
CAPÍTULO 1:

COMBUSTIÓN EN LA PRODUCCIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA

Este capítulo se dedica al análisis de las emisiones procedentes de las actividades de combustión en el sector de producción y transformación de la energía.

La exposición se ha organizado de la siguiente manera. En los tres primeros epígrafes se describen respectivamente en términos generales: la cobertura de actividades (epígrafe 1.1), los procesos generadores de las emisiones (epígrafe 1.2), y las metodologías de estimación de las emisiones (epígrafe 1.3). Los epígrafes siguientes (1.4 a 1.8) se dedican a un examen detallado por subgrupos de la nomenclatura SNAP, presentando para cada subgrupo las variables básicas de actividad, los factores de emisión seleccionados y las emisiones estimadas. El orden de presentación de estas actividades es el mismo que el que figura en la propia nomenclatura SNAP. Finalmente, el capítulo se cierra con un epígrafe en el que se presentan las referencias bibliográficas.

Una observación sobre una de las fuentes de información principales respecto a las variables de actividad de este capítulo parece oportuno indicarla en este momento, para evitar cualquier posible confusión sobre la procedencia de la información primaria. Se trata del cambio de la organización ministerial que ha integrado en el actual Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR), Direcciones o Subdirecciones Generales de los antiguos Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC), Ministerio de Ciencia y Tecnología (MCYT) y Ministerio de Economía (MINECO), y que a su vez integraban, como resultado de una reorganización ministerial anterior, Direcciones o Subdirecciones Generales del, en su momento, Ministerio de Industria y Energía (MINER). Para referir estas fuentes se utilizará esencialmente la referencia de la nueva ubicación (MINETUR), pero no se excluye que en algún caso se mantenga la referencia a MITYC, MCYT, MINECO o MINER dado que ciertas publicaciones han sido editadas con el logotipo de estos antiguos Ministerios.

1.1.- COBERTURA DE ACTIVIDADES

De acuerdo con la nomenclatura SNAP-97 el grupo 01 integra los subgrupos siguientes:

- 01.01 Centrales térmicas de uso público.
- 01.02 Plantas generadoras de calor para distritos urbanos.
- 01.03 Plantas de refino de petróleo.

01.04 Plantas de transformación de combustibles sólidos.

01.05 Minería del carbón; extracción de petróleo y gas; compresores y redes de transporte por tubería.

El núcleo común a todos estos subgrupos es que en ellos se trata de las actividades de combustión inespecífica, es decir, aquella en que ni las llamas ni los gases de la combustión entran en contacto con los productos tratados. En cuanto a la producción de energía eléctrica en el subgrupo 01.01 se consideran aquellas plantas cuya actividad principal es el servicio de electricidad para la red pública, mientras que aquellas otras plantas que ubicadas en los sectores comercial / servicios e industrial producen electricidad exclusivamente o en forma combinada con calor/vapor, pero que su objetivo principal no es el suministro a la red pública, se tratarán en los grupos SNAP 02 y 03 respectivamente. En cuanto al subgrupo 01.02, se ha mantenido aquí por respetar la estructura de la nomenclatura SNAP, si bien en el caso español no resulta representativo, y de hecho, en la presente edición del Inventario, no se ha estimado emisiones para el mismo. El subgrupo 01.03 recoge las emisiones derivadas de la combustión en la industria del refino con exclusión de las provenientes de los procesos sin combustión o de las antorchas de tratamiento de gases residuales, actividades ambas que se tratan respectivamente en los subgrupos 04.01 y 09.02. El subgrupo 01.04 integra las emisiones provenientes de los procesos de combustión inespecífica en la industria transformadora de combustibles sólidos a otras formas elaboradas de combustibles, que pueden incluir o no un cambio de estado físico (transformación de sólido a sólido o de sólido a gas). Por último, el subgrupo 01.05 cubre los procesos combustivos en la producción primaria de combustibles, minería del carbón y producción de petróleo y gas natural, así como en el transporte por tubería de dichos productos o los combustibles de ellos derivados.

Dentro de cada uno de los subgrupos anteriormente citados, la distinción por actividades de la nomenclatura SNAP se realiza en función del criterio tecnológico del tipo de instalación de combustión considerada, incluyendo, en su caso, en tal criterio de distinción la potencia de los equipos (calderas) que en ellos figuran. Así, básicamente, se distinguen las siguientes categorías de actividades, resultado de combinar los tipos de instalación (caldera, turbina de gas, motor estacionario, hornos de proceso sin contacto) con los rangos de potencia térmica nominal (PTN) de la instalación (para el caso de las calderas):

- Calderas con $PTN \geq 300$ MWt.
- Calderas con $300 \text{ MWt} > PTN \geq 50$ MWt.
- Calderas con $PTN < 50$ MWt.
- Turbinas de gas.
- Motores estacionarios.

A estas categorías presentes en todos los subgrupos, se añaden como específicas para algunos de los subgrupos las siguientes:

- Hornos de proceso de refinerías.

- Hornos de coque.
- Compresores de la red de transporte por tubería.

De acuerdo con la metodología EMEP/EEA (que actualiza la anterior metodología EMEP/CORINAIR), las instalaciones de combustión con PTN ≥ 300 MWt son tipificadas como Grandes Focos Puntuales (GFP) y como tales deben ser objeto de un análisis individualizado. Complementariamente, la Directiva 2001/80/CE (que modifica a las Directivas 94/66/CE y 88/609/CE)¹ establece un sistema de seguimiento para las denominadas Grandes Instalaciones de Combustión (GIC), una parte importante de las cuales (aquellas no típicamente industriales) se encuadran dentro de este grupo 01.

Las calderas con PTN < 50 MWt, así como las turbinas de gas y los motores estacionarios se recogen en el Inventario, esencialmente bajo la categoría de Fuentes de Área, salvo que formen parte de un centro que ya esté clasificado como GFP, en cuyo caso aparecen incorporadas a dicho centro.

La asignación de una instalación de combustión a una u otra clase de actividad SNAP depende esencialmente del sistema elegido para estimar las emisiones. Se puede a este respecto optar entre:

- a) Considerar cada unidad física de combustión como una unidad elemental del Inventario, o
- b) Considerar la chimenea como la unidad elemental del Inventario.

La elección de uno u otro modo es relevante en la metodología del Inventario. En términos generales, puede decirse que la primera opción es más adecuada cuando se estiman las emisiones analizando el propio proceso de combustión, mientras la segunda opción es más relevante cuando las emisiones se estiman a partir de los valores medidos en las chimeneas.

La elección de uno u otro método tiene consecuencias en la determinación de la dimensión de la PTN del grupo físico de combustión o, alternativamente, del/os grupo/s que están conectados a una chimenea y que computan para determinar la PTN asociada a la misma. Existen, obviamente, muchas formas posibles de combinar los elementos anteriores y, en consecuencia, de distribuir las instalaciones de un mismo parque de potencia instalada. En el caso de la presente edición de los Inventarios se ha considerado como GFP cada centro de producción que cumpla alguna de las condiciones siguientes:

- 1) Que la potencia agregada de sus instalaciones (calderas) de combustión supere los 300 MWt.
- 2) Las refinerías de petróleo, por ser ésta una de las categorías explícitas de la relación de GFP de la metodología EMEP/EEA, con independencia de cuál sea el valor agregado de su PTN, aunque normalmente satisfacen también el criterio 1 anterior.

¹ Traspuesta a la normativa española a través del Real Decreto 430/2004.

- 3) Los hornos de coque en la medida en que están integrados en las plantas de siderurgia integral, que siempre que superen los 3 millones de toneladas de capacidad de producción de acero deben ser consideradas de acuerdo con la metodología EMEP/CORINAIR (actualmente EMEP/EEA) como GFP.

Las actividades de este grupo 01 que no cumplan alguno de los criterios anteriores han sido tratadas en el Inventario como Fuentes de Área.

1.2.- DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS PROCESOS DE COMBUSTIÓN GENERADORES DE LAS EMISIONES

1.2.1.- Definiciones básicas

Aplicabilidad efectiva de una medida de reducción: ratio (β) entre las horas de operación a plena carga funcionando con la tecnología de control de emisiones y las horas totales de operación a plena carga de la instalación de combustión.

ar: acrónimo inglés de “*as received*”, que sirve para designar las condiciones del estado en que el carbón entra en la planta.

Caldera: cualquier dispositivo técnico en el que los combustibles utilizados se oxidan para aprovechar el calor producido en el proceso de combustión.

Carbón coquizable: clase de carbón con una calidad que permite la producción de coque para su uso en hornos altos.

Carbón sub-bituminoso: clase de carbón con un poder calorífico superior entre 17.435 y 23.865 kJ/kg con un contenido en volátiles superior a un 31% en términos *daf* (véase definición). En el caso español, en esta categoría se encuadra el lignito negro.

Central térmica (convencional): planta de generación de electricidad que utiliza la energía de combustibles fósiles en un proceso de combustión, principalmente calderas.

Ciclo combinado de turbina de gas y gasificador de carbón: mecanismo que combina una turbina de gas con un gasificador de carbón que alimenta a la primera.

Ciclo combinado de turbinas de gas y vapor: mecanismo que combina para la producción de energía la fuerza mecánica del eje de la turbina de gas con la fuerza generada en la turbina de vapor que utiliza la energía térmica de los gases de combustión resultantes de la primera.

daf: acrónimo inglés de “*dry and ash-free*”, que sirve como referencia para expresar el estado de un carbón cuando se excluyen del mismo los contenidos de humedad y de ceniza (equivalente a *maf*).

Eficacia de la reducción de la emisión: proporción entre la concentración del contaminante en los gases a la salida y a la entrada del dispositivo de reducción de la emisión (calculada en condiciones de operación a plena carga).

Emisión de arranque: son las emisiones asociadas a las operaciones de arranque hasta que la instalación opera en condiciones estables normalizadas. Por lo que se refiere a calderas, y para los contaminantes SO₂ y NO₂, son las emisiones que se generan desde la puesta en marcha de la instalación hasta el momento en que las técnicas secundarias de reducción de emisiones operan al nivel óptimo.

Hard coal: acrónimo inglés que se refiere a la clase de carbones con un poder calorífico superior mayor de 23.865 kJ/kg medido en términos *maf* (véase definición más abajo), y con una reflectancia de al menos 0,6. Esta categoría de carbones incluye las hullas y las antracitas y el carbón coquizable.

Instalación de cogeneración: dispositivo técnico de producción de vapor para su uso combinado en la generación de electricidad y de calor.

Lignito: clase de carbón con un poder calorífico superior menor que 17.435 kJ/kg y con un contenido de volátiles superior al 31% en términos *daf* (véase definición). En el caso español se refiere al lignito pardo.

maf: acrónimo inglés de “*moisture and ash free*”, que sirve como referencia para expresar el estado de un carbón cuando se excluyen del mismo los contenidos de humedad y de ceniza (equivalente a *daf*).

Motores estacionarios: motores de ignición por compresión o por chispa (2 y 4 tiempos).

Modalidad agregada/individual de calderas en una planta: existen diversas modalidades de tratamiento de las calderas de una planta. Entre estas modalidades merecen destacar las siguientes: a) aquella en que se agregan todas las calderas que están conectadas físicamente a una misma chimenea; b) aquella que considera las posibilidades virtuales de agregación de calderas “similares” aunque físicamente no estén conectadas a una misma chimenea física, se introduce aquí el concepto de chimenea virtual para representar la chimenea ideal a la que estarían conectadas todas las calderas consideradas en esta modalidad de agregación; c) la que considera la agregación de todas las calderas siguiendo otros criterios, por ejemplo, administrativos o de unidad de gestión. En la presente edición del Inventario se ha utilizado este último criterio cuando se trata de representar las emisiones de un Gran Foco Puntual (GFP) para los diferentes rangos de potencia diferenciados en las actividades de la nomenclatura SNAP.

Retención de azufre en ceniza: ratio (α_s) entre la diferencia de la concentración de dióxido de azufre calculada a partir del azufre contenido en el combustible (c_{max}) y el dióxido de azufre contenido en los gases de la combustión antes de pasar por el dispositivo de reducción de la emisión (si lo hay) (c_{eff}), y dividida esta diferencia entre la concentración de dióxido de azufre calculada a partir del contenido total de azufre en el combustible (c_{max}), es decir, $\alpha_s = (c_{max} - c_{eff})/c_{max}$.

Hulla y antracita (steam coal): clase de carbón con características especialmente orientadas a la combustión para la generación de vapor o calor para calefacción. Incluye las hullas y antracitas, y excluye el carbón coquizable.

1.2.2.- Técnicas de combustión aplicadas

En este apartado se presentan las técnicas de combustión más frecuentes clasificadas por tipo (básicamente estado físico) del combustible.

(A) Combustible carbón

(A1) Caldera de fondo seco -CFS- (Dry bottom boiler -DBB-)

Las CFS se caracterizan por la descarga de ceniza seca al situarse las temperaturas de combustión entre 900 °C y 1.200 °C. Esta técnica se utiliza principalmente para la combustión de hullas, antracitas y lignitos y se aplica prácticamente en toda Europa.

(A2) Caldera de fondo húmedo -CFH- (Wet bottom boiler -WBB-)

Las temperaturas típicas de combustión superiores a 1.400°C conllevan una descarga fluida de escoria. Este tipo de caldera se emplea para los carbones, especialmente hullas y antracitas, con un contenido bajo en volátiles y se aplica principalmente en Alemania.

(A3) Combustión en lecho fluidificado -CLF- (Fluidised bed combustion -FBC-)

La combustión del carbón pulverizado tiene lugar por inyección desde el fondo de aire de combustión en un lecho turbulento. Se consiguen con esta técnica bajas emisiones mediante inyección del aire en etapas, adición de caliza y bajas temperaturas de combustión que oscilan entre 750 °C y 950 °C. La CLF se adapta particularmente bien a los carbones ricos en ceniza. Pocas plantas de combustión están equipadas con la técnica de CLF y de ellas, dentro del segmento PTN \geq 300 MWt (capacidad térmica), la mayoría corresponden a la versión de Lecho Fluidificado Circulante -CLFC- (*Circulating Fluidised Bed Combustion -CFBC-*).

(A4) Parrilla (Grate firing -GF-)

Los combustibles sólidos se colocan en masa sobre una parrilla fija o de movimiento lento. Las temperaturas de combustión oscilan entre 1.000 °C y 1.300 °C.

(B) Combustible biomasa

La combustión de biomasa (turba, paja, madera) es relevante, en estas instalaciones, sólo en algunos países (por ejemplo, Finlandia, Dinamarca). Las plantas que utilizan este

combustible suelen utilizar las CLF (mayoritariamente CLFC) y CFS como técnicas de combustión.

(C) Combustión de residuos

Para la combustión de residuos, el tipo de instalación más comúnmente utilizado es la parrilla.

Aunque la generación de energía mediante la combustión de residuos puede incluirse en este grupo 1 cuando el fin principal de la planta sea precisamente la generación de energía, en la mayoría de los casos este tipo de unidades se encuadran, en la presente edición del Inventario, en el grupo 9 dedicado al tratamiento de residuos, ya que en la mayoría de los casos éste es el objetivo principal de la planta, y secundariamente el de valorizar el residuo (producción de energía).

(D) Combustibles líquidos y gaseosos

(D1) Combustión en calderas

En la combustión en este tipo de instalaciones, tanto si se utilizan combustibles líquidos derivados del petróleo (principalmente fuelóleo y gasóleo) como gaseosos, los propios combustibles así como los agentes oxidantes se encuentran, en las condiciones normales de la combustión, en estado gaseoso. Las principales diferencias entre la combustión de líquidos y gases respecto al carbón pulverizado residen en los diseños de operación de los quemadores. En cuanto a las emisiones, existe una diferencia principal entre los quemadores que utilizan o no mezcla previa del combustible y el aire de combustión: los quemadores con mezcla previa (*pre-mixing burners*) se caracterizan por una llama corta homogénea y una alta tasa de conversión de nitrógeno contenido en el combustible; mientras que los quemadores sin la mezcla previa se caracterizan por llamas no homogéneas con zonas de reacción subestequiométrica y una tasa inferior de conversión del nitrógeno incorporado en el combustible.

Los principales parámetros determinantes de las emisiones de las instalaciones que utilizan combustibles líquidos y gaseosos se muestran en la tabla 1.2.1.

Tabla 1.2.1

Contaminante	Dependiente del combustible	Dependiente del proceso
	Combustibles líquidos	
SO ₂	x	-
NO _x	x	x
CO	-	x
Combustibles gaseosos		
SO ₂	x	-
NO _x	-	x
CO	-	x

x: relevante; -: no relevante

(D2) Turbinas de gas

Las turbinas de gas tienen una capacidad térmica que varía desde varios cientos de kWt hasta 500 MWt. Se utilizan principalmente combustibles gaseosos, tales como el gas natural o el producto de la gasificación de carbón (en instalaciones CCGT o IGCC) u otro tipo de gases de proceso. También pueden utilizarse combustibles líquidos, como destilados ligeros (nafta, queroseno o gasóleo) y en algunos casos fuelóleo. La temperatura en las cámaras de combustión, que alcanza valores superiores a los 1.300 °C, puede producir emisiones considerables de NO_x.

Las turbinas de gas se instalan en diferentes tipos de plantas de combustión, tales como plantas de ciclo combinado de turbinas de gas y vapor (CCGT) o plantas de ciclo combinado de turbina de gas y gasificador de carbón (IGCC). Para las IGCC sólo se consideran aquí como relevantes las emisiones producidas en la turbina de gas (cámara de combustión), mientras que para las CCGT deben considerarse asimismo las emisiones producidas en las calderas de combustibles fósiles asociadas.

(D3) Motores estacionarios

Se trata de motores de ignición por chispa o por compresión (de 2 y 4 tiempos) con una producción de electricidad que varía entre menos de 100 kW a más de 10 MW (por ejemplo en plantas de cogeneración). Ambos tipos pueden constituir fuentes emisoras relevantes.

1.2.3.- Gases de emisión resultantes

Los gases contaminantes más significativos originados en los procesos de combustión son el dióxido de azufre (SO₂), los óxidos de nitrógeno (NO y NO₂ simbolizados conjuntamente como NO_x), el dióxido de carbono (CO₂) y los metales pesados (arsénico (As), cadmio (Cd), cromo (Cr), cobre (Cu), mercurio (Hg), níquel (Ni), plomo (Pb), selenio (Se), zinc (Zn) y, en algún tipo de fuelóleo, vanadio (V)). De importancia cuantitativa bastante reducida son las emisiones de Contaminantes Orgánicos Volátiles (COV), que se desglosan en los no metánicos (COVNM) y en metano (CH₄), de monóxido de carbono (CO), de óxido nitroso (N₂O), y a un nivel casi marginal el amoniaco (NH₃). Adicionalmente, se consideran también las emisiones de determinados contaminantes orgánicos persistentes, y entre ellos, las dioxinas y furanos (DIOX) y los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).

En las actividades de este grupo, las emisiones se canalizan normalmente a chimeneas, siendo las emisiones fugitivas o escapes (juntas, etc.) prácticamente descartables.

Seguidamente se comentan las especies contaminantes más relevantes de las emisiones de los gases de combustión:

Dióxido de azufre (SO₂)

Las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) dependen directamente del contenido de azufre en el combustible, contenido que en términos de peso sobre combustible libre de cenizas varía habitualmente entre el 0,3% y el 1,2% para las hullas y antracitas, pudiendo alcanzar valores extremos del 5% para los lignitos; entre el 0,3% y el 3,0% en los fuelóleos; mientras es insignificante en el caso del gas.

El cálculo de los factores de emisión de SO₂ se basa en el contenido de azufre en el combustible. En el caso de los carbones, el azufre se presenta habitualmente en alguna o varias de las formas siguientes: azufre pirítico (FeS₂), azufre orgánico, sales de azufre o azufre elemental. Las dos primeras formas son las dominantes y ambas contribuyen a la formación de SO₂. El contenido total de azufre en el carbón se determina habitualmente por un análisis químico vía húmeda, pero este procedimiento suele presentar un sesgo al alza en comparación con el más preciso de Rayos-X.

Óxidos de nitrógeno (NO_x)

Para los óxidos de nitrógeno (NO, que normalmente es referenciado de forma conjunta con el NO₂ como NO_x), hay que distinguir entre dos mecanismos diferentes de formación:

- Formación del “NO del combustible” a partir de la conversión del nitrógeno que forma parte del propio combustible.
- Formación del “NO térmico” a partir de la fijación de nitrógeno de la atmósfera en el proceso de combustión.

La primera vía (NO_x del combustible) contribuye aproximadamente con el 80% del NO_x generado pudiendo superar incluso el 90%. La segunda vía (NO_x térmico) representa aproximadamente el 20% y, en función de la temperatura de combustión, puede bajar su contribución a menos del 10%.

En lo que se refiere a los combustibles sólidos, el contenido de nitrógeno varía, habitualmente, para las hullas y antracitas entre el 0,2% y 3,5%; entre el 0,4% y el 2,5% para el lignito pardo; entre el 0,6% y el 1,55% para el coque; entre el 0,7% y 3,4% para la turba; entre el 0,1% y el 0,3% para la madera; y entre el 0,3% y el 1,4% para los residuos urbanos. En los combustibles líquidos, el contenido de nitrógeno oscila entre el 0,1% y el 0,8% para los fuelóleos pesados, y el 0,005% y 0,07% para los ligeros. Por su parte, el gas natural no contiene nitrógeno en sus enlaces orgánicos y su contenido de nitrógeno molecular no tiene influencia sobre la formación de NO_x del combustible (sólo se forma en este caso NO_x térmico).

Compuestos orgánicos volátiles: COVNM y CH₄

Las emisiones de los compuestos orgánicos volátiles no metano (COVNM) (p. ej. olefinas, cetonas, aldehídos) se originan por combustión incompleta. El metano puede emitirse sin sufrir alteración desde el propio combustible.

En general en las plantas de combustión de este grupo las emisiones de COVNM y CH₄ son poco significativas. Existe, por lo demás, una asociación inversa entre la dimensión de la instalación y el factor (unitario) de emisión.

Monóxido de carbono (CO)

El monóxido de carbono (CO) aparece siempre como un producto intermedio del proceso de combustión, especialmente en condiciones subestequiométricas de combustión. Sin embargo, la relevancia del CO liberado de las instalaciones de combustión no es muy elevada. El mecanismo de formación del CO (y el de los COV) es similar al del NO térmico.

Dióxido de carbono (CO₂)

El dióxido de carbono (CO₂) es el principal producto de los procesos de combustión de todos los combustibles fósiles. Existe una relación directa entre la emisión de CO₂ y el producto de la cantidad de combustible por su contenido en carbono, siempre que se admita combustión (cuasi) completa.

Para los combustibles fósiles sólidos el contenido de carbono varía, habitualmente, entre el 61% y 87%, (en términos de masa de combustible libre de ceniza).

Óxido nitroso (N₂O)

El mecanismo de formación del óxido nitroso (N₂O) no se conoce todavía con precisión. Una posible vía de formación, parecida a la del NO_x, se desarrollaría a través de productos intermedios como el HCN o el NH₃. Se ha descubierto que la reducción de la temperatura de combustión, especialmente por debajo de 1.000 °C, repercute en una mayor emisión de N₂O. A temperaturas bajas, la molécula de N₂O es relativamente estable, mientras que a temperaturas altas el N₂O que se forma se reduce a N₂. Comparadas con las emisiones de las instalaciones de combustión convencionales, las instalaciones que incorporan técnicas de lecho fluido presurizado, recirculante o de borboteo dan lugar a emisiones más elevadas. En ensayos de laboratorio, se ha demostrado que el óxido nitroso se forma en los procesos de Reducción Catalítica Selectiva (RCS) presentando un valor máximo en, o cerca de, la "ventana" de la temperatura óptima del proceso.

Amoniaco (NH₃)

La emisión de amoniaco (NH₃) no se origina por reacción química en el proceso de combustión sino más bien por la reacción incompleta del NH₃ utilizado como aditivo en el proceso de desnitrificación de las emisiones.

Metales pesados

La mayoría de los metales pesados considerados (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn) se emiten normalmente como compuestos (óxidos, cloruros) asociados a las partículas. Tan

sólo el Hg y el Se se presentan parcialmente en la fase de vapor. Los elementos menos volátiles tienden a condensarse en las partículas de menor tamaño de los gases. El contenido de metales pesados en los carbones es normalmente superior en varios órdenes de magnitud al de los fuelóleos y gasóleos (excepto ocasionalmente el Ni en el fuelóleo) y al del gas natural. Para el gas natural sólo son significativas las emisiones de mercurio, cuyas concentraciones se encuentran en el rango de 2 - 5 $\mu\text{g}/\text{m}^3$. Durante la combustión del carbón, las partículas experimentan cambios complejos que conducen a la vaporización de elementos volátiles. La tasa de volatilización de los compuestos de metales pesados depende de las características de los combustibles (concentraciones en el carbón, fracción de componentes inorgánicos, tales como el calcio) y de las características tecnológicas (tipo de caldera, modo de operación).

Para las calderas de fondo seco (CFS), los metales pesados considerados se emiten en forma de partículas, excepto el Hg y el Se. En este tipo de calderas, las emisiones procedentes de la combustión de lignito son potencialmente inferiores a las de las hullas y antracitas, dado que el contenido de metales y las temperaturas de combustión son menores. En las calderas de fondo húmedo (CFH), suele operarse con recirculación de las cenizas volantes, lo que produce un incremento considerable en las concentraciones de metales pesados en los gases de salida de la combustión. Las emisiones de metales pesados de las calderas de lecho fluidificado (CLF) se consideran que son inferiores debido a que las temperaturas de operación son más bajas y a la menor proporción de partículas finas. La adición de caliza en las instalaciones con CLF puede reducir la emisión de alguno de los metales pesados, debido al incremento que se produce en la retención de los mismos en las cenizas. Este efecto se ve parcialmente contrarrestado por el incremento que se produce en la proporción de partículas finas en los gases de salida, lo que conduce a un incremento de las emisiones por la presencia de partículas finas que tienen una mayor concentración de metales pesados.

Conviene también señalar que las altas concentraciones de arsénico (As) dañan los catalizadores de las tecnologías de desnitrificación. Por ello, las plantas que han incorporado técnicas de Reducción Catalítica Selectiva (RCS) con altos niveles de partículas pueden requerir la aplicación de medidas especiales (reducción de la recirculación de cenizas volantes).

1.2.4.- Técnicas de reducción de las emisiones

Entre las técnicas de reducción de las emisiones se distingue habitualmente entre las de tipo: primario, implementadas mediante procedimientos de optimización o reformulación del propio proceso de combustión, y secundario, implementadas mediante dispositivos que actúan sobre la propia corriente de los gases originados en la combustión. Para el caso del SO_2 son importantes también las técnicas de reducción previa.

Seguidamente se presentan las principales técnicas de reducción diferenciadas por tipo de instalación: calderas, turbinas de gas y motores estacionarios.

1.2.4.1.- Técnicas de reducción en calderas

A continuación se presentan las técnicas más frecuentemente utilizadas para la reducción de las emisiones de SO₂ y NO_x (ambos por separado); SO₂-NO_x (de forma conjunta) y metales pesados.

A.- Dióxido de azufre

En el caso del SO₂ cabe distinguir entre las técnicas de desulfuración previa y las de desulfuración de gases de chimenea.

A1) Reducción previa.

Entre las técnicas más utilizadas cabe señalar las siguientes:

- Cambio de combustible.
- Mezcla de combustibles.

A2) Desulfuración de gases en chimenea.

La reducción del SO₂ contenido en los gases de emisión se lleva a cabo bien por reacción con un aditivo (formando un subproducto estable) que puede recuperarse posteriormente con algún proceso, bien por reacción catalítica. Las técnicas de desulfuración más aplicadas son las siguientes:

- Limpieza vía húmeda con cal/caliza (*Lime/limestone Wet Scrubbing -WS-*).
- Absorción por rociado con hidróxido cálcico (*Spray Dryer Absorption -SDA-*).
- Inyección de absorbente seco (*Dry Sorbent Injection -DSI, LIFAC-*).
- Proceso Wellmann-Lord: con adición de sulfito y bisulfito sódico (*-WL-*).
- Proceso Walther: con adición de agua amoniacal (*-WAP-*).

B.- Óxidos de nitrógeno

En el caso de la reducción de las emisiones de óxidos de nitrógeno se pueden distinguir entre los siguientes tipos de medidas:

B1) Medidas primarias de desnitrificación.

Entre estas cabe citar las siguientes:

- Quemadores de baja emisión de NO_x (*Low NO_x Burner -LNB-*)
- Escalonamiento del suministro de aire (*Staged Air Supply -SAS-*)
- Aportación de aire sobre la llama (*Overfair Air -OFA-*)
- Recirculación de gases de la chimenea (*Flue Gas Recirculation -FGR-*)

- División del flujo primario de combustible (*Split Primary Flow -SPF-*)

B2) Medidas secundarias de desnitrificación.

- Reducción selectiva no-catalítica (*Selective Non-Catalytic Reduction -SNCR-*)
- Reducción selectiva catalítica (*Selective Catalytic Reduction -SCR-*)

C.- Óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre: procesos simultáneos

- Proceso de carbón activado (*Activated Carbon Process -AC-*)
- Proceso DESONOX / Proceso SNOX (**-DESONOX-**)

D.- Metales pesados

Las técnicas de reducción de partículas inciden directamente sobre la reducción de las emisiones de metales pesados. En las instalaciones que usan carbón como combustible, las principales técnicas de control de partículas incluyen los ciclones, lavadores húmedos, precipitadores electrostáticos y filtros de mangas, siendo estas dos últimas las más eficientes desde el punto de vista del control de los metales.

En las unidades de desulfuración de gases parte de los compuestos gaseosos de metales pueden condensarse y ser después eliminados en los pre-lavadores. Las emisiones de mercurio están indirectamente influidas por las unidades de desnitrificación. Así una unidad de reducción catalítica selectiva incrementa la eliminación de mercurio en una unidad posterior de desulfuración utilizando un sistema de lavado con cal.

1.2.4.2.- Técnicas de reducción en turbinas de gas

En las turbinas de gas el contaminante quizá más significativo sea el NO_x. Entre las técnicas de reducción primarias pueden distinguirse las de tipo seco (por ejemplo, combustión con exceso de aire en un quemador de baja emisión de NO_x) y las de tipo húmedo (inyección de agua o vapor), tratándose con ambas de regular la temperatura de combustión. En las instalaciones de gran dimensión también se pueden incorporar medidas secundarias como las de reducción catalítica selectiva.

