

**APRUEBA INSTRUCTIVO PARA LA
CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES
DE FUENTES FIJAS AFECTAS AL
IMPUESTO DEL ARTÍCULO 8° DE LA
LEY N° 20.780.**

RESOLUCIÓN EXENTA N° 1053

Santiago, 14 NOV 2016

VISTOS:

Lo dispuesto en el artículo segundo de la Ley N° 20.417, que establece la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente; en la Ley N° 19.880, que establece las Bases de los Procedimientos Administrativos que rigen los Actos de los Órganos de la Administración del Estado; en la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente; lo dispuesto en el artículo octavo de la Ley N° 20.780 que modifica el Sistema de Tributación de la Renta e introduce diversos ajustes en el Sistema Tributario; lo dispuesto en el numeral 2 del artículo octavo de la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones legales tributarias; lo dispuesto en el Decreto con Fuerza de Ley N° 3 de 2010, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que Fija la Planta de la Superintendencia del Medio Ambiente; y en la Resolución N° 1.600 de 2008, de la Contraloría General de la República, que fija normas sobre exención del trámite de Toma de Razón.

CONSIDERANDO:

1° El inciso primero del artículo 2° de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente, que establece que la Superintendencia es el servicio público creado para ejecutar, organizar y coordinar el seguimiento y fiscalización de los instrumentos de gestión ambiental que dispone la ley.

2° Que, con fecha 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que establece la reforma tributaria que modifica el sistema de tributación de la renta e introduce diversos ajustes en el sistema tributario.

3° Que, el 8 de febrero de 2016 se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.899, que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones legales tributarias, modificando en parte el artículo 8° de la Ley N° 20.780.

4° Que, el inciso 1° del artículo 8° de la Ley N° 20.780 establece un impuesto anual a beneficio fiscal que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂), producidas por establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen, una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible.

5° Que, el inciso 14° del artículo 8° de la Ley N° 20.780, prescribe que las características del sistema de monitoreo de las emisiones y los requisitos para su certificación serán aquellos determinados por la Superintendencia del Medio Ambiente para cada norma de emisión para fuentes fijas que sea aplicable. La certificación del sistema de monitoreo de emisiones será tramitada por la precitada Superintendencia, quien la otorgará por resolución exenta. Para estos efectos, la Superintendencia del Medio Ambiente fiscalizará el cumplimiento de las obligaciones de monitoreo, registro y reporte que se establecen en el presente artículo.

6° Que, en idéntico sentido el inciso 15° del artículo señalado con anterioridad, establece que los contribuyentes a que se refiere este artículo deberán presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente, un reporte del monitoreo de emisiones, conforme a las instrucciones generales que determine el señalado organismo, el que además podrá definir los requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los sistemas de monitoreo o estimación de emisiones, la información adicional, los formatos y medios correspondientes para la entrega de información.

7° En consideración a las obligaciones legales establecidas por la Ley N° 20.780, esta Superintendencia tiene el deber de establecer las metodologías de cuantificación de emisiones de NOx, SO₂, MP y CO₂, para los establecimientos afectos al impuesto, además de establecer los requisitos administrativos necesarios para su correcta implementación. Para ello, se explicitan los requisitos mínimos para optar a cada metodología y alternativas de cuantificación consideradas válidas, el esquema general de obtención de información, los datos y requerimientos posteriores solicitados y posibilidades de modificación para cada procedimiento de cuantificación seleccionado.

8° Que, para cumplir con dicho objetivo y la correcta aplicación del mandato establecido en la Ley N° 20.780, es necesaria la dictación de reglas para la cuantificación válida de emisiones de establecimientos afectos al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.

RESUELVO:

PRIMERO. Apruébense las siguientes reglas de carácter general para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780, cuyo texto íntegro se acompaña a la presente resolución, entendiéndose formar parte de la misma, al igual que sus respectivos anexos.

SEGUNDO. Destinatarios y ámbito de aplicación. Son destinatarios de la presente instrucción todos aquellos establecimientos cuyas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen, una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), y produzcan emisiones de NOx, SO₂, MP y CO₂.

TERCERO. Fiscalización y Sanción. Requierase bajo apercibimiento de sanción el cumplimiento de los deberes y de entregar en tiempo y forma los antecedentes requeridos en éste instructivo, debiéndose adoptar de inmediato las medidas que procedan para el cumplimiento fiel de lo mandatado por la Ley N° 20.780.

CUARTO. Accesibilidad. El texto original del documento que se aprueba mediante la presente resolución, será archivado en la Oficina de Partes de la Superintendencia del Medio Ambiente, y además estará accesible al público en su página web.

QUINTO. Vigencia. La presente resolución entrará en vigencia desde la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

**ANÓTESE, COMUNÍQUESE, PUBLÍQUESE
EN EL DIARIO OFICIAL, DÉSE CUMPLIMIENTO Y ARCHÍVESE**



RUBÉN VERDUGO CASTILLO
SUPERINTENDENTE DEL MEDIO AMBIENTE (S)

  
LHE/SRL/CPH/JJV/JRF/FAF

c.c.:

- Ministerio del Medio Ambiente. Oficina de Partes.
- División de Fiscalización de la SMA.



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

**INSTRUCTIVO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE FUENTES FIJAS AFECTAS
AL IMPUESTO DEL ARTÍCULO 8° DE LA LEY N° 20.780.**

SANTIAGO, NOVIEMBRE 2016

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	OBJETIVOS	2
3.	ALCANCE	2
4.	DEFINICIONES	2
5.	MODELO GENERAL DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES	3
5.1.	TIPOS DE METODOLOGÍAS.....	3
5.2.	ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN	3
5.3.	RESUMEN GENERAL DE METODOLOGÍAS	5
6.	CONTENIDO DE LAS ALTERNATIVAS DISPONIBLES	7
6.1.	ALTERNATIVA 1 (Anexo 1)	7
6.2.	ALTERNATIVA 2 (Anexo 1)	7
6.3.	ALTERNATIVA 3 (Anexo 1)	7
6.4.	ALTERNATIVA 4 (Anexo 1)	7
6.5.	ALTERNATIVA 5 (Anexo 1)	7
6.6.	ALTERNATIVA 6 (Anexo 1)	8
6.7.	ALTERNATIVA 7 (Anexo 1)	8
6.8.	ALTERNATIVA 8 (Anexo 2)	8
6.9.	ALTERNATIVA 9 (Anexo 2)	8
6.10.	ALTERNATIVA 10 (Anexo 3).....	8
6.11.	ALTERNATIVA 11 (Anexo 3).....	8
7.	CONSIDERACIONES	9
8.	MODIFICACIÓN DE METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES.....	10
9.	FALTA DE INFORMACIÓN	11
10.	DIRECTRICES PARA LA VALIDACIÓN DE METODOLOGÍAS DE CUANTIFICACIÓN.....	11
10.1.	CONTENIDOS MÍNIMOS	11
10.2.	PLAZOS DE ENTREGA.....	11
11.	ANEXOS	11

1. INTRODUCCIÓN

El artículo 8° de la Ley N° 20.780 que modifica el Sistema de Tributación de la Renta e introduce diversos ajustes en el Sistema Tributario y lo dispuesto en el número 2 del artículo 8° de la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta y perfecciona otras disposiciones legales tributarias, incorpora un gravamen a las emisiones de material particulado (MP) y gases (dióxido de azufre [SO₂], óxidos de nitrógeno [NO_x] y dióxido de carbono [CO₂]), de fuentes fijas.

Este tributo se aplica a las emisiones anuales de MP, NO_x, SO₂ y CO₂, generadas por establecimientos cuyas fuentes fijas conformadas por calderas y/o turbinas, individualmente o en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (Megavatios térmicos).

El marco legal descrito faculta a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) para realizar el proceso de consolidación de las emisiones desde fuentes fijas y el envío al Servicio de Impuestos Internos para el cálculo del gravamen por cada establecimiento. En ese contexto, el presente documento contiene los protocolos administrativos y técnicos necesarios para que los establecimientos cuantifiquen sus emisiones de MP, SO₂, NO_x y CO₂.

2. OBJETIVOS

El presente instructivo tiene como objetivo establecer las metodologías de cuantificación de emisiones de NO_x, SO₂, MP y CO₂, para los establecimientos (calderas y turbinas) afectados al impuesto, además de establecer los requisitos administrativos necesarios para su correcta implementación.

3. ALCANCE

El siguiente instructivo aplica a todos los establecimientos afectados al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780, es decir, aquellas fuentes fijas, conformadas por calderas o turbinas, que individualmente o en su conjunto sumen, una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible, y que emiten alguno de los contaminantes ya indicados. De esta manera el presente documento y sus anexos presentan las metodologías y/o técnicas de cuantificación de las emisiones de NO_x, SO₂, MP y CO₂, que dichos establecimientos deberán aplicar para efectos exclusivos del tributo.

Las directrices y procedimientos definidos en el presente instructivo, no excluyen a los establecimientos sujetos a otras normas e Instrumentos de carácter Ambiental (ICA), de dar cumplimiento a las metodologías y consideraciones específicas en ellas contenidas.

No forman parte del presente instructivo las directrices para el reporte de las emisiones cuantificadas necesarias para la liquidación del tributo, las que serán establecidas en posteriores instrucciones de carácter general dictadas para tal efecto.

4. DEFINICIONES

Para efectos del presente instructivo, son aplicables las siguientes definiciones:

- ICA: Instrumento de carácter ambiental, tales como Resoluciones de Calificación Ambiental, Planes de Prevención y, o de Descontaminación Ambiental, Normas de Calidad Ambiental, Normas de Emisión, Planes de Manejo, y todos aquellos otros instrumentos de carácter ambiental que establezca la Ley.
- D.S. 13/2011 MMA: Decreto Supremo N° 13 de 23 de junio de 2011 del Ministerio del Medio Ambiente, que establece norma de emisión para centrales termoeléctricas.
- D.S. 37/2013 MMA: Decreto Supremo N° 37 de 22 de marzo de 2013 que establece norma de emisión de compuestos TRS generadores de olor asociados a la fabricación de pulpa kraft o al sulfato, elaborada a partir de la revisión del Decreto N° 167 de 1999 MINSEGPRES que establece norma de emisión para olores molestos (compuestos sulfuro de hidrogeno y mercaptanos: Gases TRS asociados a la fabricación de pulpa sulfatada).
- Tributo o impuesto verde: Impuesto a las emisiones de fuentes fijas afectas del artículo 8° de la Ley n° 20.780.
- UGE: Unidad de Generación Eléctrica.

- CEMS: Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones.
- Mega watt térmico o megavatio térmico (MWT): Unidad de potencia que mide la cantidad de energía liberada en forma térmica, por una unidad generadora.
- Método de referencia: Corresponde al método oficializado como método de aplicación para el muestreo y/o medición de un contaminante en el aire, como se especifica en las normativas aplicables (ver Sección 5.2, anexo 2).
- Fuente emisora: Caldera y/o turbina perteneciente a un establecimiento afecto que posee un ducto de evacuación de emisiones individual y/o común. Un establecimiento podrá estar constituido por una o más fuentes emisoras.
- Fuente existente: Fuentes emisoras que hayan iniciado su operación en forma previa al 1 de enero de 2017.
- Fuente nueva: Fuentes emisoras que al 1 de enero de 2017 no han iniciado su operación.

5. MODELO GENERAL DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES

El modelo general de cuantificación de emisiones de NO_x, SO₂, MP y CO₂ en el marco del presente instructivo considera dos metodologías: 1) el muestreo y medición de las emisiones, y 2) la estimación de las mismas. A continuación se presenta un resumen de las metodologías y alternativas de cuantificación consideradas válidas, las que además son detalladas en los anexos respectivos.

5.1. TIPOS DE METODOLOGÍAS

- Muestreo y Medición: Cuantificación directa de las concentraciones de salida emitidas, a través de un equipo instalado in situ, permanente o temporalmente.
 - Medición con Métodos de Referencia: Recolección de una muestra, a través de un equipo de muestreo (tren de muestreo), para posterior análisis en laboratorio (MP) o medición in situ (gases) por un periodo acotado. Este método entrega la concentración de salida y el flujo representativo del momento de la medición (fotografía de la situación).
 - Continua: Muestreo y/o medición en tiempo real de las emisiones, a través de un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS).
- Estimación: Cuantificación indirecta de las emisiones, a través de factores de emisión, asociados al proceso productivo específico y el nivel de actividad anual de la fuente emisora (horas de operación, consumo combustible, etc.).

5.2. ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN

Cada establecimiento podrá optar a una metodología en particular, para cada fuente emisora, parámetro regulado y tipo de combustible, dependiendo de los instrumentos de carácter ambiental que lo regulen, de acuerdo al siguiente detalle:

- Establecimientos afectos al D.S. 13/2011 MMA: Deberán utilizar el sistema de monitoreo continuo o el método alternativo de estimación aprobado en el marco de dicho cuerpo normativo, para la cuantificación de las emisiones sujetas a la declaración del impuesto, lo anterior para cada uno de los parámetros normados. Solo para los casos en que la norma exima de implementar, para algunos parámetros, metodologías de cuantificación (ver exenciones en Tabla 1), los establecimientos podrán utilizar las otras alternativas indicadas en la Tabla 2.

En base a lo anterior, los siguientes establecimientos regulados por la norma de emisión de termoeléctricas **NO** estarán obligados a instalar y/o validar un CEMS para los parámetros indicados en la Tabla 1¹.

¹ Sin perjuicio de que voluntariamente decidan instalar y validar un CEMS para este propósito.

Tabla 1 – Exenciones al D.S. 13/2011 MMA

Características establecimiento (por unidad de generación)	Parámetro exento de obligación de instalar y/o validar CEMS
Usen sólo gas como combustible	MP , SO ₂ , CO ₂
Usen sólo biomasa como combustible sólido	SO ₂
Correspondan a turbinas con potencia entre 50 y 150 MWt, operen con diésel o gas y por menos de 876 horas en un año calendario	NO _x
Usen combustible sólido	CO ₂
Usen combustible líquido	CO ₂
Poseen CEMS con un rango de medición inferior a 30 ppm en SO ₂ y el combustible utilizado presenta muy bajo contenido de Azufre (S) (Res. Exenta 57/2013 SMA)	SO ₂

- Establecimientos con obligación de instalar un CEMS por algún ICA distinto al D.S. 13/2011 MMA: Deberán utilizar el sistema de monitoreo continuo (CEMS) validado por esta Superintendencia para la cuantificación de sus emisiones, lo anterior para cada uno de los parámetros que deban ser cuantificados mediante CEMS de acuerdo al ICA. En el caso de establecimientos regulados simultáneamente por el D.S. 13/2011 MMA y por otros ICAs, para efectos de la cuantificación de emisiones asociadas al impuesto verde, se considerarán válidas las metodologías aprobadas en el marco del D.S. 13/2011 MMA.

Excepcionalmente los establecimientos afectos a la norma de emisión de gases TRS del D.S. 37/2013 MMA, que tengan instalado y validado un CEMS de H₂S, **NO** podrán utilizarlo como metodología para la cuantificación del SO₂, por lo tanto los establecimientos afectos a esta norma no están obligados a utilizar esta metodología (CEMS) para cuantificar dicho parámetro².

- Establecimientos NO afectos al D.S. 13/2011 MMA ni a otro ICA que establezca la obligación de instalar un CEMS para alguno de los parámetros afectos al impuesto: Podrán utilizar, según lo que estimen conveniente, Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS), muestreo y/o medición con métodos de referencia (medición puntual), o en su defecto, podrán efectuar una estimación de sus emisiones, para uno, algunos o todos los parámetros regulados, de acuerdo a las distintas alternativas indicadas en la Tabla 2.

En la Tabla 2 se presenta un resumen de las opciones metodológicas (o alternativas) para la cuantificación de emisiones a aplicar, por cada parámetro regulado y combustible utilizado, y las circunstancias en que estas serán aceptadas, de acuerdo al tipo de establecimiento y los ICA que rijan su actividad. El detalle técnico para la implementación de cada una de las metodologías y alternativas de cuantificación propuestas, se presenta en los siguientes Anexos:

- ANEXO 1: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) y Métodos Alternativos. Alternativas 1 a 7.
- ANEXO 2: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones a través de Muestréos y Mediciones con Métodos de Referencia. Alternativas 8 y 9.
- ANEXO 3: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones a través de Factores de Emisión. Alternativas 10 y 11.

² Sin perjuicio de que voluntariamente decidan instalar y validar un CEMS para este propósito.

5.3. RESUMEN GENERAL DE METODOLOGÍAS

Tabla 2 – Opciones de cuantificación de emisión por parámetro

Alt	ICA	Parámetro(s) a cuantificar	Tipo establecimiento y características	Metodología aprobada por SMA disponible	Metodología de cuantificación a utilizar como primera opción	Otras opciones de cuantificación	Referencia
1	D.S. 13/2011 MMA	Todos, algunos o uno	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA	CEMS aprobado por Res. Exenta SMA para el parámetro a cuantificar.	CEMS aprobado por Res. Exenta SMA para el parámetro a cuantificar.	No hay	Anexo 1
2	D.S. 13/2011 MMA	Todos, algunos o uno	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.	Monitoreo alternativo aprobado por Res. Exenta SMA	Monitoreo alternativo aprobado por Res. Exenta SMA	Alternativa 7	Anexo 1
3	D.S. 13/2011 MMA	SO ₂	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA que no cuenten con un CEMS validado para los parámetros SO ₂ , por tener este un rango de medición menor o igual a 30 ppm y el combustible utilizado presenta muy bajo contenido de Azufre (S) (Res. Exenta 57/2013 SMA).	Ninguna	Utilizar CEMS instalado cumpliendo con mantenciones	Alternativa 2 (si califica) Alternativa 8 Alternativa 9 Alternativa 10 Alternativa 11	Anexo 1
4	D.S. 13/2011 MMA	MP, SO ₂ y/o NO _x	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA que no cuenten con un CEMS de MP y/o SO ₂ validado, ya que operan solo con gas natural, sólo con biomasa para el caso del SO ₂ , o aquellas turbinas con potencia entre 50 y 150 MWt, que operen con diésel o gas y por menos de 876 horas en un año calendario para el caso del NO _x .	Ninguna	Validar CEMS MP, SO ₂ y NO _x según corresponda.	Alternativa 2 (si califica) Alternativa 8 Alternativa 9 Alternativa 10 Alternativa 11	Anexo 1
5	D.S. 13/2011 MMA	CO ₂	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.	Ninguna	Validar CEMS CO ₂	Alternativa 2 (si califica) Alternativa 8 Alternativa 9 Alternativa 10 Alternativa 11	Anexo 1
6	RCA, PDA, NE.	Todos, algunos o uno	Todas las fuentes emisoras afectas al impuesto verde, que tengan obligación de instalar un CEMS por algún ICA, para el parámetro que deba cuantificar.	CEMS aprobado por Res. Exenta SMA para el parámetro a cuantificar.	CEMS aprobado por Res. Exenta SMA para el parámetro a cuantificar.	No hay	Anexo 1
7	RCA, PDA, NE o no reguladas	Todos, algunos o uno	Todas las fuentes emisoras afectas al impuesto verde, que no tengan la obligación de instalar un CEMS para los parámetros gravados	Ninguna	CEMS por parámetro a cuantificar	Alternativa 8 Alternativa 9 Alternativa 10 Alternativa 11	Anexo 1

Alt	ICA	Parámetro(s) a cuantificar	Tipo establecimiento y características	Metodología aprobada por SMA disponible	Metodología de cuantificación a utilizar como primera opción	Otras opciones de cuantificación	Referencia
8	RCA, PDA, NE o no reguladas	Todos, algunos o uno	Todas las afectas al impuesto verde, que no tengan la obligación de instalar un CEMS para los parámetros gravados	Ninguna	Muestreo y medición puntual a plena carga	Alternativa 7 Alternativa 8 Alternativa 10 Alternativa 11	Anexo 2
9	RCA, PDA, NE o no reguladas	Todos, algunos o uno	Todas las afectas al impuesto verde, que no tengan la obligación de instalar un CEMS para los parámetros gravados	Ninguna	Muestreo y medición puntual a carga variable	Alternativa 7 Alternativa 9 Alternativa 10 Alternativa 11	Anexo 2
10	RCA, PDA, NE o no reguladas	Todos, algunos o uno	Todas las afectas al impuesto verde, que no tengan la obligación de instalar un CEMS para los parámetros gravados	Ninguna	Estimación de emisiones Factores por defecto utilizados en el D.S. 138/2005 MINSAL	Alternativa 7 Alternativa 8 Alternativa 9 Alternativa 11	Anexo 3
11	RCA, PDA, NE o no reguladas	Todos, algunos o uno	Todas las afectas al impuesto verde, que no tengan la obligación de instalar un CEMS para los parámetros gravados	Ninguna	Estimación de emisiones factores EPA AP-42 e IPCC (CO ₂)	Alternativa 7 Alternativa 8 Alternativa 9 Alternativa 10	Anexo 3

6. CONTENIDO DE LAS ALTERNATIVAS DISPONIBLES

A continuación se resumen las alternativas indicadas en la Tabla 2. Para mayor detalle ver los anexos correspondientes.

6.1. ALTERNATIVA 1 (Anexo 1)

Los establecimientos afectados al D.S. 13/2011 MMA que tengan la obligación de instalar y validar un CEMS, utilizando para esto la Res. Exenta 57/2013 SMA “Protocolo para la validación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) en centrales termoeléctricas” para uno o todos los parámetros gravados, deberán ocupar dicho sistema para cuantificar sus emisiones.

Para esto, el establecimiento deberá contar, según corresponda, con:

- CEMS instalado y validado, de NO_x, y/o SO₂ y/o MP.
- CEMS instalado y validado, de flujo.

6.2. ALTERNATIVA 2 (Anexo 1)

Los establecimientos afectados al D.S. 13/2011 MMA que tengan un monitoreo alternativo validado y aprobado por esta Superintendencia, para uno, algunos, o todos los parámetros gravados, deberán utilizar dicha metodología para cuantificar sus emisiones, de acuerdo a la Res. Exenta 438/2013 SMA: Aprueba Anexo II al protocolo para validación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) en centrales termoeléctricas, Monitoreos alternativos y monitoreo en fuentes comunes, Bypass y múltiples chimeneas. Los métodos alternativos posibles son los siguientes:

- Apéndice D - SO₂.
- Apéndice E - NO_x.
- LME - SO₂, NO_x, CO₂.
- Apéndice G – CO₂.
- Apéndice F Ec. F-23 – SO₂.
- AP 42 – MP

6.3. ALTERNATIVA 3 (Anexo 1)

Las Unidades Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, que se encuentren exentas de validar un CEMS para el parámetro SO₂, debido a que poseen un rango de medición menor o igual a 30 ppm (ver punto 6.1.2. Res. Exenta 57/2013 MMA), podrán utilizar el CEMS instalado, (ver el punto 5.1, alternativa 3, del anexo 1). También podrán utilizar alguna de las opciones que los establecimientos no afectados al D.S. 13/2011 MMA poseen, es decir, método de referencia (plena o carga variable), o estimación de emisiones (factores por defecto o con parámetros medidos).

6.4. ALTERNATIVA 4 (Anexo 1)

Las Unidades Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, que están exentas de instalar un CEMS para: 1) el parámetro MP y/o SO₂, ya que operan solo con gas natural, 2) el parámetro SO₂ ya que operan sólo con biomasa, o 3) el parámetro NO_x ya que corresponden a turbinas con potencia entre 50 y 150 MWt, que operan a base de gas o diésel y por menos de 876 horas en un año calendario, quedando exentos de cumplir con los límites de NO_x, podrán aplicar como primera opción, la validación de un CEMS de dichos parámetros, o utilizar alguna de las opciones que los establecimientos no afectados al D.S. 13/2011 MMA poseen, es decir, método de referencia (alternativas 8 o 9), o estimación de emisiones (alternativas 10 u 11).

6.5. ALTERNATIVA 5 (Anexo 1)

Las Unidades Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA están exentas de la obligación de instalar un CEMS para el parámetro CO₂. En este caso el establecimiento podrá aplicar como primera opción, la validación de un CEMS de dicho parámetro, o en su defecto utilizar alguna de las opciones que los establecimientos no afectados al D.S. 13/2011 MMA poseen, es decir, método de referencia (alternativas 8 o 9), o estimación de emisiones (alternativas 10 u 11).

6.6. ALTERNATIVA 6 (Anexo 1)

Un establecimiento no afecto al D.S. 13/2011 MMA pero que tenga la obligación de instalar y por lo tanto validar un CEMS para uno y/o todos los parámetros gravados, de acuerdo a las exigencias contenidas en un ICA, deberá utilizar dicha metodología para la cuantificación de las emisiones. Para esto el establecimiento deberá aplicar alguno de los siguientes protocolos, según corresponda:

- Res. Exenta 627/2016 SMA: Protocolo técnico para la validación de sistemas de monitoreo continuo “CEMS” requeridos por resoluciones de calificación ambiental (RCA) y planes de prevención y/o descontaminación (PPDA).
- Res. Exenta 94/2015 Protocolo para la validación de sistemas de monitoreo continuo (CEMS) en plantas de incineración, co-incineración y coprocesamiento.

En el caso de establecimientos regulados por el D.S. 13/2011 MMA y en forma simultánea por otros ICA, para efectos de la cuantificación de emisiones gravadas por el impuesto, se considerarán válidas las metodologías aprobadas en el marco del D.S. 13/2011 MMA (alternativas 1 y 2).

6.7. ALTERNATIVA 7 (Anexo 1)

Un establecimiento que no tenga la obligación de instalar un CEMS por algún ICA, podrá instalar y validar voluntariamente un CEMS para uno, algunos o todos los parámetros regulados, para utilizarlo como metodología de cuantificación de sus emisiones. Para esto el titular deberá aplicar alguno de los siguientes protocolos, según corresponda:

- Res. Exenta 57/2013 SMA: Protocolo para la validación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) en centrales termoeléctricas.
- Res. Exenta 627/2016 SMA: Protocolo técnico para la validación de sistemas de monitoreo continuo “CEMS” requeridos por resoluciones de calificación ambiental (RCA) y planes de prevención y/o descontaminación (PPDA).
- Res. Exenta 94/2015 Protocolo para la validación de sistemas de monitoreo continuo (CEMS) en plantas de incineración, co-incineración y coprocesamiento.

6.8. ALTERNATIVA 8 (Anexo 2)

Un establecimiento que no tenga la obligación de instalar un CEMS por algún ICA, podrá realizar muestreo y medición con método de referencia, a plena carga, para el o los parámetros que desee cuantificar con esta alternativa.

6.9. ALTERNATIVA 9 (Anexo 2)

Un establecimiento que no tenga la obligación de instalar un CEMS por algún ICA, podrá realizar muestreo y medición con método de referencia, a tres rangos de carga, para el o los parámetros que desee cuantificar con esta alternativa.

6.10. ALTERNATIVA 10 (Anexo 3)

Un establecimiento que no tenga la obligación de instalar un CEMS por algún ICA, y que no opte por realizar muestreos y mediciones con método de referencia, o instalar un CEMS, podrá estimar sus emisiones para uno, algunos o todos los parámetros gravados, utilizando para esto, los factores por defecto que utiliza el Sistema Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), calculadora de emisiones, en el marco de la declaración de emisiones exigida en el D.S. 138/2005 del Ministerio de Salud.

6.11. ALTERNATIVA 11 (Anexo 3)

Un establecimiento que no tenga la obligación de instalar un CEMS por algún ICA, y que no opte por realizar muestreos y mediciones con método de referencia, o instalar un CEMS, podrá estimar sus emisiones para uno, algunos o todos los parámetros gravados, utilizando para esto, factores de emisión AP 42 para MP, NOx, y SO₂; e IPCC para CO₂, aplicando valores medidos y/o comprobables para los

parámetros de las distintas ecuaciones propuestas que complementan el factor de emisión. Por ejemplo, se podrá utilizar el contenido medido de azufre (S) en el combustible utilizado.

Para el caso en que ninguna de las alternativas propuestas pueda ser aplicada por un establecimiento afecto, debido a una imposibilidad técnica debidamente justificada, este podrá proponer una metodología de cuantificación distinta a las alternativas presentadas, siempre y cuando la alternativa propuesta sea reconocida internacionalmente para la cuantificación de emisiones gravadas por impuestos u otra regulación afín a dicho propósito, debiendo adjuntar todos los antecedentes técnicos necesarios para su evaluación.

Bajo los mismos requisitos indicados anteriormente, si un aspecto específico asociado a una de las alternativas disponibles no puede ser implementado debido a una imposibilidad técnica debidamente justificada, se podrá proponer una metodología para cuantificar dicho aspecto, en el marco de la aplicación de una de las alternativas disponibles (por ejemplo metodología para cuantificar consumo de combustible en el marco de alternativas 10 u 11).

7. CONSIDERACIONES

- Para el primer año de implementación (2017), se consideran excepciones específicas para algunas de las metodologías de cuantificación propuestas, cuyos detalles se encuentran en los anexos respectivos.
- El presente instructivo establece las alternativas de cuantificación de emisiones para los parámetros regulados (NO_x, SO₂, MP y CO₂) y combustible utilizado. Cada establecimiento deberá decidir si cuantifica sus emisiones para todos los parámetros con una única opción o utilizará una combinación de ellas, cumpliendo las restricciones mencionadas en la sección 5 del presente documento.
- Todas las fuentes deberán presentar a la Superintendencia del Medio Ambiente una propuesta metodológica de cuantificaciones de emisiones, de acuerdo a lo indicado en la sección 10 del presente documento.
- La cuantificación de las emisiones para todas las fuentes existentes, deberá comenzar el día 1 de enero del año 2017, de acuerdo con las metodologías aprobadas por la Superintendencia del Medio Ambiente. Si una metodología propuesta de acuerdo a lo indicado en la sección 10.2 de este documento, no es aprobada por esta Superintendencia antes del plazo mencionado, el establecimiento podrá implementarla entendiéndose aprobada la respectiva propuesta realizada.
- Para el caso de fuentes nuevas, la cuantificación de las emisiones comenzará al momento en el cual la fuente emisora inicie su operación. Luego el sistema de cuantificación que se haya seleccionado deberá ser debidamente informado a la SMA, y validado si corresponde, antes de su implementación. En este contexto, los establecimientos afectados podrán presentar una metodología de cuantificación para el período de operación normal de la fuente y, en forma simultánea, otra provisional para el período de puesta en marcha del sistema, en caso de ser necesario.
- Independientemente del período de reporte de las emisiones y de la metodología seleccionada, el intervalo de tiempo de cuantificación es horario, es decir todas las fuentes afectas al impuesto deberán cuantificar sus emisiones al menos en forma horaria.
- Cabe señalar que esta Superintendencia podrá, en función de las condiciones operacionales de un establecimiento afecto, requerir la instalación y validación de un CEMS como método de cuantificación de las emisiones para uno, algunos o todos los parámetros gravados. Dicho requerimiento será notificado con al menos 18 meses de antelación a la fecha en que se hará exigible el CEMS como metodología de cuantificación.
- Los establecimientos afectados a uno o más ICA que incluyen la obligación de instalar un CEMS, o de efectuar cualquier otro tipo de cuantificación de emisiones, no extinguen la responsabilidad establecida por esos instrumentos, si es que ante la ausencia de información esta Superintendencia realiza una estimación de sus emisiones (ver Sección 9 del presente documento).
- Aquellas fuentes que tengan la obligación de instalar CEMS por algún ICA pero que no lo hayan hecho, deberán ser evaluadas en función de mediciones discretas o estimación, hasta que se disponga del CEMS instalado y validado, sin perjuicio de las atribuciones que le asisten a esta Superintendencia.
- Para efectos de la cuantificación de emisiones para el impuesto verde, un CEMS instalado que no se encuentre validado, por algún protocolo de la Superintendencia del Medio Ambiente o en su defecto homologado por esta Superintendencia, se considerará no apto para la medición de las emisiones, por lo tanto, no podrá ser utilizado como metodología de medición para este tributo. Lo anterior a excepción de la alternativa 3, que exime de la validación para el caso del SO₂.

