

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

Autores

Amit Garg (India), Kainou Kazunari (Japón) y Tinus Pulles (Países Bajos)

Índice

1	Introducción	
1.1	Introducción	1.5
1.2	Categorías de fuentes	1.5
1.3	Abordajes metodológicos	1.6
1.3.1	Emisiones de la quema del combustible fósil	1.6
1.3.1.1	Niveles	1.6
1.3.1.2	Selección de los niveles: árbol de decisión general	1.9
1.3.1.3	Relación con otros métodos del inventario	1.11
1.3.2	Emisiones fugitivas	1.12
1.3.3	Captura y almacenamiento de CO ₂	1.12
1.4	Cuestiones relativas a la recopilación de datos	1.12
1.4.1	Datos de la actividad	1.12
1.4.1.1	Definiciones de los combustibles	1.12
1.4.1.2	Conversión de unidades de energía	1.17
1.4.1.3	Fuentes de datos de la actividad	1.18
1.4.1.4	Coherencia de la serie temporal	1.21
1.4.2	Factores de emisión	1.21
1.4.2.1	Factores de emisión de CO ₂	1.21
1.4.2.2	Otros gases de efecto invernadero	1.25
1.4.2.3	Gases indirectos de efecto invernadero	1.25
1.5	Incertidumbre en las estimaciones del inventario	1.26
1.5.1	Generalidades	1.26
1.5.2	Incertidumbres en los datos de la actividad	1.26
1.5.3	Incertidumbres del factor de emisión	1.26
1.6	GC/CC y exhaustividad	1.28
1.6.1	Método de referencia	1.28
1.6.2	Posible doble cómputo entre sectores	1.29
1.6.2.1	Uso no energético de los combustibles	1.29
1.6.2.2	Los desechos como combustible	1.29
1.6.3	Combustión móvil versus estacionaria	1.29
1.6.4	Fronteras nacionales	1.29
1.6.5	Nuevas fuentes	1.30
	Referencias	1.30

Figuras

Figura 1.1	Estructura de la actividad y de la fuente en el Sector Energía.....	1.8
Figura 1.2	Árbol de decisión general para estimar las emisiones de la quema de combustible.....	1.10
Figura 1.3	Algunos ejemplos típicos de las funciones de distribución de probabilidad (FDP) para los factores eficaces de emisión de CO ₂ para la quema de combustibles.....	1.27

Cuadros

Cuadro 1.1	Definiciones de los tipos de combustibles utilizadas en las <i>Directrices del IPCC de 2006</i>	1.13
Cuadro 1.2	Valores calóricos netos (VCN) por defecto y límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95% ¹	1.19
Cuadro 1.3	Valores por defecto del contenido de carbono.....	1.22
Cuadro 1.4	Factores de emisión de CO ₂ por defecto para la combustión ¹	1.24

Recuadro

Recuadro 1.1	Conversión entre valores calóricos brutos y netos.....	1.18
--------------	--	------

1 INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

Para la mayoría de las economías, los sistemas de energía se mueven por la combustión de los combustibles fósiles. Durante la combustión, el carbono y el hidrógeno de los combustibles fósiles se convierten principalmente en dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O), que liberan la energía química del combustible en forma de calor. En general, se utiliza este calor directamente o (con cierta pérdida por conversión) para producir energía mecánica, muchas veces para generar electricidad o para el transporte. El sector energético suele ser el más importante de los inventarios de emisiones de gases de efecto invernadero y, comúnmente, aporta más del 90 por ciento de las emisiones de CO₂ y 75 por ciento del total de las emisiones de gases de efecto invernadero de los países desarrollados. El CO₂ normalmente representa el 95 por ciento de las emisiones del sector energético, mientras que el metano y el óxido nitroso son responsables del porcentaje restante. La combustión estacionaria normalmente representa un 70 por ciento de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético. Alrededor de la mitad de estas emisiones se relaciona con la combustión de las industrias de la energía, principalmente de las centrales eléctricas y las refinerías. La combustión móvil (el tránsito terrestre y otro) provoca alrededor de un tercio de las emisiones del sector energético.

1.2 CATEGORÍAS DE FUENTES

El sector energético comprende, principalmente:

- la exploración y explotación de las fuentes primarias de energía,
- la conversión de las fuentes primarias de energía en formas más utilizables en refinerías y centrales eléctricas
- la transmisión y distribución de los combustibles
- el uso de combustibles en aplicaciones estacionarias y móviles

Las emisiones surgen de estas actividades por combustión y como emisiones fugitivas, o por escape sin combustión.

A los fines del inventario, la *quema del combustible* puede definirse como *la oxidación intencional de materiales dentro de un aparato diseñado para suministrar calor o trabajo mecánico a un proceso, o para utilizar fuera del aparato*. El propósito de esta definición es separar la quema de combustibles para utilizaciones diferenciadas y productivas de la energía del calor liberado a través del uso de hidrocarburos en las reacciones químicas de los procesos industriales, o del uso de hidrocarburos como productos industriales. Constituye una *buena práctica* aplicar esta definición de la forma más completa posible, pero hay casos en los que se necesita la demarcación con el sector de procesos industriales y uso de productos (IPPU). A tal efecto, se adoptó el siguiente principio:

Las emisiones procedentes de la quema de combustibles obtenidas en forma directa o indirecta de la alimentación a procesos para un proceso IPPU serán atribuidas normalmente a la parte de la categoría de fuentes en la cual ocurre el proceso. Estas categorías de fuentes son, en general, 2B y 2C. Sin embargo, si se transfieren los combustibles derivados para su quema en otra categoría de fuente, las emisiones deben declararse en la parte apropiada de las categorías de fuentes del Sector Energía (normalmente, 1A1 o 1A2). Véanse el Recuadro 1.1 y la sección 1.3.2 del Capítulo 1 del Volumen IPPU, para conocer ejemplos y más detalles.

Al calcular el total de emisiones de los gases, debe especificarse la cantidad que se transfiere al sector energético, como rubro informativo debajo de la categoría de fuente de IPPU, y se la debe declarar en la categoría de fuente pertinente del sector energético, para evitar el cómputo doble.

Típicamente, solo un pequeño porcentaje de las emisiones del sector energético surge como *emisiones fugitivas* de la extracción, la transformación y el transporte de los transportadores de energía primaria. Constituyen ejemplos la fuga de gas natural y las emisiones de metano durante la minería carbonífera y la quema en antorcha durante la extracción y la refinación del petróleo/gas¹. Cuando los países producen o transportan cantidades significativas de combustibles fósiles, las emisiones fugitivas pueden hacer un aporte mucho mayor al total nacional. La combustión y las emisiones fugitivas derivadas de la producción, el procesamiento y el manejo del

¹ Nótese que las emisiones procedentes de la quema, debidas al transporte que efectúan los transportadores de energía por agua, ferrocarril y tierra se incluyen en los procesos de combustión móvil.

petróleo y del gas deben asignarse según el territorio nacional de las instalaciones, incluidas las áreas extraterritoriales (véase el Capítulo 8, sección 8.2.1 del Volumen 1). Estas áreas extraterritoriales pueden ser una zona económica acordada con otros países.

La Figura 1.1 muestra la estructura de las actividades y las *categorías de fuentes* dentro del sector energético. Esta estructura se basa en la codificación y la nomenclatura definidas en *las Directrices del IPCC de 1996 y el marco común para la generación de informes (MCGI)* utilizados por la CMNUCC. Los capítulos técnicos del presente Volumen respetan esta estructura de categoría de fuente.

1.3 ABORDAJES METODOLÓGICOS

1.3.1 Emisiones de la quema del combustible fósil

En las *Directrices del IPCC de 2006* se presentan tres Niveles para estimar las emisiones procedentes de la quema del combustible fósil. Asimismo, se incluye un Método de referencia. Se lo puede utilizar como control independiente del método por sectores y para obtener una estimación de primer orden de las emisiones nacionales de los gases de efecto invernadero, si el compilador del inventario dispone solamente de recursos y estructuras de datos muy limitados.

Las *Directrices del IPCC de 2006* estiman las emisiones de carbono según las especies que se emiten. Durante el proceso de combustión, la mayor parte del carbono se emite de inmediato como CO₂. No obstante, parte del carbono se libera como monóxido de carbono (CO), metano (CH₄) o compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano (COVDM). La mayor parte del carbono emitido en forma de estas clases de CO₂ llega a oxidarse en CO₂ en la atmósfera. Puede estimarse esta cantidad a partir de las estimaciones de las emisiones de los gases no CO₂ (Véase el Capítulo 7 del Volumen 1).

En el caso de la quema de combustible, las emisiones de estos gases no CO₂ contienen cantidades muy pequeñas de carbono comparadas con la estimación de CO₂ y, en el Nivel 1, es más exacto basar la estimación del CO₂ en el carbono total del combustible. Ello se debe a que este último depende del combustible solo, mientras que las emisiones de los gases no CO₂ dependen de muchos factores, tales como las tecnologías, el mantenimiento, etc. que, en general, no son muy conocidos. A niveles más altos, se puede justificar la cantidad de carbono existente en estos gases no CO₂.

Puesto que las emisiones de CO₂ son independientes de la tecnología de combustión, mientras que las emisiones de CH₄ y N₂O dependen mucho de la tecnología, el presente capítulo solo ofrece los factores de emisión por defecto para el CO₂, aplicables a todos los procesos de combustión, tanto estacionarios como móviles. Los factores de emisión por defecto correspondientes a los demás gases se incluyen en los capítulos posteriores de este volumen, puesto que las tecnologías de combustión difieren considerablemente entre las categorías de fuentes dentro del sector de fuente «Combustión» y, por lo tanto, varían de un subsector a otro.

1.3.1.1 NIVELES

NIVEL 1

El método del Nivel 1 se basa en el combustible, puesto que las emisiones de todas las fuentes de combustión pueden estimarse sobre la base de las cantidades de combustible quemado (normalmente a partir de las estadísticas de energía nacionales) y los factores de emisión promedio. Están disponibles los factores de emisión del Nivel 1 para todos los gases directos de efecto invernadero pertinentes.

La calidad de estos factores de emisión difiere de un gas a otro. Para el caso del CO₂, los factores de emisión dependen principalmente del contenido de carbono del combustible. Las condiciones de combustión (eficacia, carbono retenido en la escoria y las cenizas, etc.) tienen poca importancia relativa. Por lo tanto, es posible estimar las emisiones de CO₂ con bastante exactitud, sobre la base del total de los combustibles quemados y del contenido de carbono promediado de los combustibles.