1.2.4.3.- Técnicas de reducción en motores estacionarios

En los motores de ignición por chispa los contaminantes más significativos son NO_x, CO e hidrocarburos inquemados (COV), mientras que en los motores diesel a los anteriores debe añadirse el SO₂. Asimismo las emisiones de partículas contienen cantidades apreciables de metales pesados y de contaminantes orgánicos persistentes.

Las medidas primarias se instalan con el objeto de optimizar las condiciones de combustión. Entre ellas se encuentran el ratio aire-combustible, la reducción de la carga del motor, la inyección de agua, la recirculación de gases de combustión y el diseño de la cámara de combustión.

Entre las medidas secundarias, que se aplican sólo si con las primarias no se puede alcanzar los niveles deseados de reducción, pueden citarse el convertidor catalítico trifásico, para la reducción simultánea de NO_x, CO y COV; la reducción de NO_x por reducción catalítica selectiva con amoníaco; y la reducción de CO y COV con convertidor de oxidación catalítica.

1.3.- METODOLOGÍAS (MÁS FRECUENTES) DE ESTIMACIÓN DE LAS EMISIONES

Con relación a la metodología de estimación de las emisiones para las instalaciones de este grupo, los procedimientos más habituales son:

- La medición de las propias emisiones, normalmente aplicada al SO₂, al NO_x y a las PST (y en el caso de las centrales térmicas también se realizan de CO y, en las que queman carbones, se han realizado eventualmente mediciones de metales pesados).
- El balance de masas (normalmente aplicado al CO₂, y a veces al SO₂).
- Los procedimientos avanzados de factor de emisión (aplicados a veces al SO₂ y al NO_x).
- Los procedimientos de factor de emisión simple (normalmente aplicados a los COVNM, CH₄, CO, N₂O, y, a veces al NO_x, a los metales pesados y a las dioxinas, los hidrocarburos aromáticos policíclicos y los PCB).

A continuación se describe la esencia de estos procedimientos:

1.3.1.- Mediciones directas

Este procedimiento de estimación se basa en las mediciones realizadas a la salida de la chimenea. Cuando se dispone de esta información, los datos medidos suelen presentarse como la distribución anual de las concentraciones medias horarias o semihorarias del contaminante contenido en el flujo de gases emitidos por la chimenea. Si no existe una correlación entre la concentración del contaminante con el nivel de carga ("load factor") de operación de la instalación, la emisión total anual (expresada en toneladas por año) puede calcularse mediante la expresión siguiente:

$$E[t/a] = V[m^3/a] \cdot c[mg/m^3] \cdot 10^{-9} \quad [1.3.1]$$

donde V representa el volumen total anual de gases emitidos por la chimenea, y c el promedio anual de la concentración del contaminante considerado (considerando las técnicas de reducción instaladas), y 10⁻⁹ es un factor de conversión de unidades. El volumen V viene dado por la fórmula

$$V[m^3/a] = V_{GE}[m^3/kg] \cdot CON_{comb}[kg/a] \quad [1.3.2]$$

donde V_{GE} representa el volumen seco, en m³, de los gases emitidos por la chimenea por kg de combustible y CON_{comb} es el consumo anual de combustible (referido al conjunto de

todas las instalaciones de combustión cuyos gases se canalizan a esa chimenea). Si no se dispone de la medida de V_{GE} , se puede estimar el volumen seco de gases emitidos por la chimenea mediante la ecuación:

$$V_{GE}[\text{m}^3/\text{kg}] \approx 1,852 \cdot C_C + 0,682 \cdot C_S + 0,8 \cdot C_{N_2} + V_{N_{aire}} + V_{excO_{aire}} \quad [1.3.3]$$

donde las concentraciones de carbono (C_C), azufre (C_S), y nitrógeno (C_{N_2}) en el combustible se expresan en kg por kg de combustible, y donde $V_{N_{aire}}$ y $V_{excO_{aire}}$ son respectivamente los volúmenes (m^3) de nitrógeno y de oxígeno por kg de combustible en los gases de salida de la combustión.

Si, por el contrario, la concentración horaria o semihoraria varía con la carga de operación, la emisión total debe calcularse como el sumatorio, extendido a todos los intervalos horarios o semihorarios del año, conforme se indica en la siguiente expresión:

$$E[\text{t/a}] = \sum_h V[\text{m}^3/\text{h}] \cdot c_h[\text{mg}/\text{m}^3] \cdot 10^{-9} \quad [1.3.4]$$

1.3.2.- Procedimientos avanzados de factor de emisión

Si la estimación de las emisiones se realiza utilizando factores de emisión el procedimiento debe desarrollarse al nivel de cada instalación de combustión. Si la planta dispone de varias instalaciones, las emisiones totales deberán obtenerse por agregación de las estimadas para cada instalación de combustión.

Este modelo de estimación basado en factores avanzados (aplicado especialmente para el SO_2 y el NO_x) requiere la siguiente información de base:

- El tipo de instalación/caldera
- El tipo de técnica/s primaria/s de reducción de las emisiones
- El tipo de técnica/s secundaria/s de reducción de las emisiones
- Las características del/os combustible/s utilizado/s (contenido de azufre, nitrógeno, carbono, hidrógeno, oxígeno, volátiles, y poder calorífico inferior).

El procedimiento de estimación comprende las siguientes etapas:

- *Etapas 1:* Se calculan las cantidades máximas liberables como SO_2 y NO , bajo el supuesto de conversión estequiométrica a esos dos compuestos respectivamente, de todo el azufre contenido en el combustible. Las emisiones obtenidas para NO se corrigen adicionalmente con el NO potencial de origen térmico.
- *Etapas 2:* Se toman en consideración las medidas primarias de reducción de las emisiones.
- *Etapas 3:* Se toman en consideración las medidas secundarias de reducción de las emisiones.

1.3.2.1.- Cálculo de los factores de emisión de SO₂

La ecuación para el factor de emisión de SO₂, FE_{SO₂} puede expresarse en la forma siguiente:

$$FE_{SO_2}[\text{g/GJ}] = 2 \cdot S_{\text{comb}} \cdot (1-\alpha_S)(1-\eta_{\text{sec}}\beta) \cdot (1/H_U) \cdot 10^6 \quad [1.3.5]$$

con la siguiente significación de los símbolos:

S_{comb}: contenido de azufre en el combustible (expresado en kg de azufre por kg de combustible)

α_S: retención de azufre en la ceniza

η_{sec}: eficacia de la reducción de las medidas secundarias

β: aplicabilidad efectiva de las medidas secundarias

H_U: poder calorífico inferior del combustible (en MJ por kg de combustible).

A continuación se presenta el esquema del procedimiento de estimación:

- 1) Se calcula, de acuerdo con la ecuación siguiente, la cantidad máxima de dióxido de azufre, SO_{2,max}, obtenible por reacción estequiométrica del azufre contenido en el combustible, S_{comb}, con el oxígeno:

$$SO_{2,\text{max}} [\text{kg/kg}] = 2 \cdot S_{\text{comb}} \quad [1.3.6]$$

- 2) La estimación anterior de SO_{2,max} se minorra multiplicándola por el factor (1-α_S), siendo α_S el coeficiente unitario de retención de azufre en las cenizas, dando como resultado la cantidad de dióxido de azufre emitible, SO_{2,cald}, por la instalación de combustión, usando el tipo de combustible considerado, según se expresa en la ecuación siguiente:

$$SO_{2,\text{cald}}[\text{kg/kg}] = SO_{2,\text{max}} \cdot (1-\alpha_S) \quad [1.3.7]$$

- 3) La cantidad SO_{2,cald} es ulteriormente minorada multiplicándola por el factor (1-η_{sec}β), siendo η_{sec} la eficacia de reducción de las medidas secundarias y β el grado de aplicabilidad efectiva de las mismas, dando como resultado la cantidad de dióxido de azufre emitida, SO_{2,sec}, tras la aplicación de las medidas secundarias, según se expresa en la ecuación siguiente:

$$SO_{2,\text{sec}}[\text{kg/kg}] = SO_{2,\text{cald}} \cdot (1-\eta_{\text{sec}}\beta) \quad [1.3.8]$$

- 4) A partir de la cantidad SO_{2,sec} anteriormente estimada se calculan los factores de emisión de SO₂ bajo dos versiones:

- en masa por volumen de gas emitido FC_{SO₂}

$$FC_{SO_2}[\text{mg/m}^3] = SO_{2,\text{sec}} \cdot (1/V_{\text{GE}}) \cdot 10^6 \quad [1.3.9]$$

- en masa por energía del combustible FE_{SO_2}

$$FE_{SO_2}[g/GJ] = SO_{2sec} \cdot (1/H_U) \cdot 10^6 \quad [1.3.10]$$

donde en las expresiones anteriores, V_{GE} es el volumen seco de gases emitidos (en m^3/kg) y H_U es el poder calorífico inferior del combustible (en MJ/kg)

Para la aplicación del algoritmo anterior deben usarse en la medida de lo posible valores específicos (de la instalación) para los parámetros referidos en las fórmulas. No obstante en la tabla 1.3.1 siguiente se presentan valores por defecto de dichos parámetros para el caso en que no se disponga de valores de los mismos específicos de la instalación.

Tabla 1.3.1.- Valores por defecto para técnicas secundarias de reducción de emisiones de SO_2

Tipo de medida secundaria	Eficacia de la reducción η_{sec}	Aplicabilidad efectiva β
WS	0,90	0,99
SDA	0,90	0,99
DSI	0,45	0,98
LIFAC	0,70	0,98
WL	0,97	0,99
WAP	0,88	0,99
AC	0,95	0,99
DESONOX	0,95	0,99

1.3.2.1.1.- Combustión de carbón

Para el caso de combustión de carbones el Libro Guía EMEP/CORINAIR proporciona información (Véanse anexos 7 y 8 del capítulo 1) de valores por defecto de los parámetros S_{comb} y de H_U . En cuanto al parámetro α_s se muestran en la tabla 1.3.2 los valores por defecto para determinadas combinaciones de tipos de caldera (que quema carbón pulverizado) y clases de carbón.

Tabla 1.3.2.- Valores por defecto para la retención de azufre en cenizas (α_s)

Tipo de caldera	α_s	
	Hullas y antracitas	Lignito pardo
CFS	0,05	0,3 ⁽¹⁾
CFH	0,01	-

(1) Valor medio (rango 0,05 - 0,60).

CFS: Caldera Fondo Seco; CFH: Caldera Fondo Húmedo.

1.3.2.1.2.- Combustión de otros combustibles (líquidos, gaseosos, biomasa y residuos)

Para estos combustibles se deberá utilizar valores específicos del parámetro de contenido de azufre en el combustible (S_{comb}). La retención de azufre en cenizas (α_s) no es en este caso relevante. Los valores por defecto de β y η_{sec} son los mostrados en la tabla 1.3.1.

1.3.2.2.- Cálculo de los factores de emisión de NO_x

Para el cálculo de las emisiones de NO_x se utilizan tanto factores por defecto como algoritmos específicos. En cuanto a los factores por defecto se remite a los apartados “Factores de emisión” de los epígrafes 1.4-1.8, mientras en lo que sigue del presente epígrafe se presentan los diversos algoritmos de cálculo que aparecen referidos esencialmente para los carbones.

1.3.2.2.1.- Combustión de carbón.

El algoritmo general de cálculo puede expresarse de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$FE_{NO_x}[g/GJ] = NO_{2cald} \cdot (1 - \eta_{prim})(1 - \eta_{sec}\beta_{sec}) \cdot (1/H_U) \cdot 10^6 \quad [1.3.11]$$

con la siguiente significación de los símbolos:

NO_{2cald}: emisión de dióxido de nitrógeno de la instalación de combustión (caldera) en kg de contaminante por kg de combustible.

η_{prim} : eficacia de reducción de las medidas primarias

η_{sec} : eficacia de la reducción de las medidas secundarias

β_{sec} : aplicabilidad efectiva de las medidas secundarias.

H_U: el poder calorífico inferior (en MJ por kg de combustible).

A continuación se presenta el esquema del procedimiento de estimación:

- 1) Se estima en primer lugar la cantidad de dióxido de nitrógeno producida por la instalación de combustión (caldera), NO_{2cald}. Dicha cantidad recoge las contribuciones del dióxido formado por combustión del nitrógeno contenido en el combustible (cálculo estequiométrico corregido por el grado en que la combustión no es completa) y el dióxido de origen térmico.
- 2) La cantidad NO_{2cald} anteriormente estimada se minora multiplicándola por el coeficiente (1 - η_{prim}), siendo η_{prim} el grado de eficacia de las medidas reductoras primarias, dando como resultado la emisión de la caldera una vez tenidas en cuenta las medidas primarias, NO_{2prim}, según expresa la siguiente ecuación:

$$NO_{2prim}[kg/kg] = NO_{2cald} \cdot (1 - \eta_{prim}) \quad [1.3.12]$$

- 3) La cantidad NO_{2prim} estimada en la etapa anterior se minora multiplicándola por el coeficiente (1- $\eta_{sec}\beta_{sec}$), donde η_{sec} es el grado de eficacia de las medidas secundarias y β_{sec} el grado efectivo de aplicación de las mismas, dando como resultado la cantidad de dióxido de nitrógeno emitida tras tener en cuenta la reducción de las medidas secundarias, NO_{2sec}, según expresa la siguiente ecuación:

$$\text{NO}_{2\text{sec}}[\text{kg/kg}] = \text{NO}_{2\text{prim}} \cdot (1 - \eta_{\text{sec}}\beta_{\text{sec}}) \quad [1.3.13]$$

4) A partir de la cantidad $\text{NO}_{2\text{sec}}$ estimada se calculan los factores de emisión de NO_2 bajo las dos versiones siguientes:

- en masa por volumen de gas emitido FC_{NO_2} :

$$\text{FC}_{\text{NO}_2}[\text{mg/m}^3] = \text{NO}_{2\text{sec}} \cdot (1/V_{\text{GE}}) \cdot 10^6 \quad [1.3.14]$$

- en masa por energía del combustible FE_{NO_2} :

$$\text{FE}_{\text{NO}_2}[\text{g/GJ}] = \text{NO}_{2\text{sec}} \cdot (1/H_U) \cdot 10^6 \quad [1.3.15]$$

donde en las expresiones anteriores, V_{GE} es el volumen seco de gases emitidos (en m^3/kg) y H_U es el poder calorífico inferior del combustible (en MJ/kg)

Para la aplicación del algoritmo anterior deben usarse en la medida de lo posible valores específicos (de la instalación) para los parámetros referidos en las fórmulas. No obstante en las tablas 1.3.3 y 1.3.4 siguientes se presentan valores por defecto para los parámetros η_{prim} , η_{sec} y β para el caso en que no se disponga de valores de los mismos específicos de la instalación.

Tabla 1.3.3.- Eficacias de reducción (η) de las emisiones de NO_x con medidas primarias

Tipo de medida primaria	Eficacia de reducción η					
	DBB				WBB	
	Hullas y antracitas		Lignitos		Hullas y antracitas	
	rango	valor	rango	valor	rango	valor
Sin control ¹	0	0	0	0	0	0
LNB	0,10-0,30	0,20	0,10-0,30	0,20	0,10-0,30	0,20
SAS	0,10-0,40	0,30	0,10-0,40	0,30	0,10-0,40	0,30
OFA	0,10-0,40	0,30	0,10-0,35	0,25	0,10-0,35	0,25
FGR	0,05-0,15	0,10	0,05-0,20	0,15	0,10-0,25	0,20
LNB/SAS	0,20-0,60	0,45	0,20-0,60	0,45	0,20-0,60	0,45
LNB/OFA	0,20-0,60	0,45	0,20-0,55	0,40	0,20-0,55	0,40
LNB/FGR	0,15-0,40	0,30	0,15-0,45	0,30	0,20-0,50	0,35
SAS/OFA	0,20-0,65	0,50	0,20-0,60	0,40	0,20-0,60	0,40
SAS/FGR	0,15-0,50	0,40	0,15-0,50	0,40	0,20-0,55	0,45
OFA/FGR	0,15-0,50	0,40	0,15-0,50	0,35	0,20-0,50	0,40
LNB/SAS/OFA	0,30-0,75	0,60	0,30-0,75	0,60	0,30-0,75	0,60
LNB/SAS/FGR	0,25-0,65	0,50	0,25-0,70	0,50	0,30-0,70	0,55
LNB/OFA/FGR	0,25-0,65	0,50	0,25-0,65	0,50	0,30-0,65	0,50
Instalación antigua con operación óptima ²		0,15		0,15		0,20
Instalación antigua reconvertida ²		0,50		0,50		0,50
Instalación nueva ²		0,40		0,35		0,40

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 10.

1 Valores recomendados, cuando no se dispone de información relativa al tipo de medidas primarias disponibles.

2 Sin medidas primarias. Este caso es relevante principalmente para instalaciones antiguas.

Tabla 1.3.4.- Eficacias de reducción (η) y disponibilidad (β) de las técnicas secundarias de reducción de NO_x

Tipo de medida secundaria	Eficacia de reducción η_{sec}	Disponibilidad β
SNCR	0,50	0,99
SCR	0,80	0,99
AC	0,70	0,99
DESONOX	0,95	0,99

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 11.

El Libro Guía EMEP/CORINAIR proporciona asimismo información (Véanse anexos 5, 7 y 8 del capítulo 1) de valores por defecto para el cálculo de los parámetros $\text{NO}_{2\text{cald}}$ y H_U .

1.3.2.2.2.- Combustión de otros combustibles (líquidos, gaseosos, biomasa y residuos)

Para los restantes combustibles el algoritmo general de estimación es el ya reseñado en el epígrafe anterior. No obstante debe tenerse en cuenta que para los combustibles gaseosos la formación de NO_2 es sólo de origen térmico, pues el contenido de nitrógeno en estos combustibles no es significativo, y las técnicas de reducción que se emplean para ellos son esencialmente primarias.

1.3.2.3.- Cálculo de los factores de emisión de CO_2

Para la determinación de las emisiones de CO_2 se suele aplicar el siguiente algoritmo de estimación:

$$FE_{\text{CO}_2}[\text{g/GJ}] = 44/12 \cdot C_{\text{comb}} \cdot \varepsilon \cdot (1/H_U) \cdot 10^6 \quad [1.3.16]$$

donde

FE_{CO_2} : factor de emisión especificado

C_{comb} : ratio de carbono en el combustible (kg de C/kg de combustible)

ε : fracción de carbono oxidado

H_U : el poder calorífico inferior (en MJ por kg de combustible).

Los valores de C_{comb} y de H_U deben ser tomados como específicos para cada tipo de combustible utilizado. Los valores por defecto para la fracción de carbono oxidado (ε) son, de acuerdo con el Manual de Referencia IPCC, de:

Combustibles sólidos: 0,980

Combustibles líquidos: 0,990

Combustibles gaseosos: 0,995

Debe tenerse en cuenta que en la aplicación de la fórmula anterior se considera que todo el carbono oxidado se emite como CO_2 (CO_2 final). Este supuesto está de acuerdo con el planteamiento de las metodologías IPCC y EMEP/CORINAIR (actualmente EMEP/EEA), y

en consecuencia con ellas debe evitarse la doble contabilización que se produciría si se añadiera a la estimación de CO₂ así obtenida la conversión a CO₂ final de otros gases del Inventario que contienen carbono (COVNM, CH₄, CO).

1.3.2.4.- Cálculo de los factores de emisión de metales pesados

Para el caso de los metales pesados se utilizan tanto factores de emisión por defecto, factores de emisión específicos como algoritmos de cálculo, dependientes estos últimos del tipo de instalaciones, combustibles y técnicas de reducción. Para los factores de emisión se remite más adelante a los apartados “Factores de emisión” de los epígrafes 1.4-1.8, mientras en lo que sigue de este apartado se muestran los esquemas basados en algoritmos de estimación referidos esencialmente a instalaciones que utilizan carbones como combustible.

1.3.2.4.1.- Combustión de carbón

Se distinguen básicamente los algoritmos que se basan en el conocimiento de la composición del carbón, en la composición de las cenizas volantes en los gases sin depurar o en la concentración de las cenizas volantes en los gases depurados.

- **Algoritmo basado en la composición del carbón.**

Este algoritmo permite estimar las emisiones de metales pesados en forma gaseosa y ligados a las partículas sólidas, según la expresión que se muestra en la fórmula:

$$FE_{HM} [g/t] = HM_{\text{carbón}} \cdot f_a \cdot f_e \cdot 10^{-2} \cdot (1 - \eta_p) + HM_{\text{carbón}} \cdot f_g \cdot 10^{-2} \cdot (1 - \eta_g) \quad [1.3.17]$$

donde:

FE_{HM} : factor de emisión del metal considerado (g de metal/t de combustible)

$HM_{\text{carbón}}$: concentración de metal en el carbón (mg de metal/kg de carbón)

f_a : porcentaje de cenizas que salen de la cámara de combustión como partículas

f_e : factor de enriquecimiento de metal en las partículas

f_g : porcentaje de metal emitido en forma gaseosa

η_p : eficacia de las técnicas de reducción de partículas

η_g : eficacia de las técnicas de reducción de emisiones gaseosas de metales

En la expresión [1.3.17] el primer sumando del segundo miembro refleja la contribución de las emisiones de metales incorporados a las partículas, mientras que el segundo sumando refleja la contribución de las emisiones de metales en forma gaseosa.

Para la aplicación del algoritmo se deben utilizar en la medida de lo posible valores específicos de los parámetros relacionados con el combustible utilizado y las técnicas de reducción de las emisiones incorporadas a la instalación. Para el caso en que no se

disponga de información específica se muestra en las tablas siguientes valores por defecto de los parámetros f_a , f_e y f_g .

Tabla 1.3.5.- Valores por defecto de f_a

Tipo de caldera	f_a (% en peso)
CFS (Carbón pulverizado)	80
Parrilla	50
Lecho fluidificado	15

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 14.

Tabla 1.3.6.- Valores por defecto para f_e (combustión de carbón)

Metal pesado	f_e	
	Rango	Valor ⁽¹⁾
Arsénico	4,5 - 7,5	5,5
Cadmio	6 - 9	7
Cobre	1,5 - 3	2,3
Cromo	0,8 - 1,3	1
Níquel	1,5 - 5	3,3
Plomo	4 - 10	6
Selenio	4 - 12	7,5
Zinc	5 - 9	7

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 15.

(1) Valor recomendado, si no se dispone de otra información

Tabla 1.3.7.- Porcentajes de metales emitidos en forma gaseosa (f_g) combustión de carbón

Metal pesado	f_g (% en peso)
Arsénico	0,5
Mercurio	90
Selenio	15

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 16.

- **Algoritmo basado en la composición de las cenizas volantes en los gases sin depurar.**

Si se conoce la concentración de metales en los gases de salida de la instalación de combustión, antes de su paso por los dispositivos de reducción de las emisiones de partículas, y se conoce la eficiencia de estos dispositivos, se pueden estimar según se muestra en la expresión [1.3.18] las emisiones de metales asociados a las partículas (a estas emisiones habría que sumarles el segundo término del miembro derecho de la expresión [1.3.17] para reflejar las emisiones de metales en forma gaseosa).

$$FE_{HM,P} [g/t] = FE_f \cdot C_{HMbruta} \cdot 10^{-3} \cdot (1 - \eta_p) \quad [1.3.18]$$

donde:

$FE_{HM,P}$: factor de emisión del metal considerado en las partículas tras pasar por los dispositivos de reducción de las emisiones de partículas (g de metal/t de combustible)

FE_f : factor de emisión de cenizas volantes en los gases salidos directamente de la instalación de combustión, sin haber pasado por los dispositivos de reducción de las emisiones de partículas (kg de partículas/t de carbón)

$C_{HMbruta}$: concentración del metal considerado en las cenizas volantes de los gases salidos directamente de la instalación de combustión (g de metal/t de partículas)

η_p : eficacia de las técnicas de reducción de partículas

Para la aplicación del algoritmo se deben utilizar en la medida de lo posible valores específicos de los parámetros relacionados con el combustible utilizado y las técnicas de reducción de las emisiones incorporadas a la instalación. Para el caso en que no se disponga de información específica se muestra en la tabla siguiente los valores por defecto del parámetro FE_f .

Tabla 1.3.8.- Factor de emisión de cenizas volantes en los gases salidos directamente de la instalación de combustión

Tecnología	FE_f (kg de partículas/t de carbón)
Ciclón	1,4 · a
Cargador mecánico de parrilla	5,9 · a
Combustión de carbón pulverizado	7,3 · a

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 17.
a: Contenido de cenizas en el carbón.

- **Algoritmo basado en la concentración de las cenizas volantes en los gases depurados.**

Si se conoce la concentración de metales en las cenizas volantes de los gases de salida de la instalación de combustión, tras haber pasado por los dispositivos de reducción de las emisiones de partículas, y se conoce además la concentración de partículas en dichos gases depurados y el caudal de gases efluentes, se pueden estimar, según se muestra en la expresión [1.3.19], las emisiones de metales asociados a las partículas (a estas emisiones habría que sumarles el segundo término del miembro derecho de la expresión [1.3.17] para reflejar las emisiones de metales en forma gaseosa).

$$FE_{HM,P} \text{ [g/t]} = C_{HMdep} \cdot C_{FG} \cdot V_{FG} \cdot 10^{-9} \quad [1.3.19]$$

donde:

$FE_{HM,P}$: factor de emisión del metal considerado en las partículas tras pasar por los dispositivos de reducción de las emisiones de partículas (g de metal/t de combustible)

C_{HMdep} : concentración del metal considerado en las cenizas volantes de los gases depurados (g de metal/t de cenizas)

C_{FG} : concentración de cenizas volantes en los gases depurados (mg de cenizas/m³ de gas depurado)

V_{FG} : volumen de gas efluente (m^3 de gas/t de combustible)

Para la aplicación del algoritmo se deben utilizar en la medida de lo posible valores específicos de los parámetros relacionados con los modos de combustión y las técnicas de reducción de las emisiones incorporadas a la instalación. Para el caso en que no se disponga de información específica se muestran en las tablas siguientes los valores por defecto del parámetro C_{HMdep} y C_{FG} .

Tabla 1.3.9.- Concentración de metales pesados en cenizas volantes de gases depurados

Metal pesado	C_{HMdep}					
	CFS/h-a (g/t)		CFH/h-a (g/t)		CFS /h-a (g/t)	
	Rango	Valor	Rango	Valor	Rango	Valor
As	61 - 528	300	171 - 1.378	690	70 - 120	100
Cd	0,5 - 18	10	18 - 117	80	7 - 12	10
Cr	73 - 291	210	84 - 651	310	10 - 250	70
Cu	25 - 791	290	223 - 971	480	13 - 76	50
Ni	58 - 691	410	438 - 866	650	n.d.	90
Pb	31 - 2.063	560	474 - 5.249	2.210	10 - 202	90
Se ⁽¹⁾	18 - 58	45	7 - 8	7	n.d.	n.d.
Zn	61 - 2.405	970	855 - 7.071	3.350	50 - 765	240

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 18.

h-a: Hulla y antracita; (1) No incluye las emisiones gaseosas de Se; n.d. No disponible.

Tabla 1.3.10.- Concentración de cenizas volantes en los gases depurados⁽¹⁾

Técnica de control	C_{FG} (mg/m^3)	
	Rango	Valor ⁽²⁾
WS	20 - 30	25
SDA	20 - 30	25
WL	5 - 10	8
WAP	5 - 10	8
AC	< 40	20
DESONOX	< 40	20

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Capítulo 1, Tabla 19.

(1) Concentraciones tras pasar los gases por los dispositivos de desulfuración

(2) Valor recomendado, si no se dispone de otra información

1.3.2.4.2.- Combustión de otros combustibles (líquidos, gaseosos, biomasa y residuos)

Para el resto de combustibles se remite a los apartados “Factores de emisión” de los epígrafes 1.4-1.8 para la información de factores de emisión por defecto. No obstante, por lo que se refiere a metales pesados, la presencia es especialmente significativa en los residuos, mientras que en los combustibles líquidos es relativamente menor (se consideran sólo en los fuelóleos) y en el gas natural sólo se reseñan factores para el mercurio.

1.3.3.- Balance de masas

Este procedimiento de estimación se aplica habitualmente para estimar las emisiones de CO_2 y SO_2 , y en su caso de metales pesados.

Dependiendo del contaminante y del conocimiento del tipo de instalación, clase de combustible y técnicas de reducción de emisiones, el balance se articula en un algoritmo más o menos desarrollado del tipo de los que ya se han expuesto anteriormente en el subepígrafe 1.3.2.

1.3.4.- Factores de emisión simples

Este procedimiento se basa en el conocimiento de situaciones análogas (técnicas de combustión, combustibles utilizados, etc.) a aquella de la que se quiere efectuar la estimación, homologando los factores de emisión correspondientes. Estos factores vienen expresados habitualmente en masa de contaminante por unidad de poder calorífico inferior del combustible utilizado. La información sobre factores por defecto se muestra más adelante en los apartados "*Factores de emisión*" de los epígrafes 1.4-1.8.

En cuanto a contaminantes del primer bloque se incluyen en este método de estimación principalmente los COVNM, CH₄, CO, N₂O y NH₃. Para el caso particular del NH₃ no se dispone para los combustibles fósiles de factores referidos al propio proceso de combustión sino que las emisiones resultan de la utilización de amoníaco cuando se usan técnicas de reducción catalíticas selectivas para controlar las emisiones de NO_x.

Para los contaminantes del bloque de metales pesados, y en especial para el arsénico, cromo, cobre, níquel, selenio y zinc, se han utilizado factores por defecto propuestos en el Libro Guía EMEP/CORINAIR según se muestra en los apartados "*Factores de emisión*" de los epígrafes 1.4-1.8. Para el caso del cadmio, mercurio y plomo, y por lo que se refiere a las centrales térmicas de carbón, se han utilizado factores de emisión que podrían considerarse como específicos a partir de la información facilitada por UNESA del estudio "*Emisiones de Metales Pesados en las Centrales Térmicas de Endesa*".