- Todos los establecimientos que utilicen CEMS como su metodología de cuantificación de emisiones (voluntaria u obligatoriamente), deberán por defecto contar y validar un CEMS de flujo, de lo contrario no podrán optar a esta metodología (ver Sección. 5.3.1 y 8 del anexo 1).
- Una vez aprobada la metodología de cuantificación de emisiones para el establecimiento afecto, la cuantificación deberá efectuarse con dicha metodología durante todas las horas del año calendario (ver sección 9).

8. MODIFICACIÓN DE METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES

Los establecimientos podrán modificar la metodología de cuantificación seleccionada y aprobada, para cada parámetro gravado, de acuerdo a las siguientes consideraciones:

- Los establecimientos que utilicen un CEMS o monitoreo alternativo, como metodología de cuantificación, por estar afectas al D.S. 13/2011 MMA, u otro ICA, deberán mantener esa metodología mientras estén afectos a dicha norma, salvo que las condiciones operacionales de las fuentes emisoras que hicieron obligatorio el método de cuantificación cambien.
- Los establecimientos que utilicen un CEMS como metodología de cuantificación, habiéndolo instalado voluntariamente, deberán mantener esa metodología por un período mínimo de 3 años, iniciando el periodo el día 1 de enero del año en que comienza la cuantificación de las emisiones con dicha metodología. Una vez cumplido este periodo, podrán solicitar el cambio de metodología, ingresando una solicitud escrita a esta Superintendencia, que justifique técnicamente el motivo del cambio y la nueva metodología a utilizar. Esta solicitud deberá ingresarse por oficina de partes, en el nivel central de esta Superintendencia, a más tardar el 31 de julio del año anterior al cambio. Cabe destacar que esta Superintendencia evaluará técnicamente el motivo de la solicitud, pudiendo rechazarla si así lo estima, por lo que el establecimiento deberá continuar el proceso de validación del CEMS, según corresponda.
- Los establecimientos que utilicen métodos de referencia en cualquiera de sus opciones, podrán optar a instalar y validar un CEMS como nueva metodología de cuantificación, una vez cumplido un periodo mínimo de un año calendario de cuantificación con los métodos de referencia aprobados. La nueva metodología deberá estar operativa el 1 de enero del año siguiente al aviso de cambio, el que deberá realizarse a más tardar el 31 de julio del año anterior al cambio solicitado³, a través de una solicitud escrita dirigida a la Superintendencia del Medio Ambiente.
- Los establecimientos que utilicen estimación como metodología para cuantificar sus emisiones podrán cambiar a método de referencia o CEMS, una vez cumplido un periodo mínimo de un año calendario de cuantificación mediante estimación. La nueva metodología deberá estar operativa el 1 de enero del año siguiente al aviso de cambio, el que deberá realizarse a más tardar el 31 de julio del año anterior al cambio solicitado⁴, a través de solicitud escrita dirigida a la Superintendencia del Medio Ambiente.
- Los establecimientos que utilicen método de referencia y que deseen cambiar a una metodología de estimación, podrán ingresar solicitud por escrito de cambio, por oficina de partes de esta Superintendencia, a más tardar el 31 de julio del año anterior a la implementación del cambio solicitado. Dicha solicitud debe contemplar un periodo mínimo de 3 años calendario de cuantificación bajo la metodología previamente autorizada. La solicitud deberá justificar técnicamente la propuesta, la cuál será evaluada por esta Superintendencia, pudiendo ser rechazada.
- Los cambios entre las distintas alternativas de métodos de referencia (alternativas 8 y 9) o estimación por factores (alternativas 10 y 11), podrán ser anuales, debiendo realizar una solicitud escrita dirigida a esta Superintendencia, a más tardar el 31 de julio del año anterior a la implementación del cambio solicitado.
- Modificaciones específicas en la implementación de la metodología aprobada, que no signifiquen un cambio de alternativa, deberán ser informados en un plazo de 90 días corridos previos a su implementación.

³ El aviso de cambio puede realizarse durante el periodo mínimo de cuantificación, es decir, dentro del primer año calendario.

⁴ El aviso de cambio puede realizarse durante el periodo mínimo de cuantificación, es decir, dentro del primer año calendario.

9. FALTA DE INFORMACIÓN

La selección y aplicación de la metodología de cuantificación de emisiones se entiende única para todo el período impositivo, es decir para todo el año calendario. De esta forma, si el establecimiento reporta parcialmente o no reporta las emisiones del período (año calendario), de acuerdo a la metodología aprobada, esta Superintendencia realizará una **estimación de la emisión para el período completo (todo el año calendario)**, asumiendo funcionamiento continuo a plena carga, consumo máximo de combustible de acuerdo a condiciones de diseño y no existencia de sistemas de abatimiento.

10. DIRECTRICES PARA LA VALIDACIÓN DE METODOLOGÍAS DE CUANTIFICACIÓN

Los establecimientos deberán proponer la o las metodologías (por fuente, parámetro y tipo de combustible) con las que realizarán la cuantificación de sus emisiones. Para esto deberán seguir las siguientes directrices.

10.1. CONTENIDOS MÍNIMOS

Para iniciar el proceso de validación, los establecimientos afectados deberán ingresar una propuesta de cuantificación con los siguientes contenidos mínimos, según corresponda:

- Descripción del establecimiento:
 - Nombre del establecimiento
 - Titular del establecimiento
 - Detalle de las calderas y/o turbinas: tipo, potencia térmica individualizada por cada caldera y/o turbina.
 - Explicación del proceso productivo.
- Localización del establecimiento (coordenadas UTM WGS84)
 - Localización representativa del establecimiento y de cada fuente emisora.
 - Archivo kmz con el perímetro del establecimiento.
- Instrumentos de carácter ambiental a los que se encuentra obligado el establecimiento.
- Equipos de abatimiento de emisiones instalados: modelo, año fabricación, eficiencias, etc.
- Alternativa para la cuantificación de emisiones:
 - Justificación: alternativa a utilizar, indicando metodologías específicas.
 - Descripción de los ensayos: mediciones y/o muestreos a realizar según corresponda. Tanto para la validación de la metodología (cuando corresponda) o cuantificación de emisiones propiamente tal.
 - Otros aspectos técnicos necesarios: el detalle de los contenidos se explicita en los anexos correspondientes a las distintas alternativas disponibles.

Para efectos de proveer la información solicitada en los puntos anteriores, se considerará válida, según corresponda, la entrega de una copia del Registro de Calderas y Turbinas.

La propuesta metodológica debe presentarse ante la SMA por una única vez por establecimiento, a menos que se opte a una modificación de la metodología aprobada, en cuyo caso se deberá enviar una nueva propuesta, de acuerdo a las indicaciones establecidas en la sección 8, o que se adicionen nuevas fuentes.

10.2. PLAZOS DE ENTREGA

Para el caso de fuentes existentes, la propuesta de cuantificación por establecimiento debe ser entregada en la oficina de partes del nivel central de la SMA a más tardar 15 días hábiles desde la entrada en vigencia del presente instructivo. Las fuentes nuevas deberán presentar su propuesta de cuantificación de emisiones 90 días corridos previos al inicio de operación.

11. ANEXOS

- ANEXO 1: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) y Métodos Alternativos. Alternativas 1 a 7.
- ANEXO 2: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones a través de Muestreos y Mediciones con Métodos de Referencia. Alternativas 8 y 9.
- ANEXO 3: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones a través de Factores de Emisión. Alternativas 10 y 11.



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

ANEXO N°1

**PROTOCOLO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES CON SISTEMAS DE MONITOREO
CONTINUO DE EMISIONES (CEMS) Y METODOS ALTERNATIVOS**

Alternativas 1-7

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	OBJETIVOS	2
3.	ALCANCE	2
4.	DEFINICIONES.....	2
5.	OPCIONES DE CUANTIFICACIÓN BASADAS EN CEMS Y/O MONITOREOS ALTERNATIVOS.....	2
5.1.	CEMS.....	3
5.2.	METODOLOGÍA DE MEDICIÓN.....	4
5.2.1.	Instalación del CEMS	4
5.2.2.	Validación del CEMS.....	5
5.2.3.	Operación del CEMS.....	5
5.3.	PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR	7
5.3.1.	Flujo.....	8
5.3.2.	Humedad	8
5.3.3.	Variables auxiliares.....	8
5.4.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISIÓN ANUAL.....	8
6.	MÉTODOS ALTERNATIVOS.....	10
6.1.	DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA.....	10
6.2.	METODOLOGÍA DE MEDICIÓN.....	10
6.2.1.	Validación del Método Alternativo	10
6.2.2.	Implementación de Métodos Alternativos.....	10
6.3.	PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR	12
6.4.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISIÓN ANUAL.....	13
7.	MONITOREO EN FUENTES COMUNES, BYPASS Y/O MÚLTIPLES CHIMENEAS	14
8.	REGIMEN TRANSITORIO.....	14
9.	REPORTABILIDAD.....	14
9.1.	MEDICIÓN CON CEMS	14
9.2.	CUANTIFICACIÓN CON MÉTODOS ALTERNATIVOS.....	15
10.	CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA	15

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Anexo N°1 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780”, que regula la forma y modo de cuantificar las emisiones requeridas para la aplicación del impuesto a las emisiones de fuentes fijas, que grava las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Dióxido de Carbono (CO₂) conforme lo dispuesto en el Artículo N° 8 de la Ley N° 20.780.

Específicamente, el presente Anexo regula el procedimiento técnico de cuantificación de las emisiones anuales a través de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) y métodos alternativos. En este procedimiento técnico se abordan los requisitos necesarios para la correcta implementación de las alternativas 1 a la 7 definidas en el Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780.

2. OBJETIVOS

El presente Anexo tiene como objetivo establecer las metodologías y requisitos mínimos necesarios para la cuantificación de la emisión mediante la instalación y operación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) o utilización de otros métodos alternativos.

3. ALCANCE

El siguiente Anexo aplica a los establecimientos afectos al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780 (impuesto verde) que opten por cuantificar sus emisiones en toneladas anuales mediante la instalación y operación de CEMS, o aquellas Unidades de Generación Eléctrica (UGE) que cuantifiquen sus emisiones mediante métodos alternativos.

Las directrices contenidas en el presente documento son de aplicación exclusiva para la cuantificación de las emisiones en el marco de la implementación del impuesto verde y por lo tanto no modifican, ni sustituyen otras instrucciones u órdenes dictadas por esta Superintendencia asociadas al cumplimiento normativo o ICA.

4. DEFINICIONES

Para efectos de este protocolo, se considerarán las definiciones establecidas en el Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780 y las presentes en los respectivos anexos que integran la citada instrucción, el anexo 1 de la resolución N° 57 de 22 de enero de 2013 que aprueba "Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas" (en adelante Res. N° 57/13 SMA o Protocolo CEMS), la sección 3 de la resolución exenta N° 438 de 14 de mayo de 2013 que “Aprueba Anexo II al Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas” (en adelante Res. N° 438/13 SMA) y sección 3 de la resolución exenta N° 583 de 3 de octubre de 2013 que “Aprueba Anexo III Aseguramiento de calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones del Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas” (en adelante Res. N° 583/14 SMA).

5. OPCIONES DE CUANTIFICACIÓN BASADAS EN CEMS Y/O MONITOREOS ALTERNATIVOS

Los establecimientos cuyas fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas, individuales o que en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible y que por lo tanto se encuentran afectas al impuesto verde, podrán cuantificar las emisiones de cada fuente del establecimiento para uno, algunos o todos los parámetros regulados; Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Dióxido de Carbono (CO₂), instalando y validando un CEMS.

De acuerdo a lo indicado en la sección 5 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780, las fuentes afectas que por algún ICA tengan la obligación de instalar un CEMS, deberán implementar dicha metodología para la aplicación del impuesto verde, para los parámetros sujetos a la obligación, pudiendo escoger otras alternativas para el resto de los parámetros no regulados.

Para cuantificar las emisiones mediante Sistemas de Monitoreo Continuo, se deberá seguir y dar cumplimiento a los diferentes criterios que se establecen en el presente Anexo.

5.1. CEMS

Dependiendo de las características de la fuente, se plantean 6 alternativas para la cuantificación de las emisiones mediante la instalación, validación y operación de CEMS¹:

- **Alternativa 1:** Las Unidades Generadoras de Electricidad (UGE) afectas al D.S. 13/2011 MMA, deberán utilizar CEMS que se encuentren validados por la SMA para cuantificar las emisiones sujetas a impuestos, de todos los parámetros regulados, con excepción de (i) aquellas UGE que califiquen para acogerse a monitoreos alternativos de conformidad a la Res. N° 438/13 SMA (ver alternativa 2 descrita en la sección 6 de este documento) y (ii) aquellas UGE que dispongan de CEMS que se encuentren exentos de ser validados (ver alternativas 3, 4 y 5). Las fuentes comprendidas en la alternativa 1, no podrán optar por otras alternativas de cuantificación de emisiones.

- **Alternativa 3:** Las UGE afectas al D.S. 13/2011 MMA, cuyo CEMS de SO₂ no ha sido sometido a los ensayos de validación por quedar exentos de ellos, esto es: (i) por tener un rango de medición inferior a 30 ppm (quedando exento de los ensayos de Desviación de Calibración y Error de Linealidad) y (ii) por calificar como unidad de combustible de muy bajo contenido de azufre, según lo definido en el numeral 57 del Anexo I del protocolo de CEMS (quedando exento del ensayo de Exactitud Relativa) podrán, para efectos de cuantificar el impuesto verde, utilizar de igual manera el CEMS de SO₂, considerando que dichas exenciones son aplicables también en este protocolo. No obstante lo anterior, el titular deberá efectuar, registrar y acreditar la realización de las mantenciones periódicas requeridas por el fabricante del CEMS, para efectos de asegurar el adecuado funcionamiento del mismo. La cuantificación de las emisiones de SO₂ se podrá también efectuar utilizando alguna de las alternativas incluidas en los anexos 2 y 3 del presente instructivo, o mediante la alternativa 2 (sección 6 del presente Anexo) en caso que la fuente califique para tal efecto.

- **Alternativa 4:** Las UGE afectas al D.S. 13/2011 MMA, que:
 - a) Operan solamente a base de gas natural quedando exentas de cumplir límites de MP y SO₂.
 - b) Operan únicamente a base de biomasa eximiéndose de medir en forma continua SO₂.
 - c) Correspondan a turbinas con potencia entre 50 y 150 MWt, que operan a base de gas o diésel y por menos de 876 horas en un año calendario, quedando exentos de cumplir con los límites de NO_x.

Podrán, para efectos de cuantificar las emisiones sujetas al tributo, utilizar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones que este validado ante la SMA para el o los parámetros requeridos. En caso contrario, el titular podrá también optar por cuantificar las emisiones utilizando alguna de las alternativas incluidas en los anexos 2 y 3 del presente instructivo (para los parámetros específicos que aplique la exención), o mediante la alternativa 2 (sección 6 del presente Anexo) en caso que califique para tal efecto.

- **Alternativa 5:** Las UGE afectas al D.S. 13/2011 MMA deben reportar la concentración de Dióxido de Carbono (CO₂), no obstante, la norma asociada no especifica la metodología de cuantificación que se debe aplicar para cumplir con dicho reporte. Bajo esta consideración, el establecimiento podrá, para efectos de cuantificar el tributo, utilizar un CEMS de CO₂, debiendo para ello efectuar la validación del mismo. En caso contrario, el titular que califique en la alternativa 5, podrá optar por cuantificar las emisiones de CO₂ utilizando alguna de las alternativas incluidas en los anexos 2 y 3 del presente instructivo, o mediante la alternativa 2 (sección 6 del presente Anexo) en caso que la fuente califique para tal efecto.

¹ Se utiliza la numeración de la tabla 2 del "Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780".

- **Alternativa 6:** Establecimientos afectos al cumplimiento de algún ICA distinto al D.S. 13/2011 MMA, cuyas exigencias incluyan la utilización de un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones, deberán utilizar este sistema para la cuantificación de las emisiones, de todos los parámetros gravados que el instrumento respectivo exija cuantificar con CEMS. Las fuentes comprendidas en la alternativa 6 no podrán optar por otras alternativas de cuantificación de emisiones para los parámetros que se encuentren regulados por el ICA, mientras que, para el resto de los parámetros, podrán implementar voluntariamente un CEMS (alternativa 7), o adoptar alguna de las alternativas propuestas en los anexos 2 y 3 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780. En el caso de establecimientos regulados por el D.S. 13/2011 MMA y, en forma simultánea por otros ICAs, para efectos de la cuantificación de emisiones asociadas al impuesto verde, se considerarán válidas las metodologías aprobadas en el marco del D.S. 13/2011 MMA.
- **Alternativa 7:** Los Establecimientos que no estén afectos al cumplimiento de ningún ICA que requiera la utilización de CEMS para uno o algunos de los parámetros gravados, podrán optar por utilizar un CEMS en forma voluntaria, para uno, algunos o todos los parámetros exigidos, debiendo para ello realizar la validación del CEMS respectivo. En caso contrario, se podrá acoger a alguna de las alternativas incluidas en los anexos 2 y 3 del presente instructivo.

5.2. METODOLOGÍA DE MEDICIÓN

La metodología de medición con CEMS consiste en el registro continuo de las concentraciones mediante la instalación de sondas de muestreo en la chimenea de evacuación de gases, muestras que luego son transportadas a un acondicionador de la muestra y posteriormente a un analizador que cuantifica las concentraciones de los parámetros para los cuales el CEMS fue diseñado. De esta forma, en términos generales, la cuantificación de la emisión anual se obtendrá como la suma de las emisiones registradas durante un año calendario.

La utilización de un CEMS para cuantificar las emisiones de los distintos parámetros afectos al impuesto verde requiere seguir una serie de procedimientos que permitan garantizar la confiabilidad de los datos medidos, los que pueden agruparse en los siguientes aspectos; instalación del CEMS, validación del CEMS y operación del CEMS, todos los cuales han sido abordados, según el tipo de fuente, por la Superintendencia del Medio Ambiente mediante la elaboración y publicación de protocolos técnicos, los cuales son aplicables en el marco de este tributo². En este contexto, a continuación se resumen las principales materias a ser consideradas para la medición con CEMS, referenciando los documentos técnicos que entregan los detalles específicos a implementar.

5.2.1. Instalación del CEMS

Los principales requisitos para la instalación del CEMS dicen relación con la ubicación de las sondas o sensores en la chimenea y las especificaciones de los distintos componentes del CEMS (sonda de muestreo, línea de muestreo, sistema de acondicionamiento, analizadores, entre otros). Dichos aspectos son abordados en la sección 5 del de la Res. N° 57/14 SMA.

² Resolución Exenta N° 57/2013 SMA: "Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas".

Resolución Exenta N° 438/2013 SMA "Anexo II al Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas"

Resolución Exenta N° 583 de 3/2013 "Anexo III Aseguramiento de calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones del Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas"

Resolución Exenta N° 33/2015 "Instrucción de carácter general sobre remisión de información para norma de emisión de centrales termoeléctricas y criterio de sustitución de datos"

Resolución Exenta N° 94/2015 "Protocolo para la validación de sistemas de monitoreo continuo (CEMS) en plantas de Incineración, Coincineración y Coprocesamiento".

Resolución Exenta N° 627/2016 SMA: Protocolo técnico para la validación de sistemas de monitoreo continuo "CEMS" requeridos por resoluciones de calificación ambiental (RCA) y planes de prevención y/o descontaminación (PPDA).

5.2.2. Validación del CEMS

La medición través de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS), debe contar con su respectiva resolución de validación vigente ante la Superintendencia del Medio Ambiente.

La validación del CEMS se deberá realizar de acuerdo a lo establecido en la Res. N° 57/13 SMA, o aquel protocolo que aplique según el Instrumento de Carácter Ambiental asociado:

- Resolución Exenta 57/2013 SMA: Protocolo para la validación de CEMS en Centrales Termoelectricas (se incluyen los criterios establecidos en la Res. N° 438/13 SMA).
- Resolución Exenta 94/2015 Protocolo para la validación de sistemas de monitoreo continuo (CEMS) en plantas de Incineración, Coincineración y Coprocesamiento.
- Resolución Exenta 627/2016 SMA: Protocolo técnico para la validación de sistemas de monitoreo continuo “CEMS” requeridos por resoluciones de calificación ambiental (RCA) y planes de prevención y/o descontaminación (PPDA).

Si para alguno de los parámetros sujetos al impuesto verde no se dispone de un CEMS previamente validado bajo resolución exenta de la SMA, debiendo u optando a cuantificar las emisiones de dicho parámetro bajo esta metodología, el establecimiento deberá someter el CEMS respectivo al proceso de validación ante la Superintendencia del Medio Ambiente, aplicando para ello, el protocolo de validación correspondiente. Se deberá cumplir con los siguientes aspectos:

- Procedimientos administrativos en cuanto a las fechas y formatos definidos para los Informes Previos de Validación (IPV), Avisos de Ejecución de Ensayos de Validación (AEEV) e Informe de Resultados de los Ensayos de Validación (IREV).
- Procedimientos técnicos asociados a los diferentes “Ensayos de Validación” que se deben aplicar y diferentes límites de cumplimiento que se deben aprobar (Criterios establecidos en los numerales 6 y 7 del Protocolo CEMS (Res. N° 57/13 SMA) sobre “Requerimientos Específicos para Validación de CEMS”).

Una vez que el establecimiento concluya exitosamente los ensayos de validación del CEMS, deberá comenzar a dar cumplimiento a los requisitos establecidos para la correcta operación del CEMS validado, aplicando las respectivas pruebas de aseguramiento de calidad requeridas.

El CEMS se considera aprobado desde las 0:00 horas del día siguiente a la fecha que culminaron exitosamente los ensayos de validación. Durante el periodo de tiempo que comprende entre la culminación exitosa de los ensayos de validación hasta la obtención de la resolución que emite la SMA, el CEMS se considerará bajo “Validación Condicional”, luego los datos que el CEMS alcance a medir en este tiempo se considerarán como “Dato condicional” lo que significa que si la resolución es favorable y se confirma la aprobación del CEMS, el CEMS se considerará aprobado oficialmente y los datos medidos serán validados. No obstante, si la resolución resulta desfavorable (Rechazo), el CEMS se considerará bajo periodo Fuera de Control y sus resultados no podrán ser utilizados, debiendo proceder a sustituir los datos registrados durante el periodo condicional y aplicar los criterios definidos en la Res. N° 583/14 SMA.

5.2.3. Operación del CEMS

Para efectos del presente protocolo, se considera que la operación de un CEMS requiere los siguientes aspectos relevantes asociados a la medición:

- Frecuencia de medición y determinación de concentración horaria
- Aseguramiento de la Calidad
- Falta de datos

a) Frecuencia de medición

Considerando que los Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones permiten realizar un monitoreo constante de las emisiones generadas en una fuente determinada, se deberán medir las emisiones sujetas al impuesto verde, las 24 horas del día, durante los 365 días del año.

Los valores del CEMS se deberán obtener con una frecuencia “minuto a minuto”, generando posteriormente valores “promedios horarios válidos”, los que constituirán la unidad de medición base para la cuantificación de la emisión anual. Para la construcción de los promedios horarios, se deberá considerar el procedimiento establecido en la sección 6.1 de la Res. N° 583/14 SMA; Aseguramiento de Calidad, Reporte de Datos, Auditorías y Revalidaciones.

b) Aseguramiento de la calidad

El establecimiento que opere un CEMS para efectos de cuantificar las emisiones de uno, algunos o todos los parámetros regulados por el impuesto verde, deberá implementar, documentar, mantener y auditar un sistema de aseguramiento de calidad al CEMS que ha sido validado bajo resolución exenta de la Superintendencia del Medio Ambiente.

Para lo anterior, el establecimiento deberá dar cumplimiento a los criterios establecidos en las secciones 4 y 5 de la Res. N° 583/14 SMA en cuanto a:

- Requisitos generales del sistema de aseguramiento de calidad para CEMS de gases.
- Especificaciones de cumplimiento para las pruebas rutinarias de aseguramiento de calidad.
- Requisitos específicos del sistema de aseguramiento de calidad

La aplicación de los diferentes requisitos establecidos en la Res. N° 583/14 SMA, deberán comenzar una vez concluidos, exitosamente desde un punto de vista técnico, los ensayos de validación del CEMS, sin necesidad de esperar la respectiva resolución de aprobación por parte de la SMA.

c) Datos perdidos (datos en blanco) y anómalos

El establecimiento deberá monitorear en forma continua las emisiones sujetas al impuesto considerando todos los estados operacionales de la fuente (es decir, todo evento), no obstante, existen situaciones en las que un CEMS puede generar falta de datos, datos anómalos o datos de calidad no asegurada producto de un periodo “Fuera de Control”.

Tales situaciones se pueden originar a consecuencia de:

- Fallas en la unidad
- Deficientes procesos de mantención de los equipos
- Procesos de validación de los CEMS
- Cuando expira el plazo de certificación o validación³ de un CEMS
- Fallas en las pruebas de aseguramiento de calidad

Ante cualquiera de estas situaciones, los datos registrados por el CEMS no podrán ser considerados válidos y no se podrán utilizar en los cálculos de emisiones. Luego, el establecimiento deberá dar cumplimiento a los criterios señalados en la sección 7 de la Res. N° 583/14 SMA y en la Resolución Exenta 33 de 19 de enero 2015 que aprueba la Instrucción de carácter general sobre remisión de información para norma de emisión de centrales termoeléctricas y criterio de sustitución de datos, considerando los siguientes criterios:

³ De acuerdo a la Circular IN. AD. N°1/2015 del MMA, un CEMS se considerará validado desde las 00:00 horas del día siguiente a la fecha en que se concluyeron los ensayos de validación y que dieron lugar al Informe de Resultados de Ensayos de Validación que luego fuera aprobado por resolución exenta de la SMA. Es necesario señalar que la aprobación del CEMS es por parámetro, pudiendo validarse parcialmente el CEMS, en cuyo caso el resto de los parámetros se consideran no validados.

- Los periodos en que un CEMS se encuentre en estado “Fuera de Control” por más de 24 horas, deberán ser notificados a la SMA, una vez que la falla haya cesado, por medio de un informe digital ingresado por oficina de partes de la Superintendencia, indicando: (i) la causa que originó el periodo fuera de control, (ii) el tiempo de duración el periodo fuera de control (iii) las acciones correctivas que se realizarán a fin de evitar que el evento vuelva a ocurrir y (iv) la forma en que fueron monitoreadas las emisiones durante el periodo Fuera de Control. Para las fuentes afectas al D.S. 13/2011 del MMA, se podrá utilizar los mismos formatos establecidos en la “Guía Sistema de Información Centrales Termoeléctricas”. Para el caso de otras fuentes no afectas al D.S. 13/2011 del MMA se podrá utilizar una planilla resumen de acuerdo al siguiente formato:

Tabla 1: Formato Reporte Periodos Fuera de Control

N°	Empresa	Unidad Afectada	Fecha aviso a la SMA	Falla Generada	Fecha y Hora Inicio de la Falla	Fecha y Hora Terminó de la Falla	Tiempo Estimado de la Falla	Método de cuantificación de las emisiones utilizado durante el periodo de Falla	Medidas Correctivas para evitar que la falla vuelva a ocurrir	Observaciones

- No obstante lo anterior, todos los períodos fuera de control, independientemente de su duración, deberán ser informados en los respectivos reportes trimestrales (ver sección 9 del presente anexo).
- Durante el periodo de tiempo en que el CEMS se encuentre Fuera de Control (según lo definido en el punto 33 del Anexo I del Protocolo CEMS aprobado por la Res. N° 57/13 SMA), el establecimiento deberá seguir midiendo y reportando las emisiones que sean generadas en la fuente. Para lo anterior, se deberán: (i) medir las emisiones por medio de un CEMS de respaldo debidamente validado (si se dispone), (ii) en caso de no disponer de un CEMS de respaldo, se deberán medir las emisiones a través de los respectivos Métodos de Referencia ejecutados por una ETFA y (iii) en el caso de demostrar no poder cumplir con el punto (i) y (ii) se podrán aplicar los respectivos procedimientos de sustitución de datos publicados por esta Superintendencia en el Documento Técnico publicado bajo resolución exenta N° 33/15 SMA.
- En caso de fallas de duración menor o igual a 30 días consecutivos, no será necesario demostrar la imposibilidad de cumplimiento con los puntos (i) y (ii) descritos anteriormente si se aplican de los criterios de sustitución de datos.
- Para periodos mayores a 30 días y ante la ausencia de CEMS de respaldo, se deberán realizar muestreos y/o mediciones bajo métodos de referencia ejecutados por una ETFA, con una frecuencia quincenal, a menos que se justifique la imposibilidad de realizar dichos muestreos y/o mediciones, en cuyo caso se podrá continuar aplicando los criterios de sustitución de datos, hasta alcanzar un período máximo de falla de 90 días. Con posterioridad a los 90 días, y ante la ausencia de CEMS de respaldo, sólo se aceptará la realización quincenal de muestreos y/o mediciones bajo métodos de referencia. Los muestreos y/o mediciones se deberá realizar en condiciones de operación normal de la fuente, asegurando un porcentaje de carga mínimo del 50%. Los resultados se deberán reportar según lo definido en el instructivo de reporte del impuesto verde.
- En forma complementaria a los criterios descritos anteriormente, en un año calendario no se podrán aplicar criterios de sustitución de datos por más de 90 días (2160 horas), independientemente que ellos correspondan a distintos eventos de falla. En caso de superarse dicho plazo, se procederá de acuerdo a lo indicado en la sección 9 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780.
- De acuerdo al punto anterior, los 90 días de periodo fuera de control del CEMS serán independientes del estado de la UGE.

