuel Oil	--	0,00035 (C)	--
Gas Oil	--	0,0013 (E)	--



Tabla A2-10. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Ni

Combustible	Tipo de caldera	EPA	
		Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Antracita-bituminosos	DBB	0,499 (E)	0,14 (A)
	WBB	0,458 (E)	--
	FBC	--	0,14 (A)
Madera	--	0,014 (A)	--
Fuel Oil	--	0,265 (C)	--
Gas Oil	--	0,0013 (E)	--

Tabla A2-11. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Pb

Combustible	Tipo de caldera	EPA	
		Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Antracita-bituminosos	DBB	0,218 (E)	0,21 (A)
	WBB	0,218 (E)	--
	FBC	--	0,21 (A)
Madera	--	0,021 (A)	--
Fuel Oil	--	0,0047 (C)	--
Gas Oil	--	0,004 (E)	--

Tabla A2-12. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de Zn

Combustible	EPA	
	Sin control (g/GJ)	Con control (g/t)
Madera	0,181 (A)	--
Fuel Oil	0,091 (D)	--
Gas Oil	0,00172 (E)	--



Tabla A2-13. Factores de emisión propuestos para el cálculo de emisiones de hidrocarburos aromáticos policíclicos

Combustible	EPA
Carbón	0,000105 g/t (D)
Madera	0,00121 g/GJ (B)
Fuel Oil	0,000434 g/m ³ (C)
Gas Oil	--
Gas Natural	<1,06x10 ⁻¹⁰ kg/m ³ (E)

* Se corresponden con la suma de: Benzo(a)pireno, benzo(b)fluoranteno, benzo(k)fluoranteno y indeno(1,2,3-cd)pireno