Por lo que a las partículas se refiere, se han utilizado factores por defecto propuestos por CEPMEIP, siempre y cuando no se haya dispuesto de emisiones medidas o estimadas de PST por los propios centros, en cuyo caso han prevalecido dichas emisiones, realizándose una estimación de las correspondientes emisiones de PM_{2,5} y PM₁₀ en función de dichas emisiones de PST.

En el bloque de los contaminantes orgánicos persistentes se consideran, en las actividades de este grupo 01, únicamente las emisiones de dioxinas y furanos (DIOX), de hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y de policlorobifenilos (PCB).

1.4.- CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE SERVICIO PÚBLICO

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	01.01 (01.01.01 a 01.01.05)
CMCC/CRF	1.A.1.a
CLRTAP-EMEP/NFR	1.A.1.a

Se consideran en este subgrupo las plantas de generación de energía eléctrica por vía térmica convencional, ya sean de titularidad pública o privada, siempre que su objeto principal sea la producción de electricidad para la red de servicio público.

1.4.1.- Variables de actividad

El indicador de actividad en este subgrupo es el consumo de los distintos tipos de combustible utilizados por los grupos/unidades instalados en las distintas plantas termoeléctricas. Dada la importancia que en el conjunto del Inventario tiene este subsector, y teniendo en cuenta que gran parte de estas plantas son consideradas en la metodología EMEP/EEA (que actualiza la anterior metodología EMEP/CORINAIR) como Grandes Focos Puntuales (GFP, por ser de potencia superior a 300 MWt) o están sujetas a la Directiva 2001/80/CE (que modifica a las Directivas 94/66/CE y 88/609/CE)² de Grandes Instalaciones de Combustión, por ser de potencia superior a 50 MWt, se recabó la información de las mismas por medio de cuestionario individualizado. Esta fuente de información se complementó con informes sectoriales (CIEMAT, Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) facilitados por los responsables de la Subdirección de Planificación Energética y Seguimiento del MINETUR, y con estadísticas energéticas (Anexo IV/V, véase referencias bibliográficas) facilitadas por la misma Subdirección.

En este subgrupo se incluye también las emisiones de la quema de biogás y combustible auxiliar (gasóleo, gas natural y G.L.P.) en instalaciones ubicadas en vertederos y en plantas de biometanización, y que utilizan como dispositivos de valorización energética calderas (SNAP 01.01.03), turbinas de gas (SNAP 01.01.04) y motores estacionarios (SNAP 01.01.05). La información detallada sobre biogás consumido en estos dispositivos se presenta en los capítulos 9.4 y 9.10.6, donde se trata respectivamente de los vertederos de residuos urbanos y de las plantas de biometanización. En este capítulo se presenta el resumen de la variable (toneladas y miles de gigajulios de combustible) dentro de la actividad SNAP correspondiente.

Con la información de las fuentes mencionadas se ha elaborado la tabla 1.4.1, en la que se muestran los consumos de combustibles agregados para cada una de las actividades del sector, y dentro de cada actividad con desglose por tipo de combustible, tanto en unidades de masa como de energía. Entre estas dos unidades, la información primaria venía expresada en términos de masa (y en algún caso de volumen), y se ha convertido a términos energéticos utilizando el poder calorífico inferior (PCI). Adviértase que la unidad final de la variable de actividad para la estimación de las emisiones viene referida normalmente en unidades de energía (Gigajulios de PCI).

² Traspuesto a la normativa española a través del Real Decreto 430/2004.

Tabla 1.4.1.- Consumo de combustibles**01.01.01: Plantas ≥ 300 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Toneladas												
Hulla	18.803.225	18.741.528	19.887.204	18.857.863	19.086.035	20.112.377	15.919.710	22.666.970	22.030.031	26.458.650	27.373.552	24.299.959
Lignito negro	4.076.747	4.885.605	5.437.499	5.259.735	5.930.797	6.375.868	5.690.314	4.074.679	2.564.604	2.904.854	4.085.643	2.881.591
Lignito pardo	16.605.131	15.477.379	14.735.303	13.435.403	11.427.840	10.534.229	9.751.973	8.472.357	9.760.191	8.856.174	8.402.174	8.771.347
Briquetas de lignito	303.596	8.199	14.778									
Coque de petróleo										38.483	66.673	98.307
Fuelóleo	646.783	1.015.722	1.805.593	561.170	465.877	980.043	439.925	223.742	916.593	1.842.214	1.595.644	1.908.811
Gasóleo	34.353	24.708	26.711	23.596	22.985	25.859	24.836	33.074	38.321	35.159	47.122	46.132
Gas natural	150.595	138.691	174.814	31.644	48.157	58.601	123.794	1.268.620	378.689	390.779	584.466	773.744
Gas de coquería	22.543	22.932	22.561	21.857	23.808	13.822	9.246	47.858	57.726	58.903	68.892	71.714
Gas de horno alto	2.107.704	2.060.003	1.919.366	2.059.125	2.088.159	2.299.787	1.408.024	1.989.678	3.804.223	4.267.039	4.346.470	4.424.970
Miles de Gigajulios												
Hulla	401.951	400.316	433.666	411.424	425.289	456.937	356.110	479.768	483.866	582.676	616.351	547.561
Lignito negro	53.162	69.215	80.260	79.676	90.685	100.311	90.534	54.273	34.885	38.008	52.042	38.074
Lignito pardo	114.539	106.502	102.184	96.650	80.212	75.380	71.049	63.463	73.403	68.558	65.701	68.536
Briquetas de lignito	5.860	136	245									
Coque de petróleo										1.243	2.110	3.168
Fuelóleo	25.974	41.401	73.756	22.786	18.927	40.262	18.003	8.943	37.449	75.064	65.013	77.540
Gasóleo	1.455	1.047	1.131	999	969	1.084	1.037	1.382	1.603	1.481	1.977	1.952
Gas natural	7.337	6.781	8.530	1.525	2.340	2.841	5.973	60.413	17.806	18.540	27.915	37.425
Gas de coquería	944	981	965	935	1.019	591	396	2.047	2.470	2.520	2.947	3.068
Gas de horno alto	4.784	4.800	4.472	4.798	4.865	5.359	3.281	4.636	8.864	9.942	10.127	10.310

Tabla 1.4.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.01.01: Plantas ≥ 300 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Toneladas											
Hulla	27.638.385	25.953.138	27.559.477	27.474.924	23.903.128	26.756.754	18.429.239	13.801.941	9.632.190	17.336.832	22.100.470
Lignito negro	3.947.779	3.195.490	3.602.378	3.732.820	3.286.976	3.244.237	2.441.138	1.403.618	906.105	2.843.862	2.200.567
Lignito pardo	8.737.741	7.987.169	8.176.850	7.573.437	6.921.813	6.314.572	217.908				
Briquetas de lignito											
Coque de petróleo	326.783	310.816	617.622	840.479	470.638	370.418	311.209	437.527	15.596	157.345	265.625
Fuelóleo	2.489.287	1.157.016	1.134.889	1.397.500	836.075	271.768	188.529	75.837	78.999	57.001	66.968
Gasóleo	27.577	34.293	30.997	27.063	29.981	27.057	30.252	28.720	20.701	28.255	27.050
Gas natural	1.087.896	542.030	443.611	740.496	344.447	106.514	117.102	103.447	30.056	10.483	14.272
Gas de coquería	62.427	61.709	67.875	60.845	55.407	43.391	26.924	28.044	13.712	8.421	9.851
Gas de horno alto	4.132.528	3.934.068	3.982.339	4.186.304	3.560.032	4.243.470	4.072.820	3.416.398	3.394.642	3.899.715	2.980.226
Miles de Gigajulios											
Hulla	624.803	588.384	617.546	620.645	539.408	601.343	420.122	312.997	221.558	376.901	491.310
Lignito negro	50.042	40.303	45.512	46.949	42.505	41.995	31.722	18.071	11.960	38.264	29.010
Lignito pardo	71.531	67.273	65.080	61.976	57.032	56.385	1.748				
Briquetas de lignito											
Coque de petróleo	10.348	9.725	19.456	25.985	14.844	8.501	6.663	10.516	363	3.286	5.564
Fuelóleo	102.029	47.367	46.624	57.118	34.027	11.057	7.657	3.071	3.202	2.304	2.706
Gasóleo	1.163	1.440	1.299	1.147	1.270	1.147	1.286	1.221	880	1.199	1.148
Gas natural	51.715	25.529	21.246	36.118	16.833	5.231	5.774	5.094	1.471	513	693
Gas de coquería	2.671	2.500	2.732	2.410	2.327	1.834	1.129	1.083	530	325	400
Gas de horno alto	9.629	9.274	9.438	9.922	8.508	10.099	9.653	7.824	7.672	8.696	7.123

Tabla 1.4.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.01.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Toneladas												
Hulla			2.991		93.509	179.200	229.732	226.167	216.279	339.710	416.993	374.456
Lignito negro		58.570	141.096	232.932	210.235	245.351	161.656	512.187	504.457	627.725	508.234	681.563
Coque de petróleo											760	
Madera							400					
Residuos industriales								664	255			
Residuos de madera								1.253	1.616	921	257	
Residuos agrícolas												
Fuelóleo	881.105	824.522	842.029	824.809	862.117	870.307	963.845	971.984	903.221	973.959	1.084.543	1.172.272
Gasóleo	876	3.210	1.977	1.746	1.665	42.023	28.948	1.674	2.227	1.497	1.462	1.188
Otros comb. Líquidos												
Gas natural								124	81	124	99	110
Gas residual												
Miles de Gigajulios												
Hulla			62		1.800	3.450	4.444	4.295	3.801	6.735	8.665	7.737
Lignito negro		821	1.905	3.303	3.172	3.808	2.546	4.409	3.827	4.636	3.571	4.627
Coque de petróleo											25	
Madera							3					
Residuos industriales								23	7			
Residuos de madera								16	19	12	3	
Residuos agrícolas												
Fuelóleo	35.403	26.661	34.249	33.591	35.202	35.354	39.080	39.279	36.692	39.570	44.548	48.182
Gasóleo	37	136	84	74	71	1.780	1.226	70	94	63	62	51
Otros comb. líquidos												
Gas natural								6	4	6	5	5
Gas residual												

Otros combustibles líquidos: Se trata de un residuo valorizado energéticamente, compuesto básicamente de benceno, tolueno, p-xileno, undecano y otros pesados de C₄⁺.

Gas residual: Se trata de un gas combustible formado en la deshidrogenación del propano en el proceso de fabricación de propileno.

DC = Dato Confidencial

Tabla 1.4.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.01.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Toneladas											
Hulla	488.223	338.652	244.070	265.724	213.927	193.472	186.668	179.643	187.796	153.465	161.231
Lignito negro	609.960	514.240	445.167	386.810	290.899	294.439	289.227	278.969	290.986	234.912	245.601
Coque de petróleo	6.215	5.838	5.640	3.024	1.549	517					
Madera											
Residuos industriales											
Residuos de madera						320	393	82		140	273
Residuos agrícolas	26.072	91.634	85.868	128.990	120.287	60.850	117.406	74.347	81.411	98.243	160.535
Fuelóleo	1.112.944	1.095.474	1.187.963	1.049.425	951.148	933.623	952.192	900.345	829.312	725.436	736.430
Gasóleo	1.018	1.096	764	644	686	658	530	506	430	414	421
Otros comb. líquidos			DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC
Gas natural	44	57	46.762	27.634	33.055	40.045	49.744	58.905	29.456	38.750	77.829
Gas residual			DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC
Miles de Gigajulios											
Hulla	10.458	6.864	4.688	5.049	3.593	2.762	2.567	2.409	2.708	2.165	2.283
Lignito negro	4.214	3.422	2.540	2.160	1.178	1.505	1.669	1.752	1.644	1.278	1.255
Coque de petróleo	195	183	175	96	48	14					
Madera											
Residuos industriales											
Residuos de madera						2	4	1		2	5
Residuos agrícolas	306	767	719	1.080	1.209	612	1.180	747	1.193	1.193	1.949
Fuelóleo	45.734	45.252	49.085	43.320	39.224	38.013	39.077	36.818	33.733	29.453	29.938
Gasóleo	44	47	32	27	29	28	23	22	18	18	18
Otros comb. líquidos			DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC
Gas natural	2	3	2.314	1.368	1.608	1.972	2.471	2.932	1.452	1.885	3.824
Gas residual			DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC

Otros combustibles líquidos: Se trata de un residuo valorizado energéticamente, compuesto básicamente de benceno, tolueno, p-xileno, undecano y otros pesados de C₄⁺.

Gas residual: Se trata de un gas combustible formado en la deshidrogenación del propano en el proceso de fabricación de propileno.

DC = Dato Confidencial

Tabla 1.4.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.01.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	Toneladas											
Residuos de madera												5.543
Residuos agrícolas												
Fuelóleo	8.723	5.849	3.153	3.231	805	1.324	2.202	6.810	2.527	2.237	1.970	1.360
Gasóleo	10				101	341	445	392	246	318	302	230
Otros líquidos												
Gas natural										14.272	16.588	15.166
Biogás												723
	Miles de Gigajulios											
Residuos de madera												82
Residuos agrícolas												
Fuelóleo	350	235	127	130	32	53	88	274	102	90	79	55
Gasóleo	0,4				4	14	19	17	10	13	13	10
Otros líquidos												
Gas natural										671	798	731
Biogás												18

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	Toneladas										
Residuos de madera	10.229	9.887	27.396	23.804	17.963	17.796	23.888	20.285	59.767	52.720	52.720
Residuos agrícolas									108.291	355.285	355.285
Fuelóleo	2.083	2.600	5.965	5.051	6.196	2.709	1.017	466	62	20	20
Gasóleo	185	183	888	785	407	162	120	52	25		
Otros líquidos		5.118									
Gas natural	14.934	9.828	17.149	14.859	16.130	20.425	17.249	27.441	20.297	21.993	23.545
Biogás	480	252	188	73	127	130	121	123	247	416	416
	Miles de Gigajulios										
Residuos de madera	151	146	405	352	266	263	354	300	885	780	780
Residuos agrícolas									1.584	3.712	3.712
Fuelóleo	84	104	240	203	249	109	41	19	2	1	1
Gasóleo	8	8	38	33	17	7	5	2	1		
Otros líquidos		206									
Gas natural	727	474	835	734	790	1.000	836	1.349	998	1.083	1.152
Biogás	12	6	3	1	2	2	2	2	5	8	8

Tabla 1.4.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.01.04: Turbinas de gas**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Toneladas												
Fuelóleo	2.873											
Gasóleo	16.092	10.055	12.655	16.912	44.765	120.038	72.743	53.275	58.943	110.453	193.519	254.368
Diesel oil	82.409	72.563	50.237	78.711	50.180	3.609						
Gas natural							26.782	146.080	123.178	149.435	113.038	52.592
Gas residual												
Biogás												
Otros comb. gaseosos								DC	DC	DC	DC	DC
Miles de Gigajulios												
Fuelóleo	112											
Gasóleo	653	415	526	702	1.905	5.072	3.051	2.215	2.474	4.649	8.201	10.780
Diesel oil	3.585	3.156	2.185	3.424	2.183	157						
Gas natural							1.301	6.955	5.865	7.115	5.382	2.504
Gas residual												
Biogás												
Otros comb. gaseosos								DC	DC	DC	DC	DC

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Toneladas											
Fuelóleo											
Gasóleo	291.095	565.432	735.176	954.424	1.030.658	1.110.101	1.057.987	1.014.361	987.466	815.131	774.601
Diesel oil											
Gas natural	700.284	2.042.723	3.711.346	6.448.474	8.082.667	9.069.525	11.952.218	10.600.893	8.684.149	7.339.634	5.616.881
Gas residual			DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC
Biogás				6.590	8.119	7.020	7.965				
Otros comb. gaseosos	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC
Miles de Gigajulios											
Fuelóleo											
Gasóleo	12.336	24.126	31.417	40.858	44.080	47.394	45.011	43.221	42.100	34.718	32.932
Diesel oil											
Gas natural	33.515	99.421	179.921	312.682	394.560	442.206	584.523	518.084	423.799	355.740	271.994
Gas residual			DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC
Biogás				111	137	118	134				
Otros comb. gaseosos	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	DC

Gas residual: Se trata de un gas combustible formado en la deshidrogenación del propano en el proceso de fabricación de propileno.

Otros combustibles gaseosos: Se trata de gas sintético obtenido como resultado del proceso de gasificación de carbón.

DC = Dato Confidencial

Tabla 1.4.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.01.05: Motores estacionarios**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Toneladas												
Fuelóleo	275.277	357.050	401.489	419.071	436.109	457.033	441.644	443.755	449.981	531.337	503.306	504.218
Gasóleo	12.896	5.235	8.284	14.815	13.310	13.872	14.999	17.660	15.701	18.325	12.435	10.974
Diesel oil	15.486	15.571	11.228	7.180	12.532	12.565	12.421	13.441	14.376	15.640	15.859	17.662
Gas natural												
G.L.P.												
Biogás	230	317	1.040	2.548	3.394	15.130	22.170	24.879	37.275	46.559	75.466	81.840
Miles de Gigajulios												
Fuelóleo	10.986	14.243	16.011	16.711	17.576	18.459	17.917	18.048	18.338	21.721	20.678	20.695
Gasóleo	546	220	349	627	563	587	635	748	664	776	527	465
Diesel oil	671	674	486	310	544	545	539	583	624	679	689	767
Gas natural												
G.L.P.												
Biogás	4	5	18	47	62	260	378	424	636	753	1.192	1.283

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Toneladas											
Fuelóleo	504.529	598.976	612.608	640.353	676.648	681.707	693.963	718.027	746.358	717.100	702.665
Gasóleo	17.280	22.511	10.797	9.163	19.464	12.238	19.000	17.604	16.674	17.252	19.638
Diesel oil	18.075	20.240	22.397	22.818	22.271	25.212	16.619	16.184	16.891	17.339	17.150
Gas natural			3.471	7.331	9.257	6.587	4.167		247	109	9.745
G.L.P.						2.107	4.362				
Biogás	101.029	186.180	306.434	306.684	346.815	377.967	361.739	254.290	363.804	349.773	351.269
Miles de Gigajulios											
Fuelóleo	20.696	24.446	24.991	26.085	27.588	27.665	28.256	29.233	30.307	29.091	28.475
Gasóleo	732	964	462	392	833	523	808	749	709	731	834
Diesel oil	785	864	955	968	945	1.030	705	685	715	730	725
Gas natural			168	359	450	319	200		12	5	468
G.L.P.						95	196				
Biogás	1.597	2.823	4.677	4.576	5.179	5.548	5.450	4.119	5.931	5.794	5.818

1.4.2.- Factores de emisión

Calderas (actividades 01.01.01/02/03)

Para el bloque de acidificadores, precursores del ozono y gases de efecto invernadero se ha hecho un tratamiento diferenciado para el SO_x y el NO_x , ya que para estos dos compuestos, y por lo que se refiere a las calderas de potencia superior a 50 MWt, se ha contado generalmente con información sobre concentraciones de los mismos en los gases de salida y sobre las emisiones estimadas facilitadas por las propias plantas. Es por ello que sólo en algún caso excepcional se ha recurrido a los métodos de estimación referidos en el epígrafe 1.3 para suplir las carencias (contrastar datos anómalos) de información de alguna planta. Por las razones anteriores, no se muestran factores de emisión (por defecto) para estos dos contaminantes en las actividades 01.01.01 y 01.01.02 (sí se muestran sin embargo para el rango bajo de potencia, actividad 01.01.03, porque en este caso la carencia de información directa de las plantas era más significativa). Para estos dos contaminantes se dispuso en los años 1997-2001 de una fuente de gran importancia por el contraste y fiabilidad de su información. Se trata en este caso de las estimaciones recibidas de las emisiones de los dos compuestos citados y que han sido facilitadas por el Grupo de "Contaminación Atmosférica: Caracterización y Estudio de Procesos Físico-Químicos" del Departamento de Impacto Ambiental de la Energía del CIEMAT. Esta información se recibió en el marco de la colaboración establecida entre la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural del Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente y la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo. En el marco de esa colaboración intervino además del CIEMAT el Área de Recursos y Medio Ambiente de UNESA. Como resultado de esta colaboración la información de emisiones recibidas de las diversas fuentes fue contrastada con los algoritmos de determinación de las emisiones más arriba citados, y en su caso, con ligeras modificaciones, las cifras de emisiones estimadas fueron validadas para su incorporación en los Inventarios.

Para el caso del CO_2 la fuente de estimación de las emisiones ha sido variable en el curso de los años. Para el periodo 1990-1993, fue facilitada por la entidad OFICO (Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica) que era la entidad competente dependiente del Ministerio de Industria y Energía para las estadísticas de base de las centrales eléctricas. Para el periodo 1994-1996, la información de base procede de los cuestionarios del Inventario Nacional de Emisiones complementada con la información facilitada por OFICO. Para el periodo 1997-2000, la información procede asimismo de los cuestionarios, complementada en este caso, ya desaparecida OFICO, con la información facilitada por CIEMAT, habiéndose realizado un contraste y verificación de las cifras de emisiones con la estimación resultante por la aplicación del algoritmo de IPCC basado en el contenido de carbono y la fracción de carbono oxidada a CO_2 (véase fórmula [1.3.16]). Y para los años 2001-2012, se ha utilizado esta misma fórmula sobre la información de base de consumos y características de los combustibles facilitada en los cuestionarios remitidos por las propias centrales térmicas. No obstante lo anterior, se muestran en la tabla 1.4.2 los factores de emisión por defecto dado el interés de los mismos para suplir las lagunas que en algún caso se han presentado al no disponer de la información de base (características de los combustibles) en los cuestionarios remitidos por las plantas.

Para los restantes contaminantes del bloque de acidificadores, precursores del ozono y gases de efecto invernadero, se han tomado los factores propuestos en el Libro Guía EMEP/CORINAIR y que se muestran en la tabla 1.4.2, complementándose para el caso del N₂O con otras fuentes adicionales que se citan a pie de la tabla correspondiente.

Los factores de emisión por defecto para metales pesados, que se muestran en la tabla 1.4.2 se han tomado como valores centrales dentro de un amplio rango de variación que es el que aparece directamente en las tablas de referencia del Libro Guía EMEP/CORINAIR. La variabilidad dentro del rango se corresponde con las diferentes peculiaridades de los combustibles y las técnicas utilizadas en las unidades de combustión. Para la selección de los factores que se presentan en la tabla se ha asumido que, en el caso de las centrales de carbón, la técnica de combustión básica utilizada ha sido la DBB, y en cuanto a los tratamientos ulteriores de depuración de gases (desulfuración) la información se ha tomado de los datos facilitados por las propias plantas; mientras que en el caso de las centrales de fuel y gas tan sólo se muestran en el Libro Guía EMEP/CORINAIR una sola opción (DBB, con control de partículas). Adicionalmente hay que señalar que en los casos particulares del cadmio, mercurio y plomo, se ha contado con la información que sobre emisiones estimadas se documentaba en el estudio "*Emisiones de metales pesados ...*" facilitado por UNESA, la cual se ha utilizado para obtener factores de emisión más específicos según el tipo y características de los combustibles utilizados en cada central.

Para las partículas se ha hecho un tratamiento diferenciado según se dispusiera o no de información por central, grupo y año, sobre emisiones medidas (de PST). En el caso de disponer de esta información, el valor absoluto de la emisión medida ha servido para calcular un nivel de emisión específico (de los cuatro propuestos por CEPMEIP) y, a partir de la determinación de ese nivel, se han obtenido las proporciones de emisión de las otras dos clases diamétricas de partículas (PM_{2,5} y PM₁₀), tomando para ellas con respecto a la estimación de PST facilitada por la central la misma proporción que para el nivel seleccionado propone CEPMEIP. Tan sólo en aquellos casos en los que no se ha dispuesto de emisión medida de PST se ha aplicado factores de emisión por defecto de CEPMEIP, asumiendo en cada caso un nivel de emisión de acuerdo con las técnicas de control existentes en la central. En la tabla 1.4.2 se presentan los factores de emisión por defecto propuestos por CEPMEIP, diferenciados según nivel de emisión, en relación inversa a la eficiencia de las técnicas de control aplicadas, y granulometría de las partículas.

En cuanto a los contaminantes orgánicos persistentes, sólo se han considerado significativas las emisiones de dioxinas y furanos (DIOX), de hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y de policlorobifenilos (PCB). La información para las DIOX, expresada en términos de unidades internacionales de toxicidad equivalente (I-Teq), procede de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995), véase bibliografía, habiéndose seleccionado de la columna correspondiente a máxima reducción de emisiones por aplicación de técnicas de control. Para los HAP, la información procede del Libro Guía EMEP/CORINAIR y se refiere exclusivamente a los combustibles carbón y madera; y en cuanto a los compuestos considerados integra los cuatro del Protocolo de contaminantes orgánicos persistentes del Convenio de Ginebra (Benzo(a)pireno, Benzo(b)fluoranteno, Benzo(k)fluoranteno e Indeno(1,23-cd)pireno). En cuanto a los PCB la información se ha tomado de los capítulos 1.A.1 (para las calderas ≥ 50 MWt) y 1.A.4 (para las calderas < 50 MWt) del Libro Guía EMEP/EEA 2013.

Turbinas de gas y motores estacionarios (actividades 01.01.04/05)

Se ha hecho un tratamiento diferenciado para el SO_x por contar, en la mayoría de los casos, con información directa de las propias instalaciones a lo largo del periodo inventariado. Para el NO_x no se presenta sin embargo la misma homogeneidad en cuanto a la disponibilidad de emisiones medidas a lo largo del periodo analizado, en particular en instalaciones cuyo funcionamiento es discontinuo (número reducido de horas de operación al año), si bien en los últimos años (principalmente a partir del año 2003) la disponibilidad de emisiones medidas es prácticamente completa. Es por ello por lo que se ha tenido que recurrir, en aquellos casos en que no se disponía de información individualizada sobre emisiones medidas de NO_x, a la aplicación de factores por defecto. En el caso del CO₂ se ha utilizado, cuando se ha dispuesto de información sobre las características de los combustibles utilizados, los datos facilitados por las propias plantas, en caso contrario se han utilizado factores por defecto. Por último, se ha dispuesto a partir de 2006 de emisiones medidas de NH₃ en un ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC) cuando dicha instalación utiliza como combustible gas de síntesis (otros combustibles gaseosos) para la generación de electricidad³. Como consecuencia en la tabla 1.4.2 se muestra la información para todos los contaminantes con la excepción del SO_x, para el que en todo caso se puede obtener un factor de emisión por defecto utilizando las metodologías reseñadas en el epígrafe 1.3.

Para los metales pesados, partículas y los contaminantes orgánicos persistentes valen los mismos comentarios efectuados más arriba para las calderas.

En cuanto a la quema de biogás en instalaciones de valorización energética ubicadas en vertederos y en plantas de biometanización se presentan aquí los rangos de variación que a lo largo de los años del periodo inventariado han mostrado los factores implícitos de emisión. Estos factores muestran rangos de variación debido a la diversidad de las características del biogás quemado. La información detallada sobre los factores de emisión primarios del biogás de vertederos y en las plantas de biometanización se presenta en los capítulos 9.4 y 9.10.6.

³ En el caso del NH₃, la estimación se ha realizado, y sólo para los años 2006-2012, sobre la cifra que correspondería al umbral de detección de la concentración media anual, por lo que la cifra resultante de emisión estimada debe considerarse como una cota superior del valor central de la estimación anual de emisión. A causa de esta situación se ha optado por no realizar una extrapolación retrospectiva para los años anteriores, y por tanto figura sólo la estimación de NH₃ a partir del año 2006.

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión

01.01.01: Plantas \geq 300 MWt (Calderas)

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Hulla			3	0,6	14	93,7	0,8				
Lignito negro			3	0,6	14	94,7	0,8				
Lignito pardo			30	0,6	14	100,2	0,8				
Briquetas de lignito			30	0,6	14	98	0,8				
Coque de petróleo			2,7	0,3	15	87,6-99,2	2,5				
Fuelóleo			10	0,7	15	76	1,5				
Gasóleo			5	0,03	15	73	0,7				
Gas natural			5	0,1	19	55-56	0,9				
Gas de coquería			2,5	2,5	20	37,5-46,2	1,75				
Gas de horno alto			1	0,3	20	266,8-279,9	1,75				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tablas 24 – 30.

API Compendium para el N₂O del fuelóleo ("Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters"), del gasóleo ("Uncontrolled distillate-fired boilers and heaters") y del gas natural ("Uncontrolled boilers and heaters")

CITEPA, para el N₂O del coque de petróleo, gas de coquería y gas de horno alto.

Gas natural: Años 1990 y 1991: 55 kg CO₂/GJ; 1992 y siguientes: 56 kg CO₂/GJ.

Coque de petróleo y gases siderúrgicos: Los rangos de variación en los factores de emisión de CO₂ se corresponden con las características específicas de estos combustibles a lo largo del periodo inventariado.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	
Hulla	100	6	100	200	100	200	500	20	600	
Lignito negro	100	6	100	200	100	200	500	20	600	
Lignito pardo	30	3	30	10	100	30	30		100	
Briquetas de lignito	30	3	30	10	100	30	30		100	
Coque de petróleo										
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	
Gasóleo										
Gas natural					0,1 (1)					
Gas de coquería										
Gas de horno alto										

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31.

(1) En mg/GJ

COMBUS TIBLE	PARTÍCULAS											
	NIVEL BAJO			NIVEL MEDIO			NIVEL MEDIO-ALTO			NIVEL ALTO		
	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Hulla	5	6	6	12	25	35	17	70	140	40	180	510
Lignito negro	5 (1)	6 (1)	6 (1)	12	25	35	17	70	140	40	180	510
Lignito pardo	6	8	9	14	30	40	20	80	160	50	210	60
Briquetas de lignito	6	8	9	14	30	40	20	80	160	50	210	60
Coque de petróleo	5	6	6	12 (2)	25 (2)	35 (2)	17 (2)	70 (2)	140 (2)	40 (2)	180 (2)	510 (2)
Fuelóleo	2,5	3	3	9	15	20	10	20	40	12	40	200
Gasóleo	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Gas natural	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gas de coquería	0,1	0,1	0,1	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Gas de horno alto	0,1	0,1	0,1	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Fuente: CEPMEIP.