5.3. PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR

Para efectos de calcular el impuesto verde, se deben obtener las emisiones gravadas en unidades de “toneladas/año” (ton/año), luego se requiere medir algunos parámetros adicionales que permitan llevar los valores de concentración obtenidos del CEMS (ppm) a las unidades anteriormente señaladas.

Para lo anterior, el establecimiento deberá cuantificar en forma complementaria parámetros adicionales, como flujo, humedad, y otras variables auxiliares.

5.3.1. Flujo

Para utilizar las concentraciones medidas, el establecimiento deberá medir el parámetro flujo a partir de un CEMS debidamente validado y con resolución vigente ante la SMA, a fin de obtener la emisión horaria. Los valores obtenidos por este CEMS se deberán reportar en unidades normalizadas⁴ “Nm³/h”.

5.3.2. Humedad

En caso que el CEMS instalado mida las emisiones en base húmeda, el establecimiento deberá determinar el parámetro humedad a fin de llevar los valores de concentración a unidades en base seca.

Para efectos de cuantificar la humedad, el establecimiento podrá optar por cualquiera de las alternativas especificadas en la sección 5.5 del Protocolo CEMS aprobado por la Res. N° 57/13 SMA considerando los siguientes criterios:

- ✓ Medir con CEMS de Humedad debidamente validado.
- ✓ Medir con CEMS de O₂ validados, capaces de medir en base seca y húmeda.
- ✓ Utilizar un valor específico de referencia (por defecto) de humedad del combustible utilizado en el proceso de combustión, obtenido a partir de resultados analíticos que den cuenta del valor de humedad de referencia.
- ✓ Usar un valor de referencia de humedad previa aprobación de la Superintendencia del Medio Ambiente, demostrando que ese valor es constante durante la operación de la fuente. Se podrán considerar valores históricos (últimos tres años) obtenidos a partir de métodos de referencia (CH-4) realizados por laboratorios autorizados para dichos efectos. O bien, realizar una medición de humedad actual bajo el método CH-4 ejecutado por una ETFA.

Otra opción a considerar será un sensor de humedad calibrado de acuerdo a las especificaciones técnicas que establezca el fabricante del equipo.

5.3.3. Variables auxiliares

La cuantificación de la emisión anual afecta al pago del impuesto, será determinada como la suma de las emisiones horarias registradas por el CEMS en todas las horas de funcionamiento de la fuente, excluyendo por tanto los registros obtenidos por el CEMS cuando la fuente se encuentre detenida. En base a lo anterior, es necesario que en conjunto con la concentración y flujo horario, medidos; se registren parámetros operacionales en base horaria, que permitan justificar los períodos en que la fuente emisora se encuentre detenida. Algunos parámetros operacionales que podrían ser representativos del funcionamiento de la fuente corresponden a la potencia de funcionamiento, producción de vapor, consumo de combustible, temperatura, entre otros.

5.4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISIÓN ANUAL

La emisión horaria para cada uno de los parámetros cuantificados mediante el uso de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, se obtendrá mediante el siguiente procedimiento:

Para el caso del CO₂, de deberá transformar el valor medido como % a ppm antes de proceder con los cálculos. Para ello, se deberá dividir el % de CO₂ obtenido por el valor que corresponde a 1 ppm (1 ppm = 0.0001%), mediante la siguiente relación:

$$C_{CO_2,j}[ppm] = C_{CO_2,j}[\%]/10.000$$

Para el caso de los CEMS de gases, el valor en “ppm” se deberá normalizar multiplicándolo por el factor de conversión respectivo de cada parámetro que se detalla en la Tabla 2, mientras que para los CEMS

⁴ El valor normalizado “N” corresponde a 25°C y 1 atm. El valor deberá ser en base seca y sin corrección por O₂.

de MP se podrán utilizar los valores brutos que entrega el equipo para luego normalizarlos en base a los valores de Presión y Temperatura de salida de los gases de chimenea.

$$C_{i,j}[mg/Nm^3] = C_{i,j}[ppm] * FC_i$$

Donde:

$C_{i,j}$: Concentración promedio del gas i en la hora j

FC_i : factor de conversión parámetro i

Tabla 2: Factores de Conversión de ppm a mg/Nm³

Parámetro	Factor ⁵
SO ₂	2,617
NO _x	1,881
CO ₂	1,803

En caso de utilizar un CEMS que mida en base húmeda, se deberá corregir la concentración para obtener su equivalente en base seca:

$$C_{i,j}[mg/Nm^3]_{seca} = \frac{C_{i,j}[mg/Nm^3]_{humeda}}{(1 - Bws)}$$

Donde, Bws corresponde al Porcentaje de humedad.

Una vez obtenida la concentración promedio horaria en base seca para cada parámetro en unidades normalizadas, la emisión horaria se determinará mediante la siguiente relación:

$$E_{i,j}[mg/h] = C_{i,j}[mg/Nm^3]_{seca} * F_j[Nm^3/h]_{seca}$$

Donde:

$E_{i,j}$: Emisión parámetro i en hora j

F_j : Flujo de gases en hora j

Cabe señalar que el flujo de gases utilizado en la relación anterior debe ser normalizado a unidades de "Nm³/h" (también a 25°C y 1 atm) y en base seca. El valor de flujo en "Nm³/h", deberá ser obteniendo a partir del valor promedio horario en unidades de "m³/h".

Para obtener la emisión anual en mg/año, se deberán sumar todas los "mg/h" que fueron obtenidos durante las horas de operación de la fuente en el año a evaluar:

$$E_i[mg/año] = \sum_{j=1}^{8760} E_{i,j}[mg/h]$$

Finalmente, la emisión anual debe ser transformada a unidades de toneladas/año:

$$E_{i,j}[ton/año] = \frac{E_{i,j}[mg/año]}{1.000.000.000}$$

Considerando todas las horas en que la fuente emisora no se encuentre detenida⁶.

⁵ El factor de conversión de ppm a mg/Nm³, corresponde al valor de densidad del contaminante en valores normalizados (25°C y 1 atm)

⁶ La cuantificación del impuesto se efectuará sobre todas las horas de funcionamiento de la fuente, independientemente de su estado (encendido, apagado, falla, régimen, etc.).

6. METODOS ALTERNATIVOS

Los establecimientos afectos al D.S.13/2011 MMA que hayan calificado para acogerse a Monitoreo Alternativo de Emisiones para cuantificar las emisiones requeridas por dicha norma, deberán seguir aplicando estos métodos, o en su defecto instalar y validar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones de manera voluntaria.

6.1. DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA

La única alternativa que permite la implementación de métodos alternativos, corresponde a la denominada alternativa 2 (ver tabla 2 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780).

- **Alternativa 2:** UGE afectas al D.S. 13/2011 MMA, que en base a los tipos de combustibles utilizados, a las horas de funcionamiento y cantidad de emisiones generadas califican para cuantificar sus emisiones en base a monitoreos alternativos, de acuerdo a los criterios específicos definidos en las secciones 4 y 5 de la Res. N° 438/13 SMA.

Las fuentes comprendidas en la alternativa 2, podrán optar voluntariamente a utilizar CEMS para medir en forma continua y directa sus emisiones.

6.2. METODOLOGÍA DE MEDICIÓN

Las metodologías de cuantificación con métodos alternativos son específicas para cada uno de los métodos incluidos en la Res. N° 438/13 SMA, requiriendo la realización de mediciones mediante métodos de referencia, la estimación con factores, la determinación del consumo y de las características de los combustibles, entre otros. En este contexto los parámetros básicos y adicionales a medir y reportar, así como los procedimientos de cuantificación de las emisiones, dependerán de cada alternativa y por lo tanto no son desarrollados en detalle en el presente Anexo.

Las secciones 6 a la 11 de la Res. N° 438/13 SMA entregan todos los antecedentes necesarios respecto a las variables a cuantificar, metodologías de medición, muestreos y aseguramiento de calidad, entre otros aspectos, asociados a la implementación de los diferentes métodos alternativos considerados.

6.2.1. Validación del Método Alternativo

La metodología para cuantificar la emisión de cada uno los parámetros sujetos a Impuestos (MP, SO₂, NO_x y CO₂) será el Sistema de Monitoreo Alternativo que se haya validado ante la Superintendencia del Medio Ambiente, debiendo contar con su respectiva resolución vigente.

La autorización del Método Alternativo a utilizar se deberá realizar de acuerdo a lo establecido en la Res. N° 438/13 SMA.

Si para alguno de los parámetros sujetos al impuesto verde no se dispone de un Método Alternativo de Monitoreo, previamente validado bajo resolución exenta de la SMA, debiendo tenerlo, el establecimiento deberá acogerse al o los métodos alternativos que se requieran y deberá dar cumplimiento a los requisitos aplicables establecidos en la Res. N° 438/13 SMA para validarse ante la Superintendencia del Medio Ambiente, dando cumplimiento a la sección 4 de la Res. N° 438/13 SMA, referido a la solicitud de monitoreo alternativo y a la sección 5 de la misma Resolución, referida a “Requisitos Específicos de los Monitoreos Alternativos”.

6.2.2. Implementación de Métodos Alternativos

Los métodos alternativos para cuantificar las emisiones de los distintos parámetros requeridos por el Impuesto Verde, corresponden a aquellos establecidos en la Res. N° 438/13 SMA (Apéndice D; Apéndice E; LME; Apéndice G; Ecuación F-23 y AP 42). A continuación se indican los principales requisitos para la implementación de cada uno de estos métodos (ver Res. N° 438/13 SMA).

a) Método bajo el apéndice D para emisiones de SO₂

El establecimiento que utilice el apéndice D para estimar las emisiones de SO₂ deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de gas natural y/o petróleo diésel.

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice D requiere de:

- Monitoreo continuo de caudal o flujo del combustible.
- Muestreo y análisis periódico de las características del combustible, tales como contenido de azufre, poder calorífico bruto y densidad.

Para la aplicación del método se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales del Apéndice D establecidos en la sección 6 de la Res. N° 438/13 SMA en cuanto a:

- Mediciones de Caudal o flujo del combustible.
- Certificación del medidor de flujo de combustible.
- Aseguramiento de calidad.
- Requisitos generales de muestreo y análisis de combustible del apéndice D.
- Cálculos de la tasa de emisión en masa de SO₂.
- Cálculo de la tasa de consumo energético de la unidad
- Valores de azufre, PCB y de densidad para cálculo de emisiones de SO₂
- Requisitos de aseguramiento de calidad del apéndice D.

b) Método bajo el apéndice E para emisiones de NO_x

El establecimiento que utilice el apéndice E para estimar las emisiones de NO_x deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de gas natural y/o petróleo diésel. Deberá además calificar como unidad Peak según lo definido en el numeral 59 del Anexo I de la Res. N° 57/13 SMA.

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice E requiere de:

- Construcción de curva de correlación entre tasa de emisión de NO_x y tasa de consumo energético.
- Cuantificación horaria de la tasa de consumo energético.
- Determinación periódica del PCB del combustible

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales del Apéndice E establecidos en la sección 7 de la Res. N° 438/13 SMA en cuanto a:

- Curva de Correlación del Apéndice E.
- Determinación de las emisiones de NO_x por hora.
- Requisitos de muestreo de combustible del apéndice E.
- Requisitos de aseguramiento de calidad del apéndice E.

c) Método “Low Mass Emission” (LME) para SO₂, NO_x y CO₂

El establecimiento que utilice la Metodología de Emisiones de Baja Masa o “Low Mass Emission” (LME) para estimar las emisiones de SO₂, NO_x y CO₂ deberá calificar como Caldera o Turbina que opera en base a gas natural y/o petróleo diésel y que no emite más de 25 toneladas de SO₂ y 100 toneladas de NO_x anualmente.

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice LME requiere de:

- Determinación y uso de factores de emisión.
- Determinación de consumo energético horario, estimado mediante uso de combustible o cómo consumo energético máximo clasificado para cada hora de operación de la unidad.

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales de la metodología de Emisiones de Baja Masa establecidos en la sección 8 de la Res. N° 438/13 SMA en cuanto a:

- Cálculo de emisiones y consumo energético para una unidad LME.
- Tasas genéricas y tasas de emisión de referencia específicas de sitio.
- Metodologías para determinar el consumo energético.
- Ecuaciones básicas.
- Tasas de emisión específica de NO_x para unidad LME.
- Tasas de emisión específica de NO_x para el reporte.
- Mantenimiento de registros y de reporte de las unidades LME.
- Aseguramiento de calidad para las unidades LME.

d) Método bajo el apéndice F para emisiones de SO₂

El establecimiento que utilice la ecuación F-23 de acuerdo a lo establecido en el apéndice F de la parte 75 para estimar las emisiones de SO₂, deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de combustible de muy bajo contenido de azufre.

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales de la ecuación F-23 establecidos en la sección 9 de la Res. N° 438/13 SMA en cuanto a:

- Determinación de la tasa de combustible específica de la emisión de SO₂ de referencia y mediciones horarias de la tasa de consumo energético de la unidad.
- Disponer de un monitor de flujo y un monitor de CO₂ u O₂ para determinar la tasa de cada hora de emisión de SO₂.

e) Método bajo el apéndice G para emisiones de CO₂

El establecimiento que utilice el apéndice G para estimar las emisiones de CO₂ deberá calificar como Caldera o Turbina que opera a base de gas natural y/o petróleo diésel.

Para la aplicación del método, se deberá dar cumplimiento a los Requisitos Generales del Apéndice G establecidos en la sección 10 de la Res. N° 438/13 SMA en cuanto a:

- Las emisiones de CO₂ diarias se deberán calcular de los expedientes de la compañía, del uso del combustible y de los resultados del muestreo y del análisis periódico del combustible.
- Se deberá disponer de medidores de flujo de combustible (flujómetros) certificados en conjunto con los "F-factor" basados en el carbono específico del combustible.

f) Monitoreo de Material Particulado (MP)

El establecimiento podrá estimar las emisiones de MP a través de cualquiera de los métodos establecidos en la sección 11 de la Res. N° 438/13 SMA en cuanto a:

- Uso de factores de emisión basados en el AP-42 de la US-EPA.
- Realizar mediciones isocinéticas de acuerdo los métodos de referencia CH-5 o método 17 de la US-EPA.
- Otros métodos alternativos para medir MP que sean basados en metodologías EPA que el establecimiento podrá proponer a la SMA para su evaluación.

6.3. PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR

Al igual que la cuantificación a través de CEMS, donde se requiere la medición de parámetros adicionales tales como la Humedad y Flujo, los Métodos Alternativos también requieren de la medición de ciertos parámetros necesarios para poder determinar la emisión anual requerida. Como se mencionó anteriormente, los parámetros adicionales específicos a medir dependerán de cada uno de los métodos alternativos listados en la sección 6.2.

De acuerdo al Método Alternativo que sea utilizado, y a modo de resumen, algunos de los parámetros que comúnmente deben ser cuantificados corresponden a:

- Flujo de combustible a través de flujómetros debidamente certificados.
- Muestreo periódico de las características del combustible tales como Contenido de azufre, poder calorífico bruto, densidad.
- Tasa de consumo energético.
- Potencia de funcionamiento.
- Entre otros.

Los parámetros adicionales a medir, así como los requisitos específicos de cada método alternativo, se establecen en detalle en la Res. N° 438/13 SMA.

Es importante señalar que en el marco de la cuantificación de emisiones para el impuesto verde, el intervalo de tiempo mínimo es horario, por lo que los parámetros adicionales necesarios para determinar la emisión en el tiempo deben ser cuantificados en forma horaria, según corresponda.

Para el caso de la certificación de los flujómetros que se utilicen para medir caudal o flujo de combustible, la sección 6.2 de la Res. N° 438/13 SMA que establece las alternativas que se pueden aplicar para determinar la precisión del medidor de flujo las cuales pueden incluir las siguientes formas:

- Diseño (orificio, boquilla, y medidores de flujo tipo Venturi).
- Medición en condiciones de laboratorio ya sea por el fabricante o por un laboratorio independiente o por el propietario u operador.
- Comparación con otro medidor de flujo de combustible que sea de referencia.

Las normas para verificar la precisión del medidor de flujo pueden ser las que se indican a continuación:

- ASME MFC-3M-2004; ASME MFC-4M -1986; ASME MFC-5M-1985; ASME MFC-6M-1998; ASME MFC-7M-1987; ISO 8316: 1987 (E); American Petroleum Institute (API); ASME MFC-9M-1988, o cualquier otro señalado en el punto 2.1.5.1 del apéndice D.
- El valor de "Precisión" del medidor del flujo de combustible deberá estar dentro del 2% del valor del rango superior.
- Si la precisión del medidor del flujo de combustible es superior al 2%, el medidor de flujo no podrá ser utilizado.

El titular deberá cumplir como mínimo con los siguientes requisitos de aseguramiento de calidad para el o los flujómetros que tenga instalados en la fuente, los que se detallan en el punto 6.3 del Anexo II del protocolo CEMS y que se indican a continuación:

- El titular de la fuente deberá realizar la prueba de precisión de cada medidor de flujo de combustible, antes de su uso y por lo menos una vez por cada año de operación del medidor de flujo.
- La prueba de precisión se podrá realizar con mayor frecuencia si las especificaciones técnicas del fabricante lo requieren.
- Cada medidor del flujo de combustible debe cumplir con la especificación del 2% señalada anteriormente.
- Para el caso de medidores de flujo de tipo orificio, boquilla y Venturi, las pruebas de precisión se podrán llevar a cabo por comparación con otro medidor de flujo de referencia o bien por una prueba de precisión del transmisor para la certificación, en estos casos, se deberá realizar una inspección visual de los elementos primarios para la certificación inicial y una vez cada 3 años.
- El titular de la fuente deberá informar sobre los resultados de todas las pruebas de precisión del medidor del flujo de combustible, pruebas de precisión de transmisores o transductores e inspecciones de los elementos principales, en el informe trimestral de emisiones.

6.4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISIÓN ANUAL

La metodología específica para cuantificar la emisión horaria y el acumulado anual para cada parámetro regulado dependerá del método alternativo seleccionado, de acuerdo a lo indicado para cada caso en la

Res. N° 438/13 SMA. A continuación se listan algunos criterios comunes a tener en consideración en el marco del impuesto verde, según corresponda:

- Los valores obtenidos de los métodos alternativos, una vez convertidos a unidades de mg/Nm^3 (25°C y 1 Atm), deberán considerar valores en base seca y sin corrección por O_2 .
- Los valores en unidades de mg/Nm^3 , se deberán llevar a unidades de emisión en ton/año de la misma manera indicada en el punto 5.4 de este protocolo.

7. MONITOREO EN FUENTES COMUNES, BYPASS Y/O MÚLTIPLES CHIMENEAS

El establecimiento que disponga de una unidad que comparte chimenea en común con otra unidad o emite por medio de múltiples chimeneas o chimenea bypass deberá cuantificar sus emisiones dando cumplimiento a los criterios establecidos en la sección 12 de la Res. N° 438/13 SMA en cuanto a:

- Requisitos generales para SO_2 .
- Requisitos generales para NO_x .
- Requisitos generales para MP y opacímetros.

8. REGIMEN TRANSITORIO

A continuación se presenta algunas condiciones excepcionales para la cuantificación del flujo, vigentes durante el año 2017:

- Si se dispone de un CEMS de flujo instalado pero no validado, se deberá proceder a validarlo de acuerdo al punto 5.2.2, teniendo como plazo 1 año, contado desde el 1° de enero de 2017. De esta manera durante el año 2017, se podrán utilizar los datos del CEMS de flujo que se encuentre instalado (pese a que no se encuentre validado), siempre y cuando se ejecuten exitosamente todas las pruebas de aseguramiento de calidad requeridas en la Res. N° 583/14 SMA.
- En caso de no cumplirse los límites de las pruebas de aseguramiento de calidad, se deberán aplicar los criterios establecidos para el "Periodo Fuera de Control" indicados en el anexo 1 del instructivo de impuesto verde o bien, aplicar el MPQ (Máximo Potencial de Caudal) según corresponda bajo los criterios de sustitución de datos establecidos.
- Para los casos de las UGE que no tienen CEMS de Flujo instalado y que estiman un valor de flujo, deberán instalar y validar un CEMS de Flujo en el plazo de 1 año (es decir, hasta el 31 de diciembre de 2017). Durante el año 2017, el titular podrá seguir estimando el valor de flujo, demostrando en la propuesta metodológica (ver Sección 10 del presente anexo) que los cálculos aplicados son consistentes con la condición operacional de la fuente y justificando que dicho cálculo no subestima el valor de flujo real.

9. REPORTABILIDAD

El titular del establecimiento que se acoja a las alternativas 1-7, deberá reportar trimestralmente a esta Superintendencia, de acuerdo a las instrucciones específicas que se dicten para tal efecto, debiendo reportar, según corresponda, lo señalado en los siguientes numerales.

9.1. MEDICIÓN CON CEMS

El establecimiento deberá procurar que los resultados obtenidos de las mediciones de los parámetros regulados sean registrados, procesados y reportados en forma adecuada. Para lo anterior se deberán cumplir los siguientes criterios:

- El reporte de las emisiones requeridas por el impuesto verde se deberá realizar trimestralmente.
- Los CEMS de gases deberán reportar los valores de emisión de cada parámetro a partir del dato crudo, el que se considerará minuto a minuto en "ppm", mientras que los CEMS de MP deberán hacerlo minuto a minuto en " mg/m^3 ".
- A partir de los valores crudos minuto a minuto, se deberá reportar el promedio horario válido de concentración para cada parámetro.
- Se deberá reportar el valor minuto a minuto y promedio horario de los parámetros adicionales Flujo, Temperatura, Presión y Humedad (si aplica).

- Estado de operación del CEMS minuto a minuto.
- Se deberá reportar el valor promedio horario de los parámetros operacionales, como potencia eléctrica de funcionamiento, producción de vapor y consumo de combustible (según corresponda).
- Estado de funcionamiento de la fuente de emisión en base minutal y horaria (según corresponda).
- Resultados de pruebas diarias y trimestrales de aseguramiento de la calidad.
- En caso de existir períodos de falla superiores a 30 días consecutivos, deberá enviar a la SMA la justificación de imposibilidad de contar con CEMS de respaldo debidamente validado o aplicación de métodos de referencia, que respalden la aplicación de criterios de sustitución de datos, si corresponde.
- Se deberán acompañar las respectivas rutas de cálculos que permitan la trazabilidad de los mismos, detallando las ecuaciones aplicadas, los parámetros incorporados, las conversiones de unidades de cada alternativa utilizada, hasta obtener la emisión en ton/año y especificar los criterios de sustitución aplicados de acuerdo al Documento Técnico de la Res. Ex. 33/2015 SMA.

Se deberá registrar y almacenar la información validada operacionalmente de acuerdo a lo dispuesto en la sección 6.2 de la Res. N° 438/13 SMA.

9.2. CUANTIFICACIÓN CON MÉTODOS ALTERNATIVOS

El establecimiento deberá procurar que los resultados obtenidos de las mediciones sean registrados, procesados y reportados en forma adecuada. Para lo anterior se deberán cumplir los siguientes criterios:

- El reporte de las emisiones requeridas por el tributo se deberá realizar trimestralmente.
- Las variables deberán ser reportadas en un intervalo de tiempo horario.
- Los parámetros a reportar dependerán del método alternativo aplicado, a continuación se listan aquellos que comúnmente deberán ser reportados y justificados:
 - ✓ Consumo de combustible horario (para cada tipo de combustible).
 - ✓ Consumo energético horario.
 - ✓ Características del combustible utilizado, de acuerdo a la frecuencia establecida.
 - ✓ Resultado de mediciones de emisión aplicando métodos de referencia, de acuerdo a la frecuencia establecida.
 - ✓ Parámetros operacionales, como potencia y estado de funcionamiento de la fuente, en base horaria.
- Se deberán acompañar las respectivas rutas de cálculos que permitan la trazabilidad de los mismos, detallando las ecuaciones aplicadas, los parámetros incorporados y las conversiones de unidades de cada alternativa utilizada, hasta obtener la emisión en ton/año.

Se deberá registrar y almacenar la información validada operacionalmente de acuerdo a lo dispuesto en la sección 6.2 de la Res. N° 583/14 SMA.

10. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

Para el caso de los establecimientos que opten por la cuantificación de emisiones mediante CEMS o métodos alternativos, deberán dar cumplimiento a los criterios técnicos y contenidos mínimos señalados en los protocolos de validación de CEMS aplicables.

Se señalan a continuación los aspectos mínimos solicitados en dichos documentos:

- Identificación de las fuentes afectas del Establecimiento, tecnologías, autorizaciones, ubicación, combustibles utilizados, capacidad de carga, entre otros.
- Relación entre el proceso y las emisiones.
- Antecedentes del CEMS y sus componentes, incluyendo especificaciones técnicas y un análisis de su estado de implementación, según corresponda.
- Metodología de cuantificación de parámetros adicionales.
- Procedimientos para la calibración, mantenimiento y operación del CEMS, según corresponda.
- Sistema de recolección y manejo de datos desde el CEMS., según corresponda.
- Aviso de ensayos de validación, según corresponda.

- Informe de resultados de los ensayos de validación, según corresponda.
- Justificación de calificación para monitoreo alternativo y propuesta de método alternativo a implementar.
- Plan de monitoreo para cuantificar todos los parámetros requeridos según el sistema alternativo a implementar.
- Descripción de equipos o procedimientos usados en la alternativa propuesta.
- Otros.

En caso que la metodología de medición aprobada en el marco del D.S. N°13/2011 del MMA, se encuentre vigente y reúna toda la información necesaria para la correcta cuantificación de las emisiones gravadas por los impuestos des para aquellos parámetros que sean cuantificados mediante la misma metodología, la SMA podrá homologar dicha aprobación, estableciendo una única resolución aprobatoria para ambas normativas.

No obstante lo anterior, todos los establecimientos afectos al impuesto que opten por cuantificar sus emisiones mediante CEMS o métodos alternativos, deberán presentar a la SMA una propuesta para la cuantificación por parámetro regulado, que: (i) indique aquellos parámetros que se cuantificarán en base a las metodologías aprobadas y (ii) presente una propuesta de cuantificación para aquellos parámetros que serán determinados mediante otra metodología (sólo aplicable a excepciones indicadas en sección 5 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780”). Dicha propuesta deberá ser elaborada y presentada de acuerdo a la sección 10 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780, según corresponda.



Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

ANEXO N° 2:
PROTOCOLO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES A TRAVÉS DE
MUESTREOS Y MEDICIONES CON MÉTODOS DE REFERENCIA.

Alternativas 8 y 9

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	OBJETIVOS	2
3.	ALCANCE	2
4.	DEFINICIONES	2
5.	OPCIONES DE CUANTIFICACIÓN BASADAS EN MÉTODOS DE REFERENCIA	3
5.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE ALTERNATIVAS.....	3
5.1.1.	Alternativa 8.....	4
5.1.2.	Alternativa 9.....	4
5.2.	METODOLOGÍA DE MUESTREO Y/O MEDICIÓN	5
5.3.	PARÁMETROS ADICIONALES A MEDIR	6
5.4.	FRECUENCIA DE MUESTREO Y MEDICIÓN.....	6
5.4.1.	Alternativa 8.....	6
5.4.2.	Alternativa 9.....	8
5.5.	CONDICIONES DE OPERACIÓN DURANTE EL MUESTREO O MEDICIÓN	9
5.5.1.	Condiciones de operación alternativa 8.....	10
5.5.2.	Condiciones de operación alternativa 9.....	12
5.5.3.	Consideraciones para el muestreo y/o medición	14
5.5.4.	Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA)	15
5.6.	ACREDITACIÓN DEL NIVEL DE ACTIVIDAD ANUAL	15
5.6.1.	Alternativa 8.....	15
5.6.2.	Alternativa 9.....	16
5.6.3.	Acreditación horaria del consumo de combustible	16
5.6.4.	Condiciones para los flujómetros de combustible a utilizar	17
5.7.	RÉGIMEN TRANSITORIO PARA EL PRIMER AÑO DE IMPLEMENTACIÓN (2017).....	18
5.7.1.	Frecuencia de medición.....	18
5.7.2.	Acreditación del consumo de combustible y periodo de cuantificación	18
6.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE EMISIÓN ANUAL	19
6.1.	ALTERNATIVA 8.....	19
6.2.	ALTERNATIVA 9.....	20
7.	REPORTABILIDAD.....	21
7.1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	21
7.1.1.	Alternativa 8.....	22
7.1.2.	Alternativa 9.....	22
8.	CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA.....	23

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Anexo N°2 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780”, que regula la forma y modo de cuantificar las emisiones requeridas para la aplicación del impuesto a las emisiones de fuentes fijas, que grava las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Dióxido de Carbono (CO₂) conforme lo dispuesto en el Artículo N° 8 de la Ley N° 20.780.

Específicamente, el presente Anexo regula el procedimiento técnico de cuantificación de las emisiones anuales a través de muestreos y mediciones efectuados bajo Métodos de Referencia, denominados como alternativas 8 y 9.

2. OBJETIVOS

El presente Anexo tiene como objetivo establecer las metodologías y requisitos mínimos necesarios para la cuantificación de la emisión mediante la realización de mediciones y muestreos de los parámetros MP, CO₂, SO₂ y NO_x, a través de métodos de referencia ejecutados por Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA) autorizadas por la Superintendencia del Medio Ambiente.

3. ALCANCE

El siguiente Anexo aplica a los establecimientos afectos al tributo que opten por cuantificar sus emisiones mediante la realización de mediciones y muestreos en chimenea, a través de métodos de referencia.

Debido a su objetivo servirá de guía para las Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA) que efectúen las mediciones y muestreos requeridos.

4. DEFINICIONES

A las definiciones indicadas en la sección 4 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780 y las presentes en los respectivos anexos que integran la citada instrucción, se agregan las siguientes:

- **Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental (ETFA):** Persona jurídica autorizada para realizar actividades de fiscalización ambiental, según el alcance de la autorización que le ha otorgado la Superintendencia, de acuerdo a las normas del reglamento D.S. 38/2013 MMA.
- **Medición:** Determinación in situ, en línea o de manera remota de uno o más parámetros de un objeto de evaluación, de acuerdo a un procedimiento establecido.
- **Muestreo:** Actividad que se realiza para la obtención de una muestra representativa del objeto de evaluación, de acuerdo a un procedimiento establecido.
- **Análisis o Ensayo:** Determinación de una o más características físicas, químicas y/o biológicas de un objeto o elemento de evaluación, de acuerdo a un procedimiento establecido.
- **Combustible Principal:** Combustible que proporciona el mayor porcentaje de entrada de calor en un año calendario a una fuente de combustión.
- **Combustible Secundario:** Cualquier otro tipo de combustible utilizado, que no cumpla con la condición de combustible principal.
- **Res. 647/2016 SMA:** Resolución Exenta N° 647 de 15 de Julio de 2016 de la Superintendencia del Medio Ambiente o aquella que la reemplace o actualice, que “Aprueba actualización de la instrucción de carácter general que establece requisitos para la autorización de Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental, bajo régimen normal, en el componente aire-emisiones atmosféricas de fuentes fijas, y deja sin efecto la resolución que indica”.
- **Res. 914/2016 SMA:** Resolución Exenta N° 914 de 29 de septiembre de 2016 de la Superintendencia del Medio Ambiente o aquella que la reemplace o actualice, que “Aprueba actualización de instrucción de carácter general aplicable a las Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA) autorizadas en emisiones atmosféricas de fuentes fijas ETFA-INS-02 y deja sin efecto Resolución que indica” o aquella que la reemplace o actualice.