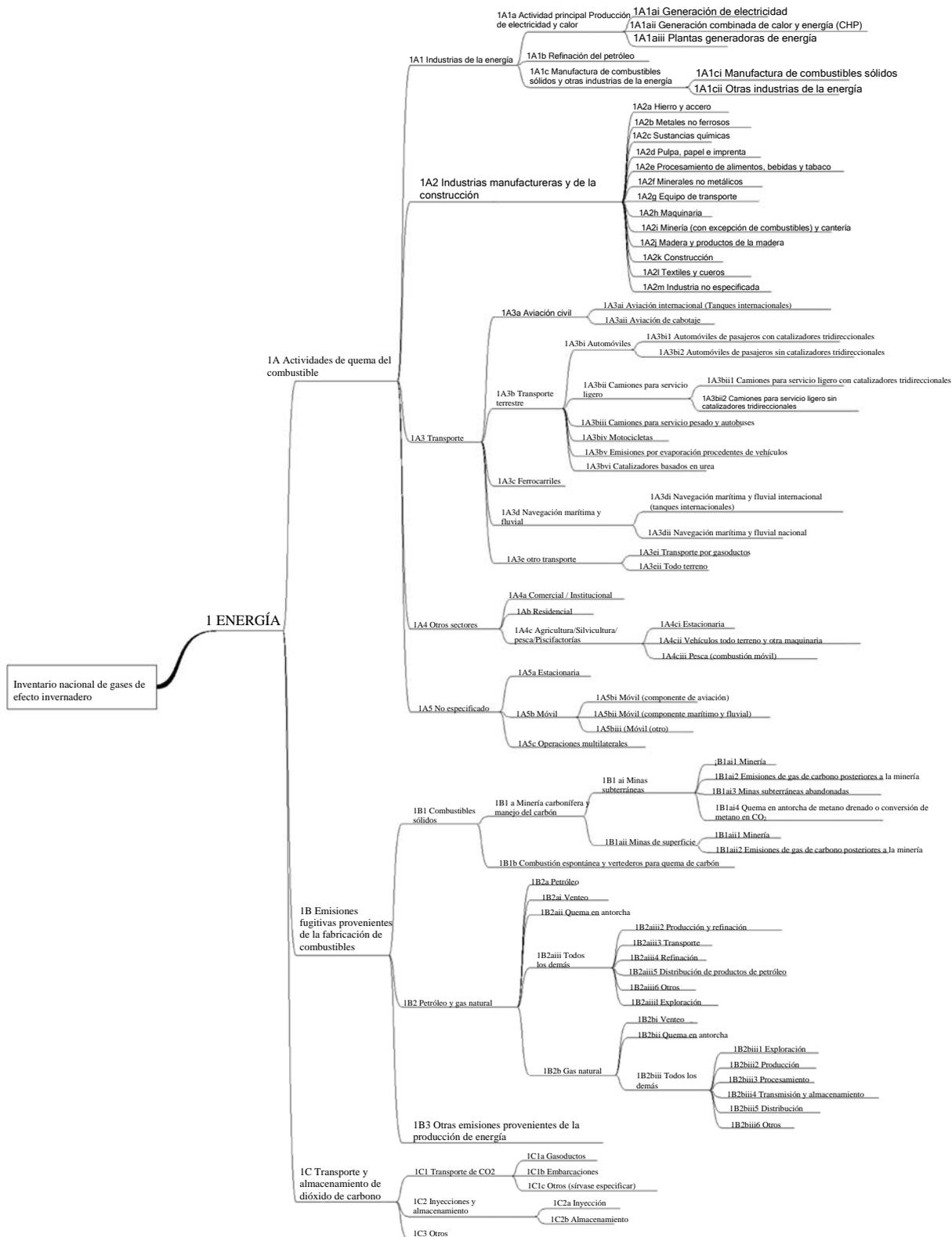
Con todo, los factores de emisión correspondientes al metano y al óxido nítrico dependen de la tecnología de combustión y de las condiciones del proceso, y varían significativamente, tanto entre las instalaciones individuales de combustión como a través del tiempo. Debido a esta variabilidad, el uso de factores de emisión promediados para estos gases, que deben justificar una gran variabilidad en las condiciones tecnológicas, aporta incertidumbres bastante considerables.

NIVEL 2

En el método del Nivel 2 para energía, se estiman las emisiones de la combustión a partir de estadísticas similares de combustible, como las utilizadas en el método del Nivel 1, pero se utilizan factores de emisión específicos del país en lugar de los factores por defecto de dicho nivel. Puesto que los factores de emisión específicos del país que estén disponibles pueden diferir para cada combustible, tecnología de combustión o incluso para cada planta, pueden desagregarse aún más los datos de la actividad, de modo que reflejen correctamente dichas fuentes desagregadas. Si, de hecho, estos factores de emisión específicos del país se derivan de los datos detallados relativos al contenido de carbono de diferentes lotes de combustibles utilizados o de una información más detallada acerca de las tecnologías de combustión aplicadas en el país, las incertidumbres de la estimación deben disminuir, y es posible estimar mejor las tendencias a través del tiempo.

Si el compilador del inventario documentó correctamente las mediciones de la cantidad de carbono emitido en los gases no CO₂ o no oxidados de otro modo, se las puede tomar en cuenta en este nivel en los factores de emisión específicos del país. Es una *buena práctica* documentar de qué forma se hizo.

Figura 1.1 Estructura de la actividad y de la fuente en el Sector Energía



NIVEL 3

En los métodos del Nivel 3 para la energía, se utilizan modelos detallados de emisión o mediciones y datos del nivel de la planta individual, según corresponda. Si los aplica correctamente, estos modelos y mediciones deben brindar mejores estimaciones principalmente para los gases de efecto invernadero no CO₂, pero exigen información más detallada y un mayor esfuerzo.

El monitoreo continuo de las emisiones (MCE) de los gases de combustión no suele justificarse para una medición exacta solo de las emisiones de CO₂ (debido al costo comparativamente alto), pero puede utilizarse en particular cuando se instalan controles para la medición de otros contaminantes tales como SO₂ o NO_x. El monitoreo continuo de emisiones resulta de especial utilidad para la quema de combustibles sólidos en los casos en los que es más difícil medir los caudales del flujo de combustible, o si los combustibles son muy variables o el análisis del combustible es costoso en otro sentido. La medición directa del caudal de combustible, en especial para combustibles gaseosos o líquidos, por medio de fluidímetros de combustible de calidad garantizada, puede mejorar la exactitud de los cálculos de emisión de CO₂ para los sectores que emplean estos fluidímetros. Al evaluar el uso de datos de medición, es una *buena práctica* examinar la representatividad de la muestra y la adecuación del método de medición. Los mejores métodos son aquellos creados por organismos oficiales de normas y probados en el campo para determinar sus características operativas. Para obtener más información sobre el uso de los datos medidos, véase el Capítulo 2, Métodos para la recopilación de datos, del Volumen 1.

Debe tenerse en cuenta que se presentan más tipos de incertidumbres mediante el uso de esos modelos y que las mediciones deben estar bien validadas, y deben incluir la comparación del consumo de combustible calculado con las estadísticas de energía, evaluaciones exhaustivas de las incertidumbres y de los errores sistemáticos, tal como se describe en el Capítulo 6 del Volumen 1.

Si el compilador del inventario documentó correctamente las mediciones de la cantidad de carbono emitido en los gases no CO₂ o no oxidado de otro modo, se las puede tomar en cuenta en este nivel en los factores de emisión específicos del país. Es una *buena práctica* documentar de qué forma se hizo. Si las estimaciones de emisión se basan en las mediciones, ya incluyen las emisiones directas de CO₂ solamente.

1.3.1.2 SELECCIÓN DE LOS NIVELES: ÁRBOL DE DECISIÓN GENERAL

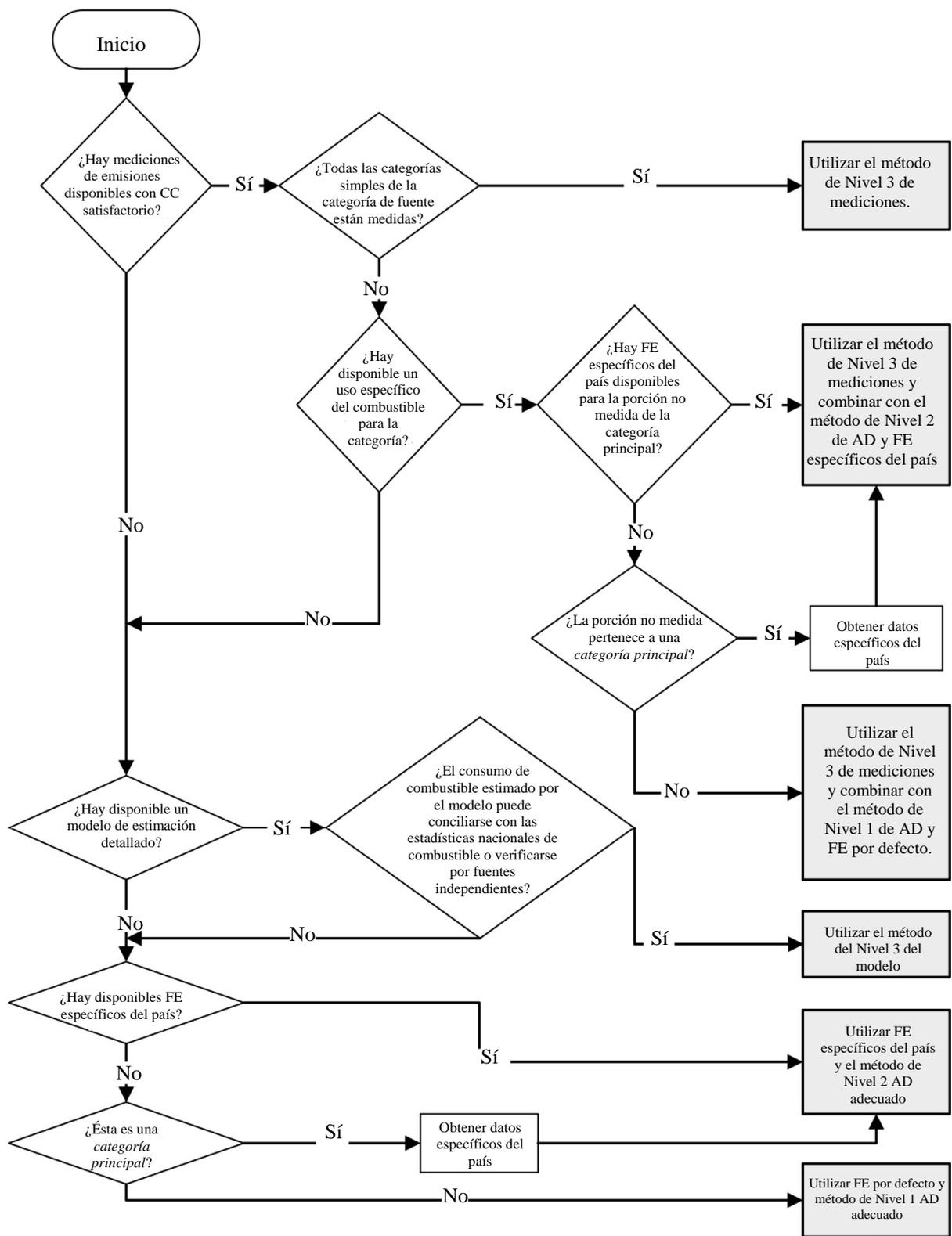
Para cada categoría de fuente y gas de efecto invernadero, el compilador del inventario tiene la opción de aplicar diferentes métodos, como se describe en los Niveles para la categoría de fuente y para el gas. Puede usar diferentes niveles para las distintas categorías de fuentes, según la importancia de éstas dentro del total nacional (cf. *categorías principales* Capítulo 4 del Volumen 1) y la disponibilidad de los recursos en cuanto al tiempo, al personal, a los modelos sofisticados y al presupuesto. Para efectuar un análisis de *categoría principal*, se necesitan los datos de la importancia relativa de cada categoría de fuente ya calculada. Se puede tomar esta información de un inventario anterior, y actualizarla de ser necesario.

La Figura 1.2 presenta un árbol de decisiones generalizado para seleccionar niveles para la quema de combustible. Se lo aplica en general para cada actividad de quema de combustible y para cada uno de los gases.

Las mediciones referidas en éste deben tomarse como mediciones continuas. Las mediciones continuas están cada vez más disponibles y este aumento de la disponibilidad se debe, en parte, a la presión normativa y a las operaciones de emisiones. El árbol de decisiones permite utilizar las mediciones de emisión disponibles (Nivel 3) en combinación con una estimación de Nivel 2 o de Nivel 1 dentro de la misma actividad. Las mediciones suelen estar disponibles solo para las fuentes industriales más grandes y, por lo tanto, solo se dan en la combustión estacionaria. Para el caso del CO₂, en particular para los combustibles gaseosos y líquidos, deberían usarse esas mediciones preferiblemente para determinar el contenido de carbono del combustible antes de la quema, mientras que podrían aplicarse para las mediciones de chimenea de otros gases. Para algunos combustibles sólidos no homogéneos, las mediciones de chimenea pueden aportar datos de emisión más precisos.

En especial para el transporte terrestre, con un método específico de la tecnología de Nivel 2 o Nivel 3 para estimar las emisiones de N₂O y CH₄ se obtienen grandes beneficios. No obstante, para el CO₂ en general, un método de Nivel 1 basado en el carbono combustible y en la cantidad de combustible utilizado resulta suficiente. Esto significa que el árbol de decisiones generalizado puede dar por resultado diferentes métodos para distintos gases, para idéntica categoría de fuente. Puesto que los modelos de emisión y los métodos específicos de tecnología para el transporte terrestre pueden basarse en los kilómetros recorridos por los vehículos en vez de en el combustible utilizado, es una *buena práctica* mostrar que los datos de la actividad aplicados en esos modelos y en los métodos de nivel superior son coherentes con los datos correspondientes a la venta de combustible. Se tiende a usar estos últimos datos para estimar las emisiones de CO₂ procedentes del transporte terrestre. El árbol de decisiones le permite al compilador usar modelos sofisticados en combinación con otra metodología del nivel, incluidas las mediciones, siempre que el modelo sea coherente con las estadísticas de quema del combustible. En los casos en los que se detecta una discrepancia entre las ventas de combustible y los kilómetros recorridos por los vehículos, los datos de la actividad usados en el método específico de la tecnología deben ajustarse de forma que coincidan con las estadísticas de venta de combustible, a menos que pueda demostrarse que dichas estadísticas son inexactas.