(1) Asimilados a los valores de la hulla

(2) Asimilados a los valores de la hulla (en otros sectores de combustión los factores para estos combustibles son iguales a los del carbón)

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión (Continuación)**01.01.01: Plantas \geq 300 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/t)	PCB (mg/GJ)
Hulla									100	0,2604	3,30E-06
Lignito negro									100	0,2604	3,30E-06
Lignito pardo									100	0,2604	3,30E-06
Briquetas de lignito									100	0,2604	3,30E-06
Coque de petróleo									100		
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Gas natural											
Gas de coquería											
Gas de horno alto											

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1;

HAP: Libro Guía EMEP/CORINAIR (1999). Parte B. Capítulo PAH.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.1. Tablas 3-9 a 3-16.

Dioxinas y HAP: Factores expresados en masa de contaminante por tonelada de combustible.

01.01.02: Plantas \geq 50 y < 300 MWt (Calderas)

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Hulla			3	0,6	14	93,7	0,8 96				
Lignito negro			3	0,6	14	94,7	0,8 96				
Coque de petróleo			2,7	0,3	15	98,3	2,5				
Madera			80	18	1.473	0	4				
Residuos ind.			10	2,9	10	64,4-75,3	1,4				
Res. de madera			48	32	627	0	4				
Res. agrícolas		75	480	320	5.790	0	4				
Fuelóleo			10	0,7	15	76	1,5				
Gasóleo			5	0,03	15	73	0,7				
Otros comb. líquidos			n.d.	0,7	n.d.	51,5-93,3	1,5				
Gas natural			5	0,1	19	56	0,9				
Gas residual			n.d.	2,5	n.d.	36,4-51,4	1,75				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tablas 24 – 30.

Manual de referencia IPCC, para el N₂O de la hulla y lignito negro en el caso de combustión en lecho fluido.

API Compendium para el N₂O del fuelóleo ("Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters"), del gasóleo ("Uncontrolled distillate-fired boilers and heaters") y del gas natural ("Uncontrolled boilers and heaters")

Manual de referencia IPCC, tabla 1-8, para el N₂O de la madera, de los residuos de madera y de los residuos agrícolas.

CITEPA, para el N₂O del coque de petróleo.

Para los residuos agrícolas, se han asimilado los factores de emisión a los del grupo SNAP 2.

Para otros combustibles líquidos y el gas residual, se ha dispuesto de emisiones medidas facilitadas por la planta que usa estos combustibles. Tan sólo se han aplicado factores de emisión por defecto para el CH₄ y el N₂O, asimilándolos respectivamente a factores por defecto para el fuelóleo y el gas de coquería. En el caso del CO₂ los factores de emisión se han obtenido a partir de las composiciones de los combustibles facilitadas por la propia planta.

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión (Continuación)**01.01.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)**

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS								
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)
Hulla	100	6	100	200	100	200	500	20	600
Lignito negro	100	6	100	200	100	200	500	20	600
Coque de petróleo									
Madera									
Residuos ind. Res. de madera									
Res. agrícolas									
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000
Gasóleo									
Otros comb. líquidos									
Gas natural					0,1 (1)				
Gas residual									

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31.

(1) En mg/GJ

COMBUS TIBLE	PARTÍCULAS											
	NIVEL BAJO			NIVEL MEDIO			NIVEL MEDIO-ALTO			NIVEL ALTO		
	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Hulla	5	6	6	12	25	35	17	70	140	40	180	510
Lignito negro	5 (1)	6 (1)	6 (1)	12	25	35	17	70	140	40	180	510
Coque de petróleo	5	6	6	12 (2)	25 (2)	35 (2)	17 (2)	70 (2)	140 (2)	40 (2)	180 (2)	510 (2)
Madera	22,5 (3)	35 (3)	50 (3)	55	70	100	55 (4)	70 (4)	100 (4)	55 (4)	70 (4)	100 (4)
Residuos ind.	22,5 (3)	35 (3)	50 (3)	55	70	100	55	70	100	210	350	600
Res. de madera	22,5 (3)	35 (3)	50 (3)	55	70	100	55 (4)	70 (4)	100 (4)	55 (4)	70 (4)	100 (4)
Res. agrícolas	150	143	135	300	285	270	300	285	270	300	285	270
Fuelóleo	2,5	3	3	9	15	20	10	20	40	12	40	200
Gasóleo	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Otros comb. líquidos	2,5	3	3	9	15	20	10	20	40	12	40	200
Gas natural	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gas residual	0,1	0,1	0,1	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Fuente: CEPMEIP

(1) Asimilados a los valores de la hulla.

(2) Asimilados a los valores de la hulla (en otros sectores de combustión los factores para estos combustibles son iguales a los del carbón)

(3) Se asume que para el nivel bajo las emisiones son la mitad que para el nivel medio.

(4) Se asumen los mismos valores que para el nivel medio.

Para los residuos agrícolas, se han tomado de CEPMEIP para el grupo SNAP 2, asimilándose los residuos agrícolas (para los que no existe información específica) a los residuos de madera.

Para otros combustibles líquidos, se han asimilado los factores de emisión a los indicados en CEPMEIP para el fuelóleo.

Para el gas residual, se han asimilado los factores de emisión a los del gas asociado de CEPMEIP.

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión (Continuación)**01.01.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)**

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/t)	PCB (mg/GJ)
Hulla									100	0,2604	3,30E-06/D
Lignito negro									100	0,2604	3,30E-06/D
Coque de petróleo									100		
Madera									100	3,72	0,0035/E
Residuos ind. Res. de madera									100	5,4	0,0035/E
Res. agrícolas											
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Otros comb. líquidos											
Gas natural											
Gas residual											

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1;

HAP: Libro Guía EMEP/CORINAIR (1999). Parte B. Capítulo PAH.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.1. Tablas 3-9 a 3-16.

Dioxinas y HAP: Factores expresados en masa de contaminante por tonelada de combustible.

01.01.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Res. de madera	5,2	155	48	32	627	0	4				
Res. agrícolas		88	50	32	1.000	0	4				
Fuelóleo	1.323 498	180 165	10	0,7	15	76	1,5				
Gasóleo	308 129,7 94,3 47,2	80 70	15	0,03	15	73	0,7				
Otros comb. líquidos (1)	1.323	165	10	0,7	15	73	1,5				
Gas natural		62	5	0,1	19	54,3-56,9	0,9				
Biogás		60	2,5	2,5	13	0	1,75				
Biogás biometaniz.		14,9-15,3		388,1-398,6	2,5-2,6	0	1,7-1,8				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tablas 24 – 30.

Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112. Tablas 5 – 10.

API Compendium para el N₂O del fuelóleo (“Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters”), del gasóleo (“Uncontrolled distillate-fired boilers and heaters”) y del gas natural (“Uncontrolled boilers and heaters”)CITEPA, para el N₂O de los G.L.P. y del biogás.Manual de referencia IPCC, tabla 1-8, para el N₂O de residuos de madera y residuos agrícolas, y tabla 1-10 para el CO de residuos agrícolas.Fuelóleo: SO₂: Años 1990-2002: 1.323 g/GJ; 2003 y siguientes: 498 g/GJNO_x: 180 g/GJ para fuentes puntuales; 165 g/GJ fuentes de área.Gasóleo: SO₂: 1990: 308 g/GJ (%S = 0,65); 1994: 129,7 g/GJ (%S = 0,275); 1995-2007: 94,3 g/GJ (%S = 0,2); 2008 y siguientes: 47,2 g/GJ (%S = 0,1)NO_x: 80 g/GJ para fuentes puntuales; 70 g/GJ fuentes de área.

Biogás de plantas de biometanización: véase capítulo 9.10.6.

(1) Asimilado a los factores de emisión del fuelóleo

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión (Continuación)

01.01.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS								
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)
Res. de madera									
Res. agrícolas									
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000
Gasóleo									
Otros comb. líquidos									
Gas natural					0,1 (1)				
Biogás									

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31.

(1) En mg/GJ

COMBUS TIBLE	PARTÍCULAS											
	NIVEL BAJO			NIVEL MEDIO			NIVEL MEDIO-ALTO			NIVEL ALTO		
	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Res. de madera	27	35	50	55	70	100	55	70	100	55	70	100
Residuos agrícolas (1)	27	35	50	55	70	100	55	70	100	55	70	100
Fuelóleo	2,5	3	3	9	15	20	10	20	40	12	40	200
Gasóleo	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Otros comb. líquidos (2)	2,5	3	3	9	15	20	10	20	40	12	40	200
Gas natural	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Biogás (3)	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
		PM _{2,5} (g/GJ)			PM ₁₀ (g/GJ)			PST (g/GJ)				
Biogás biometaniz.		3,6-3,7			3,6-3,7			3,6-3,7				

Fuente: CEPMEIP

(1) Factores asimilados a madera y residuos de madera (no hay información para residuos agrícolas en CEPMEIP).

(2) Asimilado a los factores de emisión del fuelóleo.

(3) Factores asimilados al gas natural (no hay información para este combustible en CEPMEIP).

Biogás de plantas de biometanización: véase capítulo 9.10.6.

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/t)	PCB (mg/GJ)
Res. de madera									1.000	1.755	0,00006
Res. agrícolas											
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Otros comb. líquidos (1)									100		
Gas natural											
Biogás											

Fuente: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

HAP: Libro Guía EMEP/CORINAIR (1999). Parte B. Capítulo PAH.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.4. Tabla 3-18

Dioxinas y HAP: Factores expresados en masa de contaminante por tonelada de combustible.

(1) Asimilado a los factores de emisión del fuelóleo

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión (Continuación)**01.01.04: Turbinas de gas**

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Fuelóleo		250	3	3	12,5	76	1,75				
Gasóleo		780 (1)	2	4	15	73	1,85				
		120 (2)									
		350 (3)									
Diesel oil		380	2	4	12	73	1,85				
Gas natural		650 (1)	4	4	10	56	1,3				
		80 (2)									
		250 (3)									
		188 (4)									
Gas residual		n.d.	n.d.	2,5	n.d.	36,4-51,4	1,75				
Biogás		39		1.116	100		1,8				
Otros comb. gaseosos		n.d.	n.d.	3 (5)	n.d.	115,9-126,3	2,5				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tablas 24-30. Capítulo 112. Tablas 5-10.

API Compendium para el N₂O del gas natural ("Uncontrolled turbines") y del gasóleo y el diesel oil, asimilando en estos dos casos el factor de emisión al de los motores estacionarios.

CITEPA, para el N₂O del fuelóleo y de otros combustibles gaseosos.

n.d.: No disponible.

(1) Derivados de turbinas de aviones

(2) Con pre-mezclado de exceso de aire

(3) Sin especificación

(4) Ciclo simple

(5) Factor de emisión aplicado por el Equipo de Trabajo de los Inventarios, asimilado al rango propuesto por el Libro Guía EMEP/CORINAIR para el gas natural (2,5 – 4 g/GJ).

Para el gas residual, se ha dispuesto de emisiones medidas facilitadas por la planta que usa este combustible. Tan sólo se han aplicado factores de emisión por defecto para el CH₄ y el N₂O, asimilándolos a factores por defecto para el gas de coquería. En el caso del CO₂ los factores de emisión se han obtenido a partir de las composiciones del combustible facilitadas por la propia planta.

Para otros combustibles gaseosos (gas sintético), se ha dispuesto de emisiones medidas facilitadas por la planta que usa este combustible. Tan sólo se han aplicado factores de emisión por defecto para el CH₄ y el N₂O. En el caso del CO₂ se presenta el rango de variación derivado de las características específicas (contenido de carbono, PCI) del gas sintético a lo largo del periodo inventariado.

Biogás de vertederos: véase capítulo 9.4

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	
Gasóleo										
Diesel oil										
Gas natural					0,1 (1)					
Gas residual										
Biogás										
Otros comb. gaseosos										

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31.

(1) En mg/GJ

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión (Continuación)**01.01.04: Turbinas de gas**

COMBUS TIBLE	PARTÍCULAS											
	NIVEL BAJO			NIVEL MEDIO			NIVEL MEDIO-ALTO			NIVEL ALTO		
	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Fuelóleo	2,5	3	3	9	15	20	10	20	40	12	40	200
Gasóleo	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Diesel oil	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Gas natural	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Gas residual (1)	0,1	0,1	0,1	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Otros comb. gaseosos (2)	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	PM_{2,5} (g/GJ)			PM₁₀ (g/GJ)			PST (g/GJ)					
Biogás	9,7			9,7			9,7					

Fuente: CEPMEIP, excepto biogás de vertederos.

(1) Asimilado a los factores de gas asociado.

(2) Asimilado a los factores del gas natural.

Biogás de vertederos: véase capítulo 9.4

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Diesel oil									20		
Gas natural											
Gas residual											
Biogás											
Otros comb. gaseosos											

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1. Factores expresados en masa de contaminante por tonelada de combustible.

Tabla 1.4.2.- Factores de emisión (Continuación)

01.01.05: Motores estacionarios

COMBUSTIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Fuelóleo		1.150	50	3	100	76	1,75				
Gasóleo		900 ⁽¹⁾ 1.400 ⁽²⁾	3,5	1,5	100	73	1,85				
Diesel oil		900 ⁽¹⁾ 1.400 ⁽²⁾	3,5	3,5	100	73	1,85				
Gas natural		312	87	316	452	56	1,3				
G.L.P.		120 ⁽³⁾	1 ⁽³⁾	1 ⁽³⁾	13 ⁽³⁾	63,6	2,5				
Biogás		107-116		521-568	200-218		1,7-1,8				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tablas 24-30. Capítulo 112. Tablas 5-10.

Factores de emisión facilitados por los principales proveedores de motores estacionarios para el NO_x, COVNM, CH₄ y CO del gas natural.API Compendium para el N₂O del gasóleo y el diesel oil ("Large bore diesel engine")CITEPA, para el N₂O del fuelóleo y de los G.L.P.

(1) Ignición por compresión; (2) Ignición por chispa.

(3) Asimilado al factor de emisión de turbinas de gas para este combustible.

Biogás de vertederos y plantas de biometanización: véase capítulos 9.4 y 9.10.6.

COMBUSTIBLE	METALES PESADOS									
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	
Gasóleo										
Diesel oil										
Gas natural					0,1 (1)					
G.L.P.										
Biogás										

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31.

(1) En mg/GJ

COMBUSTIBLE	PARTÍCULAS											
	NIVEL BAJO			NIVEL MEDIO			NIVEL MEDIO-ALTO			NIVEL ALTO		
	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Fuelóleo	3	3	2,5	20	15	9	40	20	10	200	40	12
Gasóleo	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Diesel oil	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Gas natural	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
G.L.P.	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
	PM _{2,5} (g/GJ)			PM ₁₀ (g/GJ)			PST (g/GJ)					
Biogás	20,5-22,4			20,5-22,4			20,5-22,4					

Fuente: CEPMEIP, excepto para el biogás de vertederos.

Biogás de vertederos y plantas de biometanización: véase capítulos 9.4 y 9.10.6.

COMBUSTIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		1,30E-07/E
Diesel oil									20		1,30E-07/E
Gas natural											
G.L.P.											
Biogás											

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1. Factores expresados en masa de contaminante por tonelada de combustible.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.1, tabla 3-19

1.4.3.- Emisiones

En concordancia con lo ya comentado respecto a las variables de actividad y factores de emisión los resultados sobre emisiones estimadas se han derivado conforme al siguiente orden de prioridades:

- 1) A partir de datos directos facilitados por las plantas, cuando tal información estaba disponible, para los casos del SO_x, NO_x, CO₂ y PST (en algún caso particular también el CO, los COVNM y el NH₃), y suplementada para los tres primeros en los años iniciales del periodo analizado (1990-1993) en los que no se disponía de cuestionario individualizado con las estimaciones facilitadas por OFICO.
- 2) A partir de determinaciones de estudios específicos sobre factores de emisión (tal es el caso de los metales pesados Cd, Hg y Pb para las centrales térmicas de carbón).
- 3) Utilizando información individualizada a partir de los cuestionarios cumplimentados por las plantas sobre las variables de actividad (cantidades y características de los combustibles) así como de los modos de combustión y técnicas de reducción de emisiones.
- 4) Procedimiento genérico de factor de emisión para aquellas centrales y/o grupos de los que no se disponía de información de cuestionario pero sí se contaba con datos sobre variables de actividad.

A continuación se presenta en la tabla 1.4.3 la información sobre las emisiones estimadas desglosadas para cada una de las actividades de la nomenclatura SNAP correspondientes a este subgrupo.

Tabla 1.4.3.- Emisiones

01.01.01: Plantas ≥ 300 MWt (Calderas)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	1.394.714	204.409	5.130	368	8.723	60.258	516				
1991	1.379.581	209.210	5.048	376	8.860	60.883	534				
1992	1.367.361	221.082	5.407	426	10.023	68.271	622				
1993	1.224.702	212.704	4.620	372	8.729	62.145	516				
1994	1.145.696	203.546	4.167	375	8.807	60.521	519				
1995	1.012.230	217.065	4.362	411	9.650	65.746	579				
1996	908.987	182.586	3.690	326	7.720	52.564	454				
1997	1.078.559	244.459	3.911	377	9.801	64.022	558				
1998	969.769	218.185	4.244	393	9.440	63.500	567				
1999	1.012.589	248.273	4.787	478	11.412	77.316	705				
2000	934.309	265.056	4.797	500	12.097	82.026	738				
2001	903.290	231.878	4.812	463	11.377	75.006	706				
2002	1.038.482	275.024	5.499	537	13.380	87.112	844				
2003	860.435	247.981	4.555	465	11.342	75.826	696				
2004	922.056	269.896	4.588	487	11.851	79.489	742				
2005	905.650	272.551	4.704	498	12.451	81.817	789				
2006	806.335	222.993	3.945	425	10.188	68.796	618				
2007	797.851	229.913	3.801	438	10.445	71.624	624				
2008	161.886	121.874	1.551	286	6.909	47.355	416				
2009	88.676	77.683	1.118	215	5.246	35.219	323				
2010	51.983	43.250	754	147	3.461	24.518	209				
2011	110.570	95.461	1.486	256	5.894	42.677	361				
2012	131.971	114.803	1.639	319	7.152	52.021	449				

Tabla 1.4.3.- Emisiones (Continuación)

01.01.01: Plantas \geq 300 MWt (Calderas)

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	3.083	941	4.366	5.336	2.047	27.889	2.456	1.095	15.874			
1991	3.211	1.296	5.206	5.648	2.344	40.725	2.376	1.450	16.008			
1992	3.750	2.107	7.336	6.765	3.241	68.957	3.512	2.279	17.714			
1993	2.963	843	4.059	5.255	1.893	25.133	1.814	1.009	15.582			
1994	2.967	752	3.878	5.364	1.823	21.870	1.732	938	15.962			
1995	3.326	1.288	5.260	6.124	2.482	40.175	2.521	1.476	17.149			
1996	2.608	709	3.475	4.729	1.778	20.143	1.694	855	13.989			
1997	3.037	511	3.464	5.648	1.721	13.117	1.709	748	17.107			
1998	3.211	1.204	5.046	5.934	2.557	37.326	2.471	1.407	16.651			
1999	4.132	2.152	7.816	7.819	3.365	70.630	3.714	2.432	20.390			
2000	4.195	1.904	7.387	7.972	3.191	62.392	3.455	2.225	21.311	11.006	23.325	34.231
2001	3.936	2.191	7.751	7.430	3.422	72.490	3.780	2.451	19.089	9.981	21.145	30.930
2002	4.665	2.812	9.645	8.896	4.177	93.709	4.703	3.121	22.316	11.219	24.355	36.318
2003	3.733	1.455	6.047	7.064	2.707	46.571	2.855	1.740	19.440	9.260	20.398	30.787
2004	3.924	1.456	6.194	7.439	2.842	46.193	2.963	1.757	20.618	9.468	20.239	30.245
2005	4.047	1.705	6.842	7.716	2.963	55.395	3.192	2.022	20.883	9.669	19.549	28.082
2006	3.367	1.116	5.039	6.386	2.292	34.951	2.362	1.384	17.969	8.388	16.433	23.352
2007	3.325	566	3.869	6.335	1.825	15.702	1.728	872	18.905	9.434	17.260	23.942
2008	2.186	381	2.563	4.362	1.212	10.776	1.183	606	12.725	4.389	6.993	8.717
2009	1.592	220	1.743	3.184	945	5.762	893	386	9.400	2.471	3.461	3.998
2010	1.094	180	1.251	2.186	729	4.872	695	290	6.402	1.363	1.850	2.055
2011	2.046	241	2.160	4.094	1.160	6.031	1.404	460	12.166	2.686	3.772	4.361
2012	2.466	307	2.604	4.935	1.492	7.272	1.383	556	14.666	3.550	5.033	5.827

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									4,0	10,6	0,002
1991									4,0	10,7	0,002
1992									4,2	10,0	0,002
1993									3,8	9,4	0,002
1994									3,7	9,5	0,002
1995									3,8	9,7	0,002
1996									3,2	7,7	0,002
1997									3,5	7,8	0,002
1998									3,5	8,6	0,002
1999									4,0	9,3	0,002
2000									4,2	10,0	0,002
2001									3,8	9,0	0,002
2002									4,3	10,2	0,002
2003									3,9	9,5	0,002
2004									4,1	10,0	0,002
2005									4,1	10,0	0,002
2006									3,5	8,8	0,002
2007									3,7	8,7	0,002
2008									2,2	5,3	0,001
2009									1,6	4,0	0,001
2010									1,1	2,7	0,001
2011									2,0	5,1	0,001
2012									2,5	6,0	0,002

Tabla 1.4.3.- Emisiones (Continuación)

01.01.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	47.579	6.376	354	25	532	2.694	53				
1991	37.346	7.292	270	19	413	2.591	119				
1992	33.352	7.664	349	25	543	2.661	234				
1993	29.766	7.996	346	26	551	2.869	368				
1994	31.275	10.918	367	28	3.244	3.211	530				
1995	28.065	9.087	384	29	2.260	3.496	751				
1996	20.379	8.729	418	32	1.232	3.757	718				
1997	14.476	9.026	420	33	722	3.856	771				
1998	11.314	7.155	391	31	671	3.598	723				
1999	13.755	7.315	431	35	761	4.323	816				
2000	16.707	8.700	483	39	843	4.879	710				
2001	17.128	9.375	513	41	887	4.906	839				
2002	18.897	9.409	517	51	1.201	5.019	812				
2003	15.840	8.691	522	62	1.593	4.486	723				
2004	13.821	7.915	550	67	1.560	4.690	645				
2005	11.346	6.990	510	73	1.844	4.190	573				
2006	9.300	5.991	468	72	1.866	3.649	470				
2007	8.657	5.819	425	51	1.249	3.546	467				
2008	7.854	4.643	464	70	1.830	3.564	474				
2009	7.383	4.124	419	54	1.369	3.439	462				
2010	6.727	4.123	405	65	1.781	3.162	476				
2011	4.675	3.473	360	62	1.736	2.782	383				
2012	4.872	3.574	402	92	2.463	2.938	398				

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2.5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	440	881	2.203	881	881	30.839	1.145	881	881			
1991	418	825	2.067	836	827	28.870	1.072	826	860			
1992	435	842	2.120	871	849	29.500	1.096	845	928			
1993	436	825	2.085	871	837	28.915	1.074	830	965			
1994	461	863	2.186	923	882	30.235	1.169	868	1.044			
1995	478	872	2.218	955	900	30.546	1.223	879	1.125			
1996	521	966	2.449	1.042	994	33.813	1.366	972	1.198			
1997	560	976	2.504	1.120	1.031	34.170	1.506	987	1.415			
1998	524	907	2.330	1.047	962	31.759	1.410	918	1.336			
1999	584	978	2.532	1.167	1.041	34.282	1.511	993	1.554			
2000	635	1.089	2.804	1.269	1.144	38.144	1.639	1.103	1.640	427	827	1.341
2001	684	1.162	2.998	1.368	1.228	40.702	1.757	1.178	1.790	343	552	760
2002	666	1.118	2.892	1.332	1.183	39.173	1.710	1.135	1.772	473	733	956
2003	633	1.100	2.824	1.266	1.158	38.512	1.679	1.113	1.607	453	661	823
2004	664	1.193	3.040	1.330	1.281	41.719	1.799	1.202	1.602	377	502	583
2005	592	1.056	2.697	1.183	1.108	36.936	1.627	1.065	1.443	363	494	599
2006	529	958	2.436	1.056	1.007	33.397	1.485	961	1.254	310	413	497
2007	519	940	2.390	1.035	990	32.780	1.467	943	1.226	237	319	378
2008	527	958	2.435	1.051	1.007	33.427	1.485	962	1.238	292	366	414
2009	498	905	2.301	995	951	31.607	1.406	910	1.176	224	283	319
2010	464	834	2.125	927	881	29.125	1.323	839	1.117	225	283	329
2011	404	730	1.857	806	769	25.471	1.144	733	958	147	181	226
2012	411	742	1.888	821	783	25.861	1.169	745	981	190	236	302

Tabla 1.4.3.- Emisiones (Continuación)

01.01.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,09		
1991									0,09	0,02	0,000003
1992									0,10	0,04	0,000006
1993									0,11	0,07	0,000011
1994									0,12	0,08	0,000016
1995									0,13	0,09	0,000024
1996									0,14	0,08	0,000035
1997									0,17	0,21	0,000084
1998									0,16	0,19	0,000093
1999									0,19	0,25	0,000079
2000									0,20	0,24	0,000052
2001									0,22	0,30	0,000041
2002									0,22	0,28	0,000048
2003									0,20	0,22	0,000034
2004									0,19	0,18	0,000024
2005									0,17	0,17	0,000024
2006									0,15	0,13	0,000016
2007									0,14	0,13	0,000022
2008									0,14	0,13	0,000028
2009									0,14	0,13	0,000017
2010									0,13	0,13	0,000014
2011									0,11	0,10	0,000020
2012									0,11	0,11	0,000028

01.01.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO											
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)	
1990	477	71	4	0,2	5	28	0,5					
1991	316	42	2	0,2	4	18	0,4					
1992	170	23	1	0,1	2	10	0,2					
1993	174	23	1	0,1	2	10	0,2					
1994	44	6	0,4	0,02	1	3	0,1					
1995	72	10	1	0,04	1	5	0,1					
1996	119	16	1	0,1	2	8	0,1					
1997	364	46	3	0,2	4	22	0,4					
1998	135	17	1	0,1	2	8	0,2					
1999	120	57	4	0,1	14	45	0,7					
2000	106	63	5	0,1	17	52	0,8					
2001	74	69	8	3	67	46	1,1					
2002	112	84	12	5	110	48	1,4					
2003	412	104	13	5	106	50	1,5					
2004	126	171	27	14	274	68	2,8					
2005	106	142	23	12	241	59	2,4					
2006	129	122	19	10	192	64	2,2					
2007	57	118	19	9	179	65	2,1					
2008	24	122	22	12	235	50	2,2					
2009	11	91	21	11	199	77	2,4					
2010	6	330	127	81	2.153	56	10,8					
2011	5	509	228	147	4.216	60	19,0					
2012	5	500	229	147	4.214	64	19,0					

Tabla 1.4.3.- Emisiones (Continuación)

01.01.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	4	9	22	9	9	305	11	9	9			
1991	3	6	15	6	6	205	8	6	6			
1992	2	3	8	3	3	110	4	3	3			
1993	2	3	8	3	3	113	4	3	3			
1994	0,4	1	2	1	1	28	1	1	1			
1995	1	1	1	1	0,2	33	1	1	0,1			
1996	1	1	2	1	0,4	55	2	1	0,2			
1997	3	3	7	3	1,2	170	7	3	0,7			
1998	1	1	3	1	0,4	63	3	1	0,3			
1999	1	1	2	1	0,4	56	2	1	0,2			
2000	1	1	2	1	0,4	49	2	1	0,2	1	1	2
2001	1	1	1	1	0,3	34	1	1	0,1	5	7	9
2002	1	1	2	1	0,4	52	2	1	0,2	9	12	17
2003	1	1	3	1	0,5	65	3	1	0,3	11	15	21
2004	3	3	6	3	1,1	149	6	3	0,6	25	33	46
2005	3	3	5	3	0,9	126	5	3	0,5	22	29	40
2006	3	3	6	3	1,1	155	6	3	0,6	18	24	33
2007	1	1	3	1	0,6	68	3	1	0,3	16	20	29
2008	1	1	1	1	0,3	25	1	1	0,1	20	26	36
2009	0,2	0,2	0,5	0,2	0,2	12	0,5	0,2	0,05	17	21	31
2010	0,03	0,03	0,1	0,03	0,1	2	0,1	0,03	0,01	136	173	247
2011	0,01	0,01	0,02	0,01	0,1	1	0,02	0,01	0,002	208	266	380
2012	0,01	0,01	0,02	0,01	0,1	1	0,02	0,01	0,002	209	266	380

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,0009		
1991									0,0006		
1992									0,0003		
1993									0,0003		
1994									0,0001		
1995									0,0001		
1996									0,0002		
1997									0,0007		
1998									0,0003		
1999									0,0002		
2000									0,0002		
2001									0,01	10	0,000005
2002									0,01	18	0,000009
2003									0,01	17	0,000009
2004									0,03	48	0,000024
2005									0,02	42	0,000022
2006									0,02	32	0,000016
2007									0,02	31	0,000016
2008									0,02	42	0,000021
2009									0,02	36	0,000018
2010									0,06	105	0,000053
2011									0,05	93	0,000047
2012									0,05	93	0,000047

Tabla 1.4.3.- Emisiones (Continuación)

01.01.04: Turbinas de gas

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	739	2.813	9	17	55	318	8				
1991	495	2.258	7	14	44	261	7				
1992	332	1.545	5	11	34	198	5				
1993	423	2.158	8	17	52	301	8				
1994	459	2.270	8	16	52	315	8				
1995	407	2.639	10	21	77	406	10				
1996	338	1.820	11	17	59	330	7				
1997	230	1.454	39	37	38	552	13				
1998	266	2.049	34	35	41	1.005	13				
1999	464	3.613	45	57	76	1.058	21				
2000	617	4.121	43	79	134	1.619	30				
2001	731	4.612	81	90	182	2.018	35				
2002	917	3.713	208	220	424	3.892	78				
2003	2.641	7.493	491	528	1.205	8.388	185				
2004	1.704	9.577	798	875	1.946	13.325	299				
2005	2.355	12.834	1.306	1.535	3.379	21.391	487				
2006	2.339	13.382	1.655	1.912	4.516	26.074	591	3			
2007	3.347	15.981	1.825	2.084	5.958	28.978	663	3			
2008	2.874	17.820	2.404	2.657	5.839	36.746	854	3			
2009	2.208	19.124	2.224	2.237	5.793	33.188	798	3			
2010	2.029	15.282	1.840	1.856	8.530	27.783	635	2			
2011	1.508	11.224	1.129	1.553	8.826	23.447	582	2			
2012	1.499	8.864	909	1.209	7.779	18.491	418	1			