5. OPCIONES DE CUANTIFICACIÓN BASADAS EN MÉTODOS DE REFERENCIA

Los establecimientos cuyas fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas, individuales o que en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible, que se encontrarán afectas al impuesto verde, podrán cuantificar sus emisiones por cada fuente del establecimiento para uno, algunos o todos los parámetros regulados; Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Dióxido de Carbono (CO₂), realizando muestreos y/o mediciones basados en métodos de referencia oficiales para aquellas actividades, cumpliendo con las condiciones de operación estipuladas, controles de aseguramiento de la calidad de los métodos, y niveles de operación de las fuentes, entre otros.

Para cuantificar las emisiones mediante métodos de referencia, se deberá seguir y dar cumplimiento a los diferentes criterios que se establecen en el presente Anexo.

5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE ALTERNATIVAS

La aplicación de las alternativas 8 y 9 consiste en la determinación puntual de uno, alguno o todos los parámetros a cuantificar, en un periodo de tiempo limitado. La metodología se basa en la toma de una muestra representativa de la corriente emisora, mediante el uso de equipos o técnicas extractivas, las que permiten fijar el contaminante objeto de la medida para su posterior análisis y determinación de la concentración del mismo en la corriente de gas.

Los datos de emisión determinados a partir de los muestreos y/o mediciones puntuales en las fuentes, serán extrapolados para estimar las emisiones anuales de cada fuente del establecimiento (ton/año) afecta al pago de impuestos, considerando las variaciones horarias de su operación en el tiempo.

Bajo esta metodología de cuantificación, el titular del establecimiento podrá optar entre dos alternativas propuestas para la cuantificación de uno, alguno o todos los parámetros afectos, de acuerdo a las características de funcionamiento de sus fuentes emisoras. La numeración de las alternativas guarda relación con aquellas definidas en la Tabla N°2 del "Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780".

La cuantificación de las emisiones de los contaminantes bajo los métodos de referencia, debe seguir el siguiente esquema (Figura 1).

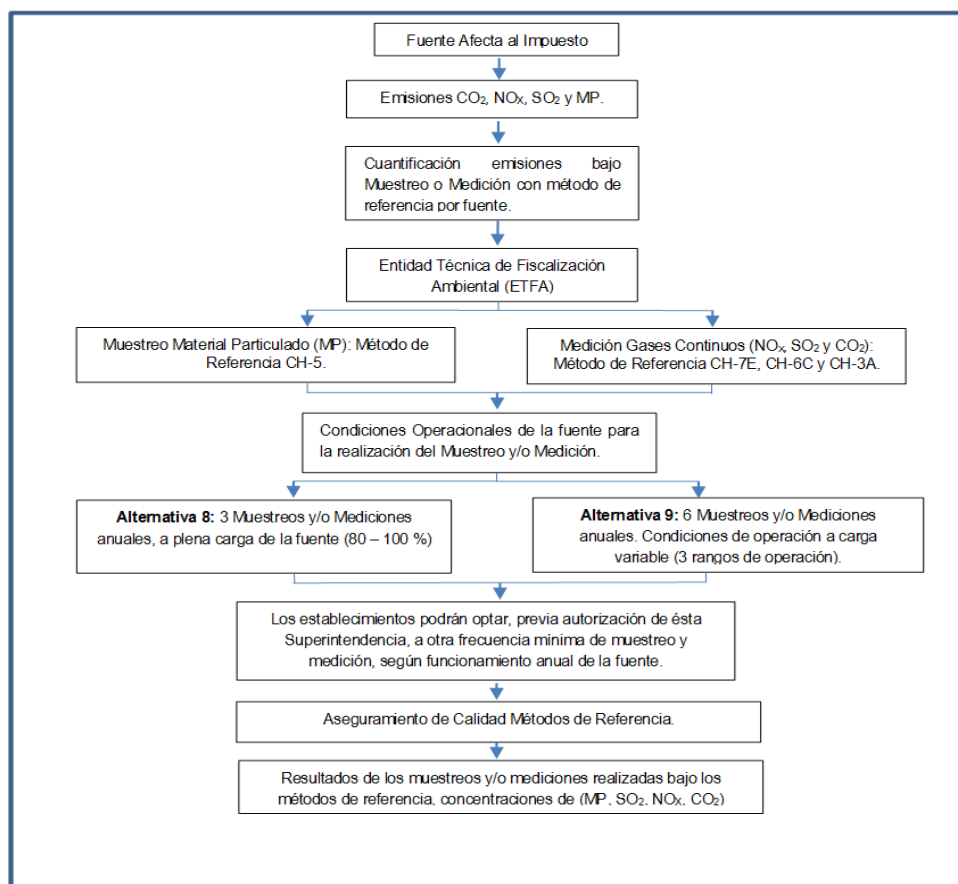


Figura 1. Esquema general para la cuantificación mediante métodos de referencia

5.1.1. Alternativa 8

La emisión (ton/año) de cada fuente, se estimará a partir de la realización de tres muestreos anuales para el caso del Material Particulado y de tres mediciones anuales para los gases¹ (CO₂, SO₂ y NO_x), todos ellos efectuados a plena carga de funcionamiento de la fuente (80 – 100%). Las concentraciones obtenidas para cada parámetro (mg/m³N) serán promediadas a efectos de obtener un valor de concentración de los 3 ensayos efectuados. La concentración promedio de cada parámetro será multiplicada por el caudal de gases promedio medido (m³N/h) durante los 3 muestreos de Material Particulado y las 3 mediciones de CO₂, SO₂ y NO_x, según corresponda, de tal forma de obtener una emisión promedio para cada parámetro cuantificado mediante esta alternativa (mg/h). Finalmente la emisión promedio obtenida de los muestreos y mediciones será multiplicada por el número total de las horas de funcionamiento (año) que acredite el titular para cada fuente, obteniéndose la emisión anual.

5.1.2. Alternativa 9

La emisión (ton/año) de cada fuente, se estimará bajo 3 niveles de carga predefinidos (carga baja, carga media y carga alta)². La tasa de emisión representativa de cada nivel de carga se obtendrá con el promedio de 2 muestreos (MP) y 2 mediciones³ (CO₂, SO₂ y NO_x), desde donde se obtendrá una concentración promedio para cada parámetro (mg/m³N) y un caudal de gases promedio (m³N/h). Los tres niveles de carga serán determinados en relación a la plena capacidad de la fuente emisora (100%). La emisión anual asociada a cada rango de operación de la fuente emisora se determinará de acuerdo a las horas de funcionamiento que declare y justifique el titular en forma diferenciada, para cada uno de los tres niveles de carga definidos. Finalmente la emisión anual se obtendrá como la suma de las emisiones anuales calculadas para cada nivel de carga.

¹ Para el año 2017, aplica lo indicado en la sección 5.7.

² Para mayor detalle, ver Figura 6.

³ Para el año 2017, aplica lo indicado en la sección 5.7.

5.2. METODOLOGÍA DE MUESTREO Y/O MEDICIÓN

Los establecimientos afectos al pago del impuesto, deberán realizar los muestreos, mediciones y/o análisis de los parámetros MP, CO₂, SO₂ y NO_x, basándose en uno o más de los métodos establecidos en el anexo 2 de la Res. 647/2016 SMA.

Las metodologías consideradas válidas para realizar estos muestreos (MP) o mediciones de gases continuos (SO₂, NO_x y CO₂)⁴, se esquematizan a continuación en la Figura 2 y en la Figura 3:

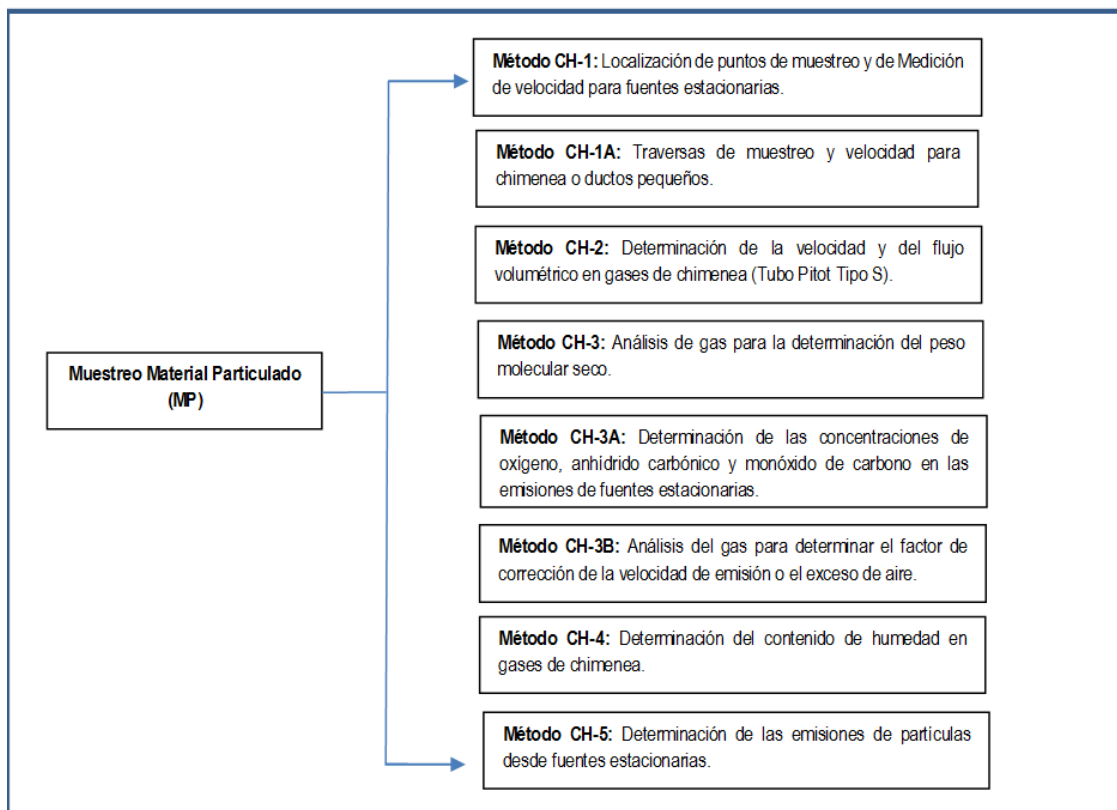


Figura 2. Metodologías consideradas válidas para la cuantificación de Material Particulado⁵.

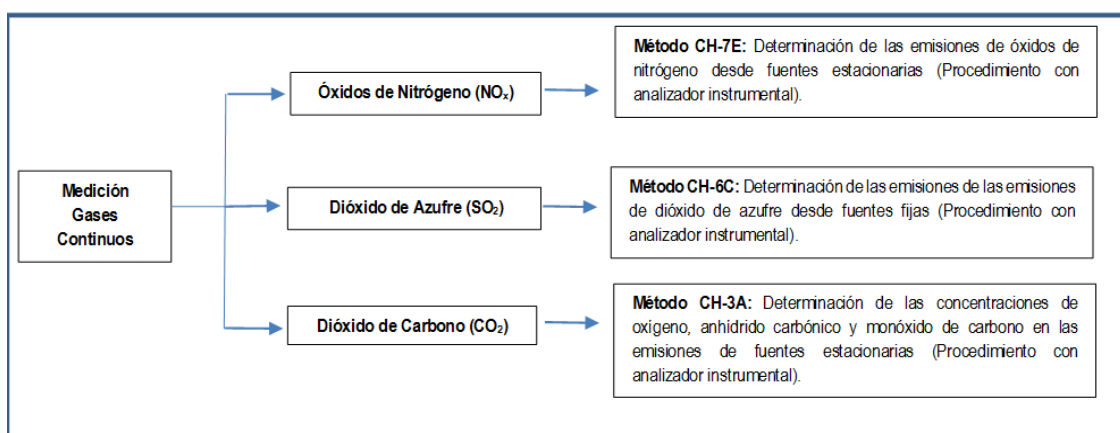


Figura 3. Metodologías consideradas válidas para la cuantificación de NO_x, SO₂ y CO₂, desde fuentes estacionarias.

⁴ Anexo 2 de la Res. 647/2016 SMA.

⁵ Se podrá utilizar en casos debidamente justificados, la metodología US-EPA-17 "Determinación de emisiones de material particulado desde fuentes estacionarias" o el Método CH-5B "Determinación de emisiones de MP sin ácido sulfúrico provenientes de fuentes estacionarias" para la cuantificación del parámetro Material Particulado.

5.3. PARÁMETROS ADICIONALES A MEDIR

Los establecimientos afectos a la declaración del impuesto, que realicen los muestreos, medición y/o análisis de sus emisiones mediante métodos de referencia, deberán cuantificar, en forma simultánea al muestreo y medición de las emisiones, el flujo volumétrico de los gases de chimenea (caudal) y la humedad (%) de los mismos.

Para la cuantificación de los parámetros mediante la medición de gases continuos (NO_x , SO_2 y CO_2) se deberán realizar mediciones de caudal de gases, al inicio, intermedio y término de cada medición (Res. 914/2016 SMA). Además, se deberá obtener el valor del contenido de humedad en los gases de chimenea, o su estimación, según corresponda.

Para los muestreos de (MP), la cuantificación del flujo volumétrico y de humedad, está incluido en los métodos de referencia que se utilizan bajo el Método CH-5 “Determinación de las emisiones de partículas desde fuentes estacionarias”, por lo que no se requiere de un procedimiento adicional.

Los métodos de referencia a utilizar para obtener los parámetros de Flujo y Humedad son (Figura 4):

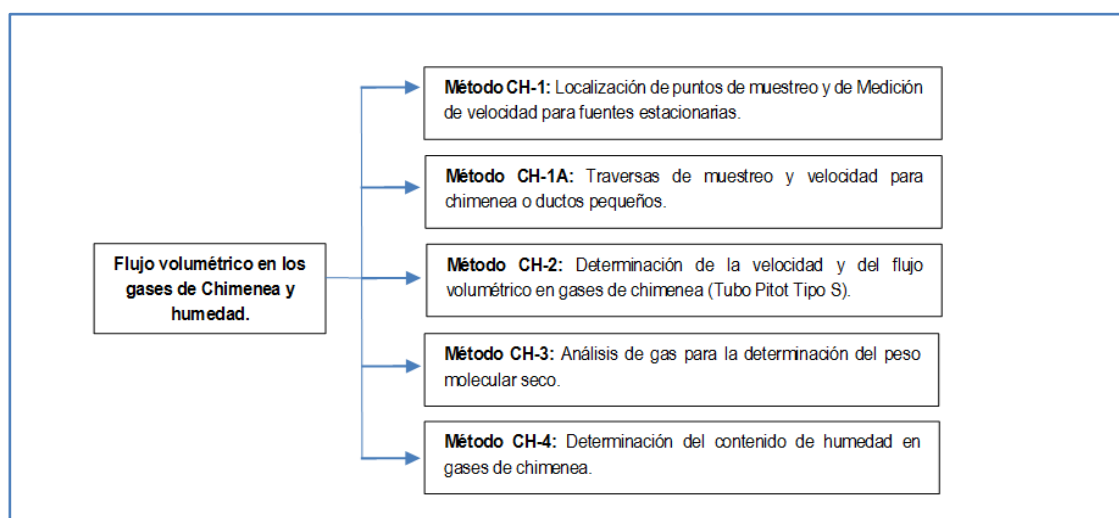


Figura 4. Metodologías consideradas válidas para la cuantificación de Flujo Volumétrico y humedad.

5.4. FRECUENCIA DE MUESTREO Y MEDICIÓN

La frecuencia requerida para los muestreos y mediciones dependerá de la alternativa que utilice el titular para la cuantificación de las emisiones de cada fuente emisora del establecimiento y para cada uno de los parámetros afectos al gravamen que se determinen con estas alternativas.

5.4.1. Alternativa 8

Los muestreos (MP) y mediciones (NO_x , SO_2 y CO_2) de cada una de las fuentes emisoras que conforman el establecimiento y que sean monitoreadas de acuerdo a la alternativa 8, se deberán realizar con una frecuencia de 3 veces durante el año calendario, siendo el titular del establecimiento el que decidirá la fecha de cada uno de los muestreos y mediciones dentro del año calendario.

Cabe destacar que aquellos establecimientos que se encuentren sujetos a estacionalidad en su funcionamiento, deberán informar los periodos en que las condiciones de producción permitan la realización de los muestreos (MP) y las mediciones (CO_2 , SO_2 y NO_x) exigidos, o podrán optar a una menor frecuencia previa autorización de esta Superintendencia, de conformidad a las siguientes reglas:

- Funcionamiento Anual menor o igual a 4 meses (2920 horas distribuidas en el año): Deberán realizar al menos 1 muestreo de MP y 1 Medición de NO_x , SO_2 y CO_2 .

- Funcionamiento Anual mayor a 4 meses (2920 horas distribuidas en el año) y menor a 8 meses (5840 horas distribuidas en el año): Deberán realizar al menos 2 muestreos de MP y 2 Mediciones de NO_x, SO₂ y CO₂.
- Funcionamiento Anual mayor o igual a 8 meses (5840 horas distribuidas en el año): Deberán realizar los 3 muestreos de MP y 3 Mediciones de NO_x, SO₂ y CO₂.

En la Figura 5, se presenta un esquema explicativo correspondiente a la Alternativa 8 de cuantificación.

Para aquellas fuentes que utilicen 2 combustibles (principal y secundario), y que opten por cuantificar las emisiones generadas con ambos combustibles mediante esta alternativa, deberán realizar los muestreos y mediciones utilizando el combustible principal, no obstante, se deberá realizar al menos 1 muestreo y 1 medición con el combustible secundario, cuyos resultados deberán ser utilizados para extrapolar las emisiones en las horas de funcionamiento en que se utilice dicho combustible. Cabe señalar que un muestreo o medición efectuada con el combustible secundario reemplaza una de los 3 muestreos y 3 mediciones exigidos.

Para aquellos casos en que las fuentes realicen 1 o 2 muestreos y/o mediciones, y que utilicen más de un combustible, podrán ejecutar lo siguiente:

- Funcionamiento anual menor o igual a 2920 horas: Realizar los muestreos y mediciones sólo con el combustible principal, debiendo estimar las emisiones generadas con el combustible secundario (alternativas 10 u 11 propuestas en la Tabla 2 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780”), a menos que se opte por realizar en forma adicional un muestreo y medición para el combustible secundario.
- Funcionamiento anual mayor a 2920 horas y menor a 5840 horas: Realizar los muestreos y mediciones con cada combustible utilizado, es decir realizar un muestreo y medición para el combustible principal, y un muestreo y medición para el combustible secundario.

Cabe destacar, que el titular de la fuente podrá presentar a esta Superintendencia la justificación respaldada técnicamente, si presenta algún impedimento para la realización de estos muestreos y mediciones con el combustible secundario. Si esto es así, el titular deberá cuantificar en las emisiones del periodo en que utilizó un combustible secundario utilizando las alternativas 10 u 11 mencionadas anteriormente.

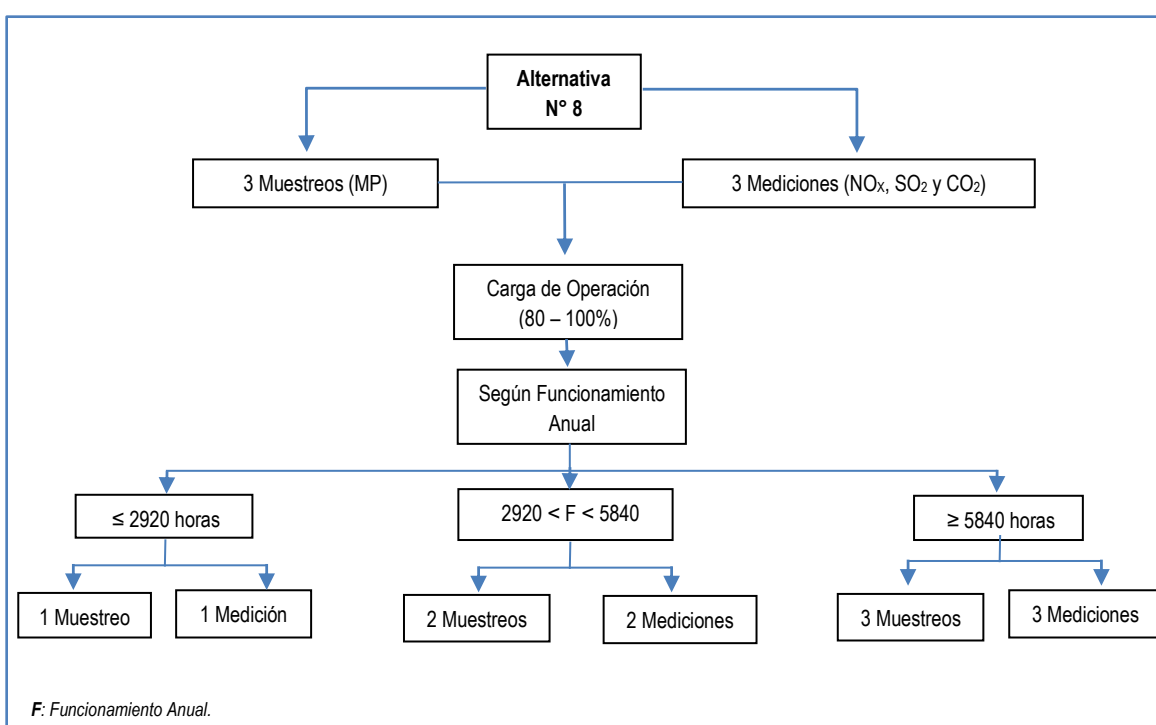


Figura 5. Esquema explicativo Alternativa 8

5.4.2. Alternativa 9

Esta alternativa exige la realización de 2 muestreos (MP) y 2 mediciones (NO_x, SO₂ y CO₂) para cada nivel de carga (ver Figura 6) y para cada una de las fuentes emisoras que conforman el establecimiento, por año calendario, siendo el titular del establecimiento el que decidirá la fecha de cada uno de los muestreos y/o mediciones.

Cabe destacar, que para aquellos establecimientos que se encuentren sujetos a estacionalidad en su funcionamiento, deberán informar los periodos en que las condiciones de producción permitan la realización de los 6 muestreos (MP) y las 6 mediciones (CO₂, SO₂ y NO_x) exigidos, o podrán optar a una frecuencia menor previa autorización de esta Superintendencia de acuerdo al siguiente detalle:

- Funcionamiento Anual Menor o Igual a 6 meses (4380 horas distribuidas en el año): Deberán realizar al menos 3 muestreos de MP y 3 mediciones de NO_x, SO₂ y CO₂, es decir:
 - 1 Muestreo de MP para carga baja (30%-50%), 1 muestreo de MP para carga media (50%-70%) y 1 muestreo de MP para carga alta (70%-100%).
 - 1 Mediciones de NO_x, SO₂ y CO₂ para carga baja, 1 medición para carga media y 1 medición para carga alta.
- Funcionamiento Anual mayor a 6 meses (4380 horas distribuidas en el año): Deberán realizar 6 muestreos de MP y 6 mediciones de NO_x, SO₂ y CO₂, es decir:
 - 2 Muestreos de MP para carga baja (30%-50%), 2 muestreos de MP para carga media (50%-70%) y 2 muestreos de MP para carga alta (70%-100%).
 - 2 Mediciones de NO_x, SO₂ y CO₂ para carga baja, 2 mediciones para carga media y 2 mediciones para carga alta.

En la Figura 7, se presenta un esquema explicativo de esta alternativa de cuantificación.

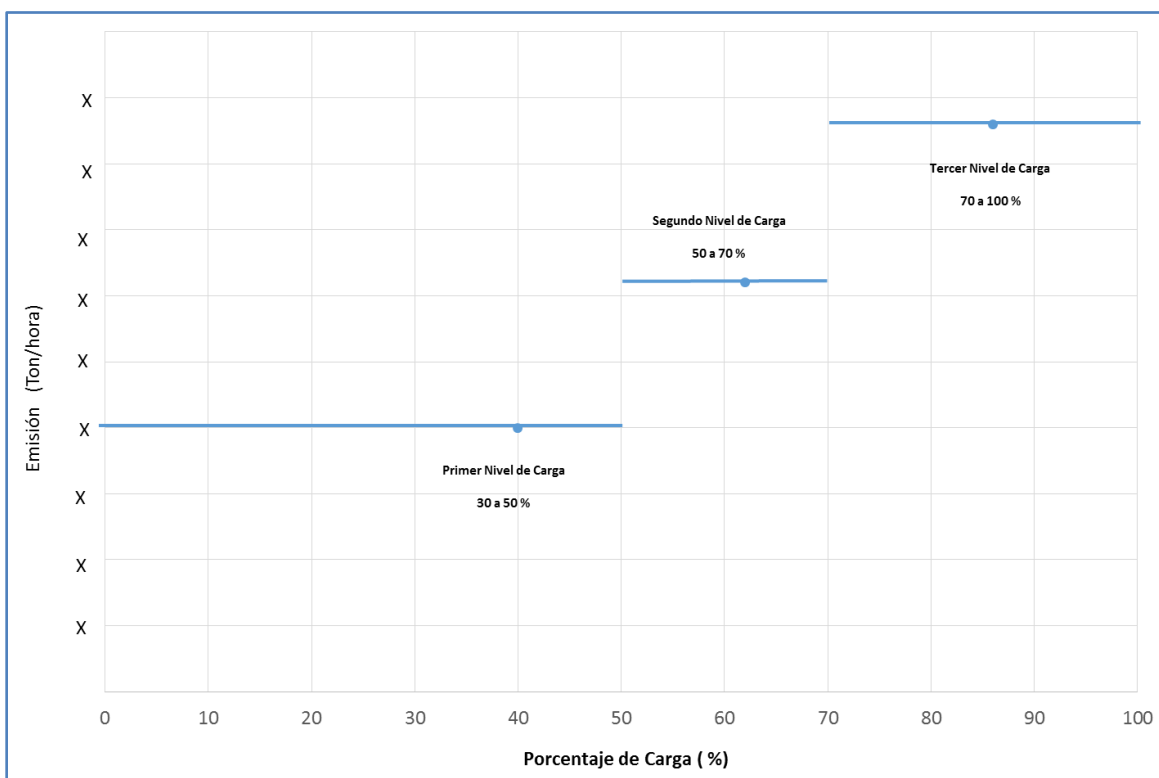


Figura 6. Niveles de carga para el muestreo y/o medición en alternativa 9

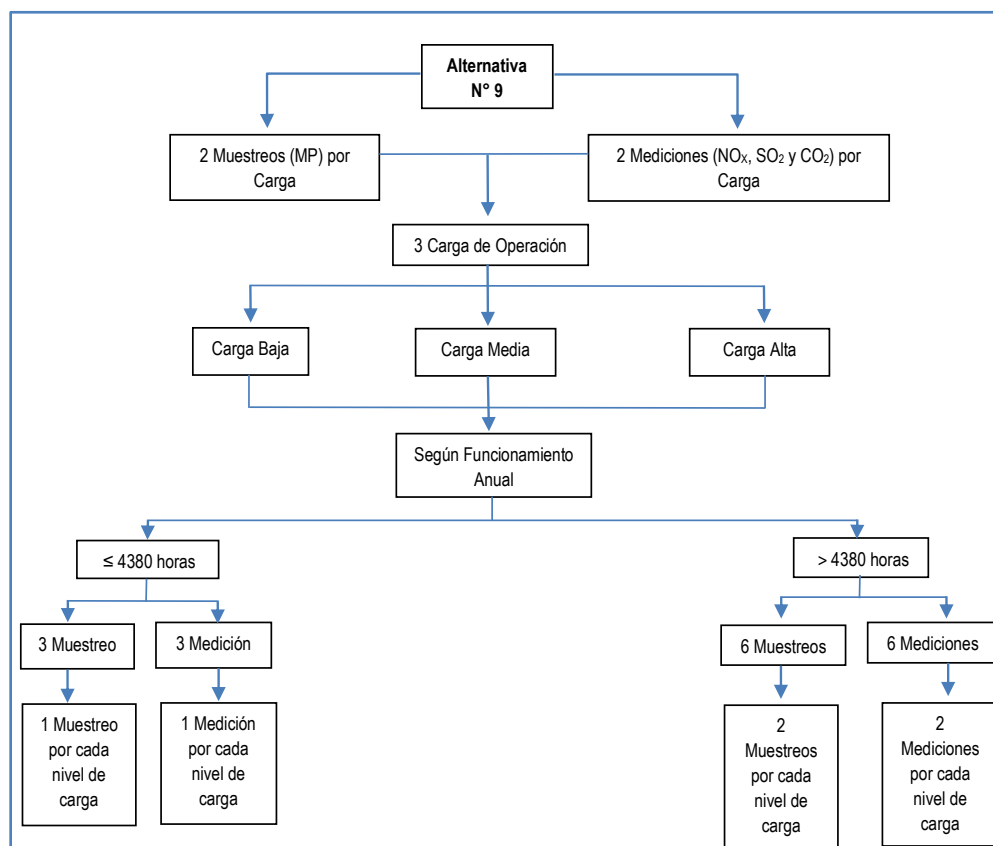


Figura 7. Esquema explicativo alternativa 9

Para aquellas fuentes que utilicen 2 combustibles (principal y secundario), y que opten por cuantificar las emisiones generadas con ambos combustibles mediante esta alternativa, deberán realizar los muestreos y mediciones exigidos utilizando el combustible principal, no obstante, se deberán realizar además 3 muestreos y 3 mediciones con el combustible secundario, para cada uno de los 3 rangos de operación de la fuente. Es decir, para el combustible secundario, se deberá realizar 1 muestreo y una medición para carga baja, una para carga media y una para carga alta. Sus resultados se utilizarán para extrapolar las emisiones en las horas de funcionamiento en que se utilice dicho combustible.

Para aquellos casos de fuentes que hayan sido autorizadas por esta Superintendencia a realizar 3 muestreos y mediciones (un muestreo de MP y una medición de gases para cada nivel de carga), deberán realizar lo siguiente:

- Para aquellas que funcionen con una frecuencia anual menor o igual a 4380 horas, deberán realizar los muestreos y mediciones sólo con el combustible principal, debiendo estimar las emisiones generadas con el combustible secundario (alternativas 10 u 11 propuestas en la Tabla 2 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780”), a menos que se opte por realizar en forma adicional un muestreo y medición para el combustible secundario en cada nivel de carga.