Figura 1.2 **Árbol de decisión general para estimar las emisiones de la quema de combustible**



Nota: Véase el Volumen 1, Capítulo 4, «Opción metodológica e identificación de categorías principales» (principalmente la sección 4.1.2 relativa a los recursos limitados) para conocer el análisis de las *categorías principales* y el uso de los árboles de decisión.

1.3.1.3 RELACIÓN CON OTROS MÉTODOS DEL INVENTARIO

Las *Directrices del IPCC para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero* fueron concebidas específicamente para que los países elaboren y declaren los inventarios de gases de efecto invernadero. Es posible que también se exija que algunos países presenten inventarios de emisión de diversos gases del Sector Energía ante el Convenio de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (CEPE) sobre Contaminación Atmosférica Transfronteriza a Larga Distancia (CLRTAP)². La CEPE aprobó la Guía de inventario de emisiones conjunta del Programa europeo para la supervisión y evaluación (EMEP)/CORINAIR³ para generación de informes de inventario.

Los países Parte de diversos Convenios deben seguir los procedimientos adecuados de generación de informes al presentar la declaración para un Convenio dado. El método del IPCC satisface las necesidades de la CMNUCC para calcular los totales nacionales (sin mayor resolución especial) y para identificar los sectores dentro de los cuales se producen las emisiones, mientras que el método de EMEP/CORINAIR se basa en la tecnología e incluye la asignación espacial de las emisiones (fuentes por puntos y por área).

Ambos sistemas siguen los mismos principios básicos:

- cobertura completa de las emisiones antropogénicas (CORINAIR también toma en cuenta las emisiones naturales);
- los totales anuales de la categoría de fuente de las emisiones nacionales;
- la distinción clara entre las emisiones energéticas y no relativas a la energía;
- la transparencia y la documentación completa que permite la verificación detallada de los datos de la actividad y de los factores de emisión.

Se logró un progreso considerable en la armonización de los métodos del IPCC y de EMEP/CORINAIR. La generación de informes del CLRTAP de la CEPE ahora aceptó una división de la categoría de fuente que es totalmente compatible con la división de la CMNUCC, según se define en el Marco común para la generación de informes (MCGI). Las diferencias se producen únicamente en el nivel de agregación de algunas fuentes específicas. Solamente se dan en el sector energético de las categorías de fuentes del transporte, en las que el CLRTAP de la CEPE exige más detalle en las emisiones procedentes del transporte terrestre.

El programa CORINAIR prosiguió el desarrollo de su método, de modo de incluir otros sectores y subdivisiones, para que sea posible utilizar un inventario completo de CORINAIR, incluidas las estimaciones de emisión, para producir informes tanto en los formatos de generación de informes de la CMNUCC/IPCC como de EMEP/CORINAIR, para ser presentados ante sus respectivos convenios. Quizá se necesiten ajustes menores basados en el conocimiento local extra para completar los informes para su presentación.

Una diferencia significativa entre dichos métodos -que aún persiste- es la asignación espacial de las emisiones del transporte terrestre: mientras que CORINAIR, con miras a los requisitos de entrada de los modelos de dispersión atmosférica, aplica el principio de territorialidad (asignación de emisiones según el consumo de combustible), las *Directrices del IPCC de 2006* siguen lo que normalmente son los datos más exactos: las ventas de combustible (en general, éstas son más exactas que los kilómetros recorridos por los vehículos). En el contexto de estas Directrices del IPCC, los países que cuentan con una disparidad considerable entre las emisiones, según el cálculo efectuado a partir de las ventas y del consumo de combustible, tienen la opción de estimar el consumo real y declarar las emisiones procedentes del consumo y del comercio en forma separada, utilizando los métodos de nivel superior adecuados. Los totales nacionales deben ser coherentes con las ventas del combustible.

Puesto que en la actualidad ambos métodos están generalmente armonizados, las *Directrices del IPCC de 2006* se concentran en las emisiones de los gases de efecto invernadero directos, CO₂, CH₄ y N₂O y ofrecen consejos sobre los COVDM en los casos en los que estos están estrechamente vinculados a las emisiones de los gases directos de efecto invernadero (uso no energético de los combustibles, entradas de CO₂ en la atmósfera a partir de la oxidación de los COVDM). Se remite a los usuarios a la Guía de inventario de emisiones de EMEP/CORINAIR para conocer los métodos de estimación de emisiones para los gases de efecto invernadero indirectos y otros contaminantes.

² Hay 49 partes del Convenio de la CEPE sobre Contaminación Atmosférica Transfronteriza a Larga Distancia, entre los que se incluyen Estados Unidos, Canadá, la mayoría de Europa –Rusia, Armenia y Georgia inclusive- y algunos países de Asia central como Kazajistán y Kirguizistán.

³ Véase [EEA 2005](#).

1.3.2 Emisiones fugitivas

El presente volumen plantea metodologías para la estimación de las emisiones fugitivas de CO₂, CH₄ y N₂O. Las metodologías para estimar las emisiones fugitivas del Sector Energía son muy diferentes de las utilizadas para la quema de combustible fósil. Las emisiones fugitivas tienden a ser difusas y pueden ser más difíciles de monitorear en forma directa. Además, los métodos son bastante específicos para el tipo de liberación de la emisión. Por ejemplo, los métodos para la minería carbonífera se relacionan con las características geológicas de las capas de carbón, mientras que los métodos para los escapes fugitivos de las instalaciones de petróleo y gas se relacionan con los equipos comunes.

Puede haber emisiones antropogénicas asociadas con el uso de la energía geotérmica. En esta etapa, no hay ninguna metodología para estimar estas emisiones. No obstante, si se las puede medir, se las debe declarar en la categoría de fuente 1.B.3 «Otras emisiones provenientes de la producción de energía».

1.3.3 Captura y almacenamiento de CO₂

Según el Tercer informe de evaluación del IPCC, en el transcurso del siglo 21, será necesario evitar cantidades sustanciales de emisiones de CO₂ para lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero atmosférico. La captura y el almacenamiento del CO₂ (CCS) constituyen una de las opciones de la cartera de medidas para estabilizar las concentraciones de gases de efecto invernadero mientras continúe el uso de los combustibles fósiles. El Capítulo 5 de este volumen presenta un panorama general del sistema de CCS y ofrece métodos de estimación de las emisiones para la captura, el transporte, la inyección y el almacenamiento subterráneo del CO₂. Es una *buena práctica* que los compiladores del inventario garanticen el manejo completo y coherente del sistema CCS en todo el Sector Energía.

1.4 CUESTIONES RELATIVAS A LA RECOPIACIÓN DE DATOS

1.4.1 Datos de la actividad

En el sector Energía, los datos de la actividad suelen ser las cantidades de combustible quemado. Esos datos son suficientes para realizar un análisis del Nivel 1. En los métodos de Nivel superior, se necesitan datos extra relativos a las características del combustible y a las tecnologías de combustión aplicadas.

Para garantizar la transparencia y la comparabilidad, es preciso utilizar un esquema coherente de clasificación para los tipos de combustible. Esta sección proporciona:

1. Las definiciones de los diferentes combustibles.
2. Las unidades en las que se deben expresar los datos de la actividad.
3. Orientación respecto de fuentes posibles de datos de la actividad y
4. orientación sobre la coherencia de la serie temporal.

Una explicación clara de las estadísticas de energía y de los balances de energía se presenta en el manual de estadísticas de energía «*Energy Statistics Manual*» de la Agencia Internacional de Energía (AIE)⁴.

1.4.1.1 DEFINICIONES DE LOS COMBUSTIBLES

Resultan necesarios términos y definiciones comunes de los combustibles para que los países describan las emisiones procedentes de las actividades de quema del combustible de forma coherente. A continuación, se presenta una lista de los tipos de combustibles basada principalmente en las definiciones de la Agencia Internacional de Energía (AIE). Se utilizan estas definiciones en las *Directrices del IPCC de 2006*.

⁴ OECD/IEA Energy Statistics Manual (2004), OECD/IEA, Paris. Es posible descargar gratis esta publicación del sitio Web: www.iea.org.

CUADRO 1.1		
DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español	Comentarios	
LÍQUIDOS (Petróleo crudo y productos petrolíferos)		
Petróleo crudo	El petróleo crudo es un aceite mineral que consta de una mezcla de hidrocarburos de origen natural, de un color que va del amarillo al negro, y de una densidad y viscosidad variables. También incluye el condensado de petróleo (líquidos separadores) que se recuperan a partir de los hidrocarburos gaseosos en las plantas de separación del condensado.	
Orimulsión	Sustancia del tipo alquitrán que se produce naturalmente en Venezuela. Se puede quemar directamente o refinar para lograr productos petrolíferos ligeros.	
Gas natural licuado (GNL)	Constituyen el GNL los hidrocarburos líquidos o licuados producidos por la fabricación, purificación y estabilización del gas natural. Son partes del gas natural recuperadas como líquido en los separadores, las instalaciones de campo o las plantas de procesamiento del gas. El GNL incluye, sin carácter taxativo, etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensado. También puede incluir pequeñas cantidades de no hidrocarburos.	
Gasolina	Gasolina para motores	Se trata de un hidrocarburo ligero para usar en los motores de combustión interna como los automotores, con exclusión de las aeronaves. La gasolina para motores se destila entre los 35 °C y los 215 °C y se utiliza como combustible para los motores de encendido por chispa basados en tierra. La gasolina para motores incluye aditivos, oxigenados y mejoradores de los octanos, incluidos los compuestos de plomo tales como el TEP (plomo tetraetilo) y el TMP (plomo tetrametilo).
	Gasolina para la aviación	La gasolina para la aviación es gasolina para motores preparada especialmente para los motores de pistones de la aviación, con una cantidad de octanos acorde al motor, un punto de congelación de -60 °C y un rango de destilación que normalmente oscila dentro de los límites de 30 °C y 180 °C.
	Gasolina para motor a reacción	Incluye todos los hidrocarburos ligeros para usar en los grupos motores de las turbinas de aviación. Se destilan entre los 100 °C y los 250 °C. Se obtiene mezclando querosenos con gasolina o nafta de forma tal que el contenido aromático no supere el 25 por ciento en volumen, y la presión de vapor quede entre los 13,7 kPa y los 20,6 kPa. Se puede incluir aditivos para mejorar la estabilidad y combustibilidad del combustible.
Queroseno para motor a reacción	Destilado medio utilizado para grupos motores de las turbinas de aviación. Posee las mismas características de destilación y punto de inflamación del queroseno (entre 150 °C y 300 °C, pero en general no supera los 250 °C). Además, posee especificaciones particulares (tales como el punto de congelación) que establece la Asociación de Transporte Aéreo Internacional (IATA, del inglés, <i>International Air Transport Association</i>).	
Otro queroseno	El queroseno comprende el destilado de petróleo refinado intermedio cuya volatilidad se encuentra entre la gasolina y el gas/diesel oil. Es una destilación media de petróleo entre los 150 °C y los 300 °C.	
Esquisto bituminoso	Aceite mineral extraído del esquisto bituminoso.	
Gas/Diesel Oil	Incluye los gasóleos pesados. Los gasóleos se obtienen de la mínima fracción de la destilación atmosférica del petróleo crudo, mientras que los gasóleos pesados se obtienen por redestilación en vacío del residual de la destilación atmosférica. El gas/diesel oil se destila entre los 180 °C y los 380 °C. Se encuentran disponibles diversas leyes según las aplicaciones: diesel oil para chispa de compresión diesel (automóviles, camiones, marítimo, etc.), aceite ligero para calefacción para aplicaciones industriales y comerciales, y otro gasóleo incluidos los gasóleos pesados que se destilan a una temperatura entre 380 °C y 540 °C y se utilizan como sustancias petroquímicas para la alimentación a procesos.	
Fuelóleo residual	Este encabezado define los aceites que conforman el residuo de la destilación. Comprende todos los fuelóleos residuales, incluidos los que se obtienen a partir de las mezclas. Su viscosidad cinemática se encuentra por encima de los 0,1cm ² (10 cSt) a 80 °C. El punto de inflamación siempre está por encima de los 50 °C y la densidad siempre es superior a 0,90 kg/l.	
Gases licuados de petróleo	Constituyen la fracción de hidrocarburos ligeros de la serie de parafina, derivada de los procesos de refinería, las plantas de estabilización del petróleo crudo y las plantas de procesamiento del gas natural que comprende propano (C ₃ H ₈) y butano (C ₄ H ₁₀) o una combinación de ambos. Normalmente se licuan a presión para el transporte y almacenamiento.	