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	1	3	7	3	3	101	4	3	3			
1991												
1992												
1993												
1994												
1995												
1996					0,1							
1997					0,7							
1998					0,6							
1999	0,000005				0,7			0,0000002				
2000					0,5			0,0000004		39	39	39
2001					0,4					48	48	48
2002					3					57	57	58
2003					10					340	340	340
2004					18					353	353	353
2005	17	6	8		31	17	13			509	509	509
2006	7	7	113		40	23	16			383	383	383
2007	0,01	0,01	0,1		44	0,02	0,02			507	507	507
2008	0,1	0,01	0,03		59	0,05	0,04			472	472	472
2009	0,01	0,005	0,005		52	0,01	0,01		0,01	535	535	535
2010	0,02	0,01	0,01	0,01	42	0,01	0,01		0,02	498	498	498
2011	12	85	5	7	37	7	7		5	340	340	340
2012	107	22	107	54	35	22	11		63	229	229	229

Tabla 1.4.3.- Emisiones (Continuación)

01.01.04: Turbinas de gas

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,002		
1991									0,002		
1992									0,001		
1993									0,002		
1994									0,002		
1995									0,002		
1996									0,001		
1997									0,001		
1998									0,001		
1999									0,002	0,0001	
2000									0,004	0,0001	
2001									0,005		
2002									0,006		
2003									0,042		
2004									0,015		
2005									0,024	0,04	
2006									0,026	1,34	
2007									0,028	0,001	
2008									0,021	0,04	
2009									0,023	0,003	
2010									0,021		
2011									0,019	13	
2012									0,028	9	

01.01.05: Motores estacionarios

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	14.911	13.729	554	38	1.221	924	21				
1991	19.237	17.185	715	48	1.515	1.148	27				
1992	21.591	19.167	803	60	1.689	1.278	30				
1993	22.540	20.065	839	79	1.775	1.338	31				
1994	18.911	35.744	883	90	5.271	1.438	33				
1995	16.265	40.417	927	203	7.419	1.505	35				
1996	12.396	34.968	900	268	6.182	1.458	34				
1997	11.810	24.446	907	294	1.841	1.424	35				
1998	12.143	25.627	921	413	1.876	1.506	36				
1999	13.562	29.320	1.091	489	2.006	1.788	42				
2000	13.160	32.312	1.038	731	2.203	1.622	41				
2001	12.233	32.961	1.039	781	2.262	1.648	41				
2002	11.616	35.155	1.040	957	2.359	1.664	42				
2003	13.819	34.868	1.229	1.642	3.017	2.002	51				
2004	9.372	33.856	1.269	2.730	3.501	2.023	55				
2005	9.101	34.181	1.340	2.734	3.675	2.123	57				
2006	11.269	56.550	1.425	3.098	4.030	2.271	61				
2007	12.348	60.476	1.417	3.261	4.042	2.278	62				
2008	15.143	60.152	1.436	3.173	4.024	2.317	63				
2009	14.052	66.152	1.467	3.390	3.742	2.369	61				
2010	10.515	49.340	1.520	3.405	4.237	2.458	66				
2011	10.871	55.134	1.460	3.325	4.149	2.365	64				
2012	9.526	51.116	1.432	3.336	4.062	2.343	64				

Tabla 1.4.3.- Emisiones (Continuación)

01.01.05: Motores estacionarios

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	138	275	688	275	275	9.635	358	275	275			
1991	178	357	893	357	357	12.497	464	357	357			
1992	201	402	1.004	402	402	14.052	522	402	402			
1993	209	419	1.048	419	419	14.667	545	419	419			
1994	218	436	1.090	436	436	15.263	567	436	436			
1995	228	457	1.142	457	457	15.995	594	457	457			
1996	221	442	1.104	442	441	15.456	574	442	441			
1997	222	445	1.112	445	445	15.568	578	445	445			
1998	225	451	1.127	451	451	15.776	586	451	451			
1999	266	532	1.331	532	532	18.640	692	532	532			
2000	252	503	1.258	503	503	17.615	654	503	503	258	449	764
2001	252	504	1.260	504	504	17.647	655	504	504	236	389	583
2002	252	504	1.261	504	504	17.658	656	504	504	210	332	552
2003	300	599	1.497	599	599	20.963	779	599	599	281	432	616
2004	306	613	1.532	613	613	21.441	796	613	613	338	510	742
2005	320	641	1.602	641	641	22.422	833	641	641	410	564	744
2006	338	677	1.692	677	677	23.683	880	677	677	498	794	1.270
2007	341	682	1.704	682	682	23.860	886	682	682	442	655	929
2008	347	694	1.735	694	694	24.289	902	694	694	431	664	1.028
2009	359	718	1.795	718	718	25.131	933	718	718	396	616	931
2010	373	746	1.866	746	746	26.123	970	746	746	395	583	852
2011	358	717	1.793	717	717	25.098	932	717	717	429	624	844
2012	351	703	1.757	703	703	24.593	913	703	703	413	613	862

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,028		0,0000002
1991									0,036		0,0000001
1992									0,041		0,0000001
1993									0,042		0,0000001
1994									0,044		0,0000001
1995									0,046		0,0000001
1996									0,045		0,0000001
1997									0,045		0,0000002
1998									0,046		0,0000002
1999									0,054		0,0000002
2000									0,051		0,0000002
2001									0,051		0,0000002
2002									0,051		0,0000002
2003									0,061		0,0000002
2004									0,062		0,0000002
2005									0,065		0,0000002
2006									0,069		0,0000002
2007									0,069		0,0000002
2008									0,070		0,0000002
2009									0,072		0,0000002
2010									0,075		0,0000002
2011									0,072		0,0000002
2012									0,071		0,0000002

1.5.- PLANTAS GENERADORAS DE CALOR PARA DISTRITOS URBANOS

Este subgrupo aparece en la nomenclatura SNAP por su significativa presencia en determinados países centro y norte europeos. En el caso español, sin embargo, no se considera significativo, si bien ello no excluye que existan determinadas instalaciones que en ámbitos especialmente urbanos den servicio a múltiples edificios. Sin embargo aún en estas situaciones no se considera que propiamente estas instalaciones se configuren como plantas de generación de calor para distritos urbanos. Es por ello que en la presente edición del Inventario no se han estimado emisiones para este subgrupo.

1.6.- PLANTAS DE REFINO DE PETRÓLEO

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	01.03 (01.03.01 a 01.03.06)
CMCC/CRF	1.A.1.b
CLRTAP-EMEP/NFR	1.A.1.b

En el sector del refino de petróleo, las plantas difieren unas de otras no sólo por su capacidad de tratamiento de crudo, sino también por el tipo de procesos que realizan. Las instalaciones más sencillas pueden aplicar simplemente procesos de separación del crudo y un tratamiento limitado de los productos obtenidos. Las refinerías intermedias pueden tener además procesos de craqueo catalítico o térmico, reformado catalítico, tratamientos adicionales así como fabricación de productos tales como aceites lubricantes y asfaltos. Las refinerías más completas, generalmente mayores en capacidad, incluyen destilación de crudo, craqueo, fabricación de aceites lubricantes, asfaltos, parafinas, así como procesos de mejoras de gasolinas como reformado catalítico, alquilación o isomerización.

Del conjunto de actividades de las refinerías se contemplan en este apartado las correspondientes a los procesos de combustión. Entre estos se distinguen las calderas (diferenciadas por rangos de potencia térmica nominal), las turbinas de gas, los motores estacionarios y los hornos de proceso sin contacto. Los tres primeros tipos de instalaciones tienen como finalidad la generación de electricidad, vapor o calor de acuerdo con los requerimientos de las plantas de refino, no presentando ninguna particularidad especial con respecto a las instalaciones de este tipo que puede haber en otros sectores, salvo la utilización de combustibles característicos de las refinerías. Sí son sin embargo específicos de este sector los hornos de proceso, donde tienen lugar una serie de reacciones físico-químicas sobre el crudo, tales como destilación, reformado catalítico, hidrotratamiento, craqueo catalítico, alquilación, hidrocraqueo, etc., que dan lugar a las fracciones de crudo en que se descompone el mismo. En estos hornos no se produce contacto de la llama o gases de la combustión con el crudo o sus fracciones resultantes. En cuanto a las

emisiones de contaminantes se consideran exclusivamente las que proceden de los gases de la combustión efectuada en los hornos. Las emisiones que estos hornos pudieran generar por los procesos no combustivos que tienen lugar en su interior se recogen dentro de la actividad SNAP 04.01.01, que se describe en el capítulo 4. Asimismo no se recogen en este apartado las emisiones procedentes de las antorchas de gases residuales, las cuales se contemplan en el subgrupo 09.02.

De acuerdo con la metodología EMEP/EEA (que actualiza la anterior metodología EMEP/CORINAIR) todas las refinerías son consideradas como focos puntuales; por ello, la información relativa a esta actividad ha sido recabada mediante el envío de encuestas a las refinerías existentes.

1.6.1.- Variables de actividad

La variable de actividad utilizada para estimar las emisiones de las actividades de este subgrupo es el consumo de combustibles que se realiza en las instalaciones de combustión. Los combustibles utilizados son básicamente fuelóleo y gas de refinería, combustibles éstos obtenidos en las propias refinerías. Asimismo se utiliza en menor medida el gasóleo y los gases licuados de petróleo (GLP), así como el gas natural utilizado en las turbinas de gas que se han ido implantando como instalaciones de cogeneración a lo largo de los años. En la tabla 1.6.1 se presentan los consumos de combustibles, tanto en términos de masa como de energía, realizados para cada una de las actividades de este subgrupo.

Tabla 1.6.1.- Consumo de combustibles**01.03.01: Plantas \geq 300 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	<i>Toneladas</i>											
Fuelóleo	79.308	79.949	87.042	81.060	62.507	51.115	55.107	62.615	68.781	91.140	91.345	64.467
Gas de refinería	1.551	1.486	992	729	670	3.201	1.658	3.929	6.395	2.149	2.572	2.508
	<i>Miles de Gigajulios</i>											
Fuelóleo	3.220	3.246	3.534	3.291	2.485	2.032	2.191	2.490	2.735	3.624	3.632	2.563
Gas de refinería	81	78	52	38	34	161	83	206	335	112	135	133

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	<i>Toneladas</i>										
Fuelóleo	89.121	75.394	92.027	86.834	73.717	76.250	68.496	59.138	48.540	54.253	23.605
Gas de refinería	2.064	3.743	3.162	2.271	4.316	3.354	4.901	5.112	4.203	4.747	15.044
	<i>Miles de Gigajulios</i>										
Fuelóleo	3.543	2.998	3.717	3.492	2.966	3.062	2.765	2.387	1.968	2.198	953
Gas de refinería	104	188	172	122	231	176	256	275	218	242	762

Tabla 1.6.1 (Continuación).- Consumo de combustibles**01.03.02: Plantas \geq 50 y $<$ 300 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	Toneladas											
Fuelóleo	728.358	764.606	754.506	654.404	718.033	697.257	718.710	722.224	721.866	706.631	664.698	601.348
Gasóleo	8.558			45	23.332	32.766	4.326	67	192	358	57	110
Nafta	4.358			7.532	8.992	20.141	22.455			6.262	747	12.283
Gas natural	16.610	38.853	41.836	25.762	20.916	11.836	35.558	81.729	86.323	74.655	67.975	55.906
G.L.P.								1.837	962	420		
Gas de refinería	397.269	329.448	339.758	339.051	186.670	172.604	160.413	152.613	179.953	193.827	183.545	135.374
	Miles de Gigajulios											
Fuelóleo	29.372	30.899	30.470	26.400	28.626	27.833	28.707	28.845	28.839	28.256	26.662	24.342
Gasóleo	369			2	1.006	1.413	186	3	8	15	2	5
Nafta	195			337	402	900	1.003			282	34	553
Gas natural	820	1.917	2.065	1.271	1.032	584	1.755	4.033	3.938	3.521	3.343	2.743
G.L.P.								84	44	19		
Gas de refinería	18.607	15.212	15.748	16.006	8.284	7.677	7.074	6.649	8.021	8.783	8.341	5.900

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	Toneladas										
Fuelóleo	545.184	491.325	520.575	408.763	422.085	439.758	385.044	322.713	271.234	175.823	77.292
Gasóleo	216	36	8	142	2	23	2				
Nafta											
Gas natural	63.557	72.370	82.108	106.116	102.392	114.119	103.737	111.663	114.836	115.381	117.361
G.L.P.	1.099										
Gas de refinería	146.297	164.554	179.913	155.081	222.815	209.403	198.353	201.327	191.968	252.677	252.315
	Miles de Gigajulios										
Fuelóleo	22.093	20.093	21.100	16.712	17.029	17.965	15.761	13.195	11.053	7.150	3.140
Gasóleo	9	2	0	6	0,1	1	0,1				
Nafta											
Gas natural	3.217	3.558	4.028	5.189	5.064	5.633	5.121	5.509	5.648	5.686	5.755
G.L.P.	50										
Gas de refinería	6.414	7.866	8.795	7.533	10.705	9.952	9.415	9.620	9.078	12.192	12.199

Tabla 1.6.1 (Continuación).- Consumo de combustibles**01.03.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	<i>Toneladas</i>											
Fuelóleo	97.569	92.813	94.197	111.214	100.832	93.879	82.638	79.943	79.677	92.281	85.361	80.591
Gasóleo												
Gas natural												
G.L.P.												
Gas de refinería	58.393	50.066	55.095	62.226	49.848	38.539	33.224	33.025	33.978	38.309	41.292	38.896
	<i>Miles de Gigajulios</i>											
Fuelóleo	3.943	3.768	3.805	4.493	4.081	3.795	3.340	3.225	3.220	3.727	3.452	3.240
Gasóleo												
Gas natural												
G.L.P.												
Gas de refinería	2.836	2.385	2.623	2.909	2.303	1.726	1.505	1.503	1.551	1.767	1.901	1.821

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	<i>Toneladas</i>										
Fuelóleo	70.139	73.542	71.708	61.680	44.742	54.483	49.967	43.690	31.285	31.084	29.500
Gasóleo		442				195				148	89
Gas natural				523	1.739	2.013	2.420	2.518	1.595	656	495
G.L.P.		403				862					
Gas de refinería	37.179	30.920	40.209	36.218	32.513	24.167	35.252	30.433	13.759	9.348	13.090
	<i>Miles de Gigajulios</i>										
Fuelóleo	2.840	2.970	2.940	2.515	1.829	2.214	2.038	1.783	1.290	1.283	1.214
Gasóleo		19				8				6	4
Gas natural				26	86	99	118	122	78	32	24
G.L.P.		18				38					
Gas de refinería	1.764	1.383	1.809	1.607	1.458	1.121	1.580	1.400	672	430	628

Tabla 1.6.1 (Continuación).- Consumo de combustibles**01.03.04: Turbinas de gas**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<i>Toneladas</i>												
Fuelóleo				20.087				650	26	195	68	
Gasóleo				17.429	167.457	160.213	182.434	70.556	69.991	91.809	41.018	193.984
Queroseno												
Gas natural					8.103	9.582	20.393	109.479	150.598	136.513	151.269	154.352
G.L.P.					108.673	82.438	93.678	59.366	30.054	10.402	8.523	3.767
Gas de refinería		37.503	143.400	184.335	353.573	384.923	451.837	508.229	502.762	481.590	478.847	503.907
<i>Miles de Gigajulios</i>												
Fuelóleo				816				27	1	8	3	
Gasóleo				744	7.010	6.707	7.658	2.969	2.944	3.861	1.726	8.137
Queroseno												
Gas natural					424	500	1.034	5.319	7.112	6.510	7.302	7.403
G.L.P.					4.993	3.799	4.322	2.739	1.385	475	389	172
Gas de refinería		1.884	7.096	9.115	16.874	18.556	21.572	23.912	23.560	22.679	22.900	23.668

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>Toneladas</i>											
Fuelóleo											
Gasóleo	141.059	111.937	46.621	46.756	58.184	5.756	26.780	23.537	14.527	21.555	15.788
Queroseno		3.967	3.010	520	37	846	2.464	6	41		
Gas natural	240.269	302.496	377.967	372.906	304.168	387.460	468.632	490.641	609.509	802.153	1.006.724
G.L.P.	2.012	2.249	1.164	3.704	4.587	10.070	242	388	3.074	81	11
Gas de refinería	473.478	418.139	381.831	378.309	415.821	346.215	319.937	310.377	243.839	197.351	196.870
<i>Miles de Gigajulios</i>											
Fuelóleo											
Gasóleo	5.943	4.701	1.971	1.975	2.449	244	1.127	1.004	620	919	678
Queroseno		172	129	22	2	36	105	0	2		
Gas natural	11.598	14.840	18.249	17.982	14.765	18.868	22.780	23.725	29.354	38.910	48.703
G.L.P.	93	103	54	172	206	465	11	18	142	4	1
Gas de refinería	22.388	20.223	18.496	18.080	19.708	16.720	15.105	14.602	11.771	9.414	9.513

Tabla 1.6.1 (Continuación).- Consumo de combustibles**01.03.06: Hornos de proceso sin contacto en refinерías**

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
	Toneladas											
Fuelóleo	973.091	1.007.667	1.115.576	1.148.634	1.153.532	1.181.093	1.231.989	1.324.041	1.294.139	1.293.818	1.353.780	1.340.169
Gasóleo												2.090
Gas natural										15.367	31.161	
G.L.P.								2.911	1.524	668		
Off-gas												
Gas de refinерía	1.216.832	1.181.318	1.151.683	1.079.614	1.208.284	1.220.239	1.183.704	1.246.768	1.157.823	1.183.365	1.217.139	1.260.371
Gas de purga											5.181	15.990
	Miles de Gigajulios											
Fuelóleo	38.934	40.514	44.768	46.006	46.125	47.318	49.408	53.032	51.822	51.875	54.410	53.977
Gasóleo												89
Gas natural										730	1.480	
G.L.P.								133	70	30		
Off-gas												
Gas de refinерía	57.868	56.146	54.465	51.980	57.940	59.238	57.150	60.001	55.866	57.107	59.058	60.323
Gas de purga											40	175

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
	Toneladas										
Fuelóleo	1.322.644	1.280.230	1.305.166	1.256.962	1.273.425	1.249.790	1.186.304	977.453	832.911	613.308	397.741
Gasóleo		17									
Gas natural			1.368	1.263	2.058	3.241	5.441	5.874	22.818	32.610	20.640
G.L.P.	2.505	514				187			9		883
Off-gas							DC		DC	DC	DC
Gas de refinерía	1.215.108	1.273.406	1.437.672	1.501.427	1.453.515	1.507.767	1.460.200	1.488.319	1.588.018	1.830.179	2.198.720
Gas de purga	19.419	37.789	74.353	131.514	91.587	94.511	102.205	110.139	88.718	106.875	102.452
	Miles de Gigajulios										
Fuelóleo	53.561	52.063	53.115	51.148	51.673	50.845	48.378	39.771	33.852	24.906	16.148
Gasóleo		1									
Gas natural			69	62	101	158	264	282	1.116	1.597	1.009
G.L.P.	114	23				8			0		40
Off-gas							DC		DC	DC	DC
Gas de refinерía	58.009	62.107	71.005	72.897	70.211	73.648	70.513	72.579	77.901	89.354	107.435
Gas de purga	235	485	760	1.390	1.032	1.062	1.091	1.045	884	1.233	1.107

DC = Dato Confidencial

Dado que los combustibles utilizados, salvo el gas natural, se producen en las propias refinerías las características físico-químicas de los mismos varían de un centro a otro, e incluso de un año a otro en una misma refinería. En la tabla 1.6.2 se muestran los rangos de variación de los combustibles utilizados a lo largo del periodo inventariado.

Tabla 1.6.2.- Características de los combustibles

COMBUSTIBLE	% AZUFRE	% CARBONO	PCI	
			kcal/kg	GJ/t
FUELÓLEO	0,035 – 4,49	82,9 – 90,4	9.285 – 10.063	38,86 – 42,12
GASÓLEO	0 – 0,87	82,7 – 87,5	9.500 – 10.501	39,76 – 43,95
QUEROSENO	0,035 – 0,3	84,8 – 86,48	10.223 – 10.584	42,79 – 44,30
NAFTA	0		10.675 – 10.749	44,68 – 44,99
GAS NATURAL	0 – 0,1	69,3 – 78,5	10.680 – 12.493	44,70 – 52,29
GLP	DC	DC	DC	DC
OFF-GAS/GAS RESIDUAL	0 – 0,29	0,07 – 33,7	64 – 2.694	0,27 – 11,28
GAS DE REFINERÍA	0 – 10,58	42,6 – 87,77	7.118 – 14.060	29,80 – 58,85
GAS DE PURGA				

Para el gas de purga no se presentan en la tabla características dado el amplio rango de variación existente entre las características de este gas, y del que además se carece de información sobre sus características para algunas refinerías.

DC = Dato Confidencial

Los rangos de valores de las características correspondientes al gas de refinería son como puede verse en la tabla muy amplios, reflejando la gran variabilidad existente en la composición de este tipo de combustible de unas refinerías a otras, e incluso en una misma refinería, a lo largo de los años.

1.6.2.- Factores de emisión

En cuanto a los factores de emisión se van a distinguir dos grandes categorías de instalaciones. Por un lado aquéllas que no son específicas de las plantas de refino sino que son comunes a las plantas del sector de producción y transformación energética, tales como calderas, turbinas de gas y motores estacionarios. Por otro lado los hornos de proceso sin contacto que son específicos de las plantas de refino. Seguidamente se trata cada una de estas dos categorías por separado.

Calderas, turbinas de gas y motores estacionarios (actividades 01.03.01-05)

Para el bloque de acidificadores, precursores de ozono y gases de efecto invernadero, se ha hecho un tratamiento diferenciado para el SO_x, ya que se ha contado generalmente con información sobre concentraciones en los gases de salida y sobre las emisiones estimadas facilitadas por las propias plantas. En menor medida se ha dispuesto también de este tipo de información para el NO_x, y puntualmente se han facilitado emisiones de otros contaminantes (CO y CO₂). Es por ello que, sólo en aquellos casos en los que se carecía de esta información, se ha recurrido a los métodos de estimación referidos en el epígrafe 1.3. Como consecuencia, en la tabla 1.6.3 se muestra la información sobre factores de emisión por defecto para todos los contaminantes con la excepción del SO_x, para el que en todo caso se puede obtener un factor por defecto utilizando las metodologías reseñadas en el citado epígrafe 1.3. Asimismo, para el CO₂ se han obtenido factores de emisión específicos por tipo de combustible para cada refinería cuando se ha podido disponer de la información

sobre las características (contenido de carbono) de los combustibles utilizados en cada una de ellas, utilizándose en otro caso factores de emisión por defecto.

Los factores de emisión por defecto para metales pesados, que se muestran en la tabla 1.6.3, se han tomado de los propuestos en las tablas de referencia del Libro Guía EMEP/CORINAIR, donde tan sólo se muestran factores de emisión para el fuelóleo y el gas natural, utilizando como técnica de combustión DBB con control de partículas.

Por lo que a las partículas se refiere, se ha dispuesto para algunas refinerías de información sobre emisiones medidas o estimadas de PST por las propias plantas. Es por ello por lo que sólo en aquellos casos en los que no se disponía de esta información se han utilizado para estimar las emisiones los factores de emisión propuestos por CEPMEIP para la combustión en refinerías. En los casos en que se disponía de emisiones medidas de PST se ha realizado una estimación de las emisiones de $PM_{2,5}$ y PM_{10} aplicando a la emisión de PST los ratios derivados de la información sobre factores de emisión propuestos por CEPMEIP de relación entre emisiones de $PM_{2,5}$ y PM_{10} con respecto a PST.

En cuanto a los contaminantes orgánicos persistentes, sólo se han considerado significativas las emisiones de dioxinas y furanos (DIOX). La información, expresada en términos de unidades internacionales de toxicidad equivalente (I-Teq), procede de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995), véase bibliografía, habiéndose seleccionado de la columna correspondiente a máxima reducción de emisiones por aplicación de técnicas de control.

Hornos de proceso (actividad 01.03.06)

Se pueden aplicar los mismos comentarios efectuados más arriba para las calderas, turbinas y motores, con la particularidad de que para los acidificadores, precursores de ozono y gases de efecto invernadero, el Libro Guía EMEP/CORINAIR presenta factores de emisión específicos para los hornos de proceso en refinerías, habiéndose elegido valores medios de entre los rangos propuestos.

Para los metales pesados, el Libro Guía EMEP/CORINAIR propone específicamente factores de emisión en los hornos de proceso para el gas de refinería, mientras que para el fuelóleo se indica que se utilicen factores genéricos de combustión.

En cuanto a las partículas se aplica el mismo comentario efectuado más arriba para las calderas, turbinas y motores.

Tabla 1.6.3.- Factores de emisión**01.03.01: Plantas \geq 300 MWt (Calderas)**

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Fuelóleo		190	10	0,7	15	76 (76 - 78,14)	1,5				
Gas de refinería		140	25	1	10	60 (46,6 - 60)	1,5				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111, Tablas 24 – 30 y Capítulo 112, Tabla 10.

API Compendium para el N₂O del fuelóleo (“Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters”)

Para el CO₂ se reseña el factor de emisión por defecto y el rango de variación de los factores de las refinerías que se han derivado de las características específicas de sus combustibles (contenido de carbono, PCI), cuando se ha dispuesto de información sobre las mismas.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	35/D	40/D	50/D
Gas de refinería										5/D	5/D	5/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31; Partículas. CEPMEIP.

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Fuelóleo									100		
Gas de refinería											

Fuente: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

01.03.02: Plantas \geq 50 y < 300 MWt (Calderas)

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Fuelóleo		180	10	0,7	15	76 (75,1 - 79,8)	1,5				
Gasóleo		70	15	1,7	10	73 (71,6 – 73)	0,7				
Nafta		160	3	3	15	72,6	2,5				
Gas natural		62	5	1,4	10	56 (54,5 – 56,9)	0,9				
G.L.P.		62	2,1	0,9	10	65	2,5				
Gas de refinería		140	25	1	10	60 (46,9 – 66,2)	1,5				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111, Tablas 24 - 30 y Capítulo 112, Tabla 10.

API Compendium para el N₂O del fuelóleo (“Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters”) y del gasóleo (“Uncontrolled distillate-fired boilers and heaters”)

CITEPA, para el N₂O de los GLP y la nafta (asimilado en este caso al valor por defecto para otros productos petrolíferos)

Para el CO₂ se reseña el factor de emisión por defecto y el rango de variación de los factores de las refinerías que se han derivado de las características específicas de sus combustibles (contenido de carbono, PCI), cuando se ha dispuesto de información sobre las mismas.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	35/D	40/D	50/D
Gasóleo										5/D	5/D	5/D
Nafta										n.d.	n.d.	n.d.
Gas natural					0,1 (1)					0,2/D	0,2/D	0,2/D
G.L.P.										0,2/D	0,2/D	0,2/D
Gas de refinería										5/D	5/D	5/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31; Partículas. CEPMEIP.

n.d.: no disponible

(1) En mg/GJ

Tabla 1.6.3.- Factores de emisión (Continuación)**01.03.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas) (Continuación)**

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Nafta											
Gas natural											
G.L.P.											
Gas de refinería											

Fuente: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

01.03.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Fuelóleo		180	10	0,7	15	76 (71,9 - 80,1)	1,5				
Gasóleo		70	15	1,7	10	73 (73,2 - 78,8)	0,7				
Gas natural		62	5	1,4	10	56	0,9				
G.L.P.		62	2,1	0,9	10	65 (60,5 - 64,2)	2,5				
Gas de refinería		140	25	1	10	60 (46,9 - 67,0)	1,5				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111, Tablas 24 – 30, y Capítulo 112, Tabla 10.

API Compendium para el N₂O del fuelóleo ("Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters") y del gasóleo ("Uncontrolled destillate-fired boilers and heaters")CITEPA, para el N₂O de los GLP

Para el CO₂ se reseña el factor de emisión por defecto y el rango de variación de los factores de las refinerías que se han derivado de las características específicas de sus combustibles (contenido de carbono, PCI), cuando se ha dispuesto de información sobre las mismas.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	35/D	40/D	50/D
Gasóleo										5/D	5/D	5/D
Gas natural					0,1 (1)					0,2/D	0,2/D	0,2/D
G.L.P.										0,2/D	0,2/D	0,2/D
Gas de refinería										5/D	5/D	5/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31; Partículas. CEPMEIP.

(1) En mg/GJ

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Gas natural											
G.L.P.											
Gas de refinería											

Fuente: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

Tabla 1.6.3 (Continuación).- Factores de emisión**01.03.04: Turbinas de gas**

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Fuelóleo		250	3	3	12,5	⁷⁶ (71,9 - 76)	1,75				
Gasóleo		350 120	2	4	15	⁷³ (69,8 - 76,4)	1,85				
Queroseno		120	1	1	12	⁷³ (70,8 - 72,9)	2,5				
Gas natural		188	4	4	10	⁵⁶ (51,8 - 57,5)	1,3				
G.L.P.		120	1	1	13	⁶⁵ (60,5 - 65)	2,5				
Gas de refinería		150	2,5	2	2	⁶⁰ (41,6 - 67,0)	3				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111, Tablas 24 – 30, y Capítulo 112, Tablas 5-8 y 10.

API Compendium para el N₂O del gasóleo (asimilado al factor de emisión de motores estacionarios) y del gas natural ("Uncontrolled Turbines").