El titular de la fuente podrá presentar a esta Superintendencia la justificación respaldada técnicamente, si presenta algún impedimento para la realización de estos muestreos y mediciones con el combustible secundario. Si esto es así, el titular deberá cuantificar en las emisiones del periodo en que utilizó un combustible secundario utilizando las alternativas 10 u 11 mencionadas anteriormente.

5.5. CONDICIONES DE OPERACIÓN DURANTE EL MUESTREO O MEDICIÓN

Los muestreos y/o mediciones efectuados de acuerdo a cualquiera de las dos alternativas propuestas deberán considerar las siguientes indicaciones respecto a las condiciones de operación de la fuente emisora.

5.5.1. Condiciones de operación alternativa 8

Los muestreos y mediciones realizados con la frecuencia establecida en la sección 5.4.1, deberán ejecutarse bajo condiciones de capacidad máxima de funcionamiento de la fuente, teniendo en cuenta los parámetros de seguridad especificados de acuerdo al diseño de la fuente y confirmados por los parámetros físicos de su construcción. Esta capacidad de funcionamiento será considerada como plena carga de la fuente, lo que implica realizar los muestreos y/o mediciones como mínimo al 80% de la capacidad máxima de funcionamiento de la fuente.

En este contexto, será necesario establecer la potencia máxima de la caldera o turbina. Para esto, será obligatorio acreditar la capacidad máxima de funcionamiento de cada fuente, debiendo incluirse en la propuesta metodológica (ver Sección 8), alguno de los siguientes documentos:

- Para calderas, el informe Técnico Individual vigente de conformidad al D.S. 10/12 de 2 de marzo de 2012 del Ministerio de Salud que aprueba reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua (Producción de Vapor y/o Consumo de Combustible, según corresponda).
- Para turbinas, la capacidad de diseño informada por el fabricante.
- Para el caso, en que no sea posible presentar lo anterior, el titular deberá justificar técnicamente la capacidad máxima de la fuente.
- En caso que no sea posible técnicamente que la fuente opere a la capacidad según los puntos identificados anteriormente, el titular deberá justificar dicha capacidad a esta Superintendencia, la que podrá ser homologada como la capacidad máxima de funcionamiento de la fuente (100%).

Para las mediciones de gases continuos se deberán realizar en forma adicional mediciones de caudal de gases, al inicio, intermedio y término de la medición.

A continuación la Figura 8, la Figura 9 y la Figura 10 presentan 3 esquemas explicativos correspondientes a la Alternativa 8 de cuantificación de los parámetros MP, NO_x, SO₂ y CO₂, especificando según el periodo de funcionamiento, el número de muestreos y mediciones a realizar.

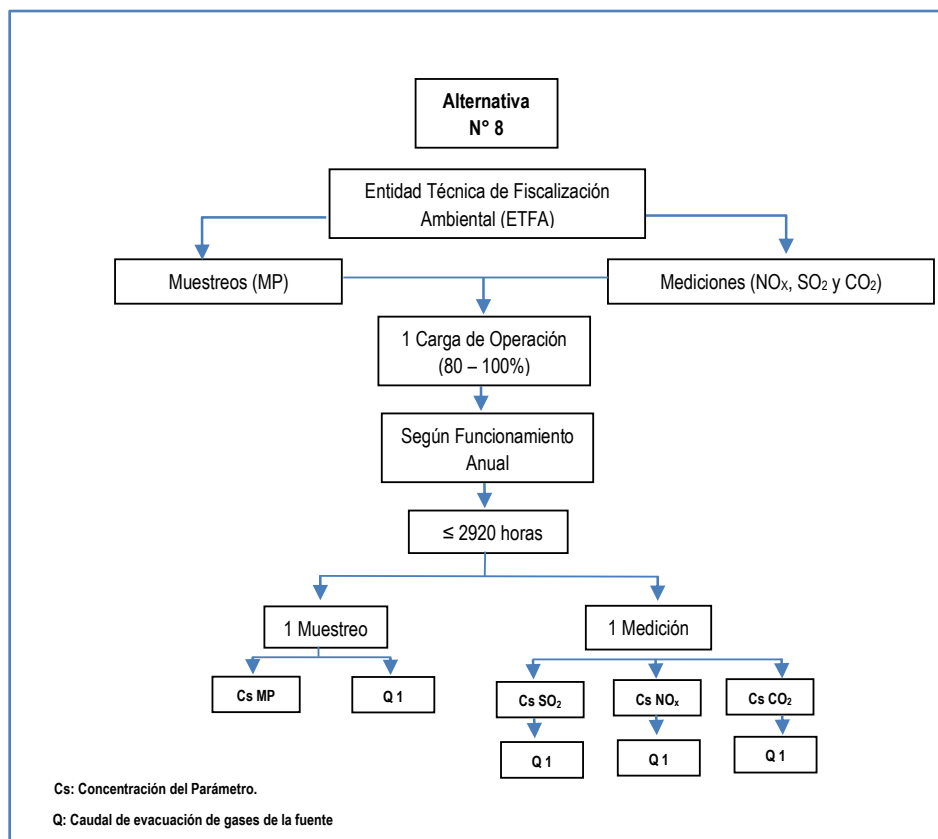


Figura 8. Esquema explicativo alternativa 8 para periodo de funcionamiento ≤ 2920 horas.

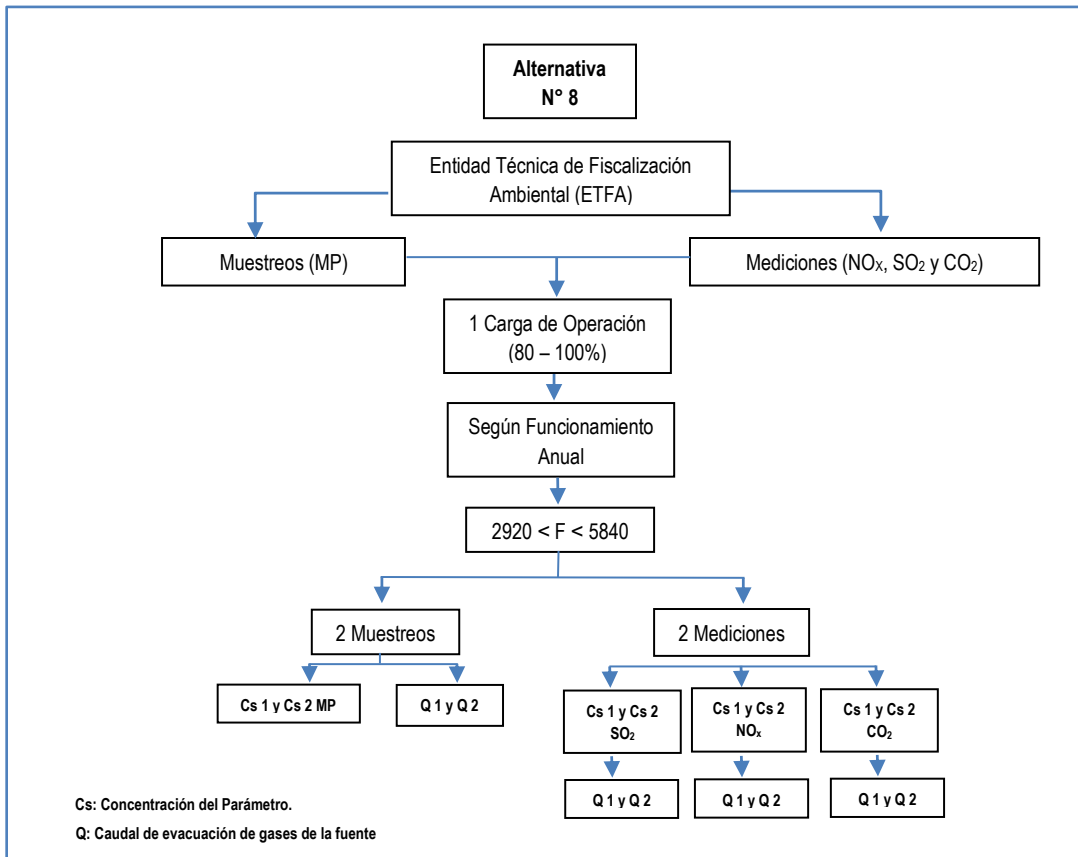


Figura 9. Esquema explicativo alternativa 8 para periodo de funcionamiento 2920 < F < 5840 horas.

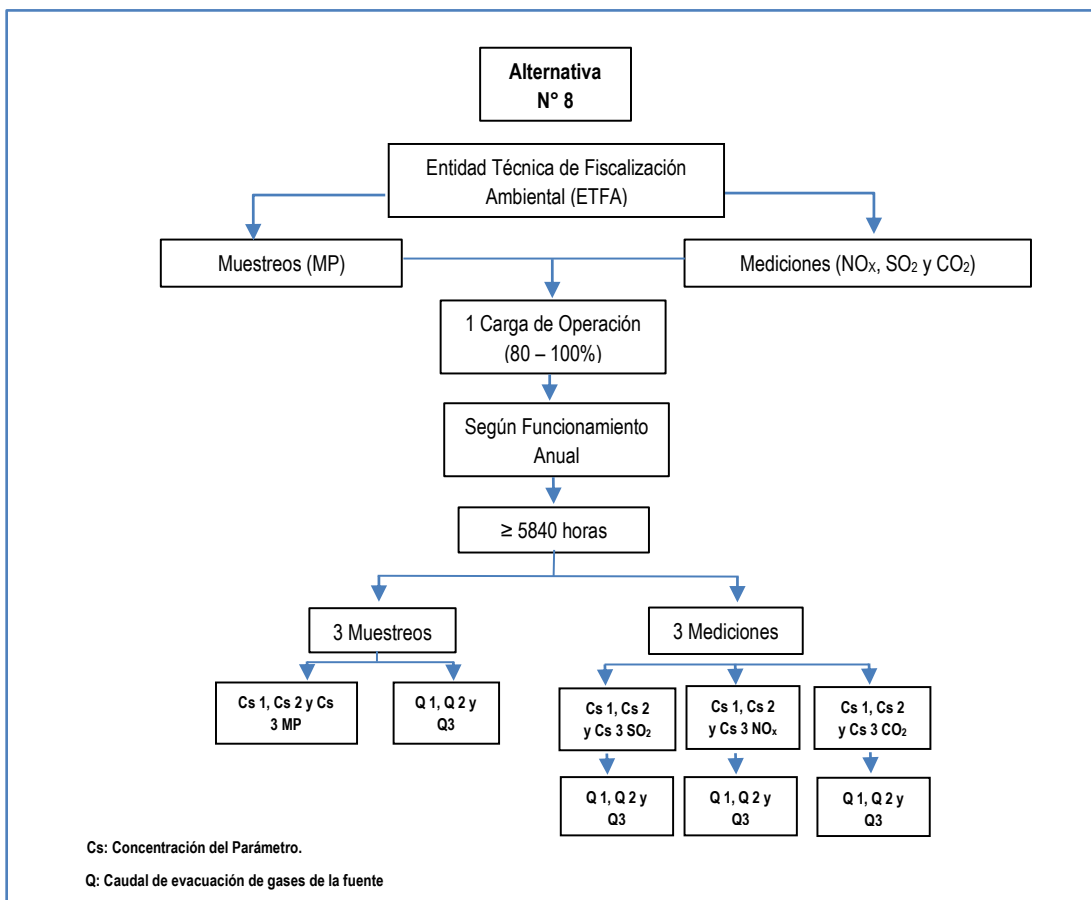


Figura 10. Esquema explicativo alternativa 8 para periodo de funcionamiento ≥ 5840 horas.

5.5.2. Condiciones de operación alternativa 9

Los muestreos y mediciones se deberán realizar con la frecuencia establecida en la sección 5.4.2. Estos deberán ejecutarse bajo 3 condiciones de carga operacional de la fuente (Carga baja, Carga Media y Carga Alta) en relación a su capacidad máxima de funcionamiento (100%), siempre teniendo en cuenta los parámetros de seguridad especificados de acuerdo al diseño de la fuente y confirmados por los parámetros físicos de su construcción.

En este contexto, será necesario establecer la potencia máxima de la caldera o turbina. Para esto, será obligatorio acreditar la capacidad máxima de funcionamiento de cada fuente, debiendo incluirse en la propuesta metodológica (ver Sección 8), alguno de los siguientes documentos:

- Para calderas, el informe Técnico Individual vigente según D.S. 10/12 del Ministerio de Salud, (Producción de Vapor y/o Consumo de Combustible, según corresponda).
- Para turbinas, la capacidad de diseño informada por el fabricante.
- Para el caso, en que no sea posible presentar lo anterior, el titular deberá justificar técnicamente la capacidad máxima de la fuente.
- En caso que no sea posible técnicamente que la fuente opere a la capacidad según los puntos identificados anteriormente, el titular deberá justificar dicha capacidad a esta Superintendencia, la que podrá ser homologada como la capacidad máxima de funcionamiento de la fuente (100%).

La alternativa 9 busca obtener una cuantificación representativa de la emisión de cada parámetro afecto al gravamen, acorde a las condiciones de operación reales de la fuente, tomando en consideración que estas pueden no funcionar a plena capacidad (80 -100%) la mayor parte del año.

Las 3 condiciones de cargas operacionales en que deberán ser realizadas los muestreos y/o mediciones son:

- **Carga baja:** la fuente deberá trabajar a una carga operacional de funcionamiento **Baja**, es decir, la cuantificación de los parámetros se deberá realizar entre ≥ 30 y ≤ 50 % de carga en relación a la plena capacidad de funcionamiento (100%) y se deberán realizar 2 muestreos y 2 mediciones en esta carga⁶.
- **Carga media:** la fuente deberá trabajar a una carga operacional de funcionamiento **Media**, es decir, la cuantificación de los parámetros se deberá realizar entre > 50 y ≤ 70 % de carga en relación a la plena capacidad de funcionamiento (100%) y se deberán realizar 2 muestreos y 2 mediciones en esta carga.
- **Carga alta:** la fuente deberá trabajar a una carga operacional de funcionamiento **Alta**, es decir, la cuantificación de los parámetros se deberá realizar entre > 70 y ≤ 100 % de carga en relación a la plena capacidad de funcionamiento (100%) y se deberán realizar 2 muestreos y 2 mediciones en esta carga.

Para las mediciones de gases continuos se deberán realizar en forma adicional mediciones de caudal de gases, al inicio, intermedio y término de la medición.

A continuación en la Figura 11 y en la Figura 12 se presenta un esquema explicativo correspondiente a la Alternativa 9 de cuantificación, especificando según el periodo de funcionamiento, el número de muestreos y mediciones a realizar.

⁶ Esta carga de funcionamiento, es para la realización de los muestreos y mediciones requeridos. La cuantificación de las emisiones para el nivel de carga baja se realizará como se explica en la Figura 6 de este protocolo, es decir desde 0 a 50%.

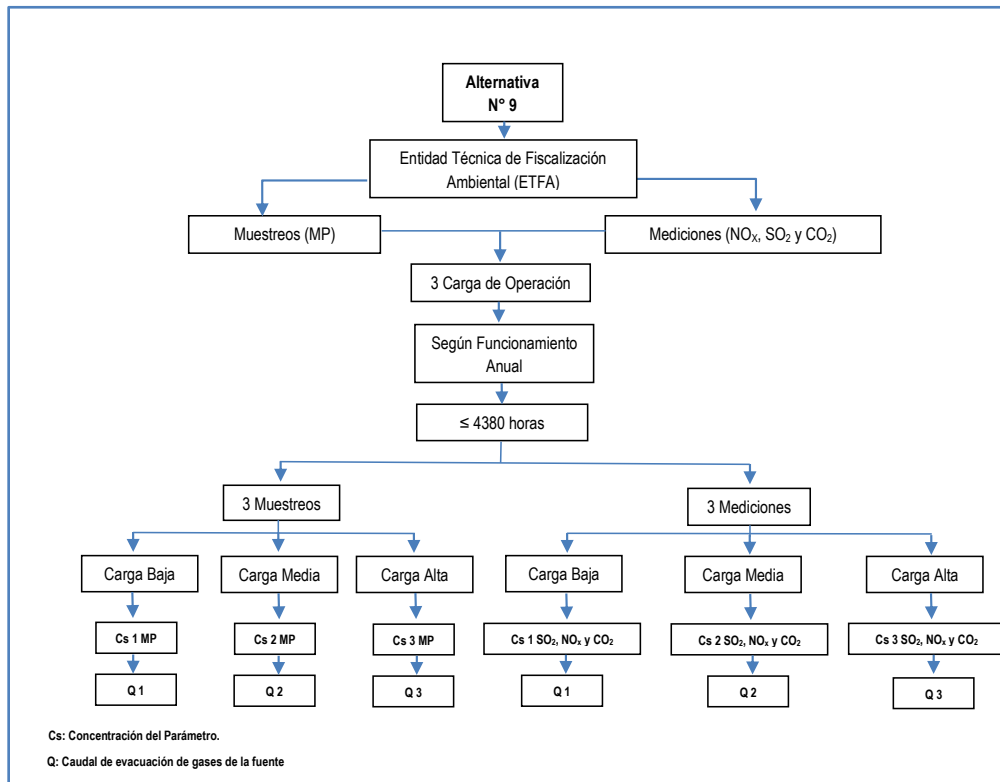


Figura 11. Esquema explicativo alternativa 9 para periodo de funcionamiento ≤ 4380 horas.

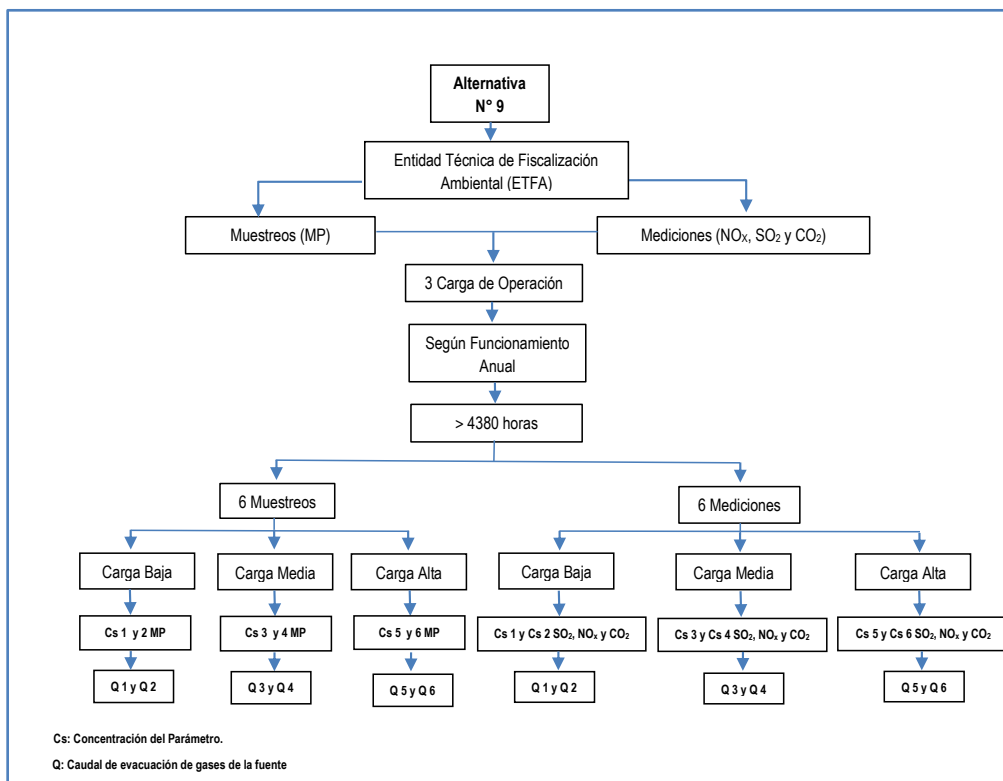


Figura 12. Esquema Explicativo alternativa 9 para periodo de funcionamiento > 4380 horas.

5.5.3. Consideraciones para el muestreo y/o medición.

A continuación se presentan las consideraciones para el muestreo del parámetro Material Particulado (MP) y la medición de los parámetros dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de carbono (CO₂).

Se debe recordar que un Muestreo de Material Particulado (MP) bajo método CH-5, se compone de 3 corridas para fuentes puntuales (caudal de gases igual o superior a 1000 m³/hr. estandarizado) y 2 corridas para fuentes grupales (caudal de gases inferior a 1000 m³/hr. estandarizado) y que una medición de gases (CO₂, SO₂ y NO_x) se compone de 3 horas continuas de medición para el caso de una fuente de tipo caldera industrial o calefacción y para turbinas será de 4 horas continuas.

Los muestreos y mediciones exigidos por alguna reglamentación en particular, deberán seguir realizándose, y sólo se podrán utilizar sus resultados para efectos de la cuantificación del impuesto, si se cumple con la forma y modo en que será cuantificada la plena carga de la fuente, además de cumplir con los controles de calidad de los respectivos métodos de referencia utilizados. No obstante lo anterior, si el titular de un establecimiento tiene la exigencia por algún ICA de realizar un mayor número de muestreos y/o mediciones al año que los contemplados en este protocolo, el titular (a través de la ETFA que realice los ensayo) deberá informar en el “aviso de muestreo y medición”⁷ si el ensayo se realizará para cumplir con la cuantificación de este impuesto en forma adicional al cumplimiento del ICA.

Los muestreos y mediciones se deberán realizar en el ducto principal de evacuación de gases a la atmósfera. Para aquellas fuentes que presenten más de un ducto de evacuación de gases o alguna configuración particular, el titular del establecimiento deberá informar a esta Superintendencia las características técnicas de la fuente, y presentar una propuesta metodológica, de tal forma de definir los criterios para la realización de los muestreos y mediciones exigidos, asegurando la correcta cuantificación de las emisiones anuales.

Para aquellos casos en que dos fuentes estén afectas a declarar el impuesto y que compartan un ducto de evacuación de gases con un sistema de abatimiento en común, individual o sin sistema de abatimiento, o para aquellos casos en que una fuente esté afecta al pago de impuesto y que comparta un ducto de evacuación de gases con una fuente no afecta, con un sistema de abatimiento en común, individual o sin sistema de abatimiento, el titular podrá acogerse a alguna de las siguientes alternativas:

- Modificar el sistema, para dejar de forma independiente un ducto de evacuación de gases por fuente, pudiendo optar por la alternativa N° 8 o la Alternativa N°9,
- Detener una de las fuentes, para así realizar los muestreos y mediciones a cada fuente en forma independiente, sin la intervención de la otra. De esta forma, cuantificando las horas de funcionamiento o el nivel de carga de cada una de las fuentes, se podrán cuantificar las emisiones a través de las alternativas N° 8 o 9, respectivamente.
- Realizar un bypass con el objetivo de individualizar el flujo de gases de cada una de las fuentes para la realización de los muestreos y mediciones. De esta forma, cuantificando las horas de funcionamiento o el nivel de carga de cada una de las fuentes, se podrán cuantificar las emisiones a través de las alternativas N° 8 o 9, respectivamente.
- Cualquier otra alternativa propuesta por el titular.

La aplicación de los métodos de referencia para la cuantificación de los diferentes parámetros deberá cumplir en todo momento con los controles de calidad exigidos por los mismos. Cabe destacar, que si dichos controles, no cumplen con lo estipulado en los respectivos métodos de referencia, el titular deberá repetir el muestreo y/o medición antes de ingresar dichos informes a esta Superintendencia. La repetición de los muestreos y/o mediciones deberán cumplir con lo estipulado en el punto 5.2.

⁷ De acuerdo a Res. 914/2016 SMA

5.5.4. Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA)

Los establecimientos deberán realizar las actividades de muestreo, medición y/o análisis con Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA) autorizadas por la Superintendencia del Medio Ambiente para los alcances específicos.

Estas entidades, junto con los inspectores ambientales autorizados por la SMA, deberán registrarse en su actuar por el reglamento D.S. N° 38/2013 del Ministerio del Medio Ambiente que “Aprueba el Reglamento de Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental de la Superintendencia del Medio Ambiente”, o aquel que lo reemplace.

Asimismo, las ETFA autorizadas deberán seguir los requisitos generales de operación establecidos en el documento “Instrucción de Carácter General para la Operatividad de las Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA), EFTA-INS-01”, publicado por esta Superintendencia mediante Resolución Exenta N° 1.194 del 18 de diciembre del 2015, o aquella que la reemplace, y por toda aquella instrucción dictada por la SMA al respecto.

Las ETFA que participen en los muestreos, mediciones y análisis de los contaminantes afectos al impuesto, deberán registrar su actuar específico bajo Res. 914/2016 SMA, o aquella que la reemplace o actualice, donde se presentan las especificaciones técnicas para las ETFAS autorizadas por esta Superintendencia, destacando los siguientes puntos:

- Equipos, instrumentos y accesorios
- Aviso de muestreo y medición⁸
- Criterios de almacenamiento y conservación de muestras de material particulado
- Informes de resultados
- Entre otros.

La ETFA encargada de la realización de los muestreos y/o mediciones, deberá proporcionar en el respectivo informe de resultados, toda la información necesaria que permita demostrar que la forma y modo de cuantificación de la plena carga y o de las cargas variables fue la correcta técnicamente y es la que se adapta a la propuesta presentada por el titular del establecimiento a esta Superintendencia.

5.6. ACREDITACIÓN DEL NIVEL DE ACTIVIDAD ANUAL

Para acreditar el nivel de actividad de la(s) fuente(s) durante la operación anual, los establecimientos que escojan las alternativas 8 o 9, para uno, alguno, o todos los parámetros regulados, deberán tener presente las siguientes consideraciones por tipo de combustible:

5.6.1. Alternativa 8

El establecimiento deberá cuantificar las horas de funcionamiento a través de un horómetro digital, sellado e inviolable, sin vuelta a cero, para cada fuente, como estándar mínimo. Adicionalmente podrá presentar el registro horario del consumo de combustible, medido de acuerdo a las indicaciones establecidas en la Sección 5.6.3, producción de vapor y/o potencia, de tal forma contar con un respaldo del estado de funcionamiento de la fuente.

Si el titular del establecimiento no cuenta con un sistema para la cuantificación y justificación de las horas de funcionamiento de la fuente, se considerará un funcionamiento de 24 horas diarias, 7 días a la semana y 365 días al año.

⁸ Los avisos de Muestreo y Medición a realizar bajo “Impuesto Verde”, deberán ser enviados siguiendo con las directrices de la Res. 914/2016 SMA la Res. Ex. 914 del 2016, indicando en el asunto del Correo que dicho Muestreo y/o Medición será realizado para cumplimiento de este impuesto.

5.6.2. Alternativa 9

El establecimiento deberá medir la carga real de funcionamiento horaria (baja, media o alta) y con esa información calcular las emisiones anuales. Para esto se establece como condición general que todas las fuentes que se acojan a la alternativa 9 deberán presentar el registro del consumo de combustible horario, medido de acuerdo a las indicaciones establecidas en la Sección 5.6.3, como estándar mínimo. Adicionalmente, por tipo de fuente, se solita lo siguiente:

i. Para calderas de vapor

El establecimiento deberá presentar el registro de la producción de vapor horaria, de la caldera, medido por flujómetro de agua o vapor de agua.

ii. Para turbinas

El establecimiento deberá presentar el registro horario de potencia de generación, medido por el sistema instrumental (operación de la turbina).

Cada una de estas alternativas son el mínimo obligatorio, por lo mismo, una fuente podrá proponer e instalar instrumentación adicional, de manera de tener respaldo de las variables a cuantificar, y/o chequeo de lo medido.

Para el caso en que el establecimiento cuente con un proyecto de instrumentación autorizado y vigente por alguna SEREMI de Salud u otro organismo competente, que permita cuantificar las horas de funcionamiento y/o los consumos de combustibles y/o producción de vapor, podrá ser utilizado como método para cuantificar la carga horaria.

Sin perjuicio de lo anterior, los establecimientos que escojan la alternativa 9, opcionalmente podrán instalar un horómetro, bajo las mismas condiciones mencionadas en la sección 5.6.1 como medida de chequeo o respaldo.

En caso de falla de un equipo crítico para el registro del funcionamiento o nivel de actividad de la fuente (horómetro o flujómetro, entre otros), durante un período mayor a 24 horas, se deberá informar a esta Superintendencia la causa, el tiempo de falla, las acciones correctivas implementadas para evitar futuras fallas, metodología de registro de funcionamiento (alternativa 8) o nivel de carga (alternativa 9) de la fuente durante el período de falla, entre otros. Esta información deberá ser ingresada por oficina de partes en un plazo máximo de 5 días hábiles desde solucionada la falla. No obstante lo anterior, todos los períodos con equipos críticos en falla, independientemente de su duración, deberán ser informados en los respectivos reportes trimestrales (ver sección 7).

Ante la falta de datos por falla de estos equipos críticos, es decir cuando no se disponga de métodos de respaldo validados, la emisión durante el período de falla debe ser calculada asumiendo funcionamiento continuo para la alternativa 8 y un nivel de carga alta para la alternativa 9 durante todas las horas de falla.

5.6.3. Acreditación horaria del consumo de combustible

A continuación se detallan las opciones para la cuantificación del consumo de combustible según su tipo⁹:

iii. Líquidos

Para los combustibles líquidos, el establecimiento deberá instalar un flujómetro¹⁰, por fuente, de manera de cuantificar horariamente, los m³ de combustible consumido. Adicionalmente el establecimiento podrá complementar esta medición, con los registros de sistemas internos de operación.

⁹ Para el 2017, aplican las excepciones detalladas en la sección 5.7.

¹⁰ Bajo las condiciones indicadas en la sección 5.6.4.

El titular deberá contar con los respectivos certificados de análisis de los combustibles utilizados por cada una de las fuentes del establecimiento, realizado con un laboratorio de análisis acreditado o entregado por el proveedor de combustible, el cual debe contener al menos el poder calorífico inferior, entre otras características. La frecuencia de entrega del certificado de análisis deberá ser semestralmente como mínimo para el combustible principal y el combustible secundario (en caso de haber utilizado este combustible en la operación de la fuente) o cuando llegue una nueva partida de combustible. Es decir, se debe entregar 2 certificados de análisis por combustible al año o aumentar la frecuencia de certificados si las partidas de llegada de los combustibles son superiores a las dos anuales.

iv. Sólidos

Para el caso de los combustibles sólidos, el establecimiento deberá implementar y mantener un sistema que permita la cuantificación del consumo y tipo de combustible utilizado por cada una de sus fuentes (cubicaciones, romanas, etc.) y/o mantener datos de estos consumos utilizados para la generación de vapor (factores de generación de vapor), dependiendo de la tecnología de cada una de las fuentes, y de la forma en que se cuantificará la plena capacidad de funcionamiento de las mismas.

Junto con la cuantificación de la cantidad de combustible sólido utilizada, y considerando la variabilidad de este tipo de los mismos, será necesario contar con certificados de análisis de los combustibles. Este análisis podrá ser realizado por un laboratorio acreditado o entregado directamente por el proveedor¹¹. La frecuencia de entrega del certificado de análisis será semestral, o en su defecto, cada vez que cambien las condiciones del combustible (nueva partida, para el caso del carbón, por ejemplo). Este certificado deberá incluir tanto al combustible principal, como al secundario u otro, si es que aplica.