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)		
DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español	Comentarios	
LÍQUIDOS (Petróleo crudo y productos petrolíferos)		
Etano	Hidrocarburo de cadena lineal naturalmente gaseoso (C ₂ H ₆). Es un gas parafínico incoloro que se extrae del gas natural y de los caudales de gas de refinería.	
Nafta	Sustancia para la alimentación a procesos destinada a la industria petroquímica (p. ej., la manufactura de etileno o la producción de compuestos aromáticos) o para la producción de gasolina mediante reformación o isomerización dentro de la refinería. La nafta incluye materia comprendida en el rango de destilación de 30 °C a 210 °C o parte de este rango.	
Alquitrán	Hidrocarburo sólido, semi-sólido o viscoso con una estructura coloidal, de color marrón a negro, que se obtiene como residuo de la destilación del petróleo crudo, por destilación al vacío de óleos residuales de la destilación atmosférica. Muchas veces se hace referencia al alquitrán como asfalto y se lo utiliza principalmente para el tratamiento de superficie de rutas y como material impermeabilizante de techos. Esta categoría incluye el alquitrán fluidizado y reducido.	
Lubricantes	Hidrocarburos producidos a partir de destilado o residuo; se los utiliza principalmente para reducir la fricción entre las superficies de los rodamientos. Esta categoría incluye todos los tipos terminados de aceites lubricantes, desde el aceite para huso hasta el aceite para el cilindro, y los utilizados en las grasas, incluidos los aceites para motor y todos los tipos de soporte de aceite lubricante.	
Coque de petróleo	Se lo define como residuo sólido negro, que se obtiene principalmente por escisión y carbonización de las sustancias para la alimentación a procesos derivadas del petróleo, residuos de vacío, alquitrán y brea de los procesos tales como la coquización retardada o la coquización fluida. Consta principalmente de carbono (de 90 a 95 por ciento) y tiene un bajo contenido de ceniza. Se lo utiliza como sustancia para la alimentación a procesos de los hornos de coque para la industria del acero, para fines de calefacción, para la fabricación de electrodos y para la producción de sustancias químicas. Las dos calidades más importantes son el «coque verde» y el «coque calcinado». Esta categoría también incluye el «coque catalizador» depositado en el catalizador durante los procesos de refinación: no es recuperable y suele quemarse como combustible de refinería.	
Sustancia para alimentación a procesos de refinerías	Producto o combinación de productos derivados del petróleo crudo y destinados a un posterior procesamiento que no sea la mezcla en la industria de la refinería. Se transforma en uno o más componentes y/o productos terminados. Esta definición cubre los productos terminados importados para entrada en refinería y los devueltos de la industria petroquímica a la industria de refinación.	
Otro petróleo	Gas de refinería	Se define como un gas no condensable obtenido durante la destilación del petróleo crudo o el tratamiento de los productos del petróleo (p. ej., la escisión) en refinerías. Consta principalmente de hidrógeno, metano, etano y olefinas. Incluye también los gases que se devuelven de la industria petroquímica.
	Ceras	Hidrocarburos alifáticos saturados (de la fórmula general C _n H _{2n+2}). Estas ceras son los residuos que se extraen al desparafinar los aceites lubricantes; presentan una estructura cristalina con un número de carbonos mayor que 12. Sus principales características son: incoloras, inodoras y translúcidas, con un punto de fusión superior a los 45 °C.
	Espíritu blanco y SBP	El espíritu blanco y el SBP son destilados refinados intermedios cuya destilación se encuentra en la gama de la nafta y el queroseno. Se subdividen del siguiente modo: i) Esencia de petróleo (SBP): Aceites livianos que se destilan entre los 30 °C y los 200 °C, con una diferencia de temperatura comprendida entre el 5 y el 90 por ciento del volumen de los puntos de destilación, incluidas las pérdidas, de no más de 60 °C. En otras palabras, el SBP es un aceite liviano de un corte más angosto que la gasolina para motores. Existen 7 u 8 leyes de esencia de petróleo, según la posición del corte en el rango de destilación antes definido. ii) Espíritu blanco: esencia de petróleo con un punto de inflamación superior a los 30 °C. El rango de destilación del espíritu blanco es de 135 °C a 200 °C.
	Otros productos del petróleo	Productos del petróleo no incluidos en la clasificación precedente; por ejemplo: alquitrán, azufre y grasa. Esta categoría incluye también los compuestos aromáticos (p. ej., BTX o benceno, tolueno y xileno) y las olefinas (p. ej., propileno) producidos dentro de las refinerías.

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)		
DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español	Comentarios	
SÓLIDOS (Carbón y productos del carbón)		
Antracita	Carbón de alto rango utilizado para aplicaciones industriales y residenciales. Generalmente tiene menos del 10 por ciento de materia volátil y un alto contenido de carbono (alrededor de 90 por ciento de carbono fijo). Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.	
Carbón de coque	Carbón bituminoso cuya calidad permite producir un coque adecuado para una carga de alto horno. Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.	
Otro carbón bituminoso	Se lo utiliza para la generación de vapor e incluye todo el carbón bituminoso no incluido en la categoría carbón de coque. Se caracteriza por tener más materia volátil que la antracita (más del 10 por ciento) y menor contenido de carbono (menos del 90 por ciento de carbono fijo). Su valor calórico bruto es mayor que 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) en una base sin ceniza pero húmeda.	
Carbón sub-bituminoso	Carbón no aglomerante con un valor calórico bruto comprendido entre los 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg) y los 23 865 kJ/kg (5 700 kcal/kg) que contiene más del 31 por ciento de materia volátil sobre una base libre de materia mineral seca.	
Lignito	El lignito/carbón de lignito es un carbón no aglomerante con un valor calórico bruto inferior a 17 435 kJ/kg (4 165 kcal/kg), y mayor que el 31 por ciento de materia volátil sobre una base libre de materia mineral seca.	
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán	Esquisto bituminoso: roca inorgánica no porosa que contiene diversas cantidades de materia orgánica sólida que da hidrocarburos, junto con una variedad de productos sólidos, cuando se la somete a la pirólisis (tratamiento que consiste en calentar la roca a alta temperatura). Arena impregnada de alquitrán (o rocas carbonatadas porosas): arena mezclada naturalmente con una forma viscosa de petróleo crudo pesado, a veces denominada alquitrán. Debido a su elevada viscosidad, no es posible recuperar este aceite por métodos convencionales de recuperación.	
Briquetas de carbón de lignito	Las briquetas de carbón de lignito (BKB) son combustibles de composición fabricados a partir del lignito/carbón de lignito, que se obtienen por briquetado a alta presión. Las cifras incluyen los finos secos y el polvo del lignito.	
Combustible evidente	Combustible de composición fabricado con finos de hulla, con el agregado de un aglutinante. Por lo tanto, la cantidad de combustible evidente producido puede ser un poco mayor que la cantidad real de carbón consumido en el proceso de transformación.	
Coque	Coque para horno de coque y Coque de lignito	El coque para horno de coque es el producto sólido que se obtiene por carbonización del carbón, principalmente del carbón de coque, a alta temperatura. Tiene un nivel bajo de materia volátil y contenido de humedad. Se incluye también el semi coque, producto sólido que se obtiene de la carbonización del carbón a baja temperatura, coque de lignito, semi coque hecho con lignito/carbón de lignito, cisco de coque y coque de fundición. Se lo conoce también como coque metalúrgico.
	Coque de gas	Producto derivado de la hulla, usado para la producción del gas ciudad en las fábricas de gas. Se lo utiliza para calefacción.
Alquitrán de hulla	El resultado de la destilación destructiva de la hulla bituminosa. Derivado líquido de la destilación del carbón para fabricar coque en el proceso de horno de coque. Puede destilarse aún más hasta obtener diferentes productos orgánicos (p. ej., benceno, tolueno, naftaleno) que normalmente se declaran como sustancia para la alimentación a procesos de la industria petroquímica.	
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	Cubre todos los tipos de gases producidos en plantas privadas o de servicios públicos, cuyo objetivo principal es la manufactura, el transporte y la distribución del gas. Comprende el gas producido por carbonización (incluido el gas producido por hornos de coque y transferido al gas de las fábricas de gas), por gasificación total con o sin enriquecimiento con productos del petróleo (GLP, fuelóleo residual, etc.) y por reformado y mezcla simple de gases y/o aire. Excluye el gas natural mezclado, que suele distribuirse por la red de distribución del gas natural.
	Gas de horno de coque	Se obtiene como producto derivado de la manufactura del coque de horno de coque para la producción de hierro y acero.
	Gas de alto horno	Se produce durante la quema del coque en los altos hornos, en la industria del hierro y del acero. Se recupera y se utiliza como combustible parcialmente dentro de la planta y parcialmente en otros procesos de la industria del acero, o en las centrales eléctricas equipadas para quemarlo.
	Gas de horno de oxígeno para aceros	Se obtiene como producto derivado de la producción de acero en un horno de oxígeno, y se recupera al dejar el horno. Este gas se conoce también como gas de convertidor, gas LD (iniciales de <i>Linz-Donawitz</i>) o gas BOS.

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)		
DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español	Comentarios	
GAS (Gas natural)		
Gas natural	Debe incluir el gas natural mezclado (a veces también denominado «Gas ciudad» o gas para consumo humano), un gas de alto valor calórico obtenido como mezcla de gas natural con otros gases derivados de otros productos primarios y suele distribuirse por la red de distribución de gas natural (p. ej. metano de las capas de carbón). El gas natural mezclado debe incluir al gas natural sustituto, un gas de alto valor calórico, fabricado por conversión química de un combustible fósil de hidrocarburo, en el que las principales materias primas son: gas natural, carbón, petróleo y esquisto bituminoso.	
OTROS COMBUSTIBLES FÓSILES		
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	Incluye los desechos que producen los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario, que se incineran en instalaciones específicas y se utilizan a los fines energéticos. Solamente debe incluirse aquí la fracción del combustible que no es biodegradable.	
Desechos industriales	Constan de los productos sólidos y líquidos (p. ej. los neumáticos) que se queman en forma directa, normalmente en plantas especializadas, para producir calor y/o energía no declarada como biomasa.	
Óleos de desecho	Óleos usados (p. ej., lubricantes de desecho) que se queman para la producción de calor.	
TURBA		
Turba ⁵	Depósito combustible suave, poroso o comprimido y sedimentario de origen vegetal, que incluye un material de madera con alto contenido de agua (hasta 90 por ciento en estado bruto), fácil de cortar, que puede contener trozos más duros de color marrón claro a oscuro. No se incluye la turba utilizada para fines no energéticos.	
BIOMASA		
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	Madera y desechos de madera que se queman directamente para obtener energía. Esta categoría también incluye la madera para producción de carbón vegetal, pero no la producción real de carbón vegetal (se trataría de un cómputo doble puesto que el carbón vegetal es un producto secundario).
	Lejía de sulfito (licor negro)	Licor agotado alcalino procedente de los autoclaves de la producción de sulfato o pulpa a la sosa durante la fabricación del papel, en el cual el contenido de energía proviene de la lignina eliminada de la pulpa de la madera. Este combustible en su forma concentrada suele ser 65-70 por ciento sólido.
	Otra biomasa sólida primaria	Incluye la materia vegetal utilizada directamente como combustible aún no incluida en la madera/los desechos de madera ni en la lejía de sulfito. Se incluyen los desechos vegetales, materia/desechos animales, y otra biomasa sólida. Esta categoría incluye las entradas no madera a la producción del carbón vegetal (p. ej., la corteza del coco) pero deben excluirse todas las demás sustancias para alimentación a procesos para la producción de biocombustibles.
	Carbón vegetal	El carbón vegetal que se quema como energía cubre el residuo sólido de la destilación destructiva y la pirólisis de la madera y de otras materias vegetales.

⁵ Si bien estrictamente hablando la turba no es un combustible fósil, en los estudios del ciclo de vida se ha demostrado que sus características de emisión de gases de efecto invernadero son equiparables a las de los combustibles fósiles (Nilsson and Nilsson, 2004; Uppenberg *et al.*, 2001; Savolainen *et al.*, 1994). Por lo tanto, las emisiones de CO₂ de la quema de turba se incluyen en las emisiones nacionales como correspondientes a los combustibles fósiles.