CITEPA, para el N₂O del fuelóleo, los GLP y el queroseno (asimilado en este caso al valor por defecto para otros productos petrolíferos)

Gasóleo: NO_x = 350 g/GJ (sin especificar modo de combustión); 120 g/GJ (moderno, con pre-mezclado)

Si hay quemador de baja emisión de NO_x se reduce el factor de emisión en un 20%

Para el CO₂ se reseña el factor de emisión por defecto y el rango de variación de los factores de las refinerías que se han derivado de las características específicas de sus combustibles (contenido de carbono, PCI), cuando se ha dispuesto de información sobre las mismas.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	35/D	40/D	50/D
Gasóleo										5/D	5/D	5/D
Queroseno										5/D	5/D	5/D
Gas natural					0,1 (1)					0,2/D	0,2/D	0,2/D
G.L.P.										0,2/D	0,2/D	0,2/D
Gas de refinería										5/D	5/D	5/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31; Partículas. CEPMEIP.

(1) En mg/GJ

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Queroseno									200		
Gas natural											
G.L.P.											
Gas de refinería											

Fuente: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

Tabla 1.6.3 (Continuación).- Factores de emisión**01.03.06: Hornos de proceso sin contacto en refinerías**

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Fuelóleo		150	4,25	1,75	20	76 (71,9 – 82)	1,75				
Gasóleo		70	15	1,7	10	73 (73 - 73,3)	0,7				
Gas natural		62	5	1,4	10	56 (54,7 – 56,9)	2,5				
G.L.P.		62	14	6	45	64 (60,5 – 65)	2,5				
Off-gas		100	3,5	1,5	15	9,5 - 133,9	1,5				
Gas de refinería		100	3,5	1,5	15	60 (46,3 – 71,7)	1,5				
Gas de purga											

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 136. Tabla 6.

API Compendium para el N₂O del gasóleo (asimilado al factor de emisión de calderas).

CITEPA, para el N₂O del fuelóleo, los GLP y el gas natural.

Si hay quemador de baja emisión de NO_x se reduce el factor de emisión en un 20%

Para el off-gas, los factores de emisión se han asimilado a los del gas de refinería.

Los factores del gas de purga están pendientes de identificación en función de la caracterización precisa de la composición de este tipo de combustible.

Para el CO₂ se reseña el factor de emisión por defecto y el rango de variación de los factores de las refinerías que se han derivado de las características específicas de sus combustibles (contenido de carbono, PCI), cuando se ha dispuesto de información sobre las mismas.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Fuelóleo	500	1.000	2.500	1.000	1.000	35.000	1.300	1.000	1.000	35/D	40/D	50/D
Gasóleo										5/D	5/D	5/D
Gas natural					0,1 (2)					0,2/D	0,2/D	0,2/D
G.L.P.										0,2/D	0,2/D	0,2/D
Gas de refinería	0,03 (1)	0,01 (1)	0,10 (1)							5/D	5/D	5/D
Off-gas	0,03 (1)	0,01 (1)	0,10 (1)							5/D	5/D	5/D
Gas de purga												

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111, Tabla 31 y Capítulo 136, Tabla 7; Partículas. CEPMEIP.

Para el off-gas, los factores de emisión se han asimilado a los del gas de refinería.

Los factores del gas de purga están pendientes de identificación en función de la caracterización precisa de la composición de este tipo de combustible.

(1) Para el gas de refinería y el off-gas los factores de emisión están expresados en mg/GJ

(2) En mg/GJ

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Fuelóleo									100		
Gasóleo									20		
Gas natural											
G.L.P.											
Gas de refinería											
Off-gas											
Gas de purga											

Fuente: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

1.6.3.- Emisiones

En concordancia con lo ya comentado respecto a las variables de actividad y factores de emisión los resultados sobre emisiones estimadas se han derivado conforme al siguiente orden de prioridades:

- 1) A partir de datos directos facilitados por las plantas, cuando tal información estaba disponible, principalmente para el caso del SO₂, en menor medida para el NO_x y las partículas totales (PST), y puntualmente para el CO y CO₂.
- 2) Utilizando información individualizada a partir de los cuestionarios cumplimentados por las plantas sobre las variables de actividad (cantidades y características de los combustibles) así como de los modos de combustión y técnicas de reducción de emisiones.
- 3) Procedimiento genérico de factor de emisión para aquellas plantas y/o grupos de los que no se disponía de información de cuestionario pero sí se contaba con datos sobre variables de actividad.

A continuación se presenta en la tabla 1.6.4 la información sobre las emisiones estimadas desglosadas para cada una de las actividades de la nomenclatura SNAP correspondientes a este subgrupo.

Tabla 1.6.4.- Emisiones

01.03.01: Plantas ≥ 300 MWt (Calderas)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	4.603	623	34	2	49	250	5				
1991	4.491	628	34	2	49	251	5				
1992	5.579	679	37	3	54	272	5				
1993	5.194	646	34	2	244	252	5				
1994	2.952	477	26	2	38	191	4				
1995	2.360	409	24	2	32	164	3				
1996	2.367	428	24	2	34	172	3				
1997	2.910	502	30	2	39	202	4				
1998	3.391	566	36	2	44	228	5				
1999	3.676	704	39	3	55	282	6				
2000	3.738	709	40	3	56	284	6				
2001	2.000	508	28	2	40	203	4				
2002	3.452	688	38	3	54	276	5				
2003	3.053	596	35	2	47	239	5				
2004	3.700	677	58	3	52	291	6				
2005	3.237	680	38	3	54	272	5				
2006	2.915	596	35	2	47	241	5				
2007	2.839	607	35	2	48	247	5				
2008	1.866	561	34	2	44	228	5				
2009	1.662	492	31	2	39	199	4				
2010	1.161	404	25	2	32	164	3				
2011	1.426	451	28	2	35	181	4				
2012	743	288	29	1	22	113	3				

Tabla 1.6.4.- Emisiones (Continuación)

01.03.01: Plantas \geq 300 MWt (Calderas)

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	39	79	196	79	79	2.749	102	79	79			
1991	40	79	198	79	79	2.771	103	79	79			
1992	43	86	216	86	86	3.017	112	86	86			
1993	40	80	201	80	80	2.810	104	80	80			
1994	30	61	152	61	61	2.122	79	61	61			
1995	25	50	124	50	50	1.735	64	50	50			
1996	27	53	134	53	53	1.871	69	53	53			
1997	30	61	152	61	61	2.125	79	61	61			
1998	33	67	167	67	67	2.335	87	67	67			
1999	44	88	221	88	88	3.094	115	88	88			
2000	44	89	222	89	89	3.101	115	89	89	128	146	182
2001	32	63	159	63	63	2.220	82	63	63	90	103	129
2002	43	86	216	86	86	3.025	112	86	86	125	142	178
2003	38	75	188	75	75	2.639	98	75	75	106	121	151
2004	33	65	164	65	65	2.290	85	65	65	99	112	138
2005	43	87	217	87	87	3.039	113	87	87	123	140	175
2006	37	74	184	74	74	2.580	96	74	74	105	120	149
2007	38	76	191	76	76	2.669	99	76	76	108	123	154
2008	34	68	171	68	68	2.397	89	68	68	98	112	140
2009	30	59	148	59	59	2.070	77	59	59	85	97	121
2010	24	49	121	49	49	1.699	63	49	49	70	80	99
2011	27	54	136	54	54	1.899	71	54	54	78	89	111
2012	12	24	59	24	24	826	31	24	24	37	42	51

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,008		
1991									0,008		
1992									0,009		
1993									0,008		
1994									0,006		
1995									0,005		
1996									0,005		
1997									0,006		
1998									0,007		
1999									0,009		
2000									0,009		
2001									0,006		
2002									0,009		
2003									0,008		
2004									0,007		
2005									0,009		
2006									0,007		
2007									0,008		
2008									0,007		
2009									0,006		
2010									0,005		
2011									0,005		
2012									0,002		

Tabla 1.6.4.- Emisiones (Continuación)

01.03.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	46.729	7.970	769	41	968	3.511	73				
1991	51.584	7.378	699	40	773	3.330	71				
1992	47.566	7.392	709	40	752	3.317	71				
1993	44.450	7.244	672	37	860	3.077	66				
1994	44.842	7.142	515	33	539	2.833	58				
1995	40.768	6.773	497	33	528	2.777	57				
1996	45.008	6.840	478	33	536	2.791	58				
1997	46.469	5.636	475	33	540	2.823	57				
1998	43.937	6.116	509	34	553	2.897	59				
1999	40.300	6.121	520	34	552	2.895	59				
2000	33.567	5.916	492	32	517	2.717	56				
2001	28.963	5.732	406	28	460	2.408	49				
2002	22.403	5.308	398	26	514	2.267	46				
2003	18.650	5.251	415	27	401	2.178	45				
2004	19.598	4.926	451	29	448	2.329	48				
2005	14.415	4.189	382	26	367	1.996	41				
2006	15.231	4.351	462	30	397	2.215	46				
2007	14.028	4.244	457	30	382	2.245	47				
2008	9.755	3.331	419	28	353	2.022	42				
2009	8.368	3.208	400	27	293	1.856	39				
2010	7.707	2.725	366	25	281	1.661	35				
2011	4.531	2.531	405	25	256	1.544	34				
2012	1.940	1.587	363	22	200	1.230	28				

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2.5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	358	717	1.792	717	717	25.075	931	717	717			
1991	377	754	1.885	754	754	26.379	980	754	754			
1992	372	744	1.859	744	744	26.013	966	744	744			
1993	322	644	1.610	644	644	22.538	837	644	644			
1994	349	698	1.746	698	699	24.438	907	698	698			
1995	340	679	1.698	679	679	23.761	882	679	679			
1996	350	700	1.751	700	701	24.508	910	700	700			
1997	352	704	1.760	704	704	24.625	914	704	704			
1998	352	704	1.759	704	704	24.619	914	704	704			
1999	346	691	1.728	691	691	24.181	898	691	691			
2000	325	650	1.626	650	651	22.761	845	650	650	918	1.044	1.295
2001	297	594	1.485	594	594	20.781	772	594	594	792	901	1.120
2002	270	539	1.348	539	539	18.861	700	539	539	699	795	988
2003	246	491	1.228	491	492	17.196	639	491	491	657	746	924
2004	260	521	1.301	521	521	18.220	677	521	521	715	811	1.003
2005	204	409	1.022	409	409	14.307	531	409	409	601	679	835
2006	209	417	1.042	417	417	14.589	542	417	417	639	720	882
2007	220	440	1.099	440	440	15.392	572	440	440	633	718	887
2008	193	385	963	385	386	13.477	501	385	385	563	638	788
2009	161	323	807	323	323	11.295	420	323	323	455	514	631
2010	136	271	678	271	272	9.493	353	271	271	379	428	526
2011	88	176	440	176	176	6.154	229	176	176	275	306	369
2012	39	77	193	77	78	2.705	100	77	77	146	160	188

Tabla 1.6.4.- Emisiones (Continuación)

01.03.02: Plantas ≥ 50 y < 300 MWt (Calderas)

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,072		
1991									0,075		
1992									0,074		
1993									0,064		
1994									0,070		
1995									0,069		
1996									0,070		
1997									0,070		
1998									0,070		
1999									0,069		
2000									0,065		
2001									0,059		
2002									0,054		
2003									0,049		
2004									0,052		
2005									0,041		
2006									0,042		
2007									0,044		
2008									0,038		
2009									0,032		
2010									0,027		
2011									0,018		
2012									0,008		

01.03.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO											
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)	
1990	6.727	914	110	6	88	472	10					
1991	6.249	857	97	5	80	432	9					
1992	5.600	874	104	5	83	450	10					
1993	7.004	1.015	118	6	96	520	11					
1994	5.173	663	98	5	74	435	10					
1995	5.090	838	81	4	61	395	8					
1996	4.009	840	71	4	59	347	7					
1997	2.799	719	70	4	55	338	7					
1998	2.564	707	71	4	55	340	7					
1999	2.879	932	81	4	68	392	8					
2000	2.331	766	82	4	59	378	8					
2001	1.772	602	78	4	57	353	8					
2002	1.605	546	71	4	49	318	7					
2003	1.630	543	63	4	39	319	7					
2004	1.705	489	73	4	39	333	7					
2005	1.637	391	63	4	30	293	6					
2006	1.094	393	53	3	49	236	5					
2007	1.413	362	49	3	44	246	5					
2008	1.142	447	59	3	33	255	6					
2009	984	408	52	3	161	225	5					
2010	421	248	30	2	22	138	3					
2011	392	262	24	1	21	124	3					
2012	342	197	28	2	21	129	3					

Tabla 1.6.4.- Emisiones (Continuación)

01.03.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	48	96	241	96	96	3.366	125	96	96			
1991	46	92	230	92	92	3.217	119	92	92			
1992	46	93	232	93	93	3.248	121	93	93			
1993	55	110	274	110	110	3.836	142	110	110			
1994	50	100	249	100	100	3.484	129	100	100			
1995	46	93	232	93	93	3.240	120	93	93			
1996	41	81	204	81	81	2.851	106	81	81			
1997	39	79	197	79	79	2.753	102	79	79			
1998	39	79	196	79	79	2.749	102	79	79			
1999	45	91	227	91	91	3.182	118	91	91			
2000	42	84	211	84	84	2.947	109	84	84	108	122	152
2001	40	79	198	79	79	2.766	103	79	79	95	108	134
2002	35	69	173	69	69	2.425	90	69	69	82	93	116
2003	37	74	184	74	74	2.574	96	74	74	80	91	113
2004	36	72	179	72	72	2.510	93	72	72	84	95	119
2005	31	62	154	62	62	2.159	80	62	62	70	79	98
2006	22	45	112	45	45	1.566	58	45	45	52	59	73
2007	27	54	136	54	54	1.907	71	54	54	54	62	77
2008	25	50	125	50	50	1.749	65	50	50	48	55	68
2009	22	44	109	44	44	1.529	57	44	44	51	58	72
2010	16	31	78	31	31	1.095	41	31	31	44	51	63
2011	16	31	78	31	31	1.088	40	31	31	44	51	63
2012	15	29	74	29	29	1.032	38	29	29	42	47	59

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,010		
1991									0,009		
1992									0,009		
1993									0,011		
1994									0,010		
1995									0,009		
1996									0,008		
1997									0,008		
1998									0,008		
1999									0,009		
2000									0,008		
2001									0,008		
2002									0,007		
2003									0,007		
2004									0,007		
2005									0,006		
2006									0,004		
2007									0,005		
2008									0,005		
2009									0,004		
2010									0,003		
2011									0,003		
2012									0,003		

Tabla 1.6.4.- Emisiones (Continuación)

01.03.04: Turbinas de gas

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990											
1991		622	5	4	160	26	6				
1992	342	652	18	14	165	296	21				
1993	2.082	1.793	27	24	333	496	30				
1994	5.122	5.565	63	68	210	1.863	77				
1995	3.618	5.574	66	70	191	1.881	78				
1996	4.070	6.436	78	82	221	2.185	91				
1997	2.323	4.560	90	84	186	2.119	91				
1998	1.723	4.755	95	89	185	2.113	89				
1999	2.917	4.574	91	87	180	2.034	85				
2000	2.984	4.406	90	82	154	1.927	82				
2001	4.558	5.769	111	110	236	2.347	96				
2002	3.882	5.422	114	115	251	2.390	93				
2003	2.413	4.855	120	119	265	2.332	89				
2004	1.645	6.650	122	116	244	2.218	85				
2005	1.064	5.305	121	116	252	2.198	82				
2006	942	6.053	113	108	231	2.162	83				
2007	1.062	6.214	118	110	235	2.040	76				
2008	754	6.218	131	126	279	2.205	77				
2009	553	6.136	133	128	285	2.229	77				
2010	418	6.724	149	140	303	2.352	74				
2011	191	7.394	187	161	395	2.775	77				
2012	424	8.623	229	194	473	3.308	89				

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990												
1991												
1992												
1993	10	20	50	20	20	696	26	20	20			
1994					0,03							
1995					0,07							
1996					0,09							
1997	0,34	0,66	1,67	0,66	1,18	23	0,86	0,66	0,66			
1998	0,02	0,02	0,07	0,02	0,74	1	0,04	0,02	0,02			
1999	0,10	0,20	0,49	0,20	1,12	7	0,26	0,20	0,20			
2000	0,04	0,07	0,18	0,07	0,81	2	0,10	0,07	0,07	118	118	118
2001					1,03					145	145	145
2002					1,21					122	122	122
2003					1,48					133	133	133
2004					1,74					122	122	122
2005					1,83					82	82	82
2006					1,42					90	90	90
2007					1,88					69	69	69
2008					2,23					80	80	80
2009					2,36					73	73	73
2010					2,89					86	86	86
2011					3,93					71	71	71
2012					4,86					91	91	91

Tabla 1.6.4.- Emisiones (Continuación)

01.03.04: Turbinas de gas

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990											
1991											
1992											
1993									0,0023		
1994									0,0034		
1995									0,0032		
1996									0,0037		
1997									0,0015		
1998									0,0014		
1999									0,0019		
2000									0,0009		
2001									0,0026		
2002									0,0028		
2003									0,0030		
2004									0,0015		
2005									0,0010		
2006									0,0012		
2007									0,0003		
2008									0,0010		
2009									0,0005		
2010									0,0003		
2011									0,0004		
2012									0,0003		

01.03.06: Hornos de proceso sin contacto en refinerías

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	76.235	14.095	368	155	2.165	6.673	155				
1991	83.324	13.490	369	155	1.973	6.424	155				
1992	84.705	13.830	381	160	2.023	6.646	160				
1993	84.060	13.826	377	158	3.546	6.561	159				
1994	76.251	13.343	399	179	1.724	6.907	168				
1995	71.480	13.201	408	185	1.751	7.144	172				
1996	71.876	13.845	410	184	1.758	7.177	172				
1997	71.977	12.960	437	197	1.889	7.644	183				
1998	68.214	12.944	417	190	1.810	7.298	175				
1999	65.247	12.917	424	191	1.835	7.415	178				
2000	64.019	13.041	445	202	1.913	7.746	188				
2001	58.535	12.803	442	200	1.910	7.700	185				
2002	53.191	12.542	433	194	2.092	7.547	181				
2003	47.829	12.761	439	197	3.150	7.657	184				
2004	45.911	12.804	471	212	3.131	8.238	198				
2005	43.159	13.004	473	212	3.212	8.347	199				
2006	43.745	13.091	466	211	1.995	8.071	196				
2007	42.604	12.492	475	214	2.023	8.099	200				
2008	33.820	11.632	455	205	1.871	7.755	191				
2009	30.708	11.135	425	191	1.969	7.171	179				
2010	26.063	10.718	426	187	1.960	7.132	180				
2011	19.630	11.030	435	187	1.864	7.368	185				
2012	13.484	11.050	462	197	1.998	7.600	197				

Tabla 1.6.4.- Emisiones (Continuación)

01.03.06: Hornos de proceso sin contacto en refinerías

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	479	955	2.399	955	955	33.495	1.246	955	955			
1991	498	992	2.495	992	992	34.847	1.297	992	992			
1992	550	1.098	2.755	1.097	1.097	38.484	1.431	1.097	1.097			
1993	565	1.128	2.831	1.127	1.127	39.546	1.470	1.127	1.127			
1994	568	1.133	2.837	1.133	1.133	39.629	1.472	1.133	1.133			
1995	583	1.162	2.910	1.162	1.162	40.645	1.509	1.162	1.162			
1996	608	1.214	3.039	1.213	1.213	42.459	1.577	1.213	1.213			
1997	653	1.303	3.261	1.302	1.302	45.565	1.692	1.302	1.302			
1998	638	1.273	3.187	1.273	1.273	44.537	1.654	1.273	1.273			
1999	639	1.275	3.191	1.274	1.274	44.589	1.656	1.274	1.274			
2000	670	1.337	3.346	1.336	1.336	46.755	1.736	1.336	1.336	2.003	2.250	2.744
2001	664	1.325	3.317	1.325	1.325	46.349	1.721	1.325	1.325	1.941	2.176	2.647
2002	659	1.315	3.291	1.314	1.314	45.988	1.708	1.314	1.314	1.773	1.988	2.418
2003	641	1.281	3.206	1.280	1.280	44.808	1.664	1.280	1.280	1.776	1.990	2.417
2004	598	1.193	2.987	1.192	1.192	41.733	1.550	1.192	1.192	1.747	1.949	2.353
2005	629	1.256	3.145	1.256	1.256	43.947	1.632	1.256	1.256	1.879	2.103	2.552
2006	636	1.269	3.178	1.269	1.269	44.416	1.650	1.269	1.269	1.849	2.070	2.514
2007	626	1.250	3.131	1.250	1.250	43.743	1.625	1.250	1.250	1.873	2.096	2.541
2008	602	1.201	3.008	1.201	1.201	42.035	1.561	1.201	1.201	1.620	1.813	2.199
2009	490	978	2.450	977	978	34.211	1.271	977	977	1.356	1.510	1.818
2010	418	833	2.089	833	833	29.152	1.083	833	833	1.243	1.378	1.648
2011	319	635	1.593	634	634	22.201	825	634	634	1.072	1.173	1.375
2012	248	492	1.237	492	492	17.209	639	492	492	1.017	1.091	1.239

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,096		
1991									0,100		
1992									0,110		
1993									0,113		
1994									0,113		
1995									0,116		
1996									0,121		
1997									0,130		
1998									0,127		
1999									0,127		
2000									0,134		
2001									0,133		
2002									0,132		
2003									0,128		
2004									0,119		
2005									0,126		
2006									0,127		
2007									0,125		
2008									0,120		
2009									0,098		
2010									0,083		
2011									0,063		
2012									0,049		

1.7.- PLANTAS DE TRANSFORMACIÓN DE COMBUSTIBLES SÓLIDOS

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	01.04 (01.04.01 a 01.04.07)
CMCC/CRF	1.A.1.c
CLRTAP-EMEP/NFR	1.A.1.c

En este subgrupo se consideran aquellas plantas cuya actividad consiste en la transformación de productos energéticos con cambio de estado físico, esencialmente de carbones en forma sólida a derivados gaseosos de los mismos.

De las clases de actividad SNAP incluidas en este subgrupo se consideran aquí las siguientes:

- La combustión inespecífica (01.04.03 y 01.04.05) que se ha concretado en la combustión en calderas y motores estacionarios, y que se ha incluido para garantizar el cierre del balance energético.
- La combustión en los hornos de coque (01.04.06)
- La gasificación de carbón (01.04.07) para la obtención de combustible gaseosos, que se realiza en la planta de ELCOGAS mediante el proceso IGCC (véase epígrafe 1.2 para una referencia de estas siglas).

1.7.1.- Variables de actividad

1.7.1.1.- Calderas < 50 MWt

Se ha recogido aquí los consumos de carbón coquizable, fuelóleo y gas manufacturado que de acuerdo con los cuestionarios internacionales sobre consumo de combustibles⁴ quedaban como remanentes de otras actividades del sector energético. La imputación a esta partida de estos consumos tiene como objetivo principal el cierre del balance energético, y se encuadran aquí por ser la categoría de la SNAP en que aquellos remanentes encajan de manera más verosímil. Se asume que el consumo se hace en calderas de menos de 50 MWt, y que corresponden a procesos de combustión inespecífica. Cabe mencionar que como tales partidas residuales, muestran un nivel muy fluctuante (inclusive de presencia-ausencia) a lo largo del periodo inventariado.

⁴ Estos cuestionarios son remitidos por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) a la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y a la Oficina Estadística de la Unión Europea (EUROSTAT) y que constituyen la fuente de referencia para la elaboración de los balances energéticos nacionales publicados por los citados organismos internacionales.

Tabla 1.7.1.- Calderas < 50 MWt. Consumo de combustibles

Año	Sector: Coquerías				Sector: Otros Sectores Energéticos	
	Carbón coquizable		Fuelóleo		Gas manufacturado	
	Toneladas	Miles de GJ	Toneladas	Miles de GJ	Toneladas	Miles de GJ
1990			13.530	554	510	10
1991	31.124	947	14.377	578	1.020	20
1992	56.162	1.710	16.058	645	556	11
1993	54.500	1.659	16.537	664	556	11
1994	39.000	1.187	18.296	735	417	8
1995			60.855	2.446	232	5
1996			34.944	1.404		
1997			14.417	579		
1998			14.179	570		
1999			19.197	771		
2000						
2001						
2002						
2003						
2004						
2005						
2006						
2007						
2008						
2009						
2010						
2011			10.499	422		
2012						

El desglose provincial de estos consumos se ha realizado utilizando como variable subrogada la producción de coque en coquerías ubicadas fuera de las plantas siderúrgicas integrales para el subsector "Coquerías"; mientras que para el consumo de gas manufacturado en otros sectores energéticos se ha utilizado como variable subrogada la población⁵.

1.7.1.2.- Motores estacionarios

Al igual que en las calderas, se ha imputado aquí el consumo de gas natural remanente de otras actividades del sector energético, los cuales se muestran en la tabla 1.7.2 siguiente.

⁵ Estimaciones de población a 1 de julio del año correspondiente elaboradas por el INE: para el año 1990 de la estimación de la serie intercensal 1981-1991; para los años 1991-2001 de la estimación de la serie intercensal 1991-2001; para los años 2002-2011 de las "Proyecciones de Población a 1 de julio, escenario 2" basadas en la serie intercensal 1991-2001; y para 2012 de las estimaciones de las "Cifras de población".

Tabla 1.7.2.- Motores estacionarios. Consumo de combustibles

COMBUSTIBLE		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Gas	Toneladas	92	89	101	127	413	612	756	1.116	1.409	2.243	1.852	1.585
natural	Miles de GJ	5	4	5	6	20	30	37	54	66	105	89	76

COMBUSTIBLE		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas	Toneladas	1.745	1.643	743	830	873	719	733	348	358	25.986	29.714
natural	Miles de GJ	85	79	36	41	42	35	35	17	17	1.254	1.435

El desglose provincial de estos consumos se ha realizado utilizando como variable subrogada la producción de coque en coquerías ubicadas fuera de las plantas siderúrgicas integrales.

1.7.1.3.- Hornos de coque

El coque es el residuo sólido obtenido de las hullas coquizables por destilación en cámaras cerradas a más de 1.000 °C. Sus utilidades principales son:

- Producción, por combustión, del calor necesario para las reacciones de reducción.
- Servir de soporte de las cargas en el horno alto.
- Producción del gas reductor (CO) que transforma los óxidos en arrabio.
- Dar permeabilidad a la carga del horno alto y facilitar el paso del gas.

El proceso se realiza en las baterías de coque. La mezcla de carbones con la granulometría adecuada (2-3 mm) se introduce en el horno mediante las tolvas de carga y se caldea por contacto con las paredes del horno, secando primero la carga y desprendiendo luego las materias volátiles que contiene el carbón.

La mayor parte de la producción de coque se realiza dentro de plantas siderúrgicas integrales. Dicho tipo de plantas ha sido considerado en el presente Inventario como focos puntuales. Sin embargo existen otras plantas de producción de coque no instaladas en la siderurgia integral. Es por ello que la información dentro de esta actividad ha sido tratada en parte a nivel puntual y en parte a nivel de área. En cuanto a la localización de las coquerías, las plantas siderúrgicas integrales se encuentran ubicadas en el Principado de Asturias y Vizcaya, provincias en las cuales se encuentran localizadas asimismo las restantes coquerías.

La información correspondiente a empresas siderúrgicas integrales se ha obtenido a través de cuestionarios enviados a las correspondientes plantas. Para las coquerías emplazadas en otros sectores se ha dispuesto de información individualizada vía cuestionario a partir del año 2008, mientras que para el periodo 1990-2007 la información ha sido deducida de las publicaciones "Energy Balance Sheets" que edita Eurostat y "Energy Statistics of OECD Countries" de la Agencia Internacional de la Energía, complementada para los años 2000 y 2003-2007 con la Estadística de Fabricación de Pasta

Coquizable, de Coquerías y de Gas de Horno Alto (véase referencias bibliográficas)⁶, descontando de las cifras totales del sector del hierro y el acero la parte correspondiente a siderurgia integral que se trata, como se ha dicho anteriormente, a nivel de foco puntual. Las cifras de producción de coque se muestran en la siguiente tabla 1.7.3.

Tabla 1.7.3.- Producción de coque (Cifras en toneladas)

AÑO	Total
1990	3.211.000
1991	3.180.000
1992	2.952.000
1993	3.055.000
1994	2.993.000
1995	2.438.000
1996	2.413.000
1997	2.646.000
1998	2.631.000
1999	2.331.000
2000	2.781.786
2001	2.648.000
2002	2.627.000
2003	2.711.292
2004	2.839.141
2005	2.741.695
2006	2.840.124
2007	2.742.194
2008	2.656.853
2009	1.721.127
2010	2.049.978
2011	2.113.829
2012	1.802.846

En cuanto a los consumos de combustibles en esta actividad, se dispone de la información suministrada por las plantas siderúrgicas integrales en las cuales se utiliza gas de coquería y de horno alto, así como de la información facilitada por las coquerías empladas en otros sectores a partir del año 2008, en las que se utiliza gas de coquería. Sin embargo no se dispone de una información precisa para lo consumido en estas últimas plantas de producción de coque para el periodo 1990-2007, ya que si bien existen estadísticas a nivel nacional (Eurostat, Agencia Internacional de la Energía), los consumos que quedan una vez descontado lo imputado para siderurgia integral varían ampliamente de un año a otro, obteniéndose unos consumos específicos muy dispares. Por ello, se ha optado por estimar el consumo de combustibles en las plantas no instaladas en siderurgia integral realizando el supuesto de que se utiliza únicamente gas de coquería, y aplicando un requerimiento energético medio obtenido de las plantas de ArcelorMittal a lo largo del periodo 1990-2003 (3,8 GJ/t de coque).

En la tabla 1.7.4 se presentan los consumos de combustibles estimados, así como las características medias de estos combustibles.

⁶ Las cifras de producción de coque que presentan las estadísticas internacionales para los años 2000 y 2003 parecen estar infravaloradas. Por esta circunstancia, a partir de 2003 se ha tomado como fuente de información la Estadística de Fabricación de Pasta Coquizable.