5.6.4. Condiciones para los flujómetros de combustible a utilizar

En relación a los flujómetros, el titular del establecimiento podrá tomar como referencia, la sección 6.2 de la Res. N° 438/2013 SMA, donde se definen alternativas que aplican para determinar la precisión del medidor de flujo, las cuales pueden incluir las siguientes formas:

- Diseño (orificio, boquilla, y medidores de lujo tipo Venturi).
- Medición en condiciones de laboratorio ya sea por el fabricante o por un laboratorio independiente.
- Comparación con otro medidor de flujo de combustible que sea de referencia.

Las normas para verificar la precisión del medidor de flujo pueden ser las que se indican a continuación:

- ASME MFC-3M-2004; ASME MFC-4M -1986; ASME MFC-5M-1985; ASME MFC-6M-1998; ASME MFC-7M-1987; ISO 8316: 1987 (E); American Petroleum Institute (API); ASME MFC-9M-1988, o cualquier otro señalado en el punto 2.1.5.1 del apéndice D.
- El valor de "Precisión" del medidor del flujo de combustible deberá estar dentro del 2% del valor del rango superior.
- Si la precisión del medidor del flujo de combustible es superior al 2%, el medidor de flujo no podrá ser utilizado.

El titular deberá cumplir como mínimo con los siguientes requisitos de aseguramiento de calidad para el o los flujómetros que tenga instalados en la fuente, los que se detallan en la sección 6.3 de la Res. N° 438/13 SMA y que se indican a continuación:

¹¹ Como mínimo deberá indicar el poder calorífico inferior del o los combustibles utilizados.

- El titular de la fuente deberá realizar la prueba de precisión de cada medidor de flujo de combustible, antes de su uso y por lo menos una vez, por cada año de operación del medidor de flujo.
- La prueba de precisión se podrá realizar con mayor frecuencia si las especificaciones técnicas del fabricante lo requieren.
- Cada medidor del flujo de combustible debe cumplir con la especificación del 2%.
- Para el caso de medidores de flujo de tipo orificio, boquilla y Venturi, las pruebas de precisión se podrán llevar a cabo por comparación con otro medidor de flujo de referencia o bien por una prueba de precisión del transmisor para la certificación, en estos casos, se deberá realizar una inspección visual de los elementos primarios para la certificación inicial y una vez cada 3 años.
- El titular de la fuente deberá informar sobre los resultados de todas las pruebas de precisión del medidor del flujo de combustible, pruebas de precisión de transmisores o transductores e inspecciones de los elementos principales, en el informe trimestral de emisiones.

5.7. RÉGIMEN TRANSITORIO PARA EL PRIMER AÑO DE IMPLEMENTACIÓN (2017)

A continuación se presenta algunas condiciones transitorias, que se aceptarán solamente durante el primer período de implementación del impuesto, es decir durante el año 2017.

5.7.1. Frecuencia de medición

Excepcionalmente por el año 2017, los establecimientos que se acojan a la alternativa 8 podrán realizar solo un muestreo y/o medición, no estando obligado a realizar los tres ensayos indicados en el punto 5.4.1.

Para la alternativa 9, podrán realizar un único muestreo y/o medición, para cada nivel de carga, no estando obligados a cumplir con lo indicado en el punto 5.4.2.

A partir del año 2018, deberá realizar todos los muestreos y/o mediciones, indicados en los puntos anteriormente mencionados.

5.7.2. Acreditación del consumo de combustible y periodo de cuantificación

Excepcionalmente por el año 2017, los establecimientos que se acojan a la alternativa 8 y/o 9, podrán acreditar su consumo combustible, sin la utilización de un flujómetro, usando cubicaciones, balances y/o registros de compra (facturas). Así mismo, durante el 2017, será posible reportar el consumo de combustible en base trimestral y no horaria.

Para esto podrán utilizar las siguientes opciones:

- Ejecutar procedimientos para medir en estanques de almacenamiento los niveles de combustible al inicio y término del período.
- Facturas y registros de compras.
- Estimar con las dimensiones del sistema de alimentación y el registro de la velocidad de alimentación de combustible.
- Pesajes regulares del combustible sólido, y cubicaciones.
- Balances, a través de mediciones del stock inicial, ingresos, consumo, stock final, origen del combustible, tipo de combustible, fecha de compra, etc.
- Valores de consumo de combustible en base a la producción de vapor.
- Cualquier otra metodología propuesta y justificada por el titular.

Toda esta información deberá contar con la trazabilidad del cálculo de consumo de combustible a informar, siempre presentando la ruta de cálculo asociada y los antecedentes que la respalden.

Para la utilización de dichas alternativas, el titular deberá cumplir y demostrar con controles y/o procedimientos de calidad que puedan acreditar que los datos proporcionados son confiables (por

ejemplo, cumplir con mantenencias periódicas, procedimientos internos, recomendaciones de fabricantes de los equipos, etc.).

Adicionalmente, en caso de que la fuente utilice un combustible principal y un combustible secundario, el sistema a implementar y mantener deberá ser capaz de identificar el tipo de combustible en el cual se esté operando en cada hora de funcionamiento de la fuente.

6. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE EMISIÓN ANUAL

A continuación se presenta el detalle de los cálculos generales, que se aplicaran para la cuantificación de las emisiones, por cada alternativa.

6.1. ALTERNATIVA 8

Para la cuantificación de los parámetros Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Dióxido de Carbono (CO₂), por cada tipo de combustible, el titular deberá reportar los resultados considerando lo siguiente:

- a) Los valores de la concentración de parámetro Material Particulado promedio de los 3 muestreos en (mg/m³N) se deberán multiplicar por el valor del caudal de gases promedio de los 3 muestreos en (m³N/h), para obtener una emisión promedio de MP en (mg/h)

$$E_{hora} = CS_{prom} \left(\frac{mg}{m^3N} \right) \times Q_{prom} \left(\frac{m^3N}{h} \right)$$

Donde:

E_{hora} : Emisión de MP en (mg/h).

CS_{prom} : Concentración de MP promedio de los 3 muestreos realizados (mg/m³N).

Q_{prom} : Caudal de Gases promedio de los 3 muestreos realizados (m³N/h).

- b) Una vez obtenido este valor promedio de material particulado (mg/hr), se deberá multiplicar por el total de las horas de funcionamiento anuales de la fuente para obtener un valor en unidades de (mg/año).

$$E_{año} = E_{hora} \left(\frac{mg}{h} \right) \times H_{funcionamiento} \left(\frac{h}{año} \right)$$

Donde:

$E_{año}$: Emisión de MP en $\left(\frac{mg}{año} \right)$

E_{hora} : Emisión de MP en $\left(\frac{mg}{h} \right)$

$H_{funcionamiento}$: Horas Funcionamiento Anual $\left(\frac{h}{año} \right)$

- c) Luego el valor en (mg/año) deberá ser dividido por los mg contenidos en 1 tonelada (1 tonelada = 1.000.000.000 mg) obteniendo finalmente el valor de emisión en unidades de (Ton/año).

$$E_{año\ total} = E_{año} \left(\frac{mg}{año} \right) / 1.000.000.000 \left(\frac{ton}{mg} \right)$$

Donde:

$E_{año\ total}$: Emisión de MP en $\left(\frac{ton}{año} \right)$

$E_{año}$: Emisión de MP en $\left(\frac{mg}{año} \right)$

Factor Conversión: 1.000.000.000 $\left(\frac{ton}{mg} \right)$

- d) La determinación de la emisión anual para los parámetros Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Dióxido de Carbono (CO₂) promedio de las 3 mediciones, deberán seguir la misma ruta de cálculo de las letras a), b), c) anteriormente expuestas.
- e) Para el caso del CO₂, de deberá transformar el valor de % a ppm antes de proceder con los cálculos indicados anteriormente. Para ello, se deberá dividir el % de CO₂ obtenido de los métodos de referencia, por el valor que corresponde a 1 ppm (1 ppm = 0,0001%).
- f) Cabe destacar, que para aquellas fuentes que presenten un funcionamiento anual menor o igual a 4 meses (sección 5.4.1), los cálculos indicados en la letra a) se deberán realizar sólo con 1 valor de concentración de MP y 1 valor para cada parámetro obtenido NO_x, SO₂ y CO₂ de la medición realizada.
- g) Para aquellas fuentes que presenten un funcionamiento anual mayor a 4 meses y menor a 8 meses (sección 5.4.1), los cálculos se deberán realizar con el promedio de los 2 valores de concentración de MP y con el promedio de las 2 mediciones realizadas para NO_x, SO₂ y CO₂.

6.2. ALTERNATIVA 9

Para la cuantificación de los parámetros asociados a cada rango de operación de la fuente para los parámetros Material Particulado (MP), Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Dióxido de Carbono (CO₂), por cada tipo de combustible, el titular deberá reportar los resultados considerando lo siguiente:

- a) Los valores del parámetro Material Particulado de cada uno de los 2 muestreos por rango en (mg/m³N) se deberán multiplicar por el valor del caudal de gases de cada uno de los de los 2 muestreos por rango en (m³N/h), para obtener una emisión de MP en (mg/h) por cada rango de carga de la fuente (niveles de carga Baja, Media y Alta)

$$E_{hora\ carga\ (x)} = C_{S_{prom\ carga\ (x)}} \left(\frac{mg}{m^3 N} \right) \times Q_{prom\ carga\ (x)} \left(\frac{m^3 N}{h} \right)$$

Donde:

$E_{hora\ carga\ (x)}$: Emisión de MP Carga (x) en $\left(\frac{mg}{h} \right)$

$C_{S_{prom\ carga\ (x)}}$: Concentración promedio de los 2 muestreos de MP realizados en Carga (x) $\left(\frac{mg}{m^3 N} \right)$

$Q_{prom\ carga\ (x)}$: Caudal de Gases promedio de los 2 muestreos realizados en Carga (x) $\left(\frac{m^3 N}{h} \right)$

Con (x) correspondiendo al nivel de carga, pudiendo ser baja, media y alta.

- b) Una vez obtenido este valor promedio de material particulado (mg/h) para cada nivel de carga, se deberán multiplicar dichos valores por el total de horas anuales en que la fuente funciona en cada nivel de carga (h/año), para así abarcar todas las horas de funcionamiento de la fuente y extrapolar la emisión por cada uno de estos niveles.

$$E_{año\ carga\ (x)} = E_{hora\ carga\ (x)} \left(\frac{mg}{h} \right) \times H_{funcionamiento\ carga\ (x)} \left(\frac{h}{año} \right)$$

Donde:

$E_{año\ carga\ (x)}$: Emisión de MP en Carga (x) $\left(\frac{mg}{año} \right)$.

$E_{hora\ carga\ (x)}$: Emisión de MP en Carga (x) $\left(\frac{mg}{h} \right)$.

$H_{funcionamiento\ carga\ (x)}$: Horas Funcionamiento Anual en nivel de Carga (x) $\left(\frac{h}{año} \right)$.

Con (x) correspondiendo al nivel de carga, pudiendo ser baja, media y alta.

- c) Luego el valor en (mg/año) deberá ser dividido por los mg contenidos en 1 tonelada (1 tonelada = 1.000.000.000 mg) obteniendo finalmente el valor de emisión para cada nivel de carga en unidades de (Ton/año).

$$E_{\text{anual carga (x)}} = E_{\text{año carga (x)}} \left(\frac{\text{mg}}{\text{año}} \right) / 1.000.000.000 \left(\frac{\text{ton}}{\text{mg}} \right)$$

Donde:

$E_{\text{anual carga (x)}}$: Emisión de MP en Carga (x) en $\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right)$

$E_{\text{año carga (x)}}$: Emisión de MP en Carga (x) en $\left(\frac{\text{mg}}{\text{año}} \right)$

Con (x) correspondiendo al nivel de carga, pudiendo ser baja, media y alta.

- d) Por lo tanto, la emisión total anual de la fuente se obtiene de la siguiente forma (ton/año):

$$E_{\text{anual total}} = E_{\text{anual c.baja}} \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) + E_{\text{anual c.Medial}} \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right) + E_{\text{anual c.Altal}} \left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right)$$

Donde:

$E_{\text{anual c.baja}}$: Emisión anual de MP en carga baja $\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right)$

$E_{\text{anual c.Medial}}$: Emisión anual de MP en carga media $\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right)$

$E_{\text{anual c.Altal}}$: Emisión anual de MP en carga alta $\left(\frac{\text{ton}}{\text{año}} \right)$

- e) La determinación de la emisión anual de los parámetros Dióxido de Azufre (SO₂), Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Dióxido de Carbono (CO₂), deberán seguir la misma ruta de cálculo de las letras a), b), c) y d) anteriormente expuestas.
- f) Para el caso del CO₂, se deberá transformar el valor de % a ppm antes de proceder con los cálculos indicados anteriormente. Para ello, se deberá dividir el % de CO₂ obtenido por el valor que corresponde a 1 ppm (1 ppm = 0.0001%).
- g) Cabe destacar, que para aquellas fuentes que presenten un funcionamiento anual menor o igual a 6 meses (sección 5.4.2), los cálculos indicados en la letra a) se deberán realizar sólo con 1 valor de concentración de MP y 1 valor para cada parámetro obtenido NO_x, SO₂ y CO₂ para cada una de las cargas de funcionamiento de la fuente.

7. REPORTABILIDAD

El titular del establecimiento que se acoja a la alternativa 8 o 9, deberá reportar trimestralmente a esta Superintendencia, de acuerdo a las instrucciones específicas que se dicten para tal efecto, debiendo reportar, según corresponda, lo señalado en los siguientes numerales.

7.1. INFORMACIÓN GENERAL

Los establecimientos que se acojan a las alternativas 8 y/o 9, deberán reportar lo siguiente:

- El (los) informe(s) original(es) de la(s) ETFA que ejecutó (aron) la(s) actividad(es), cuando aplique.
- Certificados de análisis de los combustibles utilizados y sus características, cuando aplique.
- Registros de fallas a la medición del combustible o de las horas de funcionamiento.

Cabe destacar, que toda la información a ser reportada por los titulares, deberá ser presentada a esta Superintendencia en formato digital, cumpliendo con procedimientos de almacenamiento, seguridad, trazabilidad e inviolabilidad de los datos informados.

Adicionalmente, los titulares que tengan instalado y en funcionamiento sistemas informáticos automáticos que le permitan obtener alguna de las variables requeridas (consumo de combustible,

producción de vapor, potencia, entre otras), deberán contar con la trazabilidad de los datos a informar y demostrar la confiabilidad y seguridad de los mismos.

7.1.1. Alternativa 8

Además de la información general, para la alternativa N° 8, se deberá reportar, según corresponda, los siguientes antecedentes:

- Horas de funcionamiento del trimestre, para cada una de las fuentes, utilizando las opciones estipuladas en el punto 5.6.1¹².
- Si dentro del trimestre a reportar se han realizado muestreos y/o mediciones deberán ingresar los resultados obtenidos, cumpliendo con lo siguiente:
 - El titular deberá presentar la forma y modo como cuantificó la plena capacidad de la fuente (carga 80 – 100%) durante los muestreos y/o mediciones realizados (ruta de cálculos).
 - Las cantidades emitidas de material particulado por muestreo, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)
 - Las cantidades emitidas de dióxido de carbono (CO₂) por medición, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)
 - Las cantidades emitidas de óxidos de nitrógeno (NO_x) por medición, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)
 - Las cantidades emitidas de dióxido de azufre (SO₂) por medición, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)
 - La normalización (N) corresponderá a 25° Celsius y 1 atm.
 - Los valores promedios en (ppm) deberán ser convertidos a unidades de (mg/m³N)

Tabla 1: Factores de conversión de ppm a mg/m³N

Parámetro	Factor ¹³
SO ₂	2,617
NO _x	1,881
CO ₂	1,803

- Caudal de gases por muestreo y medición, en metro cúbicos normalizados por hora (m³N/h) en base seca.
- Se deberán adjuntar los documentos de respaldo que permitan contrastar la información reportada.

7.1.2. Alternativa 9

Además de la información general, los establecimientos que se acojan a la alternativa 9 deberán reportar, según corresponda, lo siguiente:

- Nivel de carga horaria del trimestre para cada una de las fuentes, utilizando alguna de las alternativas estipuladas en el punto 5.6.2, identificando el nivel de carga en el que se encuentra la fuente en cada hora¹⁴.
- Si dentro del trimestre a reportar se han realizado muestreos y/o mediciones deberán ingresar los resultados obtenidos, cumpliendo con lo siguiente:
 - El titular deberá presentar la forma y modo como cuantificó la capacidad de la fuente (baja, media, alta) durante los muestreos y/o mediciones realizados (ruta de cálculos).
 - Las cantidades emitidas de material particulado por muestreo, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)

¹² Ver las excepciones consideradas para la alternativa 8, el 2017. Punto 5.7.

¹³ El factor de conversión de ppm a mg/Nm³, corresponde al valor de densidad del compuesto en valores normalizados (25°C y 1 atm).

¹⁴ Ver las excepciones consideradas para la alternativa 9, durante el 2017. Punto 5.7.

- Las cantidades emitidas de dióxido de carbono (CO₂) por medición, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)
- Las cantidades emitidas de óxidos de nitrógeno (NO_x) por medición, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)
- Las cantidades emitidas de dióxido de azufre (SO₂) por medición, en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N) (Sin corrección por O₂)
- La normalización (N) corresponderá a 25° Celsius y 1 atm.
- Los valores promedios en (ppm) deberán ser convertidos a unidades de (mg/m³N)

Tabla 2: Factores de conversión de ppm a mg/m³N

Parámetro	Factor ¹⁵
SO ₂	2,617
NO _x	1,881
CO ₂	1,803

- Caudal de gases por muestreo y medición, en metro cúbicos normalizados por hora (m³N/h) en base seca.
- Se deberán adjuntar los documentos de respaldo que permitan contrastar la información reportada.

8. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

El titular del establecimiento, deberá presentar a esta Superintendencia para su autorización, una propuesta metodológica para la cuantificación de los parámetros afectos al pago de impuestos, de acuerdo a lo indicado en la sección 10 del "Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley n° 20.780". Además, para el caso de las alternativas 8 y 9 se deberá considerar, según corresponda, lo siguiente:

- Identificación de las fuentes del establecimiento que utilizarán la alternativa 8 o 9 para uno, alguno o todos los parámetros a medir y por tipo de combustible utilizado.
- Descripción sistemas de abatimiento de emisiones, cuando corresponda.
- Identificación de tipo o tipos de combustibles, consumos de combustibles nominales de las fuentes y capacidad máxima de funcionamiento de la fuente.
- La metodología que se aplicará para la medición de horas de funcionamiento (alternativa 8) y del nivel de carga (alternativa 9), para la o las diferentes fuentes del establecimiento, identificando equipos que se utilizarán, equipos de respaldo, variables adicionales de medición, según corresponda, entre otros.
- Forma y modo en que será cuantificada la carga de funcionamiento de la fuente durante los muestreos y mediciones, para la alternativa 8 o la alternativa 9, de acuerdo al punto 5.6.1, o 5.6.2.
- Informar en caso que la fuente se encuentre sujeta a estacionalidad de funcionamiento, para evaluar la frecuencia de medición y/o muestreo requerida.
- Informar cuando exista alguna configuración particular en el ducto de evacuación de los gases de combustión, ya sea cuando por ejemplo, presenten más de un ducto, o una fuente comparta el mismo ducto con otra, proponiendo la metodología de cuantificación a implementar.
- Informar forma y modo en que será almacenada la información que permite construir el cálculo de emisión.
- Cualquier otro antecedente que sea necesario para evaluar la propuesta metodológica de cuantificación de emisiones.

¹⁵ El factor de conversión de ppm a mg/Nm³, corresponde al valor de densidad del compuesto en valores normalizados (25°C y 1 atm).



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

ANEXO N° 3:

**PROTOCOLO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES A TRAVÉS DE
FACTORES DE EMISIÓN**

Alternativas 10 y 11

INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	OBJETIVO	2
3.	ALCANCE	2
4.	DEFINICIONES.....	2
5.	CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES CON FACTORES DE EMISIÓN	3
5.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL DE ALTERNATIVAS.....	3
5.2.	ALTERNATIVA 10.....	4
5.2.1.	Factores de emisión para parámetros MP, NO _x , SO ₂ y CO ₂	4
5.2.1.1.	<i>Calderas Generadoras de Vapor y/o Agua Caliente</i>	4
5.2.1.2.	<i>Centrales Termoeléctricas</i>	5
5.2.1.3.	<i>Porcentaje de eficiencia de remoción</i>	5
5.3.	ALTERNATIVA 11.....	6
5.3.1.	Factores de emisión para parámetros MP, NO _x y SO ₂	6
5.3.1.1.	<i>Fuentes con combustión externa (Capítulo 1 del AP-42).....</i>	7
5.3.1.2.	<i>Fuentes estacionarias con combustión interna (Capítulo 3 del AP-42).....</i>	7
5.3.1.3.	<i>WebFIRE: Búsqueda y recuperación Factores de Emisiones de la EPA.....</i>	8
5.3.2.	Factores de emisión para parámetro CO ₂	8
5.4.	ACREDITACIÓN DEL NIVEL DE ACTIVIDAD ANUAL	9
5.4.1.	Alternativa 10	9
5.4.2.	Alternativa 11	10
5.4.3.	Acreditación del consumo de combustibles sólidos	10
5.4.4.	Características de los flujómetros a utilizar.....	11
6.	CONDICIONES EXCEPCIONALES PARA EL PRIMER AÑO DE IMPLEMENTACIÓN (2017)	12
7.	METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA LA EMISION ANUAL	12
7.1.	ALTERNATIVA 10 (MP, NO _x , SO ₂ y CO ₂)	12
7.2.	ALTERNATIVA 11 (MP, NO _x y SO ₂).....	13
7.3.	ALTERNATIVA 11 (CO ₂).....	15
8.	REPORTABILIDAD.....	17
8.1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	17
8.2.	ALTERNATIVA 10.....	17
8.3.	ALTERNATIVA 11.....	17
9.	CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA.....	18
10.	APÉNDICE.....	19
10.1.	FACTORES IPCC 2006	19

1. INTRODUCCIÓN

El presente documento corresponde al Anexo N°3 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley n° 20.780”, que regula la forma y modo de cuantificar las emisiones requeridas para la aplicación del impuesto a las emisiones de fuentes fijas, que grava las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NOx), Dióxido de Azufre (SO₂) y Dióxido de Carbono (CO₂) conforme lo dispuesto en el Artículo N° 8 de la Ley N° 20.780.

Específicamente, el presente Anexo regula el procedimiento técnico de cuantificación de las emisiones anuales a través del uso de “Factores de Emisión”, bajo dos alternativas posibles, denominadas como alternativas 10 y 11.

2. OBJETIVO

El presente Anexo tiene como objetivo establecer las metodologías y requisitos mínimos necesarios para la cuantificación de la emisión mediante el uso de factores de emisión para los parámetros MP, NOx, SO₂ y CO₂ en fuentes fijas estacionarias.

3. ALCANCE

El Anexo N°3 del Instructivo aplica a los establecimientos afectos al impuesto verde que opten por determinar las emisiones con factores de emisión para alguno, algunos o todos los parámetros normados (MP, NOx, SO₂, y/o CO₂), entregando los procedimientos técnicos para ello.

En este contexto se plantean las siguientes alternativas:

- Alternativa 10: Para los parámetros MP, NOx, SO₂ y/o CO₂ y cada combustible utilizado, utilizar los Factores de Emisión por defecto, incluidos en el Sistema Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), módulo D.S. 138/2005, calculadora de emisiones.
- Alternativa 11: En caso de no escoger el cálculo de emisiones de acuerdo a la alternativa mencionada en sección anterior para algún, algunos o ninguno de los parámetros regulados, se podrá optar, para cada combustible utilizado, por: a) para MP, NOx y/o SO₂ utilizar factores de emisión directamente de la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. (US-EPA), AP-42 Compilación de Factores de Emisión de Contaminantes Atmosféricos, y b) para el caso del parámetro CO₂ utilizar factores dados por las Directrices del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

4. DEFINICIONES

A las definiciones indicadas en la sección 4 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley n° 20.780 y las presentes en los respectivos anexos que integran la citada instrucción, se agregan las siguientes:

D.S. 138/2005 MINSAL: Decreto Supremo N° 138 de 10 de junio de 2005 del Ministerio de Salud, que establece obligación de declarar emisiones que indica.

Factor de Emisión¹: Un factor de emisión es un valor representativo que trata de relacionar la cantidad de un contaminante emitido a la atmósfera, de una categoría de fuentes o una actividad determinada agrupada por sectores. Estos factores se expresan normalmente como el peso del contaminante dividido por una unidad de peso, volumen, energía, etc. Tales factores facilitan la estimación de las emisiones procedentes de diversas fuentes de contaminación al aire. En la mayoría de los casos, estos factores son simplemente promedios de todos los datos considerados aceptables, y en general son representativos de los promedios de emisión de largo plazo, para todas las instalaciones en la categoría de fuente o actividad.

¹ Introduction, AP 42, Fifth Edition, Volume I, January 1995, US EPA. Introduction to AP 42, disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/c00s00.pdf>

5. CUANTIFICACIÓN DE LAS EMISIONES CON FACTORES DE EMISIÓN

Los establecimientos cuyas fuentes fijas conformadas por calderas o turbinas, individuales o que en su conjunto sumen una potencia térmica mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible, que por lo tanto se encontrarán afectas al impuesto, podrán utilizar estimación de sus emisiones, en caso de no cuantificar los parámetros afectos con ninguna de las alternativas dictaminadas en el Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley n° 20.780, detalladas en los Anexos N°1 y/o Anexo N°2.

Para cuantificar las emisiones mediante Factores de Emisión, se deberá seguir y dar cumplimiento a los diferentes criterios que se establecen en el presente Anexo.

5.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE ALTERNATIVAS

La cuantificación de las emisiones en toneladas anuales con Factores de Emisiones, para alguno o todos los parámetros regulados y por cada tipo de combustible utilizado, podrá efectuarse mediante dos alternativas; Alternativa 10 y/o Alternativa 11, las cuales se describen a continuación (Figura 1):

- **Alternativa 10:** Para los parámetros MP, NO_x, SO₂ y/o CO₂ se consideran los factores por defecto que utiliza el Sistema Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), calculadora de emisiones, en el marco de la declaración de emisiones exigida en el D.S. 138/2005 MINSAL.
- **Alternativa 11:** Para los parámetros de MP, NO_x y/o SO₂ considera factores de emisión definidos por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. (EPA), AP-42, Compilación de Factores de Emisión de Contaminantes Atmosféricos y para el parámetro CO₂ considera factores dados por las Directrices IPCC 2006.

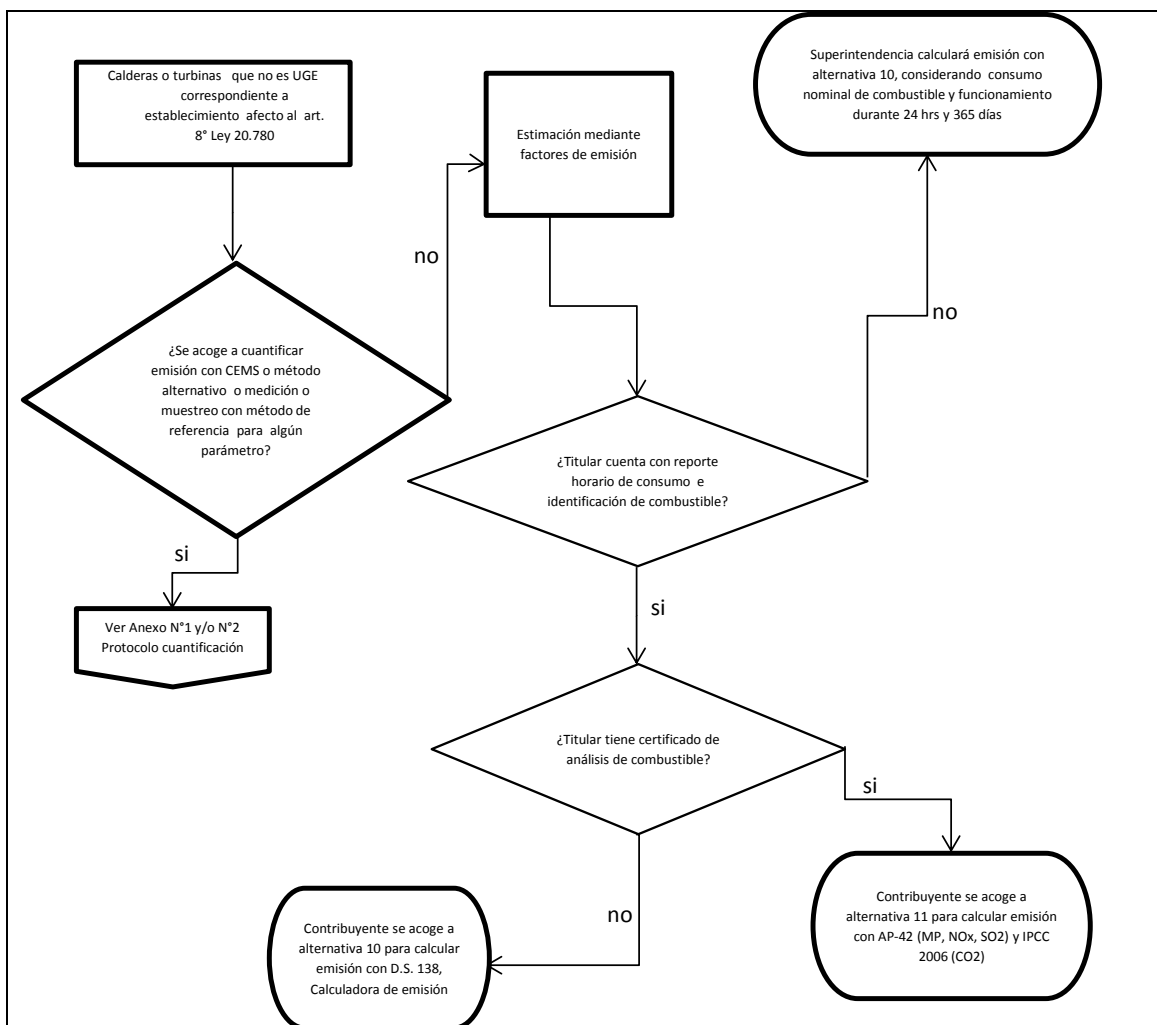


Figura 1. Secuencia explicativa para titulares que se acogen a cuantificación mediante Factores de Emisión.

5.2. ALTERNATIVA 10

Como se mencionó, esta alternativa considera la utilización de los valores de factores de emisión disponibles en la Calculadora de Emisión cargada en plataforma RETC, para ser utilizados por los titulares en la determinación de la emisión en toneladas anuales de MP, NO_x, SO₂ y CO₂².