CUADRO 1.1 (CONTINUACIÓN)		
DEFINICIONES DE LOS TIPOS DE COMBUSTIBLES UTILIZADAS EN LAS DIRECTRICES DEL IPCC DE 2006		
Descripción en español		Comentarios
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	Debe contener solamente la parte del combustible que se relaciona con las cantidades de biocombustible y no con el volumen total de líquidos en el cual se mezclan los biocombustibles. Esta categoría incluye el bioetanol (etanol producido a partir de la biomasa y/o de la fracción biodegradable de los desechos), biometanol (metanol producido a partir de la biomasa y/o de la fracción biodegradable de los desechos), bioETBE (etil-ter-butil-éter producido a partir del bioetanol: la fracción volumétrica de bioETBE que se computa como biocombustible es del 47 por ciento) y el bioMTBE (metil-ter-butil-éter producido a partir del biometanol: la fracción volumétrica de bioMTBE que se computa como biocombustible es del 36 por ciento).
	Biodiésel	Debe contener solamente la parte del combustible que se relaciona con las cantidades de biocombustible y no con el volumen total de líquidos en el cual se mezclan los biocombustibles. Esta categoría incluye el biodiésel (metil-éster producido a partir de aceite vegetal o animal, de calidad diésel), el biodimetiléter (dimetiléter producido a partir de la biomasa), fischer tropsh (fischer tropsh producido a partir de la biomasa), bioaceite prensado en frío (aceite producido a partir del aceite de semilla solamente por procesamiento mecánico) y todos los demás biocombustibles líquidos que se añaden, mezclan o utilizan directamente como diésel para el transporte.
	Otros biocombustibles líquidos	Otros biocombustibles líquidos no incluidos en la biogasolina ni en los biodiésel.
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	Se obtiene a partir de la fermentación anaeróbica de la biomasa y los desechos sólidos de los vertederos, y se quema para producir calor y/o energía.
	Gas de digestión de lodos cloacales	Se obtiene a partir de la fermentación anaeróbica de la biomasa y los desechos sólidos del lodo y del fango animal, y se quema para producir calor y/o energía.
	Otro biogás	Otro biogás no incluido en el gas de vertedero ni en el gas de digestión de lodos cloacales.
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	Incluye los desechos que producen los hogares, la industria, los hospitales y el sector terciario, que se incineran en instalaciones específicas y se utilizan a los fines energéticos. Solamente debe incluirse aquí la fracción biodegradable del combustible.

1.4.1.2 CONVERSIÓN DE UNIDADES DE ENERGÍA

En las estadísticas sobre energía y en otras compilaciones de datos relativos a la energía, la producción y el consumo de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos se especifican en unidades físicas, por ejemplo en toneladas o metros cúbicos. Para convertir estos datos en unidades comunes de energía, p. ej., julios, se requieren valores calóricos. Para convertir toneladas en unidades de energía, en este caso terajulios, se requieren valores calóricos. En las presentes Directrices se utilizan los valores calóricos netos (VCN) expresados en unidades de SI o múltiplos de las unidades de SI (por ejemplo, TJ/Mg). Algunas oficinas de estadísticas utilizan los valores calóricos brutos (VCB). La diferencia que existe entre el VCN y el VCB es el calor latente de vaporización del agua producido durante la quema de combustible. Como consecuencia, para el carbón y el petróleo, el VCN es alrededor de un 5 por ciento menor que el VCB. Para la mayoría de las formas de gas natural y manufacturado, el VCN es alrededor de 10 por ciento menor. El Recuadro 1.1 que sigue a continuación presenta un algoritmo para la conversión si se conocen las características del combustible (contenido de humedad, de hidrógeno y de oxígeno). La conversión por defecto de los combustibles comunes de biomasa del VCN al VCB, en especial la corteza, la madera y los desechos de madera, se deriva de las herramientas para el cálculo de los gases de efecto invernadero de la pulpa y el papel disponibles a través del sitio Web del Protocolo de gases de efecto invernadero de WRI/WBCSD⁶.

Si los países utilizan el VCB, deben identificarlo como tal. Para conocer una explicación más detallada de este tema y del modo de convertir un valor en el otro, sírvase consultar el manual de estadísticas de energía «Energy Statistics Manual» de la AIE (OECD/IEA, 2004).

⁶ Véase la página 9 de "Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Pulp and Paper Mills, Version 1.1, July 8, 2005" disponible en el sitio Web: <http://www.ghgprotocol.org/includes/getTarget.asp?type=d&id=MTYwNjQ>

RECUADRO 1.1
CONVERSIÓN ENTRE VALORES CALÓRICOS BRUTOS Y NETOS

Unidades: MJ/kg – Megajulios por kilogramo; 1 MJ/kg = 1 Gigajulio/tonelada (GJ/tonelada)

VC bruto (VCB) o «valor de calentamiento mayor» (VCM) es el valor calórico en condiciones de laboratorio.

VC neto (VCN) o «valor de calentamiento menor» (VCMen) es el valor calórico útil en la planta de la caldera. La diferencia es básicamente el calor latente del vapor de agua producido.

Conversiones - Bruto/Neto (según ISO, para las cifras según se recibe*) en MJ/kg:

$$VC\ neto = VC\ bruto - 0,212H - 0,0245M - 0,008Y$$

Donde M es el porcentaje de humedad, H es el porcentaje de hidrógeno, Y es el porcentaje de oxígeno (del análisis definitivo que determina la cantidad de carbono, hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre) según se recibe (es decir, incluye la humedad total (TM)).

Fuente: Instituto mundial del carbón (*World Coal Institute*

(<http://www.worldcoal.org/pages/content/index.asp?PageID=190>), que proporciona más detalles.

Los valores por defecto VCN para convertir a partir de unidades de 10^3 toneladas en unidades de terajulios se encuentran en el Cuadro 1.2. Estos valores se basan en el análisis estadístico de tres fuentes de datos:

1. **Las presentaciones del inventario anual de gases de efecto invernadero de las Partes del Anexo I:** las presentaciones nacionales de los países del Anexo 1 de la CMNUCC en 2004 acerca de las emisiones de 2002 (Cuadro-1A(b) del MCGI). Este conjunto de datos contiene los Valores calóricos netos (VCN), el Factor de emisión de carbón (FEC) y el Factor de oxidación de carbón (FOC) para los combustibles individuales de más de 33 países del Anexo 1.
2. **Base de datos de factores de emisión:** la base de datos de factores de emisión (EFDB, del inglés, *Emission Factor Database*) del IPCC, versión-1, a partir de diciembre de 2003 contiene todos los valores por defecto incluidos en las *Directrices del IPCC de 1996* y los datos adicionales aceptados por el consejo editorial de la EFDB. La EFDB contiene datos específicos del país respecto del VCN y FEC, incluidos los países en desarrollo.
3. **Base de datos de la AIE:** la base de datos VCN de la Agencia Internacional de Energía para todos los combustibles, a partir de noviembre de 2004. La base de datos de la AIE contiene datos VCN específicos del país para muchos países, incluidos los países en desarrollo.

El análisis estadístico realizado sobre estos conjuntos de datos se describió en detalle en un documento aparte (Kainou, 2005). Se utilizó el mismo conjunto de datos para compilar un cuadro de valores por defecto y rangos de incertidumbre.

1.4.1.3 FUENTES DE DATOS DE LA ACTIVIDAD

Las estadísticas del combustible recopiladas por un organismo nacional de reconocimiento oficial suelen ser los datos de la actividad más adecuados y accesibles. No obstante, en algunos países, quienes deben compilar la información del inventario pueden no tener acceso directo a toda la gama de datos disponibles en su país y quizá deseen usar datos especialmente provistos por su país a las organizaciones internacionales.

Actualmente existen dos fuentes principales de estadísticas internacionales sobre la energía: la Agencia Internacional de Energía (AIE) y las Naciones Unidas (ONU). Ambos organismos internacionales recopilan datos de la energía de las administraciones nacionales de sus países miembro, a través de sistemas de cuestionarios. Los datos recopilados son, en consecuencia, datos «oficiales». Para evitar la duplicación de la generación de informes, si los países son miembros de ambas organizaciones, la ONU recibe copia de los cuestionarios de la AIE para los países miembro de la OCDE en vez de exigirles que completen los cuestionarios de la ONU. Al compilar las estadísticas para los países no miembros de la OCDE, la AIE utiliza, para determinados países, los datos de la ONU a los que puede añadir información adicional obtenida del gobierno nacional, de asesores o de las empresas de energía que operan en esos países. Las estadísticas correspondientes a otros países se obtienen directamente de las fuentes nacionales. La cantidad de países cubiertos por las publicaciones de la AIE es menor que la de la ONU.⁷

⁷ Aproximadamente 130 países (de los 170 países miembros de la ONU) están incluidos en los datos de la AIE y representan el 98 por ciento del consumo mundial de energía y casi toda la producción energética.

CUADRO 1.2				
VALORES CALÓRICOS NETOS (VCN) POR DEFECTO Y LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR DE LOS INTERVALOS DE CONFIANZA DEL 95%¹				
Descripción en español del tipo de combustible		Valor calórico neto (TJ/Gg)	Inferior	Superior
Petróleo crudo		42,3	40,1	44,8
Orimulsión		27,5	27,5	28,3
Gas natural licuado		44,2	40,9	46,9
Gasolina	Gasolina para motores	44,3	42,5	44,8
	Gasolina para la aviación	44,3	42,5	44,8
	Gasolina para motor a reacción	44,3	42,5	44,8
Queroseno para motor a reacción		44,1	42,0	45,0
Otro queroseno		43,8	42,4	45,2
Esquisto bituminoso		38,1	32,1	45,2
Gas/Diesel Oil		43,0	41,4	43,3
Fuelóleo residual		40,4	39,8	41,7
Gases licuados de petróleo		47,3	44,8	52,2
Etano		46,4	44,9	48,8
Nafta		44,5	41,8	46,5
Alquitrán		40,2	33,5	41,2
Lubricantes		40,2	33,5	42,3
Coque de petróleo		32,5	29,7	41,9
Sustancia para alimentación a procesos de refinerías		43,0	36,3	46,4
Otro petróleo	Gas de refinería ²	49,5	47,5	50,6
	Ceras de parafina	40,2	33,7	48,2
	Espíritu blanco y SBP	40,2	33,7	48,2
	Otros productos del petróleo	40,2	33,7	48,2
Antracita		26,7	21,6	32,2
Carbón de coque		28,2	24,0	31,0
Otro carbón bituminoso		25,8	19,9	30,5
Carbón sub-bituminoso		18,9	11,5	26,0
Lignito		11,9	5,50	21,6
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán		8,9	7,1	11,1
Briquetas de carbón de lignito		20,7	15,1	32,0
Combustible evidente		20,7	15,1	32,0
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	28,2	25,1	30,2
	Coque de gas	28,2	25,1	30,2
Alquitrán de hulla ³		28,0	14,1	55,0
Gases derivados	Gas de fábrica de gas ⁴	38,7	19,6	77,0
	Gas de horno de coque ⁵	38,7	19,6	77,0
	Gas de alto horno ⁶	2,47	1,20	5,00
	Gas de horno de oxígeno para aceros ⁷	7,06	3,80	15,0
Gas natural		48,0	46,5	50,4
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)		10	7	18
Desechos industriales		NA	NA	NA
Óleos de desecho ⁸		40,2	20,3	80,0
Turba		9,76	7,80	12,5

CUADRO 1.2 (CONTINUACIÓN)				
VALORES CALÓRICOS NETOS (VCN) POR DEFECTO Y LÍMITES INFERIOR Y SUPERIOR DE LOS INTERVALOS DE CONFIANZA DEL 95% ¹				
Descripción en español del tipo de combustible		Valor calórico neto (TJ/Gg)	Inferior	Superior
Biocombustibles sólidos	Madera/Desechos de madera ⁹	15,6	7,90	31,0
	Lejía de sulfito (licor negro) ¹⁰	11,8	5,90	23,0
	Otra biomasa sólida primaria ¹¹	11,6	5,90	23,0
	Carbón vegetal ¹²	29,5	14,9	58,0
Biocombustibles líquidos	Biogasolina ¹³	27,0	13,6	54,0
	Biodiésel ¹⁴	27,0	13,6	54,0
	Otros biocombustibles líquidos ¹⁵	27,4	13,8	54,0
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero ¹⁶	50,4	25,4	100
	Gas de digestión de lodos cloacales ¹⁷	50,4	25,4	100
	Otro biogás ¹⁸	50,4	25,4	100
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	11,6	6,80	18,0
Notas:				
¹ Límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, suponiendo distribuciones lognormales, ajustado a un conjunto de datos, sobre la base de los informes de inventarios nacionales, los datos de la AIE y los datos nacionales disponibles. Se presenta una descripción más detallada en la sección 1.5.				
² Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
³ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
⁴ Gas de horno de coque; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
⁵⁻⁷ Datos en pequeñas cantidades de Japón y el Reino Unido; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
⁸ Para los aceites de desecho se toman los valores de los «lubricantes»				
⁹ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
¹⁰ Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
¹¹ Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
¹² EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
¹³⁻¹⁴ Número teórico de etanol; rango de incertidumbre: dictamen de expertos;				
¹⁵ Biomasa líquida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos				
¹⁶⁻¹⁸ Número teórico de metano rango de incertidumbre: dictamen de expertos;				

En general, los organismos nacionales responsables del inventario del país pueden obtener gratuitamente los datos de la AIE y de la ONU correspondientes a su país dirigiéndose a stats@iea.org o energy_stat@un.org.