Tabla 1.7.4.- Hornos de coque. Consumo de combustibles

COMBUSTIBLE	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Toneladas												
G.L.P.												
Gas de coquería	189.550	185.890	175.022	175.468	188.956	171.265	189.778	186.774	186.973	164.297	204.207	196.526
Gas de horno alto	1.799.428	1.756.682	1.602.287	1.709.813	1.575.683	1.316.490	961.462	1.174.831	1.011.715	914.294	842.745	830.215
Miles de Gigajulios												
G.L.P.												
Gas de coquería	7.534	7.377	6.995	7.037	7.585	6.611	7.145	7.370	7.671	6.725	8.398	8.126
Gas de horno alto	4.116	3.955	3.524	3.827	3.472	2.856	2.099	2.671	2.297	2.194	2.023	1.993

COMBUSTIBLE	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Toneladas											
G.L.P.				193							
Gas de coquería	203.844	206.202	228.275	218.884	222.663	208.874	199.094	143.765	186.100	183.111	176.273
Gas de horno alto	713.295	823.061	798.385	793.049	725.762	846.827	823.289	784.802	675.813	623.860	581.990
Miles de Gigajulios											
G.L.P.				9							
Gas de coquería	8.553	8.672	9.139	8.694	9.284	8.624	8.284	5.949	7.449	7.266	7.120
Gas de horno alto	1.712	1.967	1.932	1.927	1.735	2.015	1.959	1.797	1.527	1.410	1.391

Características de los combustibles

COMBUSTIBLE	% AZUFRE	% CARBONO	PCI	
			kcal/kg	GJ/t
G.L.P.	0	81,8	11.140	46,63
GAS DE COQUERÍA	0,2 – 0,7	36,1 – 52,6	7.660 – 10.835	32,06 – 45,35
GAS DE HORNO ALTO	0	15,7 – 17,8	475 – 581	1,99 – 2,43

Fuente: Información obtenida de las plantas siderúrgicas integrales, y de las plantas emplazadas en otros sectores para el periodo 2008-2012. Para las plantas emplazadas en otros sectores, se ha tomado para el gas de coquería consumido en el periodo 1990-2007 un PCI por defecto de 4.200 kcal/Nm³, con una densidad de 0,47 kg/Nm³.

1.7.1.4.- Gasificación de carbón

La actividad de gasificación de carbón se realiza en España desde el año 1997. La materia de entrada a la gasificación está constituida por un combinado de carbón nacional y coque de petróleo. El gas se produce al reaccionar el carbón con el oxígeno en una cámara a altas temperaturas (hasta 1.600 °C), siendo dicho gas sometido a un tratamiento de depuración de gases y partículas contaminantes antes de su envío a las turbinas de gas donde se utiliza para generación de energía eléctrica y calor en ciclo combinado. Debido a la confidencialidad de los datos se han omitido las cifras de consumo de las entradas al proceso en esta actividad.

No obstante, al tratarse de una instalación de ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC) cuya finalidad es la generación de electricidad, las emisiones de esta instalación por la quema del gas sintético obtenido se han incluido dentro de la actividad SNAP 01.01.04 (turbinas de gas), de acuerdo con lo indicado en las Guías 2006 de IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero (Volumen 2, Energía. Apartado 2.3.3.3).

1.7.2.- Factores de emisión

1.7.2.1.- Calderas < 50 MWt

Los factores de emisión para esta actividad son de tipo genérico. En la tabla 1.7.6 se presentan los factores de emisión utilizados en la estimación de las emisiones.

Tabla 1.7.6.- Calderas < 50 MWt. Factores de emisión

COMBUSTIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Carbón coquizable	992/C	155/C	27/C	3/C	73/C	94/C	0,8/C				
Fuelóleo	1.323/C 498/C	165/C	10/C	2,9/C	10/C	76/C	1,5/C				
Gas manufacturado	0/B	62/C	5/C	1,4/C	10/C	52/C	2,5/C				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112, Tablas 5-10, y Capítulo 111, Tabla 30.

API Compendium para el N₂O del fuelóleo ("Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters")

CITEPA para el N₂O del gas manufacturado, asimilando el factor de emisión al de otros combustibles gaseosos.

Fuelóleo: SO₂: Años 1990-2002: 1.323 g/GJ; 2003 y siguientes: 498 g/GJ

COMBUSTIBLE	METALES PESADOS (1)									PARTÍCULAS		
	As (mg/GJ)	Cd (mg/GJ)	Cr (mg/GJ)	Cu (mg/GJ)	Hg (mg/GJ)	Ni (mg/GJ)	Pb (mg/GJ)	Se (mg/GJ)	Zn (mg/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Carbón coquizable	3,2/D	0,1/D	2,3/D	3,1/D	1,7/D	4,4/D	6/D	0,5/D	10,5/D	0,5/D	5/D	15/D
Fuelóleo	500/D	500/D	1.000/D	500/D	170/D	25.000/D	1.000/D	500/D	100/D	10/D	20/D	40/D
Gas manufacturado										0,2/D	0,2/D	0,2/D

(1) Factores expresados en mg/GJ, salvo para el fuelóleo que están expresados en mg/t de combustible.

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112. Tabla 12.

Partículas: CEPMEIP, asimilando los factores del gas manufacturado a los del gas natural del sector de "Autoproducción de electricidad y cogeneración", y los del fuelóleo a ese mismo sector, dado que no existen factores específicos para este sector ni estos combustibles, asumiendo un nivel de emisión medio-alto.

Tabla 1.7.6.- Calderas < 50 MWt. Factores de emisión (Continuación)

COMBUSTIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCb (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/t)	PCB (mg/GJ)
Carbón coquizable									1.000/D	1.442/D	0,17/C
Fuelóleo									100/D		
Gas manufacturado											

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1;

HAP: Libro Guía EMEP/CORINAIR (1999). Parte B. Capítulo PAH.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.4. Tabla 3-27

Dioxinas y HAP: Factores expresados en masa de contaminante por tonelada de combustible.

1.7.2.2.- Motores estacionarios

Los factores de emisión para esta actividad se presentan en la tabla 1.7.7 siguiente.

Tabla 1.7.7.- Motores estacionarios. Factores de emisión

COMBUSTIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Gas natural		312/C	87/C	316/C	452/C	55-56/A	1,3/C				

Fuente: Factores de emisión facilitados por los principales proveedores de motores estacionarios para el NO_x, COVNM, CH₄ y CO.

API Compendium para el N₂O ("4-Stroke Lean Burn Engine").

Gas natural: Años 1990 y 1991: 55 kg CO₂/GJ; año 1992 y siguientes: 56 kg CO₂/GJ.

COMBUSTIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/GJ)	Cd (mg/GJ)	Cr (mg/GJ)	Cu (mg/GJ)	Hg (mg/GJ)	Ni (mg/GJ)	Pb (mg/GJ)	Se (mg/GJ)	Zn (mg/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Gas natural					0,1					0,2/D	0,2/D	0,2/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31.

Partículas: CEPMEIP, asumiendo un nivel de emisión medio-alto.

1.7.2.3.- Hornos de coque

Para los factores de emisión, dada la gran diferenciación de disponibilidad de información existente relativa al carácter medido vs calculado y a la fuente de información de los datos de base (cuestionarios específicos a los centros vs estadísticas generales), se ha hecho un tratamiento diferenciado de los factores según el ámbito de aplicación, distinguiendo los cuatro casos siguientes:

- 1) Para las coquerías ubicadas en las dos plantas siderúrgicas integrales de ArcelorMittal se ha dispuesto de emisiones medidas para el año 2003 de todos los contaminantes con la excepción del N₂O y de las partículas PM_{2,5}. Asimismo, en la planta de Avilés, se ha dispuesto de emisiones medidas de SO₂ para los años 1990 y 1993-2002. Adicionalmente, las emisiones de CO₂ han sido estimadas mediante balance de masas a partir del contenido de carbono de los combustibles consumidos cada año. Para los contaminantes de los que no se disponía de medidas se ha utilizado la siguiente metodología de cálculo:

- Para el SO₂, por balance de masas a partir del contenido de azufre de los combustibles.

- Para el NH_3 , PM_{10} , PST, los metales pesados y los HAP, aplicando los factores de emisión implícitos obtenidos en cada planta en el año 2003.
 - Para las partículas $\text{PM}_{2,5}$, aplicando a los factores de emisión implícitos de PM_{10} el ratio derivado de la información sobre factores de emisión por defecto propuestos por CITEPA, pág. 114 (véase referencias bibliográficas), de relación entre emisiones de $\text{PM}_{2,5}$ con respecto a PM_{10} .
 - Para el NO_x , COVNM, CH_4 , CO y el N_2O mediante la aplicación de factores de emisión por defecto.
- 2) Para los hornos de coque ubicados en la desaparecida planta de Altos Hornos de Vizcaya se han estimado las emisiones mediante la aplicación de factores de emisión por defecto, con la excepción del CO_2 cuyas emisiones se han estimado por balance de masas a partir de las características específicas (contenido de carbono) de los combustibles utilizados. Cabe mencionar que para el SO_2 al no disponer del contenido de azufre de los combustibles se ha utilizado un factor de emisión por defecto en función de las toneladas de coque producidas. Adicionalmente, para los HAP se ha aplicado el factor de emisión que se obtiene en el año 2003 en la planta de ArcelorMittal de Gijón, ante la ausencia de factor de emisión por defecto, y debido a la similitud de la mezcla de combustibles utilizados en los hornos de coque de ambos centros.
- 3) Para las coquerías no emplazadas en plantas siderúrgicas integrales, se han asimilado los factores de emisión implícitos obtenidos en la planta de ArcelorMittal en Avilés en el año 2003, dada la similitud de los consumos de combustibles (gas de coquería) utilizados, y con las excepciones del SO_2 y del CO_2 , cuyas emisiones se han estimado por balance de masas a partir de las características (contenidos de azufre y de carbono) del gas de coquería imputado a estos centros (en el caso del CO_2 se ha dispuesto a partir de 2008 del contenido de carbono específico del gas de coquería utilizado en cada planta), y del NH_3 para el que no se han estimado emisiones (no existe en la bibliografía factor de emisión por defecto para este contaminante).

En la tabla 1.7.8 se presentan los factores de emisión por defecto, que se aplican en los casos ya citados anteriormente. En aquellos casos en los que el factor de emisión está expresado en términos de masa de contaminante por tonelada de coque producido, se ha realizado la conversión de los factores para expresarlos en función de los gigajulios de combustibles consumidos en cada centro. Asimismo, en la tabla 1.7.9 se presentan los factores de emisión implícitos anuales de los contaminantes en términos de las toneladas de coque producido.

Tabla 1.7.8.- Hornos de coque. Factores de emisión

CONTAMINANTE	FACTOR DE EMISIÓN
SO ₂	Gas de coquería: 100 – 355 g/GJ Gas de horno alto: 0 g/GJ GLP: 0 g/GJ 3.300 g/t de coque producido
NO _x	1.000 g/t
COVNM	495 g/t
CH ₄	Gas de coquería: 1 g/GJ Gas de horno alto: 1 g/GJ GLP: 1 g/GJ
CO	600 g/t
CO ₂	Gas de coquería: 41,08 – 45,01 kg/GJ Gas de horno alto: 242,9 – 293,5 kg/GJ GLP: 63,7 kg/GJ
N ₂ O	Gas de coquería: 0,1 g/GJ Gas de horno alto: 0,1 g/GJ GLP: 0,1 g/GJ
As	0,01 g/t
Cd	0,01 g/t
Cr	0,15 g/t
Cu	0,1 g/t
Hg	0,01 g/t
Ni	0,1 g/t
Pb	0,25 g/t
Zn	0,4 g/t
PM _{2,5}	48,3 g/t
PM ₁₀	60,8 g/t
PST	112 g/t
HAP	3,8 – 32 mg/t de coque producido

Fuente: NO_x y CO: Libro Guía EMEP/CORINAIR (1996)

COVNM: Manual CORINAIR (Anexo de la Parte 7, epígrafe 13)

CH₄ y N₂O: Guías 2006 de IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. Volumen 2, Energía. Tabla 2.2.

Metales pesados: Actualizaciones y borrador del Libro Guía EMEP/CORINAIR. Draft Noviembre 2002.

Partículas: CITEPA, página 114.

HAP: Factores implícitos obtenidos de las plantas de ArcelorMittal en 2003

Para el SO₂ y el CO₂, los rangos de variación de los factores de emisión se corresponden con las características de los combustibles consumidos. En el caso del SO₂ se indica además un factor de emisión por tonelada de coque producido tomado del Libro Guía EMEP/CORINAIR (1996)

Tabla 1.7.9.- Hornos de coque. Factores de emisión implícitos (por tonelada de coque)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/t)	NO _x (g/t)	COVNM (g/t)	CH ₄ (g/t)	CO (g/t)	CO ₂ (kg/t)	N ₂ O (g/t)	NH ₃ (g/t)	SF ₆ (mg/t)	HFC (mg/t)	PFC (mg/t)
1990	1.944,1	1.167,6	463,1	3,6	1.069,5	431,7	0,4	25,2			
1991	1.160,2	1.122,5	471,7	3,6	943,2	422,1	0,4	25,1			
1992	1.109,9	1.060,8	483,4	3,6	770,3	421,6	0,4	25,9			
1993	2.012,9	1.091,0	477,7	3,6	855,0	432,3	0,4	25,2			
1994	1.827,5	1.173,6	462,0	3,7	1.086,4	428,2	0,4	27,4			
1995	1.591,3	1.205,6	455,9	3,9	1.176,1	438,5	0,4	33,9			
1996	1.631,8	1.198,4	457,2	3,8	1.156,0	363,1	0,4	37,9			
1997	800,3	1.192,4	458,4	3,8	1.139,2	389,8	0,4	36,1			
1998	593,9	1.175,8	461,6	3,8	1.092,6	360,3	0,4	35,3			
1999	480,6	1.140,0	468,4	3,8	992,3	371,9	0,4	36,1			
2000	678,6	1.168,1	463,0	3,7	1.071,1	322,5	0,4	35,7			
2001	780,8	1.145,5	467,3	3,8	1.007,8	332,3	0,4	35,5			
2002	804,5	1.141,1	468,2	3,9	995,5	311,7	0,4	35,6			
2003	463,6	1.134,6	469,4	3,9	977,2	325,7	0,4	36,5			
2004	541,1	1.190,2	458,8	3,9	1.133,0	318,7	0,4	36,5			
2005	620,0	1.265,9	444,4	3,9	1.345,0	323,0	0,4	33,5			
2006	713,0	1.219,1	453,3	3,9	1.213,9	301,1	0,4	34,2			
2007	639,0	1.171,4	462,4	3,9	1.080,3	329,6	0,4	35,0			
2008	764,7	1.194,6	449,2	3,9	1.173,6	330,6	0,4	34,9			
2009	857,5	1.195,1	447,6	4,5	1.179,7	430,2	0,5	39,4			
2010	829,6	1.283,0	452,6	4,4	1.356,1	353,5	0,4	39,1			
2011	885,1	1.343,6	451,8	4,1	1.491,5	330,8	0,4	35,8			
2012	972,9	1.280,5	442,4	4,7	1.383,6	384,1	0,5	43,6			

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/t)	Cd (mg/t)	Cr (mg/t)	Cu (mg/t)	Hg (mg/t)	Ni (mg/t)	Pb (mg/t)	Se (mg/t)	Zn (mg/t)	PM _{2,5} (g/t)	PM ₁₀ (g/t)	PST (g/t)
1990	2,7	2,3	46,3	26,8	4,1	28,1	67,2		116,0			
1991	3,0	2,6	50,6	29,9	4,3	31,1	74,8		127,7			
1992	3,1	2,7	51,5	30,6	4,3	31,8	76,7		130,5			
1993	3,1	2,7	51,3	30,5	4,3	31,7	76,3		130,0			
1994	2,2	1,7	38,8	21,5	3,6	22,9	53,8		95,3			
1995	0,6	0,0	15,9	5,3	2,3	7,0	13,4		32,5			
1996	0,6	0,0	16,7	5,6	2,5	7,4	14,1		34,3			
1997	0,6	0,0	16,3	5,4	2,4	7,2	13,7		33,3			
1998	0,6	0,0	16,0	5,3	2,4	7,0	13,4		32,7			
1999	0,6	0,0	15,9	5,3	2,4	7,0	13,4		32,6			
2000	0,6	0,0	16,0	5,3	2,4	7,0	13,5		32,8	52,1	65,6	80,2
2001	0,6	0,0	15,8	5,2	2,3	6,9	13,3		32,4	38,6	48,6	59,4
2002	0,6	0,0	15,8	5,2	2,3	6,9	13,3		32,4	55,2	69,4	84,9
2003	0,6	0,0	16,0	5,3	2,4	7,0	13,4		32,7	29,3	36,9	45,1
2004	0,7	0,0	16,3	5,4	2,4	7,1	13,6		33,3	29,9	37,7	46,2
2005	0,6	0,0	16,0	5,3	2,3	7,0	13,4		32,8	29,4	37,1	45,4
2006	0,6	0,0	15,8	5,3	2,3	6,9	13,2		32,3	29,0	36,6	44,8
2007	0,6	0,0	15,6	5,2	2,3	6,8	13,0		31,8	28,5	36,0	44,1
2008	0,6	0,0	15,9	5,3	2,3	7,0	13,3		32,4	29,1	36,7	44,9
2009	0,7	0,0	17,8	5,9	2,6	7,8	14,9		36,4	32,7	41,2	50,5
2010	0,7	0,0	17,6	5,9	2,6	7,7	14,7		36,0	32,3	40,8	50,0
2011	0,7	0,0	16,9	5,6	2,5	7,4	14,1		34,4	30,9	39,0	47,7
2012	0,8	0,0	19,2	6,4	2,8	8,4	16,0		39,3	35,3	44,5	54,4

Tabla 1.7.9.- Hornos de coque. Factores de emisión implícitos (por tonelada de coque)
(Continuación)

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/t)	PCP (mg/t)	HCB (mg/t)	TCM (mg/t)	TRI (mg/t)	PER (mg/t)	TCB (mg/t)	TCE (mg/t)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/t)	PCB (mg/t)
1990											16,3
1991											15,5
1992											14,7
1993											14,9
1994											17,4
1995											20,9
1996											23,9
1997											22,3
1998											21,2
1999											20,9
2000											21,3
2001											20,6
2002											20,6
2003											21,1
2004											21,8
2005											21,7
2006											21,2
2007											20,7
2008											21,4
2009											23,4
2010											25,4
2011											24,6
2012											28,4

1.7.3.- Emisiones

En la tabla 1.7.10 se muestran las emisiones estimadas de acuerdo con los factores y las variables de actividad más arriba reseñadas.

Tabla 1.7.10.- Emisiones (Continuación)

01.04.03: Calderas < 50 MWt

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,001		
1991									0,033	45	0,2
1992									0,058	81	0,3
1993									0,056	79	0,3
1994									0,041	56	0,2
1995									0,006		
1996									0,003		
1997									0,001		
1998									0,001		
1999									0,002		
2000											
2001											
2002											
2003											
2004											
2005											
2006											
2007											
2008											
2009											
2010											
2011									0,001		
2012											

Nota.- En la estimación de las emisiones de esta actividad se ha identificado tras la generación del Inventario un error en los factores de emisión de PCB del carbón coquizable en la base de datos. En la tabla se muestran las cifras correctas de emisiones. Este error será corregido en la siguiente edición del Inventario.

01.04.05: Motores estacionarios

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990		1	0,4	1	2	0,3	0,01				
1991		1	0,4	1	2	0,2	0,01				
1992		2	0,4	2	2	0,3	0,01				
1993		2	1	2	3	0,3	0,01				
1994		6	2	6	9	1,1	0,03				
1995		9	3	9	14	1,7	0,04				
1996		11	3	12	17	2,1	0,05				
1997		17	5	17	24	3,0	0,07				
1998		21	6	21	30	3,7	0,09				
1999		33	9	33	48	5,9	0,14				
2000		28	8	28	40	5,0	0,12				
2001		24	7	24	35	4,3	0,10				
2002		27	7	27	38	4,8	0,11				
2003		25	7	25	36	4,4	0,10				
2004		11	3	11	16	2,0	0,05				
2005		13	4	13	18	2,3	0,05				
2006		13	4	13	19	2,4	0,06				
2007		11	3	11	16	2,0	0,05				
2008		11	3	11	16	2,0	0,05				
2009		5	1	5	8	0,9	0,02				
2010		5	2	5	8	1,0	0,02				
2011		391	109	396	567	70	1,63				
2012		448	125	453	648	80	1,86				

Tabla 1.7.10.- Emisiones (Continuación)

01.04.05: Motores estacionarios

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990					0,0005							
1991					0,0004							
1992					0,0005							
1993					0,0006							
1994					0,0020							
1995					0,0030							
1996					0,0037							
1997					0,0054							
1998					0,0066							
1999					0,0105							
2000					0,0089					0,018	0,018	0,018
2001					0,0076					0,015	0,015	0,015
2002					0,0085					0,017	0,017	0,017
2003					0,0079					0,016	0,016	0,016
2004					0,0036					0,007	0,007	0,007
2005					0,0041					0,008	0,008	0,008
2006					0,0043					0,008	0,008	0,008
2007					0,0035					0,007	0,007	0,007
2008					0,0035					0,007	0,007	0,007
2009					0,0017					0,003	0,003	0,003
2010					0,0017					0,003	0,003	0,003
2011					0,13					0,25	0,25	0,25
2012					0,14					0,29	0,29	0,29

01.04.06: Hornos de coque

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	6.243	3.749	1.487	12	3.434	1.386	1	81			
1991	3.689	3.569	1.500	11	2.999	1.342	1	80			
1992	3.277	3.131	1.427	11	2.274	1.245	1	76			
1993	6.149	3.333	1.459	11	2.612	1.321	1	77			
1994	5.470	3.512	1.383	11	3.251	1.282	1	82			
1995	3.879	2.939	1.111	9	2.867	1.069	1	83			
1996	3.937	2.892	1.103	9	2.789	876	1	91			
1997	2.118	3.155	1.213	10	3.014	1.032	1	95			
1998	1.563	3.094	1.214	10	2.875	948	1	93			
1999	1.120	2.657	1.092	9	2.313	867	1	84			
2000	1.888	3.249	1.288	10	2.980	897	1	99			
2001	2.068	3.033	1.237	10	2.669	880	1	94			
2002	2.113	2.998	1.230	10	2.615	819	1	94			
2003	1.257	3.076	1.273	11	2.650	883	1	99			
2004	1.536	3.379	1.303	11	3.217	905	1	104			
2005	1.700	3.471	1.218	11	3.688	885	1	92			
2006	2.025	3.462	1.287	11	3.448	855	1	97			
2007	1.752	3.212	1.268	11	2.962	904	1	96			
2008	2.032	3.174	1.193	10	3.118	878	1	93			
2009	1.476	2.057	770	8	2.030	740	1	68			
2010	1.701	2.630	928	9	2.780	725	1	80			
2011	1.871	2.840	955	9	3.153	699	1	76			
2012	1.754	2.309	798	9	2.494	692	1	79			

1.8.- MINERÍA DEL CARBÓN; EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS; COMPRESORES

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	01.05.01 a 01.05.05
CMCC/CRF	1.A.1.c
CLRTAP-EMEP/NFR	1.A.1.c

CORRESPONDENCIA ENTRE NOMENCLATURAS	
NOMENCLATURA	CÓDIGO
CORINAIR/SNAP 97	01.05.06
CMCC/CRF	1.A.3.e
CLRTAP-EMEP/NFR	1.A.3.e.i

En este subgrupo se recogen las emisiones originadas en los procesos de combustión relacionados con las actividades de extracción, primer tratamiento, transporte y distribución de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos. Las unidades de combustión pueden incluir calderas, diferenciadas según rango de potencia, pero especialmente motores de maquinaria auxiliar y compresores de la red de transporte por tubería. No se consideran sin embargo las emisiones fugitivas de estas actividades y procesos que no estén relacionadas con la combustión, ya que dentro de la nomenclatura SNAP el grupo 05 se dedica específicamente a estas emisiones fugitivas.

En cuanto a la extracción de combustibles primarios se consideran tanto las extracciones en tierra como en mar. Para el caso de los combustibles sólidos (carbones) se consideran tanto las minas a cielo abierto como las subterráneas. Para el caso de los combustibles gaseosos (gas natural) se consideran los procesos de combustión que puedan tener lugar en las plantas de tratamiento primario. Tanto para los combustibles líquidos como para los combustibles gaseosos transportados por tubería se incluyen las emisiones de los equipos, motores/compresores, que dan servicio a la red de transporte y distribución.

1.8.1.- Variables de actividad

El tipo de combustible utilizado suele ser dependiente del tipo de materia prima energética extraída. Así en el caso de la minería del carbón puede utilizarse éste como materia energética para las calderas así como derivados del petróleo para alimentar los motores estacionarios. En el caso de los campos de producción de crudo de petróleo y/o gas natural, se utilizan también los productos derivados del petróleo y del gas natural, éste último especialmente en los yacimientos productores de este tipo de gas.

En la tabla 1.8.1 se muestran los datos de las variables de actividad (consumo de combustibles) por tipo de instalación y subsector. Las fuentes principales de los datos han sido los cuestionarios internacionales sobre consumo de combustibles remitidos por la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) a la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y a la Oficina Estadística

de la Unión Europea (EUROSTAT)⁷, la publicación “Los Transportes y los Servicios Postales” que edita el Ministerio de Fomento, y las explotaciones estadísticas facilitadas por el Instituto de Diversificación y Ahorro Energético (IDAE) realizada para los años 2000 y 2002-2012 sobre consumos de combustibles imputables a electricidad en cogeneración. Asimismo, a partir del año 2005 se ha dispuesto de información directa sobre consumos de combustibles por tipo de instalación de las estaciones de compresión de gas natural, de las plantas de regasificación de gas natural y de las plantas de almacenamiento subterráneo de gas natural⁸.

Dado el interés para el Inventario de disponer de información sectorializada del total de consumo de combustibles, y debido a que los cuestionarios internacionales de combustibles separan la parte de consumo de combustibles imputable a producción de electricidad en cogeneración y autoproducción pura y a generación de calor destinado a la venta de la parte del consumo imputable a las restantes operaciones de producción de calor para consumo interno en los propios centros de actividad, no figurando el consumo de combustibles imputable a producción de electricidad o calor para la venta desglosado por sectores económicos, se ha abordado la distribución por sectores de estos consumos. A tal fin se solicitó al IDAE, tal y como se ha mencionado anteriormente, información relativa al consumo energético para cogeneración (diferenciando la parte imputable a generación de electricidad y calor para la venta) por tipo de combustible y sector consumidor. Esta información ha sido extendida por el Equipo de Trabajo de los Inventarios a los restantes años, subrogando la contribución sectorial derivada de la información disponible del año 2000 a los años del periodo 1990-1999 e interpolando para 2001 la información sobre consumo imputable a generación eléctrica en cogeneración de 2000 y 2002, distribuyendo por sector económico los totales no desglosados de consumo de combustibles que en los balances de combustibles citados estaban imputados a generación de electricidad y calor para la venta. Una vez realizado este desglose, se obtuvo el total del consumo sectorializado.

Por último, la fuente “Los Transportes y los Servicios Postales”⁹ se ha tomado como referencia de los datos del consumo de combustibles (gasóleo y GLP) de los compresores para el transporte por tubería (sin especificidad del sector), dado que una información similar no existe en las otras fuentes citadas. Esta fuente ha sido complementada, a partir del año 2005, con información facilitada vía cuestionario individualizado por las estaciones de compresión de la red de transporte de gas natural (turbinas de gas y motores estacionarios), quedando sin embargo por solventar el enlace retrospectivo de la serie desde 1990 hasta 2005.

⁷ Estos cuestionarios constituyen la fuente de referencia para la elaboración de los balances energéticos nacionales publicados por los citados organismos internacionales.

⁸ Para una de las plantas de almacenamiento subterráneo de gas natural se ha dispuesto de información directa de la planta desde el año 1999.

⁹ Hasta el año 1998 esta publicación se denominaba “Los Transportes y las Comunicaciones”.

Tabla 1.8.1.- Consumo de combustibles**01.05.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
<i>SECTOR: MINAS DE CARBÓN</i>													
Hulla	Toneladas	200.000	200.000	26.000	32.000	49.000	25.000	31.000	14.000	7.000	10.000	40.000	35.000
	Miles de GJ	4.102	4.102	533	656	1.005	513	636	287	144	205	820	718
Lignito negro	Toneladas	1.000		33.000	3.000								
	Miles de GJ	13		442	40								
Madera	Toneladas												
	Miles de GJ												
Fuelóleo	Toneladas	1.455	1.384	720	639	781	2.162	1.584	1.803	1.878	3.110	2.043	1.252
	Miles de GJ	58	56	29	26	31	87	64	72	75	125	82	50
<i>SECTOR: OTROS SECTORES ENERGÉTICOS</i>													
Madera	Toneladas												
	Miles de GJ												
Gas natural	Toneladas											66	
	Miles de GJ											3	
Biogás	Toneladas												
	Miles de GJ												
<i>SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN, PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL</i>													
Gas natural	Toneladas										17.757	11.087	7.685
	Miles de GJ										741	463	321

Tabla 1.8.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.05.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)**

COMBUSTIBLE		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>SECTOR: MINAS DE CARBÓN</i>												
Hulla	Toneladas	2.000										
	Miles de GJ	41										
Lignito negro	Toneladas											
	Miles de GJ											
Madera	Toneladas							115.242	133.985	338.127	361.054	456.155
	Miles de GJ							1.664	1.935	4.883	5.214	6.587
Fuelóleo	Toneladas	1.193	1.385	650	1.414	972	1.162	579	760			
	Miles de GJ	48	56	26	57	39	47	23	31			
<i>SECTOR: OTROS SECTORES ENERGÉTICOS</i>												
Madera	Toneladas										358.101	331.813
	Miles de GJ										5.171	4.791
Gas natural	Toneladas					684.966	640.047	633.236	456.843	511.563	188.331	170.414
	Miles de GJ					33.330	31.029	30.389	22.198	24.847	9.085	8.228
Biogás	Toneladas								16.484	44.711	45.845	53.029
	Miles de GJ								413	1.121	1.150	1.330
<i>SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN, PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL</i>												
Gas natural	Toneladas	16.395	13.573	13.341	32.585	18.226	14.546	17.605	9.297	14.955	21.092	13.922
	Miles de GJ	684	566	557	1.428	890	710	862	456	734	1.036	685

Tabla 1.8.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.05.04: Turbinas de gas**

COMBUSTIBLE		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Gas	Toneladas											23	
natural	Miles de GJ											1	

COMBUSTIBLE		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Gas	Toneladas				1.056	452.787	427.528	426.176	306.681	343.264	130.937	119.101
natural	Miles de GJ				52	22.033	20.727	20.452	14.902	16.672	6.316	5.750

Tabla 1.8.1.- Consumo de combustibles (Continuación)**01.05.05: Motores estacionarios**

COMBUSTIBLE		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
<i>SECTOR: MINAS DE CARBÓN</i>												
Gasóleo	Toneladas					222	147	39	221	427		
	Miles de GJ					9	6	2	9	18		
Gas natural	Toneladas	1.096	894	1.016	654	577	509	1.279	8.177	11.402	31.636	44.116
	Miles de GJ	53	43	49	32	28	25	61	397	554	1.526	2.130
<i>SECTOR: EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO Y GAS</i>												
Gasóleo	Toneladas											
	Miles de GJ											
Gas natural	Toneladas										411	4.110
	Miles de GJ										20	198
<i>SECTOR: OTROS SECTORES ENERGÉTICOS</i>												
Gas natural	Toneladas					232.889	217.616	215.300	155.326	173.932	64.032	57.941
	Miles de GJ					11.332	10.550	10.332	7.547	8.448	3.089	2.797
<i>SECTOR: PLANTAS DE REGASIFICACIÓN Y ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO DE GAS NATURAL</i>												
Gasóleo	Toneladas				31	201	105	139	132	141	133	115
	Miles de GJ				1	9	4	6	6	6	6	5
Gas natural	Toneladas				10.641	5.217	1.884	1.438	2.202	2.833	3.032	2.798
	Miles de GJ				522	254	93	71	109	141	150	138

1.8.2.- Factores de emisión

Dado que en este subgrupo no se consideran plantas con las características de los Grandes Focos Puntuales, los factores de emisión son de tipo genérico según clase de unidad de combustión y, en el caso de las calderas, los que corresponden al rango de potencia inferior (instalaciones de < 50 MWt). Por otra parte, para las estaciones de compresión de la red de transporte de gas natural, se dispone de información individualizada a nivel de planta de los consumos de combustibles (gasóleo y gas natural) por tipo de instalación (calderas, turbinas y motores estacionarios). Para los restantes consumos de gasóleo y GLP, tomados de la publicación anteriormente citada del Ministerio de Fomento ("Los Transportes y los Servicios Postales"), se desconoce el tipo de instalación en los que se utilizan, habiéndose asimilado dichos consumos ya sea a motores (para el gasóleo) o a turbinas de gas (para los GLP).