El titular del establecimiento afecto deberá entregar todos los antecedentes necesarios para verificar la correcta definición de los factores seleccionados para cada una de las fuentes, combustibles y parámetros cuantificados mediante la alternativa 10.

5.2.1. Factores de emisión para parámetros MP, NO_x, SO₂ y CO₂

Los factores de la calculadora de emisiones, los cuales serán utilizados en el marco de la alternativa 10 del Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley n° 20.780, funcionan en base a valores por defecto cargados de acuerdo a la clasificación CCF (código de clasificación de fuentes). Este código corresponde a una adaptación de los códigos usados por la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA) para asociar las fuentes emisoras con sus respectivos factores de emisión y se denominan CCF por su equivalente en inglés (SCC, Source Classification Code).

Los valores de los factores, en base a la clasificación de la fuente, tipo de combustible y parámetro, pueden encontrarse en el módulo de declaración de emisiones del 138/2005 MINSAL de la ventanilla única del RETC, en el icono “Gráfico de emisiones”.

Para usar la alternativa 10, el titular del establecimiento afecto deberá proporcionar a la SMA una propuesta con los factores que le corresponde utilizar para cada tipo de fuente, combustible y parámetro cuantificado con esta alternativa. Para obtener los factores a presentar, se debe ingresar al módulo de declaración de emisiones del D.S. 138/2005 MINSAL y, dependiendo del tipo de fuente y del combustible, deberá rescatar los factores proporcionados los que se encuentran precargados dentro del sistema. Los factores de emisión aplicables en el año “t” a cada tipo de fuente, combustible y parámetro cuantificado corresponderán a los valores disponibles en el año “t-1”.

A modo referencial, a continuación se presentan los factores de emisión actualmente considerados en la declaración de emisiones exigida en el D.S. 138/2005 MINSAL, para los tipos de fuente y combustibles más comunes dentro de las fuentes potencialmente afectas al impuesto. No obstante, los factores a presentar y utilizar corresponderán a aquellos que entregue el módulo de declaración de emisiones del D.S. 138/2005 MINSAL de la ventanilla única del RETC para cada fuente específica.

5.2.1.1. Calderas Generadoras de Vapor y/o Agua Caliente

En la Tabla 1 se presentan los valores de factores de emisión, por tipo de combustible y parámetro, para Calderas Generadoras de Vapor y/o Agua Caliente.

Tabla 1: Factores de emisión Calderas Generadoras de Vapor y/o Agua Caliente.

	Gas licuado de petróleo	Gas natural	Petróleo diesel	Petróleo 5	Petróleo 6	Carbón	Leña
Parámetro	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)
MP	0,00017	0,00017	0,00029	0,00129	0,00181	0,008	0,0032
NO _x	0,00441	0,00226	0,00283	0,00691	0,00676	0,00375	0,00075
SO ₂	0,00031	0,00028	0,0042	0,0199	0,02364	0,0551	0,00004
CO ₂	2,82	2,69	3,12	3,13	3,09	2,34	1,03

² Dichos factores se basan en los valores según características de los combustibles del documento: “Densidades y poderes caloríficos de los combustibles nacionales”, p. 116 de la “Guía Metodológica para la Estimación de Emisiones Atmosféricas de Fuentes Fijas y Móviles en el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes”, 2009, Comisión Nacional del Medio Ambiente.

5.2.1.2. Centrales Termoeléctricas

En la Tabla 2 se presentan los valores de factores de emisión, por tipo de combustible y parámetro, para Calderas de Vapor para Generación Eléctrica en Centrales Termoeléctricas.

Tabla 2: Factores de emisión calderas de vapor para generación eléctrica en Centrales Termoeléctricas

Parámetro	Gas natural	Petróleo diesel	Petróleo 5	Petróleo 6	Carbón	Leña
	kg/(m3 comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)
MP	0,00012	0,000032	0,000198	0,000228	0,04	0,000338
NOx	0,00448	0,000384	0,000752	0,000752	0,011	0,00138
SO2	0,0000096	0,000477	0,00301	0,00301	0,0551	0,000156
CO2	1,92	3,06	3,06	3,06	2,72	1,45

En la Tabla 3 se presentan los factores de emisión para Turbinas en Centrales Termoeléctricas.

Tabla 3: Factores de Emisión Turbinas de Centrales Termoeléctricas

Parámetro	Gas natural	Petróleo
	kg/(m3 comb)	kg/(kg comb)
MP	0,000204	0,00181
NOx	0,352	0,00676
SO2	0,0001	0,02364
CO2	2,697	3,09

5.2.1.3. Porcentaje de eficiencia de remoción

Al igual que los factores de emisión, para esta alternativa, los equipos de control de emisiones, y sus respectivos porcentajes de remoción, se encuentran dentro del sistema de declaración regulado por el D.S. 138/2005 MINSAL, como se presenta a continuación (Tabla 4):

Tabla 4: % de eficiencia de abatimiento

	% Eficiencia de abatimiento			
	MP	NOx	SO ₂	CO ₂
CATALIZADOR (OXIDACION CATALITICA)	N/A	85	N/A	N/A
CICLON HUMEDO	80	50	50	N/A
CICLON SECO	76	N/A	N/A	N/A
CIRCULACIÓN DE LECHO FLUIDIZADO	N/A	N/A	N/A	N/A
CONDENSADOR	N/A	N/A	N/A	N/A
DECANTADOR HUMEDO	80	N/A	N/A	N/A
DECANTADOR SECO	76	N/A	N/A	N/A
DEMISTER	N/A	N/A	50	N/A
FILTRO DE CARTUCHO	95	N/A	N/A	N/A
FILTRO DE MANGAS	95	N/A	N/A	N/A
INCINERADOR	87	N/A	N/A	N/A
INYECCION DE AMONIACO	N/A	95	N/A	N/A
INYECCION DE VAPOR O AGUA	N/A	94	N/A	N/A
LAVADOR SIMPLE (SCRUBBER)	88	50	80	N/A
LAVADOR VENTURI	88	94	80	N/A
MULTICICLON	76	N/A	N/A	N/A
PLANTA DE ACIDO	N/A	N/A	95	N/A
PRECIPITADOR ELECTROESTATICO	98	N/A	N/A	N/A
QUEMADOR CON CONTROL DE AIRE	N/A	28	N/A	N/A
RECIRCULACION DE GASES	N/A	52	N/A	N/A
TORRE DE ABSORCION	50	50	50	N/A
TORRE DE ABSORCION AGUA	50	50	50	N/A
TORRE DE ABSORCION CARBON	50	50	50	N/A

N/A No aplica

5.3. ALTERNATIVA 11

La Alternativa 11 corresponde a aplicar directamente los factores de emisión propuestos por la Agencia de Protección Ambiental de EE.UU. (EPA), de acuerdo al documento AP-42 Compilación de Factores de Emisión de Contaminantes Atmosféricos, para los parámetros de MP, NO_x y/o SO₂, y las directrices del IPCC de 2006, para el parámetro CO₂. En ambos casos corresponde utilizar la última actualización disponible o versión vigente.

Esta opción permite parametrizar los factores de emisión con el fin de obtener un mayor grado de ajuste a la operación real de la fuente. Para esto y dependiendo del factor, se deberá contar con una caracterización del combustible, principalmente de manera de utilizar los factores directamente desde AP-42 o IPCC en su formato original.

El titular del establecimiento afecto deberá entregar todos los antecedentes necesarios para verificar la correcta definición de los factores seleccionados para cada uno de los combustibles y parámetros cuantificados mediante la alternativa 11.

5.3.1. Factores de emisión para parámetros MP, NO_x y SO₂

Para los parámetros MP, NO_x, SO₂, los factores de emisión deben ser adoptados del AP-42 Compilación de Factores de Emisión de Contaminantes Atmosféricos.

El grado de exhaustividad y detalle de la información en las emisiones del AP-42 se determina por la información disponible de referencias publicadas en AP 42, Fifth Edition 1995, Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Volume 1: Stationary Point and Area Sources³.

El hecho de que un factor de emisión de un contaminante o proceso no esté disponible en la fuente mencionada (EPA), no implica que la fuente no emita ese contaminante o que la emisión desde dicha fuente no puede ser cuantificada.

Adicionalmente, puede existir más de un factor de emisión para ciertos parámetros, ya que difieren por el tipo de actividad, tipo de quemadores o por los diferentes dispositivos de control que pueden ser utilizados. De esta forma, para la determinación del factor de emisión se deben considerar todos los detalles expuestos en el texto y en las notas al pie de las tablas que se encuentran en el AP-42.

Para determinar los factores aplicables desde el AP-42 se debe primero identificar el tipo de fuente. En base a esta identificación (caldera o turbina), se accede a los distintos capítulos del AP-42, según corresponda. A continuación, a modo de referencia, se detallan los capítulos recomendados, con el mismo número de capítulo que están disponibles en la versión web. Estos capítulos son recomendados, sin perjuicio que pueda existir otros capítulos dentro del mismo AP-42 más apropiados para un tipo de proceso productivo en particular, que puedan ser utilizados.

Cabe destacar que siempre la primera opción, es el uso de los factores de emisión obtenidos del AP-42. En caso de no existir un factor en el AP-42 (Compilation of Air Pollutant Emission Factors) se podrá usar un factor que provenga de una referencia válida y trazable. Por ejemplo, directamente desde la EPA proporcionada para algún rubro productivo específico. Adicionalmente existen factores de emisión propios de cada actividad que tienen incorporado, por ejemplo, en su denominador cantidad de producto producido u otro; dichos factores se podrán proponer, justificando los antecedentes que respalden su grado de ajuste, lo que será evaluado por la Superintendencia del Medio Ambiente.

³ para secciones y capítulos añadidos con posterioridad a Noviembre 1997, ver el capítulo en electrónico directamente en <https://www3.epa.gov/ttnchie1/ap42/>

5.3.1.1. Fuentes con combustión externa (Capítulo 1 del AP-42)⁴

Incluyen plantas de generación de vapor/eléctricas, calderas industriales, y unidades de combustión comerciales y domésticas. Los principales combustibles fósiles utilizados por estas fuentes son carbón, petróleo diésel, gas natural o licuado.

Dentro de este capítulo se encuentran, entre otros, factores de emisión para distintas categorías de clasificación. En la Tabla 5 se resumen los contenidos con los números de las tablas que se pueden encontrar en Capítulo 1 del AP-42.

Tabla 5: Resumen de tabla de contenidos en Capítulo 1 del AP-42

Categoría por combustible	N° y nombre de Tabla AP-42	Factor Emisión	N° y nombre de Tabla AP-42	Factor Emisión
Combustión con carbón bituminoso y subbituminoso ⁵	Table 1.1-3. EMISSION FACTORS FOR SO _x , NO _x , AND CO FROM BITUMINOUS AND SUBBITUMINOUS COAL COMBUSTION	SO ₂ NO _x	Table 1.1-4. UNCONTROLLED EMISSION FACTORS FOR PM AND PM-10 FROM BITUMINOUS AND SUBBITUMINOUS COAL COMBUSTION	MP filtrable
Combustión con petróleo diésel ⁶ Esta categoría además contiene los combustibles petróleo diésel, petróleo N°5 y petróleo N°6	Table 1.3-1. CRITERIA POLLUTANT EMISSION FACTORS FOR FUEL OIL COMBUSTION	SO ₂ NO _x MP filtrable	-	-
Combustión con gas natural ⁷	Table 1.4-1. EMISSION FACTORS FOR NITROGEN OXIDES (NO _x) AND CARBON MONOXIDE (CO) FROM NATURAL GAS COMBUSTION	NO _x	TABLE 1.4-2. EMISSION FACTORS FOR CRITERIA POLLUTANTS AND GREENHOUSE GASES FROM NATURAL GAS COMBUSTION	SO ₂ MP total
Combustión con gas licuado de petróleo ⁸	Table 1.5-1. EMISSION FACTORS FOR LPG COMBUSTION, EMISSION FACTOR RATING	SO ₂ NO _x MP total	-	-
Calderas con combustión de residuos de madera ⁹	Table 1.6-1. EMISSION FACTORS FOR PM FROM WOOD RESIDUE COMBUSTION	MP filtrable	Table 1.6-2. EMISSION FACTORS FOR NO _x , SO ₂ , AND CO FROM WOOD RESIDUE COMBUSTION	SO ₂ NO _x

5.3.1.2. Fuentes estacionarias con combustión interna (Capítulo 3 del AP-42)¹⁰

Este compendio incluye turbinas de gas, también llamadas "turbinas de combustión", que se utilizan en una amplia gama de aplicaciones incluyendo la generación de energía eléctrica, cogeneración, etc. Los principales combustibles fósiles utilizados por estas fuentes son gas natural y petróleo diésel N°2.

Dentro de este capítulo se encuentran, entre otros, factores de emisión para:

⁴ Chapter 1: External Combustion Sources, AP 42, Fifth Edition, Volume I | Clearinghouse for Emission Inventories and Emissions Factors | Technology Transfer Network | US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/index.html>

⁵ Chapter 1: External Combustion Sources, 1.1. Bituminous and Subbituminous Coal Combustion, AP 42, Fifth Edition, Volume I, Supplement E, September 1998, US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/final/c01s01.pdf>

⁶ Chapter 1: External Combustion Sources, 1.3 Fuel Oil Combustion, AP 42, Fifth Edition, Volume I, Supplement E, September 1999, corrected May 2010, US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/final/c01s03.pdf>

⁷ Chapter 1: External Combustion Sources, 1.4 Natural Gas Combustion, AP 42, Fifth Edition, Volume I, Supplement D, July 1998, US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/final/c01s04.pdf>

⁸ Chapter 1: External Combustion Sources, 1.5 Liquefied Petroleum Gas Combustion, AP 42, Fifth Edition, Volume I, Updated, July 2008, US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/final/c01s05.pdf>

⁹ Chapter 1: External Combustion Sources, 1.6 Wood Residue Combustion In Boilers, AP 42, Fifth Edition, Volume I, Update 2003, September 2003, US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/final/c01s06.pdf>

¹⁰ Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources, AP 42, Fifth Edition, Volume I | Clearinghouse for Emission Inventories and Emissions Factors | Technology Transfer Network | US EPA | Technology Transfer Network | US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch03/index.html>

➤ **Turbina a gas estacionaria¹¹**

Para extraer los factores de emisión, se deben utilizar las siguientes tablas:

- Table 3.1-1. EMISSION FACTORS FOR NITROGEN OXIDES (NOX) AND CARBON MONOXIDE (CO) FROM STATIONARY GAS TURBINES
Dependiendo del tipo de combustible gas natural o petróleo diésel N°2 se encuentran los Factores de Emisión para el NOx.
- Table 3.1-2a. EMISSION FACTORS FOR CRITERIA POLLUTANTS AND GREENHOUSE
Dependiendo del tipo de combustible gas natural o petróleo diésel N°2 se encuentran los Factores de Emisión para SO₂ y MP total.

5.3.1.3. WebFIRE¹²: Búsqueda y recuperación Factores de Emisiones de la EPA

Otra forma de acceder a los Factores de Emisión a ser utilizados para el cálculo de las emisiones mediante la alternativa 11, es ingresando al sistema WebFIRE, a través del parámetro Source Classification Codes (SCCs). La EPA utiliza los SCCs para clasificar e identificar los diferentes tipos de fuente. Cada SCC representa un proceso único de categorías de fuentes que emite uno o más contaminantes al aire. Los SCCs de fuentes puntuales tienen ocho dígitos y siguen el patrón 2-02-001-02, utilizando un sistema jerárquico en el que la clasificación de las emisiones del proceso se vuelve cada vez más específico, con cada uno de los cuatro niveles de jerarquización (de izquierda a derecha). Dicha numeración SCCs se puede obtener desde el módulo de declaración de emisiones D.S. 138/2005 MINSAL al inicio del Formulario 3.

Para obtener los Factores de Emisión desde el sistema WebFIRE de la EPA, el cual se encuentra disponible en <https://cfpub.epa.gov/webfire/index.cfm?action=fire.SearchEmissionFactors>, el número de clasificación debe ser ingresado en el sistema como se muestra en la **Figura 2**. Posteriormente, se debe presionar el botón “enviar búsqueda” (Submit Search), el cual arroja los resultados para todos los parámetros, los que pueden verse de manera detallada. En caso de acceder a los factores mediante este sistema, el titular debe proporcionar el parámetro SCCs a fin de confirmar el factor utilizado. Se ingresa sin guiones, por ejemplo "20200102".

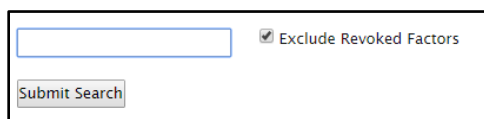


Figura 2. Búsqueda de Factores de Emisión en el sistema WebFIRE.

5.3.2. Factores de emisión para parámetro CO₂

Para el parámetro CO₂, los factores de emisión deben ser adoptados directamente de las Directrices del IPCC¹³ del 2006.

En las Directrices del IPCC de 2006 se presentan tres niveles para estimar las emisiones de acuerdo a la información disponible. El método de Nivel 1 se basa en el tipo de combustible, puesto que las emisiones de todas las fuentes de combustión pueden estimarse sobre la base de las cantidades de combustible quemado y los factores de emisión promedio. Por su parte, el Nivel 2 utiliza el mismo procedimiento metodológico del Nivel 1, pero con factores de emisión y/o datos de actividad propios

¹¹ Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources, 3.1 Stationary Gas Turbines, AP 42, Fifth Edition, Volume I, Supplement F, April 2000, US EPA. Disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch03/final/c03s01.pdf>

¹² Technology Transfer Network | Factors Information REtrieval System (FIRE) | Search WebFIRE. Disponible en <https://cfpub.epa.gov/webfire/index.cfm?action=fire.SearchEmissionFactors>

¹³ IPCC 2006, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H.S., Buendia L., Miwa K., Ngara T. y Tanabe K. (eds). Publicado por: IGES, Japón.

del país o de una región de éste. Finalmente el Nivel 3 corresponde a métodos específicos de un país (modelos detallados de emisión o mediciones y datos del nivel de la planta individual, censos y otros), cuya aplicación es recomendada siempre que hayan sido debidamente validados y, en el caso de los modelos, se encuentren publicados en revistas científicas con comité editorial.

El presente Protocolo solo ofrece los factores de emisión por defecto para el CO₂, correspondientes al Nivel 1, aplicable a todos los procesos de combustión. Para este caso (CO₂), los factores de emisión dependen principalmente del contenido de carbono del combustible, por lo tanto, es posible estimar las emisiones de CO₂ con bastante exactitud utilizando el Nivel 1, sobre la base del total de los combustibles quemados y del contenido de carbono promediado de los combustibles.

En comparación con el AP-42, las Directrices del IPCC del 2006 proporcionan metodologías destinadas a estimar los **inventarios nacionales** de emisiones de gases de efecto invernadero. Las Directrices del IPCC de 2006 comprenden cinco volúmenes. El volumen 1 describe los pasos básicos para el desarrollo del inventario y ofrece la orientación general respecto de las estimaciones de emisiones. Por su parte, los volúmenes 2 a 5 ofrecen la orientación para las estimaciones en diferentes sectores de la economía (Energía, Procesos industriales y uso de productos (IPPU), Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra -AFOLU- y Desechos).

Para mayor detalle¹⁴ se nombran a continuación las subcategorías presentes en el sector Energía asociados a Actividades de quema del combustible (1A), las que cubren las características de las distintas fuentes afectas al impuesto verde, y desde donde se deben obtener los factores de emisión aplicables:

- 1A1 Industrias de la energía (Producción de electricidad y calor como actividad principal, Refinación del petróleo, Fabricación de combustibles sólidos y otras industrias energéticas).
- 1A2 Industrias manufactureras y de la construcción (Hierro y acero, Metales no ferrosos, Productos químicos, Pulpa, papel e imprenta, Procesamiento de alimentos, bebidas y tabaco, Minerales no metálicos, Equipos de transporte, Maquinaria, Minería (con excepción de combustibles) y cantería, Madera y productos de madera, Construcción, Textiles y cuero, Industria no especificada).
- 1A3 Transporte.
- 1A4 Otros sectores (Comercial /Institucional, Residencial, Agricultura /Silvicultura /Pesca /Piscifactorías).
- 1A5 No especificado (Estacionarias, Móviles).

5.4. ACREDITACIÓN DEL NIVEL DE ACTIVIDAD ANUAL

Para acreditar el nivel de actividad anual de la(s) fuente(s) de los establecimientos que escojan las alternativas 10 u 11, para uno, alguno, o todos los parámetros regulados, deberán tener presente las siguientes consideraciones:

5.4.1. Alternativa 10

Para la alternativa 10, se deberá medir el flujo de combustible horario, a través de un flujómetro, por fuente¹⁵. Además, si la fuente funciona con combustible principal y secundario (u otro), el sistema deberá ser capaz de identificar con cual se esté operando y en qué cantidad, en cada hora de funcionamiento.

Adicionalmente, y como medida de control se deberá reportar la producción de vapor o la potencia de funcionamiento de la fuente en base horaria, que dé cuenta de la capacidad de funcionamiento de la fuente

¹⁴ Véase el Cuadro 2.1 en Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero, Vol. 2 Energía, Capítulo 2 Combustión estacionaria, Pág. 2.7-2.10 [online].

Disponible en http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

¹⁵ Ver sección 5.4.3.

5.4.2. Alternativa 11

Para la alternativa 11, se deberá, primero, establecer los parámetros que se aplicarán en el factor escogido, para ello es presentar los siguientes antecedentes:

- **Certificado de análisis de los combustibles**, realizado con un laboratorio de análisis acreditado o entregado por el proveedor de combustible (también serán considerados válidos los certificados de análisis de combustibles entregados por el proveedor de estos), el cual debe contener el poder calorífico superior e inferior según corresponda, densidad (a 60F o 15,6°C), composición elemental del combustible (contenido de azufre, contenido de ceniza, contenido de carbono, etc.), entre otros. La frecuencia de entrega del certificado de análisis deberá ser semestral como mínimo para el combustible principal y el combustible secundario (en caso de haber utilizado este combustible en la operación de la fuente) o cuando llegue una nueva partida de combustible o por cualquier motivo que produzca un cambio en las características de estos. Es decir, se debe entregar al menos 2 certificados de análisis por combustible al año o aumentar la frecuencia de certificados si las partidas de llegada o los cambios en las características de los combustibles sean superiores a los dos certificados anuales.
- **Cuantificación del porcentaje (%) de eficiencia del o los sistemas de abatimientos que tenga la fuente**, contando como respaldo con una prueba de eficiencia de abatimiento. Para ello debe ingresar un ensayo que demuestre la eficiencia del parámetro que se esté evaluando (por ejemplo, realizando una medición de concentración con una ETFA antes y después del sistema de control o con el sistema de control encendido y apagado). Dicho ensayo deberá realizarse como mínimo cada 3 años o cada vez que el sistema de abatimiento sea reemplazado. Es decir, para tener el valor de eficiencia del sistema de abatimiento (el cual sirve durante 3 años) la prueba debe ser desarrollada durante el primer año de implementación del impuesto verde (año 2017), a menos que se disponga de una prueba de eficiencia efectuada durante el año 2015 o 2016. En caso de no ser posible la realización de dicho ensayo, lo que deberá ser justificado técnicamente, se deberá adjuntar el certificado del fabricante que respalde el porcentaje de eficiencia del sistema usado en el cálculo de emisión.
- Cualquier otro ensayo que permita proveer de algún parámetro que el factor de emisión a utilizar específico para la fuente, combustible y parámetro requiera.

Una vez establecidos los parámetros a utilizar en el factor de emisión escogido, se deberá proveer, al igual que en la alternativa 10, del consumo de combustible horario, a través de un flujómetro por fuente¹⁶.

Adicionalmente, y como medida de control se deberá reportar la producción de vapor o la potencia de funcionamiento de la fuente en base horaria, que dé cuenta de la capacidad de funcionamiento de la fuente.

5.4.3. Acreditación del consumo de combustibles sólidos

Para el caso en que se utilicen combustibles sólidos, será posible utilizar alguna de las siguientes opciones, válidas para las alternativas 10 y 11 y la cuantificación de su consumo:

- Cubicaciones del sistema de alimentación y el registro de la velocidad de alimentación de combustible.
- Mediciones rutinarias en los estanques de almacenamiento, de los niveles de combustibles.
- Facturas de compras.
- Mantener información de stock inicial, ingresos, consumo, stock final, origen del combustible, tipo de combustible, fecha de compra.
- Valores de consumo de combustible en base a la producción de vapor.
- Cualquier otro registro que permita determinar y contar con la trazabilidad del cálculo de consumo de combustible a informar, incluyendo la ruta de cálculo asociada.

¹⁶ Ver sección 5.4.3.

5.4.4. Características de los flujómetros a utilizar

En relación a los flujómetros, el titular del establecimiento podrá tomar como referencia, la sección 6.2 de la Res. N° 438/2013 SMA, donde se definen alternativas que aplican para determinar la precisión del medidor de flujo, las cuales pueden incluir las siguientes formas:

- Diseño (orificio, boquilla, y medidores de lujo tipo Venturi).
- Medición en condiciones de laboratorio ya sea por el fabricante o por un laboratorio independiente.
- Comparación con otro medidor de flujo de combustible que sea de referencia.

Las normas para verificar la precisión del medidor de flujo pueden ser las que se indican a continuación:

- ASME MFC-3M-2004; ASME MFC-4M -1986; ASME MFC-5M-1985; ASME MFC-6M-1998; ASME MFC-7M-1987; ISO 8316: 1987 (E); American Petroleum Institute (API); ASME MFC-9M-1988, o cualquier otro señalado en la sección 2.1.5.1 del apéndice D.
- El valor de "Precisión" del medidor del flujo de combustible deberá estar dentro del 2% del valor del rango superior.
- Si la precisión del medidor del flujo de combustible es superior al 2%, el medidor de flujo no podrá ser utilizado.

El titular deberá cumplir como mínimo con los siguientes requisitos de aseguramiento de calidad para el o los flujómetros que tenga instalados en la fuente, los que se detallan en la sección 6.3 de la Res. N° 438/13 SMA y que se indican a continuación:

- El titular de la fuente deberá realizar la prueba de precisión de cada medidor de flujo de combustible, antes de su uso y por lo menos una vez por cada año de operación del medidor de flujo.
- La prueba de precisión se podrá realizar con mayor frecuencia si las especificaciones técnicas del fabricante lo requieren.
- Cada medidor del flujo de combustible debe cumplir con la especificación del 2%.
- Para el caso de medidores de flujo de tipo orificio, boquilla y Venturi, las pruebas de precisión se podrán llevar a cabo por comparación con otro medidor de flujo de referencia o bien por una prueba de precisión del transmisor para la certificación, en estos casos, se deberá realizar una inspección visual de los elementos primarios para la certificación inicial y una vez cada 3 años.
- El titular de la fuente deberá informar sobre los resultados de todas las pruebas de precisión del medidor del flujo de combustible, pruebas de precisión de transmisores o transductores e inspecciones de los elementos principales, en el informe trimestral de emisiones.

En caso de falla de un equipo crítico para el registro del consumo de combustible, durante un período mayor a 24 horas, se deberá informar a esta Superintendencia la causa, el tiempo de falla, las acciones correctivas implementadas para evitar futuras fallas, metodología de registro para el consumo de combustible de la fuente durante el período de falla, entre otros. Esta información deberá ser ingresada en oficina de partes del nivel central de la Superintendencia del Medio Ambiente en un plazo máximo de 5 días hábiles desde solucionada la falla. No obstante lo anterior, todos los períodos con equipos críticos en falla, independientemente de su duración, deberán ser informados en los respectivos reportes trimestrales (ver sección 8).

Cabe destacar, que ante la falta de datos por falla de estos equipos críticos, es decir cuando no se disponga de métodos de respaldo validados, la emisión durante el período de falla debe ser calculada asumiendo capacidades nominales de funcionamiento de la fuente.

6. CONDICIONES EXCEPCIONALES PARA EL PRIMER AÑO DE IMPLEMENTACIÓN (2017)

Excepcionalmente por el año 2017, los establecimientos que se acojan a la alternativa 10 u 11, podrán acreditar su consumo combustible, sin la utilización de un flujómetro, usando cubicaciones, balances y/o registros de compra (facturas). Así mismo, durante el 2017, será posible reportar el consumo de combustible en base trimestral y no horaria.

Para esto podrán utilizar las siguientes opciones:

- Ejecutar procedimientos para medir en estanques de almacenamiento los niveles de combustible al inicio y término del período.
- Facturas y registros de compras.
- Estimar con las dimensiones del sistema de alimentación y el registro de la velocidad de alimentación de combustible.
- Pesajes regulares del combustible sólido, y cubicaciones.
- Balances, a través de mediciones del Stock inicial, ingresos, consumo, Stock final, origen del combustible, tipo de combustible, fecha de compra, etc.
- Valores de consumo de combustible en base a la producción de vapor.
- Otras metodologías propuestas y justificadas por el titular.

Cabe destacar, que toda esta información deberá contar con la trazabilidad del cálculo de consumo de combustible a informar, siempre presentando la ruta de cálculo asociada.

Para la utilización de dichas alternativas, el titular deberá cumplir y demostrar con controles y/o procedimientos de calidad que puedan acreditar que los datos proporcionados, son confiables. (Por ejemplo, cumplir con mantenciones periódicas, procedimientos internos, recomendaciones de fabricantes de los equipos, etc.). Adicionalmente, en caso de que la fuente utilice un combustible principal y un combustible secundario, el sistema a implementar y mantener deberá ser capaz de identificar el tipo de combustible en el cual se esté operando en cada hora de funcionamiento de la fuente.

7. METODOLOGIA DE CÁLCULO PARA LA EMISION ANUAL

Una vez escogido los valores de factores de emisión desde las referencias dadas en las secciones 5.2 y 5.3 de este Anexo, para cada parámetro y para cada combustible utilizado durante el año, para cuantificar las emisiones anuales, se necesita conocer la cantidad de combustible consumido y el % de abatimiento si es que la fuente cuenta con un sistema de control.

7.1. ALTERNATIVA 10 (MP, NOx, SO₂ y CO₂)

Los factores de emisión considerados en declaración de emisiones del D.S. 138/2005 MINSAL de la ventanilla única del RETC se encuentran en unidades de kg de contaminante emitido / kg de combustible (o en su defecto en kg de contaminante emitido / m³ de combustible, por lo tanto, por lo general para el cálculo de emisión sólo se requiere la cantidad de combustible consumido en base horaria. Lo anterior debe considerar la identificación y finalmente la cuantificación del combustible empleado durante la operación. Como se señaló, en caso de operar con un combustible principal y secundario se debe utilizar los factores de emisión correspondientes a cada uno de los combustibles utilizados y cuantificar el consumo horario de cada uno de ellos. La información sobre la cantidad de horas e identificación de los combustibles debe ser reportada y estar disponible para revisión de esta Superintendencia.