Dos tipos de combustibles merecen especial atención:

Biomasa:

Los datos de la biomasa suelen ser más inciertos que otros datos de las estadísticas nacionales de energía. Una gran fracción de la biomasa, usada para energía, puede ser parte de la economía informal, y el comercio de este tipo de combustibles (madera combustible, residuos agrícolas, aglutinación de estiércol, etc.) con frecuencia no se registra en las estadísticas nacionales de energía ni en los balances.

El Capítulo 4 (Tierras forestales) del Volumen 4 AFOLU ofrece un método alternativo para estimar los datos de la actividad para el uso de la madera combustible.

Si hay disponibles estadísticas de energía y de AFOLU, el compilador del inventario debe cuidar de evitar el cómputo doble, y debe indicar de qué forma se integraron los datos de ambas fuentes para obtener la mejor estimación posible del uso de la madera combustible en el país. Las emisiones de CO₂ de la combustión de la biomasa no están incluidas en los totales nacionales, pero se las registra como elemento informativo a los fines de la verificación cruzada y para evitar el cómputo doble. Nótese que en las presentes directrices no se considera que la turba sea biomasa; por lo tanto, se estiman las emisiones de CO₂.

Desechos:

Puede haber incineración de desechos en las instalaciones en las que se utiliza la combustión del calor como energía en otros procesos. En esos casos, deben tratarse estos desechos como combustible y deben declararse las emisiones en el sector de energía. Si se incineran los desechos sin usar el calor de la combustión como energía,

deben declararse las emisiones en la categoría incineración de desechos. En ambos casos, se presentan las metodologías en el Capítulo 5 del Volumen 5. Las emisiones de CO₂ procedentes de la combustión de biomasa en los desechos usados para energía no se incluyen en los totales nacionales pero se registran como elemento informativo para la verificación cruzada.

1.4.1.4 COHERENCIA DE LA SERIE TEMPORAL

Muchos países poseen largas series temporales de estadísticas de energía que pueden usarse para obtener series temporales de las emisiones de gases de efecto invernadero del sector energético. Sin embargo, en muchos casos, las prácticas estadísticas (incluidas las definiciones de los combustibles, del uso de combustible por sectores) se modifican con el paso del tiempo y no siempre resulta viable efectuar nuevos cálculos de los datos energéticos del último conjunto de definiciones. Al compilar la serie temporal de las emisiones procedentes de la quema de combustible, estos cambios pueden dar lugar a incoherencias de la serie temporal, que deben abordarse usando los métodos provistos en el Capítulo 5 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*, Coherencia de la serie temporal.

1.4.2 Factores de emisión

1.4.2.1 FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂

Los procesos de combustión se optimizan para derivar la cantidad máxima de energía por unidad de combustible consumido, con lo que se logra la máxima cantidad de CO₂. La quema eficaz del combustible garantiza la oxidación de la máxima cantidad de carbono disponible en el combustible. Los factores de emisión de CO₂ correspondientes a la quema de combustible son, por lo tanto, relativamente insensibles al proceso de quema en sí y, por ello, dependen casi en forma exclusiva del contenido de carbono del combustible.

El contenido de carbono puede variar de forma considerable tanto entre los tipos de combustible primarios como dentro de ellos, por masa o por volumen:

- Para el gas natural, el contenido de carbono depende de la composición del gas que, en estado entregado, principalmente es metano, pero puede incluir pequeñas cantidades de etano, propano, butano e hidrocarburos más pesados. El gas natural quemado en antorcha en la planta de producción suele contener cantidades mucho más grandes de hidrocarburos no metano. En consecuencia, el contenido de carbono es diferente.
- El contenido de carbono por unidad de energía suele ser menor para los productos ligeros refinados, como la gasolina, que para los productos más pesados como el fuelóleo residual.
- Para el carbón, las emisiones de carbono por tonelada varían considerablemente según la composición de carbón del carbono, hidrógeno, azufre, ceniza, oxígeno y nitrógeno.

Al convertir en unidades de energía se reduce esta variabilidad.

Una pequeña parte del carbono combustible que ingresa en el proceso de combustión escapa a la oxidación. Esta fracción suele ser pequeña (99 a 100 por ciento del carbono se oxida) y los factores de emisión por defecto del Cuadro 1.4 se derivan sobre la hipótesis de la oxidación del 100 por ciento. En el caso de algunos combustibles, esta fracción puede no ser insignificante en la práctica y si hay disponibles valores representativos específicos del país se los debe utilizar. En otras palabras: se supone que la fracción de carbono oxidado es 1 para derivar los factores de emisión de CO₂ por defecto.

El Cuadro 1.3 presenta el contenido de carbono de los combustibles a partir de los cuales se pueden calcular los factores de emisión sobre la base del peso molecular completo (Cuadro 1.4). Estos factores de emisión son valores por defecto sugeridos únicamente si no están disponibles los factores específicos del país. Los factores de emisión más detallados y actualizados pueden estar disponibles en la EFDB del IPCC.

Nótese que las emisiones de CO₂ de los combustibles de biomasa no se incluyen en el total nacional, pero se declaran como elemento informativo. Las emisiones o absorciones netas de CO₂ se estiman en el sector AFOLU y toman en cuenta estas emisiones. Obsérvese que se considera la turba un combustible fósil y no un biocombustible y, por lo tanto, las emisiones procedentes de la combustión se incluyen en el total nacional.

Se utilizan los datos presentados en el Cuadro 1.3 para calcular los factores de emisión por defecto para cada combustible, sobre la base de la energía. Si los datos de la actividad están disponibles por masa, puede aplicarse directamente un método similar a estos datos de la actividad. Obviamente, el contenido de carbono debe ser conocido por masa.

CUADRO 1.3
VALORES POR DEFECTO DEL CONTENIDO DE CARBONO

Descripción en español del tipo de combustible	Contenido de carbono por defecto¹ (kg/GJ)	Inferior	Superior
Petróleo crudo	20,0	19,4	20,6
Orimulsión	21,0	18,9	23,3
Gas natural licuado	17,5	15,9	19,2
Gasolina para motores	18,9	18,4	19,9
Gasolina para la aviación	19,1	18,4	19,9
Gasolina para motor a reacción	19,1	18,4	19,9
Queroseno para motor a reacción	19,5	19	20,3
Otro queroseno	19,6	19,3	20,1
Esquisto bituminoso	20,0	18,5	21,6
Gas/Diesel oil	20,2	19,8	20,4
Fuelóleo residual	21,1	20,6	21,5
Gases licuados de petróleo	17,2	16,8	17,9
Etano	16,8	15,4	18,7
Nafta	20,0	18,9	20,8
Alquitrán	22,0	19,9	24,5
Lubricantes	20,0	19,6	20,5
Coque de petróleo	26,6	22,6	31,3
Sustancia para alimentación a procesos de refinerías	20,0	18,8	20,9
Gas de refinería ²	15,7	13,3	19,0
Ceras de parafina	20,0	19,7	20,3
Espíritu blanco y SBP	20,0	19,7	20,3
Otros productos del petróleo	20,0	19,7	20,3
Antracita	26,8	25,8	27,5
Carbón de coque	25,8	23,8	27,6
Otro carbón bituminoso	25,8	24,4	27,2
Carbón sub-bituminoso	26,2	25,3	27,3
Lignito	27,6	24,8	31,3
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán	29,1	24,6	34
Briquetas de carbón de lignito	26,6	23,8	29,6
Combustible evidente	26,6	23,8	29,6
Coque para horno de coque y coque de lignito	29,2	26,1	32,4
Coque de gas	29,2	26,1	32,4
Alquitrán de hulla ³	22,0	18,6	26,0
Gas de fábrica de gas ⁴	12,1	10,3	15,0
Gas de horno de coque ⁵	12,1	10,3	15,0
Gas de alto horno ⁶	70,8	59,7	84,0
Gas de horno de oxígeno para aceros ⁷	49,6	39,5	55,0
Gas natural	15,3	14,8	15,9

CUADRO 1.3 (CONTINUACIÓN)
VALORES POR DEFECTO DEL CONTENIDO DE CARBONO

Descripción en español del tipo de combustible	Contenido de carbono por defecto¹ (kg/GJ)	Inferior	Superior
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la	25,0	20,0	33,0
Desechos industriales	39,0	30,0	50,0
Óleo de desecho ⁹	20,0	19,7	20,3
Turba	28,9	28,4	29,5
Madera/Desechos de madera ¹⁰	30,5	25,9	36,0
Lejía de sulfito (licor negro) ¹¹	26,0	22,0	30,0
Otra biomasa sólida primaria ¹²	27,3	23,1	32,0
Carbón vegetal ¹³	30,5	25,9	36,0
Biogasolina ¹⁴	19,3	16,3	23,0
Biodiésel ¹⁵	19,3	16,3	23,0
Otros biocombustibles líquidos ¹⁶	21,7	18,3	26,0
Gas de vertedero ¹⁷	14,9	12,6	18,0
Gas de digestión de lodos cloacales ¹⁸	14,9	12,6	18,0
Otro biogás ¹⁹	14,9	12,6	18,0
Desechos municipales (fracción perteneciente a la	27,3	23,1	32,0

Notas:

¹ Límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, suponiendo distribuciones lognormales, ajustado a un conjunto de datos, sobre la base de los informes de inventarios nacionales, los datos de la AIE y los datos nacionales disponibles. Se presenta una descripción más detallada en la sección 1.5

² Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos;

³ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

⁴ Gas de horno de coque; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

⁵ Datos en pequeñas cantidades de Japón y el Reino Unido; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

⁶ ⁷ Datos en pequeñas cantidades de Japón y el Reino Unido; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

⁸ Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

⁹ Lubricantes; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹⁰ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹¹ Datos japoneses; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹² Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹³ EFDB; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹⁴ Número teórico de etanol; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹⁵ Número teórico de etanol; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹⁶ Biomasa líquida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

¹⁷⁻¹⁹ Número teórico de metano rango de incertidumbre: dictamen de expertos

²⁰ Biomasa sólida; rango de incertidumbre: dictamen de expertos

CUADRO 1.4
FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ¹

Descripción en español del tipo de combustible	Contenido de carbono por defecto (kg/GJ)	Factor de oxidación de carbono por defecto	Factor de emisión de CO ₂ eficaz (kg/TJ) ²			
			Valor por defecto ³	Intervalo de confianza del 95%		
				Inferior	Superior	
	A	B	$C=A*B*44/12*1000$			
Petróleo crudo	20,0	1	73 300	71 100	75 500	
Orimulsión	21,0	1	77 000	69 300	85 400	
Gas natural licuado	17,5	1	64 200	58 300	70 400	
Gasolina	Gasolina para motores	18,9	1	69 300	67 500	73 000
	Gasolina para la aviación	19,1	1	70 000	67 500	73 000
	Gasolina para motor a reacción	19,1	1	70 000	67 500	73 000
Queroseno para motor a reacción	19,5	1	71 500	69 700	74 400	
Otro queroseno	19,6	1	71 900	70 800	73 700	
Esquisto bituminoso	20,0	1	73 300	67 800	79 200	
Gas/Diesel oil	20,2	1	74 100	72 600	74 800	
Fuelóleo residual	21,1	1	77 400	75 500	78 800	
Gases licuados de petróleo	17,2	1	63 100	61 600	65 600	
Etano	16,8	1	61 600	56 500	68 600	
Nafta	20,0	1	73 300	69 300	76 300	
Alquitrán	22,0	1	80 700	73 000	89 900	
Lubricantes	20,0	1	73 300	71 900	75 200	
Coque de petróleo	26,6	1	97 500	82 900	115 000	
Sustancia para alimentación a procesos de refinерías	20,0	1	73 300	68 900	76 600	
Otro petróleo	Gas de refinерía	15,7	1	57 600	48 200	69 000
	Ceras de parafina	20,0	1	73 300	72 200	74 400
	Espíritu blanco y SBP	20,0	1	73 300	72 200	74 400
Otros productos del petróleo	20,0	1	73 300	72 200	74 400	
Antracita	26,8	1	98 300	94 600	101 000	
Carbón de coque	25,8	1	94 600	87 300	101 000	
Otro carbón bituminoso	25,8	1	94 600	89 500	99 700	
Carbón sub-bituminoso	26,2	1	96 100	92 800	100 000	
Lignito	27,6	1	101 000	90 900	115 000	
Esquisto bituminoso y arena impregnada de alquitrán	29,1	1	107 000	90 200	125 000	
Briquetas de carbón de lignito	26,6	1	97 500	87 300	109 000	
Combustible evidente	26,6	1	97 500	87 300	109 000	
Coque	Coque para horno de coque y Coque de lignito	29,2	1	107 000	95 700	119 000
	Coque de gas	29,2	1	107 000	95 700	119 000
Alquitrán de hulla	22,0	1	80 700	68 200	95 300	
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	12,1	1	44 400	37 300	54 100
	Gas de horno de coque	12,1	1	44 400	37 300	54 100
	Gas de alto horno ⁴	70,8	1	260 000	219 000	308 000
	Gas de horno de oxígeno para aceros ⁵	49,6	1	182 000	145 000	202 000