Una particularidad referente a las características de los combustibles, como es el contenido de azufre de los gasóleos, que ha ido variando a lo largo del intervalo temporal 1990-2012 que cubre el Inventario tiene una incidencia directa en la determinación del factor de emisión de los SO_x como se explicitaba en el epígrafe 1.3 (fórmula [1.3.5]). Así la tendencia a la baja observada en dicho contenido de azufre se manifiesta en un cambio también a la baja del factor de emisión de SO_x para este tipo de combustible. Análogamente, cabe subrayar la modificación a partir de 2003 de las características del fuelóleo estándar, reflejando una disminución en su contenido de azufre acorde con la legislación vigente¹⁰ que impone restricciones en los límites alcanzados por este parámetro.

En la tabla 1.8.2 se presentan los factores de emisión utilizados en el cálculo de las emisiones de este subgrupo.

¹⁰ Véanse los Reales Decretos 1700/2003 y 287/2001

Tabla 1.8.2.- Factores de emisión**01.05.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)**

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Hulla	991/C	155/C	27/C	3/C	73/C	112/C	1,4/D				
Lignito negro	6.214/C	155/C	27/C	3/C	73/C	99,42/C	1,4/D				
Madera	5,2/C	206/C	150/C	16,7/C	627/C	0/C	4/D				
Fuelóleo	1.323/C 498/C	165/C	10/C	2,9/C	10/C	76/C	1,5/D				
Gasóleo	141,5/C 129,7/C 94,3/C 47,2/C	70/C	15/C	1,7/C	10/C	73/A	0,7/C				
Gas natural	0/C	62/C	5/C	1,4/C	10/C	55,6-56/C	0,9/D				
Biogás	0/C	60/C	2,5/C	2,5/C	13/C	0/C	1,75/D				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112. Tablas 5-10.

Manual de referencia IPCC, para el N₂O de la hulla, el lignito negro y la madera (tabla 1-8).

API Compendium para el N₂O del fuelóleo ("Uncontrolled residual oil – fired boilers and heaters"), del gasóleo ("Uncontrolled distillate-fired boilers and heaters") y del gas natural ("Uncontrolled. Boilers and heaters")

CITEPA, para el N₂O del biogás.

Fuelóleo: SO₂: Años 1990-2002: 1.323 g/GJ; 2003 y siguientes: 498 g/GJ

Gasóleo: SO₂: 1990-1993: 141,5 g/GJ (%S = 0,3); 1994: 129,7 g/GJ (%S = 0,275); 1995-2007: 94,3 g/GJ (%S = 0,2); 2008 y siguientes: 47,2 g/GJ (%S = 0,1)

Gas natural: El rango de variación de los factores de CO₂ se corresponde con las diferentes características del gas natural utilizado.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/GJ)	Cd (mg/GJ)	Cr (mg/GJ)	Cu (mg/GJ)	Hg (mg/GJ)	Ni (mg/GJ)	Pb (mg/GJ)	Se (mg/GJ)	Zn (mg/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Hulla	3,2/D	0,1/D	2,3/D	3,1/D	1,7/D	4,4/D	6/D	0,5/D	10,5/D	17/D	70/D	140/D
Lignito negro	3,2/D	0,1/D	2,3/D	3,1/D	1,7/D	4,4/D	6/D	0,5/D	10,5/D	17/D	70/D	140/D
Madera										55/D	70/D	100/D
Fuelóleo	12,44/D	12,44/D	24,89/D	12,44/D	4,23/D	622,2/D	24,89/D	12,44/D	2,49/D	35/D	40/D	50/D
Gasóleo										5/D	5/D	5/D
Gas natural					0,1/D					0,2/D	0,2/D	0,2/D
Biogás										0,2/D	0,2/D	0,2/D

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112, Tabla 12; Capítulo 111, Tabla 31.

Partículas: CEPMEIP, asimilando los factores de la hulla, el lignito negro y la madera a los del sector de "Autoproducción de electricidad y cogeneración", y los de los restantes combustibles a combustión industrial, dado que no existen factores específicos para este sector, asumiendo un nivel de emisión medio-alto. Para el biogás, factores asimilados al gas natural (no hay información para este combustible en CEPMEIP).

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/t)	PCB (mg/GJ)
Hulla									100/D	1.442/D	
Lignito negro									100/D	1.442/D	
Madera									1.000/D	1.755/D	0,00006/E
Fuelóleo									100/D		
Gasóleo									20/D		
Gas natural											
Biogás											

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1;

HAP: Libro Guía EMEP/CORINAIR (1999). Parte B. Capítulo PAH.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.4. Tabla 3-18.

Dioxinas y HAP: Factores expresados en masa de contaminante por tonelada de combustible.

Tabla 1.8.2.- Factores de emisión (Continuación)**01.05.04: Turbinas de gas**

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Gas natural		165/C	5,7/C	4/C	10/C	55,6-56/A	1,3/C				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112. Tablas 5-9.

API Compendium para el N₂O del gas natural ("Uncontrolled Turbines").Gas natural: El rango de variación de los factores de CO₂ se corresponde con las diferentes características del gas natural utilizado.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/GJ)	Cd (mg/GJ)	Cr (mg/GJ)	Cu (mg/GJ)	Hg (mg/GJ)	Ni (mg/GJ)	Pb (mg/GJ)	Se (mg/GJ)	Zn (mg/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Gas natural					0,1/D					0,2/D	0,2/D	0,2/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111, Tabla 31.

Partículas: CEPMEIP, asimilando los factores de emisión a los de combustión industrial.

01.05.05: Motores estacionarios

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
Gasóleo	141,5/C 129,7/C 94,3/C 47,2/C	1.200/C	3,5/C	1,5/C	100/C	73/C	1,85/C				
Gas natural	0-0,3/C	312/B	87/B	316/B	452/B	55-56/C	1,3/C				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112. Tablas 5-10.

Factores de emisión facilitados por los principales proveedores de motores estacionarios para el NO_x, COVNM, CH₄ y CO del gas natural.API Compendium para el N₂O del gasóleo ("Large bore diesel engine") y del gas natural ("4-Stroke Lean Burn Engine").Gasóleo: SO₂: 1990-1993: 141,5 g/GJ (%S = 0,3); 1994: 129,7 g/GJ (%S = 0,275); 1995-2007: 94,3 g/GJ (%S = 0,2); 2008 y siguientes: 47,2 g/GJ (%S = 0,1)Gas natural: Años 1990 y 1991: 55 kg CO₂/GJ; año 1992 y siguientes: 56 kg CO₂/GJ.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/GJ)	Cd (mg/GJ)	Cr (mg/GJ)	Cu (mg/GJ)	Hg (mg/GJ)	Ni (mg/GJ)	Pb (mg/GJ)	Se (mg/GJ)	Zn (mg/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
Gasóleo										5/D	5/D	5/D
Gas natural					0,1/D					132,1/D	139/D	146,3/D
										0,2/D	0,2/D	0,2/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111. Tabla 31.

Partículas: CEPMEIP. Para el sector "Extracción de petróleo y gas" se toman los valores indicados en CEPMEIP para este sector. En el caso del gasóleo, tan sólo figuran factores para el nivel de emisión alto (valores superiores de los indicados en la tabla para este combustible). Para los restantes sub-sectores se han asimilado los factores a los de combustión industrial, asumiendo un nivel de emisión medio-alto.

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
Gasóleo									20/D		1,30E-07/E
Gas natural											

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.1, tabla 3-19.

Tabla 1.8.2.- Factores de emisión (Continuación)**01.05.06: Compresores (para transporte por tubería)**

COMBUS TIBLE	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (g/GJ)	NO _x (g/GJ)	COVNM (g/GJ)	CH ₄ (g/GJ)	CO (g/GJ)	CO ₂ (kg/GJ)	N ₂ O (g/GJ)	NH ₃ (g/GJ)	SF ₆ (mg/GJ)	HFC (mg/GJ)	PFC (mg/GJ)
SECTOR: SIN ESPECIFICAR											
Gasóleo	141,5/C 129,7/C 94,3/C 47,2/C	1.200/C	3,5/C	1,5/C	100/C	73/C	1,85/C				
G.L.P.	0/C	120/C	1/C	1/C	13/C	65/C	2,5/C				
SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL – TURBINAS DE GAS											
Gas natural		165/C	5,7/C	4/C	10/C	55-56/A	1,3/C				
SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL – MOTORES ESTACIONARIOS											
Gasóleo	141,5/C 129,7/C 94,3/C 47,2/C	1.200/C	3,5/C	1,5/C	100/C	73/C	1,85/C				

Fuente: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 112. Tablas 5-10.

API Compendium para el N₂O del gasóleo ("Large bore diesel engine") y del gas natural ("Uncontrolled Turbines").

CITEPA, para el N₂O de los GLP.

Gasóleo: SO₂: 1990-1993: 141,5 g/GJ (%S = 0,3); 1994: 129,7 g/GJ (%S = 0,275); 1995-2007: 94,3 g/GJ (%S = 0,2); 2008 y siguientes: 47,2 g/GJ (%S = 0,1)

Gas natural: Años 1990 y 1991: 55 kg CO₂/GJ; año 1992 y siguientes: 56 kg CO₂/GJ.

COMBUS TIBLE	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (mg/GJ)	Cd (mg/GJ)	Cr (mg/GJ)	Cu (mg/GJ)	Hg (mg/GJ)	Ni (mg/GJ)	Pb (mg/GJ)	Se (mg/GJ)	Zn (mg/GJ)	PM _{2,5} (g/GJ)	PM ₁₀ (g/GJ)	PST (g/GJ)
SECTOR: SIN ESPECIFICAR												
Gasóleo										5/D	5/D	5/D
G.L.P.										0,2/D	0,2/D	0,2/D
SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL – TURBINAS DE GAS												
Gas natural					0,1/D					0,2/D	0,2/D	0,2/D
SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL – MOTORES ESTACIONARIOS												
Gasóleo										5/D	5/D	5/D

Fuente: Metales pesados: Libro Guía EMEP/CORINAIR. Parte B. Capítulo 111, Tabla 31.

Partículas: CEPMEIP, asimilando los factores a los del sector de "Autoproducción de electricidad y cogeneración" dado que no existen factores específicos para este sector, y asumiendo un nivel de emisión medio-alto (para los niveles medio y alto se proponen idénticos factores de emisión).

COMBUS TIBLE	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (mg/GJ)	PCP (mg/GJ)	HCB (mg/GJ)	TCM (g/GJ)	TRI (g/GJ)	PER (g/GJ)	TCB (mg/GJ)	TCE (g/GJ)	DIOX (ng/t)	HAP (mg/GJ)	PCB (mg/GJ)
SECTOR: SIN ESPECIFICAR											
Gasóleo									20/D		
G.L.P.											
SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL – TURBINAS DE GAS											
Gas natural											
SECTOR: ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL – MOTORES ESTACIONARIOS											
Gasóleo									20/D		1,30E-07/E

Fuente: Dioxinas: Estimación propia a partir de OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). Tabla 4.5.1.

PCB: Libro Guía EMEP/EEA 2013. Capítulo 1.A.1, tabla 3-19.

1.8.3.- Emisiones

En la tabla 1.8.3 se muestran las emisiones estimadas de acuerdo con los factores y las variables de actividad más arriba reseñadas.

Tabla 1.8.3.- Emisiones

01.05.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	4.226	648	112	13	301	465	6				
1991	4.139	645	111	12	300	464	6				
1992	3.313	156	27	3	71	106	1				
1993	934	112	19	2	51	79	1				
1994	1.037	161	27	3	74	115	1				
1995	623	94	15	2	38	64	1				
1996	714	109	18	2	47	76	1				
1997	380	56	8	1	22	38	1				
1998	242	35	5	1	11	22	0,3				
1999	369	98	10	2	24	74	1				
2000	922	170	25	3	65	124	2				
2001	778	139	21	3	56	102	1				
2002	104	57	5	1	10	47	1				
2003	28	44	3	1	6	36	1				
2004	13	39	3	1	6	33	1				
2005	28	98	8	2	15	84	1				
2006	19	2.128	171	48	343	1.919	31				
2007	23	1.976	159	45	318	1.781	29				
2008	20	2.284	406	72	1.356	1.752	35				
2009	25	1.833	405	65	1.445	1.271	29				
2010	25	2.659	863	120	3.332	1.433	45				
2011	54	2.836	1.611	190	6.627	567	53				
2012	59	2.976	1.755	206	7.241	499	56				

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990	14	1,1	11	13	7	54	26	3	43			
1991	14	1,1	11	13	7	53	26	3	43			
1992	3	0,5	3	3	2	22	7	1	10			
1993	3	0,4	2	2	1	19	5	1	7			
1994	4	0,5	3	4	2	24	7	1	11			
1995	3	1,1	3	3	1	56	5	1	6			
1996	3	0,9	3	3	1	42	5	1	7			
1997	2	0,9	2	2	1	46	4	1	3			
1998	1	1,0	2	1	1	48	3	1	2			
1999	2	1,6	4	2	1	79	4	2	2			
2000	4	1,1	4	4	2	55	7	1	9	17	61	119
2001	3	0,7	3	3	1	34	6	1	8	14	52	103
2002	0,7	0,6	1,3	0,7	0,3	30	1,4	0,6	0,6	3	5	8
2003	0,7	0,7	1,4	0,7	0,3	35	1,4	0,7	0,1	2	2	3
2004	0,3	0,3	0,6	0,3	0,2	16	0,6	0,3	0,1	1	1	1
2005	0,7	0,7	1,4	0,7	0,4	35	1,4	0,7	0,1	2	3	3
2006	0,5	0,5	1,0	0,5	3,6	24	1,0	0,5	0,1	8	8	9
2007	0,6	0,6	1,2	0,6	3,4	29	1,2	0,6	0,1	8	8	9
2008	0,3	0,3	0,6	0,3	3,2	14	0,6	0,3	0,1	99	124	174
2009	0,4	0,4	0,8	0,4	2,4	19	0,8	0,4	0,1	112	141	200
2010					2,6					274	347	494
2011					1,0					573	729	1.041
2012					0,9					628	799	1.140

Tabla 1.8.3.- Emisiones (Continuación)**01.05.03: Plantas < 50 MWt (Calderas)**

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,0203	290	
1991									0,0202	288	
1992									0,0060	85	
1993									0,0036	50	
1994									0,0050	71	
1995									0,0027	36	
1996									0,0033	45	
1997									0,0016	20	
1998									0,0009	10	
1999									0,0013	14	
2000									0,0042	58	
2001									0,0036	50	
2002									0,0003	3	
2003									0,0001		
2004									0,0001		
2005									0,0001		
2006									0,0001		
2007									0,0001		
2008									0,12	202	0,0001
2009									0,13	235	0,0001
2010									0,34	593	0,0003
2011									0,72	1.262	0,0006
2012									0,79	1.383	0,0007

Nota.- En la estimación de las emisiones de esta actividad se ha identificado tras la generación del Inventario un error en los factores de emisión de PCB de la madera en la base de datos. En la tabla se muestran las cifras correctas de emisiones. Este error será corregido en la siguiente edición del Inventario.

01.05.04: Turbinas de gas

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990											
1991											
1992											
1993											
1994											
1995											
1996											
1997											
1998											
1999											
2000		0,2	0,01	0,004	0,01	0,1	0,001				
2001											
2002											
2003											
2004											
2005		9	0,3	0,2	1	3	0,1				
2006		3.635	126	88	220	1.234	29				
2007		3.420	118	83	207	1.161	27				
2008		3.375	117	82	205	1.145	27				
2009		2.459	85	60	149	834	19				
2010		2.751	95	67	167	934	22				
2011		1.042	36	25	63	354	8				
2012		949	33	23	58	322	7				

Tabla 1.8.3.- Emisiones (Continuación)

01.05.05: Motores estacionarios

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	276	2.802	135	470	863	224	6				
1991	300	3.296	217	764	1.301	287	7				
1992	288	3.078	185	647	1.125	263	6				
1993	300	3.074	155	540	980	250	6				
1994	281	2.522	44	136	389	169	4				
1995	258	2.488	76	255	548	181	4				
1996	290	3.253	205	721	1.239	282	7				
1997	346	3.468	125	424	855	260	6				
1998	396	3.916	109	363	810	280	7				
1999	404	3.873	83	268	679	267	7				
2000		256	71	260	371	46	1				
2001		16	5	17	24	3	0,1				
2002		17	5	17	24	3	0,1				
2003		13	4	14	20	2	0,1				
2004		15	4	16	22	3	0,1				
2005	0,1	174	48	175	250	31	1				
2006	2,1	3.645	1.011	3.670	5.252	652	15				
2007	1,3	3.341	928	3.371	4.823	598	14				
2008	0,5	3.274	910	3.307	4.731	587	14				
2009	1,6	2.531	701	2.545	3.642	452	10				
2010	2,8	2.881	795	2.889	4.135	514	12				
2011	0,3	1.500	416	1.512	2.163	268	6				
2012	0,2	1.648	458	1.663	2.380	295	7				

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990					0,15							
1991					0,24							
1992					0,20							
1993					0,17							
1994					0,04							
1995					0,08							
1996					0,23							
1997					0,13							
1998					0,11							
1999					0,08							
2000					0,08					0,16	0,16	0,16
2001					0,005					0,01	0,01	0,01
2002					0,005					0,01	0,01	0,01
2003					0,004					0,01	0,01	0,01
2004					0,005					0,01	0,01	0,01
2005					0,055					0,12	0,12	0,12
2006					1,16					2,41	2,41	2,41
2007					1,07					2,19	2,19	2,19
2008					1,05					2,13	2,13	2,13
2009					0,81					1,69	1,69	1,69
2010					0,91					1,95	1,95	1,95
2011					0,48					0,99	0,99	0,99
2012					0,53					1,08	1,08	1,08

Tabla 1.8.3.- Emisiones (Continuación)

01.05.05: Motores estacionarios

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,0009		2,54E-07
1991									0,0010		2,76E-07
1992									0,0010		2,65E-07
1993									0,0010		2,76E-07
1994									0,0009		2,59E-07
1995									0,0009		2,43E-07
1996									0,0010		2,76E-07
1997									0,0012		3,31E-07
1998									0,0014		3,86E-07
1999									0,0014		3,91E-07
2000											
2001											
2002											
2003											
2004											
2005									0,000001		1,69E-10
2006									0,000008		2,33E-09
2007									0,000005		1,39E-09
2008									0,000004		9,78E-10
2009									0,000007		1,95E-09
2010									0,000011		3,13E-09
2011									0,000003		7,32E-10
2012									0,000002		6,33E-10

Nota.- En la estimación de las emisiones de esta actividad se ha identificado tras la generación del Inventario un error en las emisiones de PCB del gasóleo en la base de datos. En la tabla se muestran las cifras correctas de emisiones. Este error será corregido en la siguiente edición del Inventario.

01.05.06: Compresores (para transporte por tubería)

AÑO	ACIDIFICADORES, PRECURSORES DEL OZONO Y GASES DE EFECTO INVERNADERO										
	SO ₂ (t)	NO _x (t)	COVNM (t)	CH ₄ (t)	CO (t)	CO ₂ (kt)	N ₂ O (t)	NH ₃ (t)	SF ₆ (kg)	HFC (kg)	PFC (kg)
1990	5	78	0,4	0,3	7	20	1				
1991	1	56	0,4	0,4	6	25	1				
1992	5	79	0,4	0,3	7	21	1				
1993	22	225	1	1	20	32	1				
1994	18	253	1	1	23	56	2				
1995	16	289	1	1	26	59	2				
1996	14	399	2	2	39	133	5				
1997	20	516	3	3	50	160	6				
1998	17	335	2	1	31	78	3				
1999	15	327	2	1	31	87	3				
2000	11	388	2	2	38	141	5				
2001	10	557	4	4	57	240	9				
2002	10	639	5	4	66	283	11				
2003	11	652	5	4	67	285	11				
2004	9	547	4	4	56	243	9				
2005	1	1.307	29	22	108	559	18				
2006	0,4	714	16	12	59	309	10				
2007	0,4	610	13	10	51	266	9				
2008	0,3	662	15	11	55	283	9				
2009	0,6	670	15	11	55	284	9				
2010	0,2	724	17	13	58	305	10				
2011	0,2	695	16	12	57	295	9				
2012	0,2	663	15	11	55	284	9				

Tabla 1.8.3.- Emisiones (Continuación)

01.05.06: Compresores (para transporte por tubería)

AÑO	METALES PESADOS									PARTÍCULAS		
	As (kg)	Cd (kg)	Cr (kg)	Cu (kg)	Hg (kg)	Ni (kg)	Pb (kg)	Se (kg)	Zn (kg)	PM _{2,5} (t)	PM ₁₀ (t)	PST (t)
1990												
1991												
1992												
1993												
1994												
1995												
1996												
1997												
1998												
1999												
2000										1,0	1,0	1,0
2001										1,2	1,2	1,2
2002										1,4	1,4	1,4
2003										1,4	1,4	1,4
2004										1,2	1,2	1,2
2005					0,4					1,9	1,9	1,9
2006					0,2					1,0	1,0	1,0
2007					0,2					0,9	0,9	0,9
2008					0,2					1,0	1,0	1,0
2009					0,2					1,0	1,0	1,0
2010					0,3					1,0	1,0	1,0
2011					0,2					1,0	1,0	1,0
2012					0,2					1,0	1,0	1,0

AÑO	CONTAMINANTES ORGÁNICOS PERSISTENTES										
	HCH (kg)	PCP (kg)	HCB (kg)	TCM (kg)	TRI (kg)	PER (kg)	TCB (kg)	TCE (kg)	DIOX (g)	HAP (kg)	PCB (kg)
1990									0,000018		
1991									0,000004		
1992									0,000018		
1993									0,000074		
1994									0,000066		
1995									0,000080		
1996									0,000068		
1997									0,000098		
1998									0,000084		
1999									0,000074		
2000									0,000056		
2001									0,000050		
2002									0,000052		
2003									0,000056		
2004									0,000044		
2005									0,000006		1,09E-11
2006									0,000002		3,97E-11
2007									0,000002		5,20E-11
2008									0,000003		2,43E-10
2009									0,000006		9,93E-10
2010									0,000002		7,22E-11
2011									0,000002		8,23E-11
2012									0,000002		1,04E-10

Nota.- En la estimación de las emisiones de esta actividad se ha identificado tras la generación del Inventario un error en los factores de emisión de PCB del gasóleo en la base de datos. En la tabla se muestran las cifras correctas de emisiones. Este error será corregido en la siguiente edición del Inventario.

1.8.4.- Criterio para la desagregación territorial de las emisiones

Para realizar el desglose provincial de la información de las actividades de este subgrupo se ha utilizado la siguiente información:

- En el subsector de “Minas de carbón”, los datos que figuran en la “Estadística Minera de España”¹¹ relativos a:
 - consumos de carbón propio en la producción de hulla y antracita (para la desagregación territorial de la hulla),
 - consumos de carbón propio en la producción de hulla sub-bituminosa (para la desagregación territorial del lignito negro),

Para el fuelóleo, el gasóleo, la madera y el gas natural, la desagregación se ha realizado utilizando como variable subrogada la producción de carbón nacional.

- En el subsector de “Extracción de petróleo y gas” se han utilizado las producciones de petróleo (para el gasóleo) y gas natural (para el gas natural) que figuran en la Enciclopedia OILGAS.
- En el subsector de “Otros sectores energéticos” se ha utilizado como variable subrogada la población¹².
- Para los compresores para transporte por tubería (consumos en sector sin especificar) se ha utilizado la información sobre estaciones de compresión facilitadas por ENAGAS, tomando como variable subrogada la emisión de las plantas compresoras, rellenando el Equipo de Trabajo de los Inventarios las carencias existentes en dicha información.

REFERENCIAS

- “Anuario Gas”. SEDIGAS.
- API Compendium (2001). Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Gas Industry, Pilot Test Version. American Petroleum Institute, Washington DC, April 2001.

¹¹ Cabe mencionar que para el año 2002, al no haberse podido disponer de la “Estadística Minera en España” se ha utilizado para desagregar provincialmente la información correspondiente al año 2001.

¹² Estimaciones de población a 1 de julio del año correspondiente elaboradas por el INE: para el año 1990 de la estimación de la serie intercensal 1981-1991; para los años 1991-2001 de la estimación de la serie intercensal 1991-2001; para los años 2002-2011 de las “Proyecciones de Población a 1 de julio, escenario 2” basadas en la serie intercensal 1991-2001; y para 2012 de las estimaciones de las “Cifras de población”

- "Atmospheric Emission Inventory Guidelines for Persistent Organic Pollutants (POPs)". A Report Prepared for External Affairs Canada. Prepared by Zdenek Parma et al. in association with Axys Environmental Consulting Ltd. Prague, July, 1995.
- CEPMEIP. Co-ordinated European Programme on Particulate Matter Emission Inventories, Projections and Guidance.
- CITEPA. "Etude sur le méthodes d'évaluation des quantités émises de particules fines (PM10 et inférieures) primaires et secondaires pour tous les secteurs d'activité en vue des inventaires". Rapport final. Juillet 2002.
- CITEPA. "Facteurs d'émission du protoxyde d'azote pour les installations de combustion et les procédés industriels". Etude bibliographique. Sébastien Cibick et Jean-Pierre Fontelle. Février 2002.
- CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas). Estadísticas de base de consumos y características de combustibles y emisiones estimadas en centrales térmicas (años 1997-2002).
- Enciclopedia OILGAS. "Enciclopedia Nacional del Petróleo, Petroquímica y Gas". Sede Técnica, S.A.
- "Energy Balance Sheets". Eurostat.
- "Energy Statistics of OECD Countries". International Energy Agency (IEA). OECD, Paris.
- EPA. Manuales de la Serie AP-42, diversas ediciones, de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos.
- "Estadística de la Energía Eléctrica, Anexo IV/V". Subdirección General de Planificación Energética y Seguimiento del Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR).
- "Estadística Minera de España". Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR).
- Guía de Buenas Prácticas de IPCC. "Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories", 2000. IPCC-OECD-IEA.
- Guía IPCC 2006 para Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero. IPCC, 2006.
- Libro Guía EMEP/CORINAIR (1996). "Atmospheric Emission Inventory Guidebook". First Edition. February 1996. UNECE-convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía EMEP/CORINAIR. "Atmospheric Emission Inventory Guidebook". Second Edition. September 1999. UNECE-convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.

- Libro Guía EMEP/CORINAIR. "Atmospheric Emission Inventory Guidebook". Third Edition. Updated to December 2006. UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía EMEP/CORINAIR. "Atmospheric Emission Inventory Guidebook". Third Edition. Updated to December 2007. UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía EMEP/EEA 2009. "Air Pollutant Emission Inventory Guidebook". UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environmental Agency.
- Libro Guía EMEP/EEA 2013. "Air Pollutant Emission Inventory Guidebook 2013". EEA Technical Report No 12/2013. UNECE-Convention on long-range transboundary air pollution & European Environment Agency.
- "Los Transportes y los Servicios Postales. Informe Anual". Ministerio de Fomento. Esta publicación se denominaba "Los Transportes y las Comunicaciones" hasta el año 1998.
- Manual CORINAIR (1992). "Default Emission Factors Handbook". Second Edition. Edited by CITEPA for DG-XI CEC.
- Manual de Referencia IPCC. "Greenhouse Gas Inventory Reference Manual", Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. IPCC-OECD-IEA. 1997.
- OFICO (Oficina de Compensaciones de la Energía Eléctrica). Estadísticas de base de consumos y características de combustibles (años 1990-1994) y emisiones estimadas en centrales térmicas (años 1990-1996).
- OSPARCOM-HELCOM-UNECE (1995). "Technical Paper to the OSPARCOM-HELCOM-UNECE Emission Inventory of Heavy Metals and Persistent Organic Pollutants. TNO Institute of Environmental Sciences, Energy Research and Process Innovation. 18 December 1995.
- UNESA/ENDESA/IBERDROLA/CIEMAT. "Emisiones de Metales Pesados en las Centrales Térmicas de Endesa". Grupo de Modelización de Metales Pesados (GMM). Agosto 1998.