La ecuación general para la cuantificación de la emisión está dada por la ecuación que se indica a continuación:

$$E_{i,j,hora} = fe_{i,j} * Na_{j,hora} * \left(1 - \frac{ER}{100}\right)$$

$$E_{i,j,hora} \left(\frac{kg \text{ parámetro}}{hora}\right) = fe_{i,j} \left(\frac{kg \text{ parámetro}}{kg \text{ combustible}}\right) * Na_{j,hora} \left(\frac{ton \text{ combustible}}{hora}\right) * \left(\frac{1000 \text{ kg combustible}}{1 \text{ ton combustible}}\right) * \left(1 - \frac{ER}{100}\right)$$

Dónde:

$E_{i,j,hora}$: Emisión horaria para el parámetro i, combustible j (kg parámetro/hora)

$f_{e_{i,j}}$: Factor de emisión para el parámetro i, combustible j (kg parámetro / kg combustible)

$Na_{j,hora}$: Nivel de actividad horaria de la fuente para el combustible j, depende de la unidad de medida que tenga el factor de emisión. Para efectos de reporte (en un combustible sólido por ejemplo) está dada por el consumo de combustible utilizado (ton combustible/hora)

ER : Eficiencia total de reducción de emisiones (%) cargada por defecto en sistema D.S. 138/2005 MINSAL, si corresponde.

Para utilizar la ecuación anterior se deben seguir los siguientes pasos:

- Obtener el factor de emisión para cada parámetro de contaminante y para cada combustible j de la declaración de emisiones del D.S. 138/2005 MINSAL de la ventanilla única del RETC para cada fuente específica.
- Obtener la eficiencia de reducción de emisión para cada parámetro de contaminante de la declaración de emisiones del D.S. 138/2005 MINSAL de la ventanilla única del RETC para cada sistema de control de la fuente específica.
- Determinar el nivel de actividad horaria de la fuente que está dada por la quema de combustible, para ello se debe conocer la cantidad de combustible consumida en cada hora del año que se está realizando el cálculo y el tipo de combustible correspondiente.

Una vez obtenida la emisión horaria, se debe tener la emisión en toneladas horarias y luego calcular la emisión anual para cada parámetro como la sumatoria de las emisiones horarias de los parámetros MP, NO_x, SO₂ o CO₂ independientemente.

$$E_{i,j,hora} \left(\frac{\text{ton parámetro}}{h} \right) = E_{i,j,hora} \left(\frac{\text{kg parámetro}}{\text{hora}} \right) * \frac{1 (\text{ton parámetro})}{1000 (\text{kg parámetro})}$$

$$E_{i,j,anual} \left(\frac{\text{ton parámetro}}{\text{año}} \right) = \sum E_{i,j,hora} \left(\frac{\text{ton parámetro}}{\text{hora}} \right)$$

Dónde:

$E_{i,j,anual}$: Emisión anual para el parámetro i, combustible j (ton parámetro/año)

Esto debe ser calculado para cada combustible j utilizado. Si la fuente además de usar un combustible principal utiliza un combustible secundario, la emisión total estará dada por la adición de la suma de las emisiones horarias determinada con el combustible principal y la suma de las emisiones horarias determinada con el combustible secundario (para un parámetro determinado) durante el año calendario. Es decir, siempre se debe cuantificar lo que se emite por combustible en cualquier condición de funcionamiento de la fuente.

7.2. ALTERNATIVA 11 (MP, NO_x y SO₂)

La ecuación a utilizar para el cálculo de emisión del impuesto verde, está basada en lo indicado en el documento Introduction to AP 42, Volume I, Fifth Edition - January 1995, disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chieff/ap42/c00s00.pdf>

$$E_{i,j,hora} = f_{e_{i,j}} * Na_{j,hora} * \left(1 - \frac{ER}{100} \right)$$

Donde:

$E_{i,j,hora}$: Emisión horaria para el parámetro i, combustible j.

$f_{e_{i,j}}$: Factor de emisión para el parámetro i, combustible j.

$Na_{j,hora}$: Nivel de actividad horaria de la fuente para el combustible j, depende de la unidad de medida que tenga el factor de emisión. En la mayoría de las fuentes con combustión está dada por el consumo de combustible utilizado.

ER : Eficiencia total de reducción de emisiones (%), si corresponde.

Dentro de las tablas de la AP-42, algunos factores de emisión corresponden al tipo controlado, es decir el factor de emisión ya tiene incorporado el porcentaje de eficiencia del sistema de control de emisión; por lo tanto, no se debe descontar en la ecuación el término “ER” (% de eficiencia). En estos casos, se debe aplicar directamente el valor del factor que ya tiene incorporando el sistema de control precedente.

El término fe_i encontrados en el AP-42 puede ser un valor o una ecuación de primer grado dependiente de la composición elemental del combustible, por ejemplo % de azufre, % de ceniza, etc.

Por la diversidad de las unidades que es posible encontrar para los factores de emisión, la ecuación disponible no entrega las unidades de cada término de la ecuación. Por lo tanto, los titulares que opten por esta alternativa deben identificar las unidades del factor de emisión que le aplique y observar detalles en las notas al pie de las tablas que se encuentran en el AP-42. No obstante lo anterior, el término $Na_{j,hora}$ debe ser reportado en base horaria. Además, se debe tener en consideración que la EPA trabaja con Poderes Caloríficos Brutos de los combustibles, en los cálculos que lo requieran, por lo que el titular debe entregar todas las rutas de cálculo que permitan detallar los procesamientos de datos.

Una vez obtenida la emisión horaria, se debe tener la precaución de que la entrega del reporte final de la emisión siempre debe ser en ton/año. Para ello se debe calcular la emisión anual como la sumatoria de las emisiones horarias de los parámetros MP¹⁷, NOx o SO₂. Esto debe ser calculado para cada combustible j utilizado, si la fuente además de usar un combustible principal use un combustible secundario durante el año de cálculo de Impuesto Verde.

$$E_{i,j,anual} = \sum E_{i,j,hora}$$

Dónde:

$E_{i,j,anual}$: Emisión anual para el parámetro i, combustible j (ton parámetro/año)

Por ejemplo, para calcular la emisión del parámetro SO₂ usando el AP-42:

- Suponiendo que se tiene una caldera generadora de vapor (>100 millones de BTU/h) que usa como combustible petróleo diésel N°2 (P.D. N°2), se debe usar la tabla “Table 1.3-1. CRITERIA POLLUTANT EMISSION FACTORS FOR FUEL OIL COMBUSTION”, disponible en <https://www3.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch01/final/c01s03.pdf>
- Se tiene, desde el certificado de análisis del combustible un:
Poder calorífico superior¹⁸: 10.900 kcal/kg combustible
Contenido de azufre: 50 ppm = 50 ppm * (1 % /10000 ppm) = 0,005 %
Densidad a 15,6 °C: 876 kg/m³
- De la tabla 1.3-1. del AP-42 y para petróleo diesel N°2 se indica para el parámetro de SO₂:
Factor de emisión para SO₂ = 142*S (lb/(10³ gal))
Donde S = % azufre
Además al pie de la misma tabla se indica que para convertir desde (lb/(10³ gal)) a (kg/(10³ L)), se debe multiplicar por 0,120
10³ L = 1.000 L
Luego el factor de emisión de SO₂ entregado en la tabla 1.3-1. del AP-42 queda:

$$fe_{SO_2, P.D.N^{\circ}2} = (142 * \% S) \left(\frac{lb}{10^3 gal} \right)$$

Usando la nota al pie y cambiando de unidades de Litros a Metros cúbicos se tiene,

¹⁷ Para parámetro de MP y si se recurre a los Factores de Emisión del AP-42 se debe utilizar el Factor de Emisión del Material Particulado Total, en caso de no estar disponible aplicar el Factor de Emisión del Material Particulado Filtrable.

¹⁸ Poder calorífico bruto.

$$f_{e_{SO_2, P.D.N^{\circ}2}} = (142 * 0,005 * 0,120) \left(\frac{kg}{10^3 L} \right) * \left(\frac{1000 L}{1 m^3} \right) = 0,0852 \left(\frac{kg}{m^3} \right)$$

o lo que es lo mismo,

$$f_{e_{SO_2, P.D.N^{\circ}2}} = 0,0852 \left(\frac{kg SO_2}{m^3 combustible} \right)$$

Luego, dividiendo por la densidad es posible obtener el factor de emisión en unidades másicas, en caso que se requiriese cambiar de unidades de volumen a unidades másicas.

$$f_{e_{SO_2, P.D.N^{\circ}2}} = \frac{0,0852 \left(\frac{kg SO_2}{m^3 combustible} \right)}{876 \left(\frac{kg combustible}{m^3 combustible} \right)} = 0,000097 \left(\frac{kg SO_2}{kg combustible} \right)$$

Suponiendo que para una hora determinada se tiene un consumo de combustible de 11,416 (m³ combustible/h) y que no tiene sistema de mitigación de SO₂, por lo tanto ER = 0

$$E_{SO_2, P.D.N^{\circ}2, hora} = 0,0852 \left(\frac{kg SO_2}{m^3 combustible} \right) * 11,416 \left(\frac{m^3 combustible}{h} \right) * \left(1 - \frac{0}{100} \right) = 0,97 \left(\frac{kg SO_2}{h} \right)$$

Luego, para obtener la emisión de SO₂ anual se debe transformar la emisión de kg de SO₂ a ton de SO₂ y sumar la emisión horaria determinada para cada hora que la caldera utilizó P.D. N°2 para el año de la determinación de la emisión.

7.3. ALTERNATIVA 11 (CO₂)

Para cuantificar la emisión de CO₂ de acuerdo al Nivel 1 propuesto por el IPCC, se requiere lo siguiente, para cada categoría de fuente y combustible:

- Datos sobre la cantidad de combustible quemado en la fuente y características del mismo.
- Un factor de emisión por defecto.

Los valores de los factores de emisión por defecto¹⁹ son suministrados por el Capítulo 2: Combustión estacionaria, Cuadro 2.2 a 2.5, Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero.

Los factores de emisión por defecto del CO₂ están expresados en unidades de kg CO₂ / TJ sobre la base del valor calórico neto (terajoule²⁰). Estos reflejan el contenido de carbono del combustible y asumen la hipótesis que el factor de oxidación del carbono es 1 (hipótesis de oxidación del 100 %).

Una vez identificado el factor, dependiendo de la categoría de fuente y del tipo de combustible, se utiliza ese valor de factor en la ecuación que se indica a continuación basada en el IPCC de 2006:

$$E_{CO_2, j, hora} \left(\frac{kg CO_2}{hora} \right) = F_{e_{CO_2, j}} \left(\frac{kg CO_2}{TJ} \right) * C \cdot C_{j, hora} \left(\frac{TJ}{hora} \right)$$

Dónde:

$E_{CO_2, j, hora}$: Emisión horaria de CO₂ para el combustible j (kg CO₂/hora)

¹⁹ Ver Apéndice de este mismo protocolo, además disponible en http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

²⁰ Unidades equivalentes:

1 TJ (terajoule) = 1000 GJ

1 GJ (gigajoule) = 1000 MJ

1 MJ (megajoule) = 1000 kJ

1kJ (kilojoule) = 1000 J

1 kcal = 4186,8 J

Fe_{CO_2j} : Factor de emisión por defecto de CO₂ para el combustible j (kg CO₂/TJ). Para el caso del CO₂, el IPCC incluye el factor de oxidación del carbono, que se supone es 1
 $C.C.j,hora$: Cantidad de combustible j quemado (TJ/h)

Se puede notar, de los términos de la ecuación, que el consumo de combustible está expresado en unidades de energía. Así mismo ocurre con los factores de emisión del CO₂ que reflejan el contenido de CO₂ que se libera con respecto a unidades de energía. Para trabajar en unidades físicas de masa, se dan las siguientes indicaciones:

- Se debe transformar el factor de emisión, desde unidades de energía a unidades de masas o volumen (dependiendo del tipo de combustible) utilizando para ello el Poder Calorífico Inferior²¹ del combustible j:

$$f_{e_{CO_2j}} \left(\frac{kg \ CO_2}{ton \ o \ m^3 \ combustible} \right) = Fe_{CO_2j} \left(\frac{kg \ CO_2}{TJ \ combustible} \right) * \left(\frac{1 \ (TJ)}{1000000000000 \ (J)} \right) * \left(\frac{4186,8 \ (J)}{1 \ (kcal)} \right) * Poder \ calorífico \ inferior \ j \left(\frac{kcal}{ton \ o \ m^3 \ combustible} \right)$$

fe_{CO_2j} : Factor de emisión por defecto para el combustible j (kg CO₂ / ton o m³ combustible), en unidades de masa o volumen

- Luego teniendo el consumo de combustible horario (ton o m³ combustible/h) = $Na_{j,hora}$ y el factor de emisión en unidades de masa o volumen (kg CO₂ / ton o m³ combustible) = fe_{CO_2j} , se utiliza directamente la siguiente ecuación para calcular la emisión horaria para un combustible j:

$$E_{CO_2,j,hora} \left(\frac{kg \ CO_2}{hora} \right) = fe_{CO_2j} \left(\frac{kg \ CO_2}{ton \ o \ m^3 \ combustible} \right) * Na_{j,hora} \left(\frac{ton \ o \ m^3 \ combustible}{hora} \right)$$

- La emisión anual de CO₂ corresponderá a la sumatoria de las toneladas de emisiones horarias:

$$E_{CO_2,j,hora} \left(\frac{ton \ CO_2}{h} \right) = E_{CO_2,j,hora} \left(\frac{kg \ CO_2}{hora} \right) * \frac{1 \ (ton \ CO_2)}{1000 \ (kg \ CO_2)}$$

$$E_{CO_2,j,anual} \left(\frac{ton \ CO_2}{año} \right) = \sum E_{CO_2,j,hora} \left(\frac{ton \ CO_2}{hora} \right)$$

- Para determinar la emisión, el cálculo debe ser realizado de manera independiente para cada combustible, si además del combustible principal se utiliza un combustible secundario durante el año de cálculo.

Por ejemplo, para calcular la emisión del parámetro CO₂ usando el IPCC 2006:

- Suponiendo que se tiene una caldera generadora de vapor (>100 millones de BTU/h) que usa como combustible petróleo diesel N°2 (P.D. N°2), se debe usar el CUADRO 2.2 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta), ver apéndice.
- Para Diesel Oil se tiene un factor de emisión por defecto de 74.100 (kg CO₂/ TJ), desde cuadro 2.2.
- Del certificado de combustible se tiene:
 Poder calorífico inferior: 10.060 kcal/kg combustible
 Densidad: 876 kg/m³
 Luego, el poder calorífico: 8.812.560 kcal/m³

²¹ En las Directrices IPCC de 2006 se utilizan los valores calóricos netos, es decir, no considera el calor latente de vaporización del agua producido durante la quema de combustible.

- A continuación se debe convertir el factor de emisión, desde unidades de energía a unidades de masas utilizando para ello el Poder Calorífico Inferior²² del combustible j:

$$f_{e_{CO_2,P.D.N^2}} \left(\frac{kg \ CO_2}{kg \ combustible} \right) = 74.100 \left(\frac{kg \ CO_2}{TJ \ combustible} \right) * \left(\frac{1 \ (TJ)}{1000000000000 \ (J)} \right) * \left(\frac{4186,8 \ (J)}{1 \ (kcal)} \right) * 8.812.560 \left(\frac{kcal}{m^3 \ combustible} \right)$$

$$f_{e_{CO_2,P.D.N^2}} \left(\frac{kg \ CO_2}{m^3 \ combustible} \right) = 2.734 \frac{(kg \ CO_2)}{(m^3 \ combustible)}$$

- Suponiendo que para una hora determinada se tiene un consumo de combustible de 11,416 (m³ combustible/h)

$$E_{CO_2,P.D.N^2, \text{hora}} \left(\frac{kg \ CO_2}{hora} \right) = 2.734 \left(\frac{kg \ CO_2}{m^3 \ combustible} \right) * 11,416 \left(\frac{m^3 \ combustible}{hora} \right) = 31.211 \left(\frac{kg \ CO_2}{hora} \right)$$

Luego, para obtener la emisión de CO₂ anual se deberá llevar la emisión a toneladas horarias y sumar la emisión horaria determinada para cada hora que la caldera utilizó P.D. N°2 para el año de la determinación de la emisión.

8. REPORTABILIDAD

El titular del establecimiento que se acoja a la alternativa 10 u 11, deberá reportar trimestralmente a esta Superintendencia, de acuerdo a las instrucciones específicas que se dicten para tal efecto, debiendo reportar, según corresponda, lo señalado en los siguientes numerales.

8.1. INFORMACIÓN GENERAL

- Cuando aplique, los documentos, registros o respaldos del nivel de actividad (por ejemplo, facturas de compra, registro niveles de líquido estanques, stock, etc.), las respectivas rutas de cálculos que permitan la trazabilidad de los parámetros evaluados y el detalle de las ecuaciones aplicadas, Factores de Emisión, % de eficiencia de abatimiento y las conversiones de unidades de cada Alternativa utilizada hasta obtener la emisión en ton/año.
- Parámetros adicionales de control, como producción de vapor o potencia de funcionamiento de la fuente u otro parámetro o registro en base horaria que permita respaldar el estado y nivel de funcionamiento de la fuente.
- Registros de fallas a la medición del combustible.
- Cabe destacar, que toda la información a ser reportada por los titulares, deberá ser presentada a esta Superintendencia en formato digital, cumpliendo con tener el almacenamiento, la seguridad, la trazabilidad e inviolabilidad de los datos informados.
- Los titulares que tengan instalado y en funcionamiento sistemas informáticos automáticos que le permitan obtener alguna de las variables requeridas (consumo de combustible, producción de vapor, potencia, entre otras), deberán contar con la trazabilidad de los datos a informar y demostrar la confiabilidad y seguridad de los mismos.

8.2. ALTERNATIVA 10

- Nivel de actividad horaria, detallando y justificando para cada hora de funcionamiento el tipo y consumo de combustible, de acuerdo a lo indicado en la sección 5.4.1

8.3. ALTERNATIVA 11

- Características de los combustibles utilizados y certificado de análisis de los combustibles (para adjuntar al informe trimestral, con la frecuencia de análisis establecida en la sección 5.4.2, según corresponda).
- Nivel de actividad horaria, detallando y justificando para cada hora de funcionamiento el tipo y consumo de combustible, de acuerdo a lo indicado en la sección 5.4.2.

²² En las Directrices IPCC de 2006 se utilizan los valores calóricos netos, es decir, no considera el calor latente de vaporización del agua producido durante la quema de combustible.

9. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

El titular del establecimiento, deberá presentar a esta Superintendencia para su autorización, una propuesta metodológica para la cuantificación de los parámetros afectos a la declaración del impuesto, de acuerdo a lo mencionado en la sección 10 del “Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la ley n° 20.780”. Además, específicamente para los titulares que opten por la Alternativa 10 u 11, deberán informar lo siguiente:

- Identificación de las fuentes del establecimiento a las que se les estimará la emisión con factores de emisión.
- El o los factores de emisión a utilizar, los cuales deberán ser debidamente identificados y justificados de acuerdo a las características de la fuente, del combustible y parámetros. Incluir en la propuesta el número de clasificación SCCs del Formulario 3 del módulo de reporte del D.S. 138/2005 MINSAL.
- Identificación de tipo o tipos de combustibles, consumos de combustibles nominales de las fuentes y capacidad de producción instalada de las fuentes.
- Forma en la que realizará la cuantificación de horas de funcionamiento de la o las diferentes fuentes, cuantificación horaria de los consumos de combustibles y cuantificación horaria de la producción de las fuentes afectas, identificando equipos que se utilizarán, equipos de respaldo, variables adicionales de medición, según corresponda, entre otros.
- Sistemas de abatimiento y eficiencia de los mismos (la cual debe estar respaldada). Indicar los parámetros de control específico correspondiente al abatimiento. Respalda, para la alternativa 10 con lo entregado por el D.S. 138/2005 MINSAL y, para la Alternativa 11 con la medición de la prueba de eficiencia o, en caso de justificar la imposibilidad técnica de realización de la prueba, la eficiencia entregada por el fabricante.
- Informar forma y modo en que será almacenada la información que permite construir el cálculo de emisión.
- Adjuntar cualquier otro documento de respaldo que permitan contrastar la información reportada.

El titular deberá acreditar la capacidad máxima de funcionamiento de la fuente, proporcionando a la Superintendencia alguno de los siguientes documentos:

- Para calderas, el informe Técnico Individual vigente según D.S. 10/12 del Ministerio de Salud, (Producción de Vapor y/o Consumo de Combustible, según corresponda).
- Para turbinas, la capacidad de diseño informada por el fabricante.
- En caso que no sea posible que la fuente opere a la capacidad según las dos secciones identificadas anteriormente, el titular deberá justificar dicha capacidad a esta Superintendencia la que podrá ser homologada como la capacidad máxima de funcionamiento de la fuente (100%).

10. APÉNDICE

10.1. FACTORES IPCC 2006

CUADRO 2.2 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Petróleo crudo	73 300	71 000	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Orimulsión	r77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gas natural licuado	r64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción	r71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otro queroseno	71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Esquisto bituminoso	73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Fuelóleo residual	77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gases licuados de petróleo	63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
E-tano	61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Nafta	73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Bitumen	80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Lubricantes	73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Coque de petróleo	r97 500	82 900	115 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Alimentación a procesos de refinarias	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Espiritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Antracita	98 300	94 600	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Carbón de coque	94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Otro carbón bituminoso	94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Carbón sub-bituminoso	96 100	92 800	100 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Lignito	101 000	90 900	115 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Esquisto bituminoso y alquitrán	107 000	90 200	125 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Briquetas de carbón de lignito	97 500	87 300	109 000	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Combustible evidente	97 500	87 300	109 000	1	0,3	3	n 1,5	0,5	5	
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	r107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
	Coque de gas	r107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

CUADRO 2.2 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS ENERGÉTICAS (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Alquitrán de hulla	n80 700	68 200	95 300	n 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	n 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gas natural	56 100	54 300	58 300	1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15	
Desechos industriales	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15	
Óleos de desecho	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15	
Turba	106 000	100 000	108 000	n 1	0,3	3	n 1,5	0,5	5	
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Lejía de sulfino (licor negro) ⁶⁰	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Carbon vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Biocombustibles líquidos	Bioetanol	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	n79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles no fosiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

⁶⁰ 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.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r Indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

CUADRO 2.3
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)

Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Petróleo crudo	73 300	71 100	75 500	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Orimulsión	r77 000	69 300	85 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gas natural licuado	r64 200	58 300	70 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r 70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción	r71 500	69 700	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otro queroseno	71 900	70 800	73 700	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Esquisto bituminoso	73 300	67 800	79 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Fuelóleo residual	77 400	75 500	78 800	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Gases licuados de petróleo	63 100	61 600	65 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Etano	61 600	56 500	68 600	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Nafta	73 300	69 300	76 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Bitumen	80 700	73 000	89 900	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Lubricantes	73 300	71 900	75 200	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Coque de petróleo	r97 500	82 900	115000	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Alimentación a procesos de refinarias	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Espiritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Antracita	98 300	94 600	101000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Carbón de coque	94 600	87 300	101000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Otro carbón bituminoso	94 600	89 500	99 700	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Carbón sub-bituminoso	96 100	92 800	100 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Lignito	101 000	90 900	115 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Esquisto bituminoso y alquitran	107 000	90 200	125 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Briquetas de carbón de lignito	n 97 500	87 300	109 000	n 10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Combustible evidente	97 500	87 300	109 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	r107 000	95 700	119 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5
	Coque de gas	r107 000	95 700	119 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3

CUADRO 2.3 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS INDUSTRIAS MANUFACTURERAS Y DE LA CONSTRUCCIÓN (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Alquitrán de hulla	n80 700	68 200	95 300	n 10	3	30	n 1,5	0,5	5	
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Gas natural	56 100	54 300	58 300	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3	
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	n 91 700	73 300	121 000	30	10	100	4	1,5	15	
Desechos industriales	n 143 000	110 000	183 000	30	10	100	4	1,5	15	
Óleos de desecho	n 73 300	72 200	74 400	30	10	100	4	1,5	15	
Turba	106 000	100 000	108 000	n 2	0,6	6	n 1,5	0,5	5	
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n112 000	95 000	132 000	30	10	100	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ¹⁰⁵	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	4	1,5	15
Biocombustibles líquidos	Bioetanol	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	n79 600	67 100	95 300	r 3	1	10	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	r 1	0,3	3	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	30	10	100	4	1,5	15

¹⁰⁵Incluye 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.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r Indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.

CUADRO 2.4
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LA CATEGORÍA
COMERCIAL/INSTITUCIONAL (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)

Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Petróleo crudo	r73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2	
Orimulsión	r77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gas natural licuado	r64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción	r71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Otro queroseno	71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2	2	
Esquisto bituminoso	73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Fuelóleo residual	77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gases licuados de petróleo	63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Etano	61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Nafta	73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2	2	
Bitumen	80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2	2	
Lubricantes	73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Coque de petróleo	r97 500	82 900	115 000	10	3	30	0,6	0,2	2	
Alimentación a procesos de refinarias	73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2	2	
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Espintu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Antracita	r 98 300	94 600	101 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Carbón de coque	94 600	87 300	101 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Otro carbón bituminoso	94 600	89 500	99 700	10	3	30	1,5	0,5	5	
Carbón sub-bituminoso	96 100	92 800	100 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Lignito	101 000	90 900	115 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Esquisto bituminoso y alquitrán	107 000	90 200	125 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Briquetas de carbón de lignito	n 97 500	87 300	109 000	n 10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Combustible evidente	97 500	87 300	109 000	10	3	30	n 1,5	0,5	5	
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	n107 000	95 700	119 000	10	3	30	1,5	0,5	4
	Coque de gas	n107 000	95 700	119 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

CUADRO 2.4 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LA CATEGORÍA COMERCIAL/INSTITUCIONAL (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Alquitrán de hulla	n80 700	68 200	95 300	n 10	30	30	n 1,5	0,5	5	
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Gas natural	56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15	
Desechos industriales	n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15	
Óleos de desecho	n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15	
Turba	106 000	100 000	108 000	n 10	3	30	n 1,4	0,5	5	
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	r112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ¹⁰⁰	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Biocombustibles líquidos	Biogasolina	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	n79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

¹⁰⁰Incluye 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.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las Directrices del IPCC de 1996.

r Indica un factor de emisión que se revisó a partir de las Directrices del IPCC de 1996.

CUADRO 2.5										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS CATEGORÍAS RESIDENCIAL Y AGRICULTURA/SILVICULTURA/PESCA/PISCIFACTORÍAS (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Petróleo crudo	73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2	
Orimulsión	r77 000	69 300	85 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gas natural licuado	r64 200	58 300	70 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gasolina	Gasolina para motores	r69 300	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Gasolina para la aviación	r 70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
	Gasolina para motor a reacción	r70 000	67 500	73 000	10	3	30	0,6	0,2	2
Queroseno para motor a reacción	r71 500	69 700	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2	
Otro queroseno	71 900	70 800	73 700	10	3	30	0,6	0,2	2	
Esquisto bituminoso	73 300	67 800	79 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gas/Diesel Oil	74 100	72 600	74 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Fuelóleo residual	77 400	75 500	78 800	10	3	30	0,6	0,2	2	
Gases licuados de petróleo	63 100	61 600	65 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Etano	61 600	56 500	68 600	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Nafta	73 300	69 300	76 300	10	3	30	0,6	0,2	2	
Bitumen	80 700	73 000	89 900	10	3	30	0,6	0,2	2	
Lubricantes	73 300	71 900	75 200	10	3	30	0,6	0,2	2	
Coque de petróleo	r97 500	82 900	115 000	10	3	30	0,6	0,2	2	
Alimentación a procesos de refinarias	73 300	68 900	76 600	10	3	30	0,6	0,2	2	
Otro petróleo	Gas de refinería	n57 600	48 200	69 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Ceras de parafina	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
	Espiritu blanco y SBP	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	3
	Otros productos del petróleo	73 300	72 200	74 400	10	3	30	0,6	0,2	2
Antracita	98 300	94 600	101 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Carbón de coque	94 600	87 300	101 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Otro carbón bituminoso	94 600	89 500	99 700	300	100	900	1,5	0,5	5	
Carbón sub-bituminoso	96 100	92 800	100 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Lignito	101 000	90 900	115 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Esquisto bituminoso y alquitrán	107 000	90 200	125 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Briquetas de carbón de lignito	n 97 500	87 300	109 000	n 300	100	900	n 1,5	0,5	5	
Combustible evidente	97 500	87 300	109 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	r107 000	95 700	119 000	300	100	900	n 1,5	0,5	5
	Coque de gas	r107 000	95 700	119 000	r 5	1,5	15	0,1	0,03	0,3

CUADRO 2.5 (CONTINUACIÓN)										
FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS CATEGORÍAS RESIDENCIAL Y AGRICULTURA/SILVICULTURA/PESCA/PISCIFACTORÍAS (kg de gas de efecto invernadero por TJ sobre una base calórica neta)										
Combustible	CO ₂			CH ₄			N ₂ O			
	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	Factor de emisión por defecto	Inferior	Superior	
Alquitrán de hulla	n80 700	68 200	95 300	n 300	100	900	n 1,5	0,5	5	
Gases derivados	Gas de fábricas de gas	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de coque	n44 400	37 300	54 100	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de alto horno	n260 000	219 000	308 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de horno de oxígeno para aceros	n182 000	145 000	202 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Gas natural	56 100	54 300	58 300	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3	
Desechos municipales (fracción no perteneciente a la biomasa)	n 91 700	73 300	121 000	300	100	900	4	1,5	15	
Desechos industriales	n 143 000	110 000	183 000	300	100	900	4	1,5	15	
Óleos de desecho	n 73 300	72 200	74 400	300	100	900	4	1,5	15	
Turba	106 000	100 000	108 000	n 300	100	900	n 1,4	0,5	5	
Biocombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n 112 000	95 000	132 000	300	100	900	4	1,5	15
	Lejía de sulfito (licor negro) ⁶⁰	n95 300	80 700	110 000	n 3	1	18	n 2	1	21
	Otra biomasa sólida primaria	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Biocombustibles líquidos	Biogásolina	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Biodiésel	n70 800	59 800	84 300	10	3	30	0,6	0,2	2
	Otros biocombustibles líquidos	r79 600	67 100	95 300	10	3	30	0,6	0,2	2
Biomasa gaseosa	Gas de vertedero	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Gas de digestión de lodos cloacales	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
	Otro biogás	n54 600	46 200	66 000	5	1,5	15	0,1	0,03	0,3
Otros combustibles no fósiles	Desechos municipales (fracción perteneciente a la biomasa)	n100 000	84 700	117 000	300	100	900	4	1,5	15

⁶⁰Incluye 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.

n Indica un factor de emisión nuevo que no estaba presente en las *Directrices del IPCC de 1996*.

r indica un factor de emisión que se revisó a partir de las *Directrices del IPCC de 1996*.