CUADRO 1.4 (CONTINUACIÓN)
FACTORES DE EMISIÓN DE CO₂ POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ¹

Descripción en español del tipo de combustible	Contenido de carbono por defecto (kg/GJ)	Factor de oxidación de carbono por defecto	Factor de emisión de CO ₂ eficaz (kg/TJ) ²			
			Valor por defecto	Intervalo de confianza del 95%		
				Inferior	Superior	
	A	B	$C=A*B*44/12*1000$			
Gas natural	15,3	1	56 100	54 300	58 300	
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	25,0	1	91 700	73 300	121 000	
Desechos industriales	39,0	1	143 000	110 000	183 000	
Óleo de desecho	20,0	1	73 300	72 200	74 400	
Turba	28,9	1	106 000	100 000	108 000	
Biocombustibles sólidos	Madera/Desechos de madera	30,5	1	112 000	95 000	132 000
	Lejía de sulfito (licor negro) ⁵	26,0	1	95 300	80 700	110 000
	Otra biomasa sólida primaria	27,3	1	100 000	84 700	117 000
	Carbón vegetal	30,5	1	112 000	95 000	132 000
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	19,3	1	70 800	59 800	84 300
	Biodiésel	19,3	1	70 800	59 800	84 300
	Otros biocombustibles líquidos	21,7	1	79 600	67 100	95 300
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	14,9	1	54 600	46 200	66 000
	Gas de digestión de lodos cloacales	14,9	1	54 600	46 200	66 000
	Otro biogás	14,9	1	54 600	46 200	66 000
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	27,3	1	100 000	84 700	117 000

Notas:

¹ Límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, suponiendo distribuciones lognormales, ajustado a un conjunto de datos, sobre la base de los informes de inventarios nacionales, los datos de la AIE y los datos nacionales disponibles. Se presenta una descripción más detallada en la sección 1.5

² TJ = 1000GJ

³ Los valores del factor de emisión para BFG incluyen el dióxido de carbono contenido originalmente en este gas, así como el creado debido a su quema.

⁴ Los valores del factor de emisión para OSF incluyen el dióxido de carbono contenido originalmente en este gas, así como el que se forma como consecuencia de la quema.

⁵ Incluye el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde la unidad de combustión de licor negro y el CO₂ derivado de la biomasa emitido desde el horno de cal de la planta de kraft.

1.4.2.2 OTROS GASES DE EFECTO INVERNADERO

Los factores de emisión de los gases no CO₂ procedentes de la quema de combustible dependen mucho de la tecnología utilizada. Puesto que el conjunto de tecnologías aplicado en cada sector varía de forma considerable, también varían los factores de emisión. Por lo tanto, no es útil incluir factores de emisión por defecto para estos gases, solamente sobre la base de los combustibles. En consecuencia, se incluyen los factores de emisión por defecto del Nivel 1 en los capítulos subsiguientes para cada subsector por separado.

1.4.2.3 GASES INDIRECTOS DE EFECTO INVERNADERO

Este volumen no ofrece una orientación sobre la estimación de las emisiones de los gases de efecto invernadero indirectos. Para obtener información sobre estos gases, se remite al usuario a la orientación provista en otros convenios (véase también la sección 1.3.1.3 Relación con otros métodos del inventario). Los métodos por defecto para estimar estas emisiones se incluyen en la Guía de EMEP/CORINAIR. El Capítulo 7 del Volumen 1 proporciona detalles completos sobre la forma de establecer el vínculo con esta información.

1.5 INCERTIDUMBRE EN LAS ESTIMACIONES DEL INVENTARIO

1.5.1 Generalidades

Se incluye un tratamiento general de las incertidumbres en los inventarios de emisiones, en el Capítulo 3 del Volumen 1 de las *Directrices del IPCC de 2006*. Un análisis cuantitativo de las incertidumbres del inventario exige valores de entrada cuantitativos para los datos de la actividad y los factores de emisión. Este capítulo proporciona los rangos de incertidumbre por defecto recomendados (límites del intervalo de confianza del 95 por ciento) que deben utilizarse si no hay más información disponible. El límite inferior (marcado como «inferior» en los cuadros) está definido al percentil del 2,5 por ciento de la función de distribución de probabilidad y el límite superior (marcado como «superior» en los cuadros) al percentil del 97,5.

Todos los valores por defecto de este capítulo se redondean en tres dígitos significativos, tanto para el factor de emisión por defecto como para los límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento. Si bien la aplicación de la aritmética exacta puede aportar más dígitos, no se los considera significativos.

1.5.2 Incertidumbres en los datos de la actividad

Los datos de la actividad necesarios para las estimaciones de emisión del Sector Energía se derivan principalmente de los balances y las estadísticas de energía nacionales e internacionales. Esos datos suelen ser considerados bastante exactos. La información de incertidumbre sobre las estadísticas de quema de combustible o los balances de energía pueden obtenerse a través del responsable de las instituciones nacionales o internacionales.

Si no hay más datos disponibles, el rango de incertidumbre por defecto recomendado para los datos de quema de combustible sólido debe suponerse como más o menos 5 por ciento. En otras palabras:

- El valor de las estadísticas de energía o del balance de energía se interpreta como la estimación por puntos correspondiente a los datos de la actividad.
- El valor del límite inferior del intervalo de confianza del 95 por ciento es 0,95 veces la estimación por puntos;
- El valor del límite superior del intervalo de confianza del 95 por ciento es 1,05 veces este valor.

La «diferencia estadística» dada con frecuencia en los balances de energía también puede usarse para tener una idea de la incertidumbre de los datos. Se calcula dicha «diferencia estadística» a partir de la diferencia existente entre los datos derivados de la oferta de combustibles y los derivados de la demanda de estos. La variación año a año en su valor refleja la incertidumbre agregada en todos los datos del combustible subyacentes, incluidas sus interrelaciones. Por lo tanto, la variación de la «diferencia estadística» es un indicio de la incertidumbre combinada de todos los datos de oferta y demanda de un combustible en particular. Si recordamos que las incertidumbres se expresan en términos porcentuales, las incertidumbres de los datos de la quema de combustible para determinados sectores o aplicaciones suelen ser mayores que la incertidumbre que sugiere la «diferencia estadística». El rango de incertidumbre por defecto recomendado se basa en esta línea de pensamiento. Sin embargo, si la «diferencia estadística» es cero, el balance es sospechoso de inmediato y debe tratarse como si no se hubiera dado una «diferencia estadística». En estos casos, se debe estudiar la calidad de los datos a los fines de GC/CC y aplicar las consiguientes mejoras, si corresponde.

Puesto que los datos relativos a la biomasa como combustible no están tan bien desarrollados como para los combustibles fósiles, el rango de incertidumbre para estos es significativamente mayor. Se recomienda un valor de más/menos 50 por ciento.

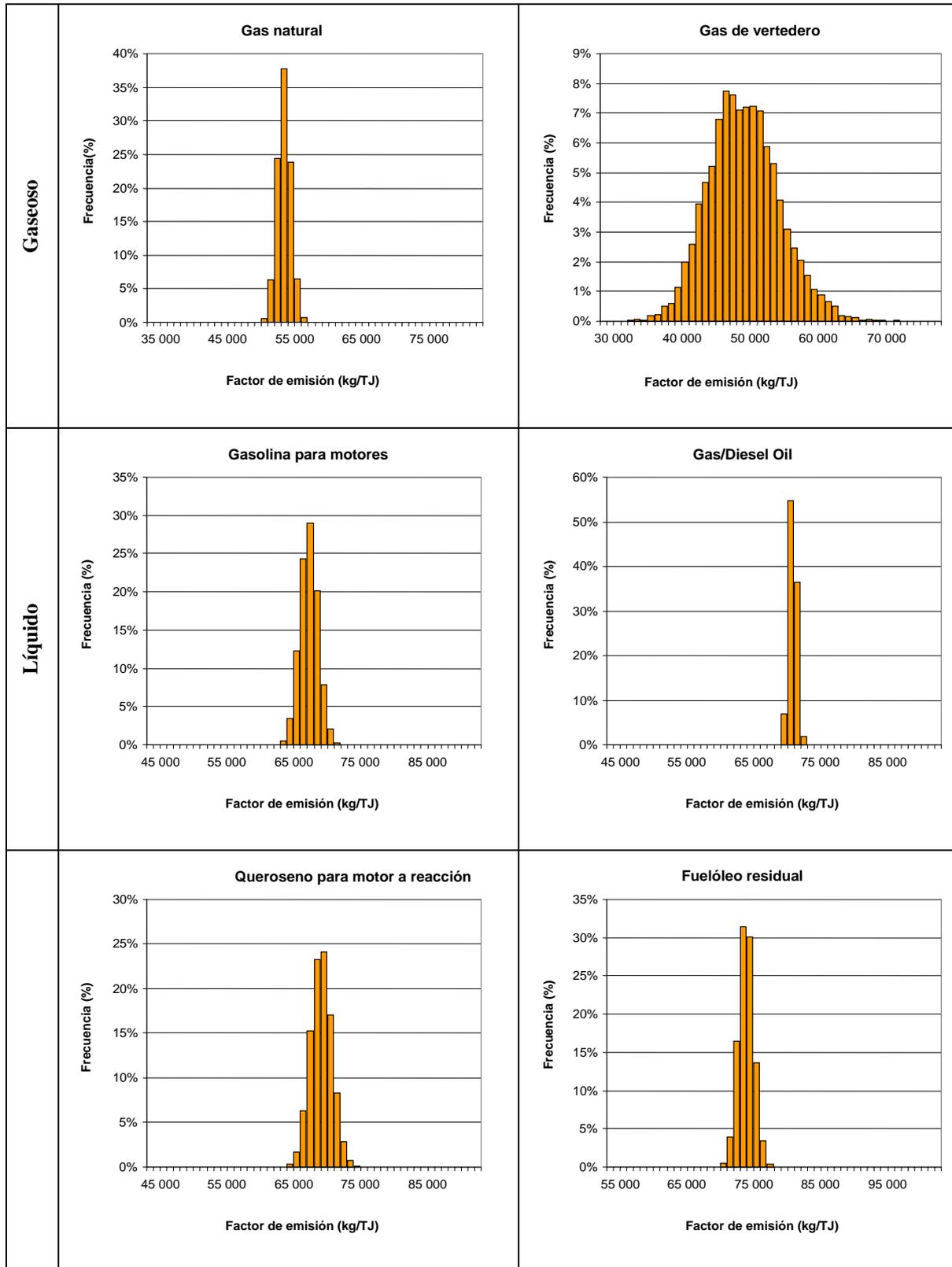
1.5.3 Incertidumbres del factor de emisión

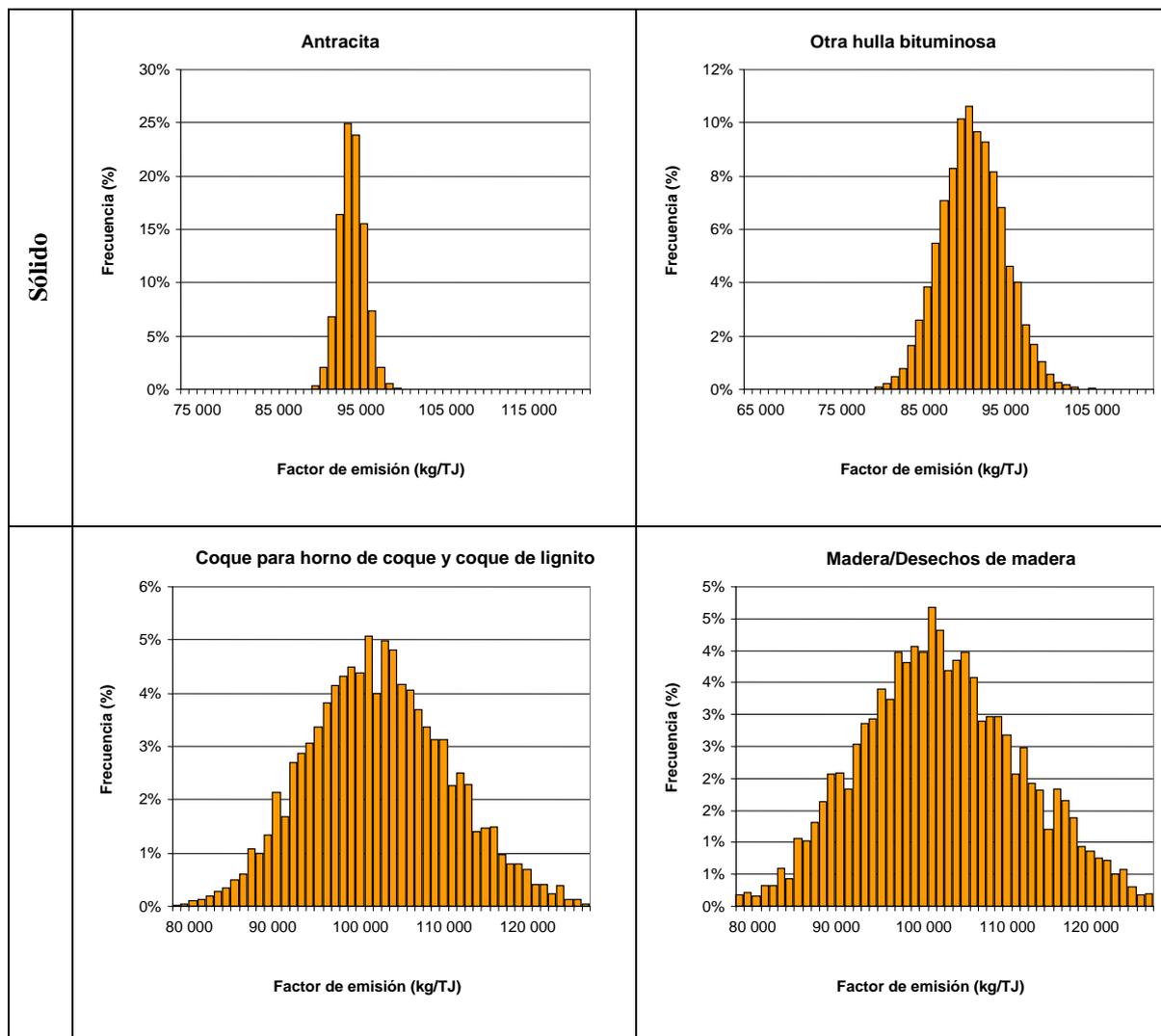
Los factores de emisión por defecto derivados en este capítulo se basan en un análisis estadístico de los datos disponibles sobre las características del combustible. El análisis proporciona los límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento según se presentan en el Cuadro 1.2 para los valores calóricos netos y en el Cuadro 1.3 para el contenido de carbono de los combustibles.

Los rangos de incertidumbre provistos en el Cuadro 1.41 se calculan partiendo de esta información, mediante un análisis de Monte Carlo (5 000 reiteraciones). En este análisis, se aplicaron las distribuciones lognormales, ajustadas según los límites inferior y superior de los intervalos de confianza del 95 por ciento, para las funciones de distribución de probabilidad.

Para algunos ejemplos típicos, las funciones de distribución de probabilidad resultantes para los factores de emisión de CO₂ eficaces y finales por defecto se presentan a continuación, en la Figura 1.3.

Figura 1.3 Algunos ejemplos típicos de las funciones de distribución de probabilidad (FDP) para los factores eficaces de emisión de CO₂ para la quema de combustibles.





También es posible utilizar la información de incertidumbre presentada en el Cuadro 1.4 al comparar los factores de emisión específicos del país con los valores por defecto. Siempre que un factor de emisión específico nacional queda comprendido dentro del intervalo de confianza del 95 por ciento, se lo puede considerar coherente con el valor por defecto. Además, cabe esperar que el rango de incertidumbre de los valores específicos del país para su aplicación en éste sea menor que el rango provisto en la Figura 1.3. Las incertidumbres de los factores de emisión correspondientes a los factores de emisión no CO₂ se analizan en los capítulos siguientes, por separado para las diferentes categorías de fuente.

1.6 GC/CC Y EXHAUSTIVIDAD

1.6.1 Método de referencia

Puesto que las emisiones de dióxido de carbono procedentes de la quema de combustible dominan las emisiones de gases de efecto invernadero en muchos países, vale la pena utilizar un control independiente que aporte una estimación alternativa rápida y sencilla de estas emisiones. El Método de referencia ofrece una metodología para producir una estimación de primer orden de las emisiones nacionales de gases de efecto invernadero basadas en la energía provista a un país, aún cuando el compilador del inventario solamente tenga a su disposición recursos y estructuras de datos muy limitados. Puesto que el Método de referencia es un método desde arriba hacia abajo, y en ese sentido es relativamente independiente del método desde abajo hacia arriba, como se describe en los métodos de Nivel 1, 2 y 3 de este capítulo, se lo puede considerar una verificación cruzada. Como tal, es parte del proceso de GC/CC necesario para el sector energético. El Método de referencia se describe en todo detalle en el Capítulo 6 del presente Volumen.

Exige estadísticas acerca de la producción de combustibles, del comercio externo, así como las modificaciones que sufren las existencias de los primeros. También exige una cantidad limitada de datos sobre el consumo de combustibles utilizados para fines no energéticos, de los que quizá deba excluirse el carbono.

El Método de referencia se basa en la hipótesis de que, una vez que se lleva el carbono a la economía nacional en forma de combustible, se libera a la atmósfera como gas de efecto invernadero o se desvía (por ejemplo a través de incrementos de las existencias de combustible, almacenado en productos, sin utilizar en forma de ceniza) y no ingresa en la atmósfera como gas de efecto invernadero. Para calcular la cantidad de carbono liberado en la atmósfera no es necesario saber con exactitud cuánto combustible se utilizó o qué transformaciones intermedias atravesó. En vista de ello, puede describirse la metodología como *desde arriba hacia abajo*, en contraste con las metodologías *desde abajo hacia arriba*, aplicadas en un método por sectores.

1.6.2 Posible doble cómputo entre sectores

1.6.2.1 USO NO ENERGÉTICO DE LOS COMBUSTIBLES

Para numerosas aplicaciones, principalmente en los procesos industriales de más envergadura, los hidrocarburos fósiles no solo se utilizan como fuentes de energía, sino que también tienen otras aplicaciones, como ser alimentación a procesos, lubricantes, solventes, etc. Los métodos por sectores (Nivel 1, 2 y 3) se basan, por lo tanto, en las estadísticas de quema del combustible.

De allí que el uso de las estadísticas de quema en lugar de las estadísticas de entrega de combustible sea clave para evitar el cómputo doble en las estimaciones de emisiones. Si los datos de la actividad no son cantidades de combustible quemado sino entregas a las empresas o subcategorías principales, existe el riesgo de realizar el cómputo doble de las emisiones del sector IPPU (Capítulo 5) o Desechos.

En algunos tipos de uso no energético de los hidrocarburos fósiles, puede haber emisiones de sustancias que contienen carbono fósil. Esas emisiones deben declararse en el sector IPPU cuando se producen. En el Volumen 3, Procesos industriales y uso de productos, se presentan los métodos para estimar estas emisiones.

1.6.2.2 LOS DESECHOS COMO COMBUSTIBLE

Algunos incineradores de desechos también producen calor o energía. En esos casos, la corriente de desechos aparece en las estadísticas nacionales de energía y es una *buena práctica* declarar estas emisiones en el sector energético. Esta circunstancia podría traducirse en un cómputo doble si en el sector de desechos el volumen total de desechos se utilizara para estimar las emisiones. Solamente la fracción de CO₂ derivada del combustible fósil de los desechos se incluye en las emisiones totales nacionales. Para conocer detalles, véase el Volumen 5 (Desechos), Capítulo 5 (Incineración e incineración abierta de desechos), donde se analizan las cuestiones metodológicas para estimar las emisiones.

1.6.3 Combustión móvil versus estacionaria

Para la mayoría de las fuentes, la distinción entre la combustión móvil y la estacionaria es bastante clara. En las estadísticas de energía, sin embargo, no siempre es así. En algunas industrias, puede suceder que se utilicen los combustibles en parte para el equipo estacionario y en parte para el equipo móvil. Podría ocurrir, por ejemplo, en la agricultura, la silvicultura, la industria de la construcción, etc. Cuando efectivamente sucede y no es posible establecer la división entre móvil y estacionaria, pueden declararse las emisiones en la categoría de fuente que se espera tenga la mayor parte de las emisiones. En esos casos, se debe tener cuidado de documentar correctamente el método y las opciones.

1.6.4 Fronteras nacionales

Las fuentes móviles, en tanto se desplazan a través de las fronteras nacionales, pueden llevar parte del combustible que se vende en un país, para ser utilizado en otro. Con todo, para estimar estas emisiones, el principio de la utilización del combustible vendido debe prevalecer sobre la aplicación estricta del principio del territorio nacional, por diversos motivos:

- Es poco probable que estén disponibles los datos relativos a los combustibles que cruzan las fronteras en los tanques de combustible de los vehículos y, aun de estarlo, esos datos serían mucho menos exactos que los datos sobre la venta nacional de combustible.

- Es importante que las emisiones del combustible vendido aparezcan en un solo inventario del país. Sería casi imposible garantizar la coherencia entre los países vecinos.
- En la mayoría de los casos, el efecto neto del tránsito transfronterizo es leve, puesto que casi todos los vehículos, en definitiva, regresan a su país con combustible en el tanque. Solamente puede no ser así en el caso del «turismo de combustible⁸».

Más consejos sobre las cuestiones de fronteras relacionadas con los combustibles de los tanques y la captura y el almacenamiento de carbono en los capítulos siguientes, de forma coherente con los principios establecidos en el Volumen 1, Capítulo 8.

1.6.5 Nuevas fuentes

Las *Directrices del IPCC de 2006* incluyen, por primera vez, métodos para estimar las emisiones de la captura y el almacenamiento del dióxido de carbono (Capítulo 5), de modo que el efecto de estas tecnologías sobre la reducción general de las emisiones puede reflejarse correctamente en los inventarios nacionales. Las Directrices también incluyen métodos nuevos para estimar las emisiones de las minas de carbón abandonadas (Sección 4.1), para complementar los métodos destinados a las minas en funcionamiento ya incluidos en las *Directrices del IPCC de 1996* y en *GPG2000*.

Referencias

- Kainou, K (2005). 'Revision of default net calorific values, carbon content factors, carbon oxidization factors and carbon dioxide emission factors for various fuels in 2006 IPCC GHG Inventory Guidelines'. RIETI, IAI, Govt of Japan.
- Nilsson, K and. Sjardin, M. (2004). 'The climate impact of energy peat utilization in Sweden - the effect of former land use and after-treatment'. Report IVL B1606.
- OECD/IEA/Eurostat (2004). Energy Statistics Manual.
- Savolainen, I., Hillebrand, K., Nousiainen, I. and Sinisalo, J. (1994). 'Greenhouse gas impacts of the use of peat and wood for energy.' Espoo, Finland'. VTT Research Notes 1559. 65p.+app.
- Uppenberg, S. Zetterberg, L. and Åhman, M. (2001). 'Climate impact from peat utilisation in Sweden'. (2001). Report IVL B1423.

⁸ Las personas que viven cerca de las fronteras nacionales pueden tener el incentivo de comprar gasolina en un país para usar en el otro si los precios varían de uno al otro. En algunas regiones, este efecto es sustancial. Véase: Fuel tourism in border regions, Silvia Banfi, Massimo Filippini, Lester C. Hunt, CEPE, Centre for Energy Policy and Economics, Swiss Federal Institutes of Technology, 2003, <http://e-collection.ethbib.ethz.ch/show?type=incoll&nr=888>