

**APRUEBA INSTRUCTIVO PARA EL
MONITOREO, REPORTE Y
VERIFICACIÓN DE LAS EMISIONES DE
FUENTES FIJAS AFECTAS AL
IMPUESTO DEL ARTÍCULO 8° DE LA
LEY N° 20.780.**

RESOLUCIÓN EXENTA N° 55

Santiago, 12 ENE 2018

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 Supremo N° 18 de 21 de Julio de 2016 del Ministerio del Medio Ambiente que aprueba reglamento que fija las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos, y que establece los procedimientos administrativos necesarios para la aplicación del impuesto que grava las emisiones al aire de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono conforme lo dispuesto en el artículo 8 de la ley N° 20.780; 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, el día lunes 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 nominal 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 los contribuyentes a que se refiere este artículo deberán presentar a la Superintendencia del Medioambiente, 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.

6° Que, el artículo 12 del Decreto Supremo N°18 de 21 de Julio de 2016 del Ministerio del Medio Ambiente que aprueba reglamento que fija las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos, y que establece los procedimientos administrativos necesarios para la aplicación del impuesto que grava las emisiones al aire de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono conforme lo dispuesto en el artículo 8 de la ley N° 20.780, obliga al contribuyente a presentar un reporte del monitoreo de emisiones, conforme a las instrucciones generales que determine la Superintendencia del Medio Ambiente, y ordena a dicha Superintendencia a enviar copia del reporte asociado a las emisiones de aquellas unidades de generación sujetas a coordinación del Centro de Despacho Económico de Carga.

7° Que, el artículo 16 del Decreto Supremo N°18 de 21 de Julio de 2016 del Ministerio del Medio Ambiente, ordena a la Superintendencia del Medio Ambiente a enviar al Servicio de Impuestos Internos un reporte individual que contenga los datos consolidados de emisiones generadas para cada contribuyente para que este último proceda al cálculo del impuesto por emisión de MP, CO₂, NOx y SO₂.

8° En consideración a las obligaciones legales establecidas por la Ley N° 20.780 y su reglamento, esta Superintendencia tiene el deber de aprobar propuestas metodológicas de conformidad a las reglas que dicte para tal efecto, establecer un sistema de reporte establecido para dichos fines, además de configurar los

requisitos administrativos necesarios para la correcta implementación y verificación de dicho instrumento.

9° Que, para cumplir con dicho objetivo y la correcta aplicación del mandato legal establecido en la ley N° 20.780 y su reglamento, es necesaria la dictación de reglas para la aprobación de metodologías de cuantificación de emisiones, ejecución de un reporte válido de emisiones de establecimientos afectos al impuesto del artículo 8° de la ley N° 20.780, y verificación de lo informado.

RESUELVO:

PRIMERO. Apruébense las siguientes reglas de carácter general para el monitoreo, reporte y verificación 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 nominal mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), y generen emisiones de NOx, SO₂, MP y CO₂.

TERCERO. Homologación. Se entenderá que las resoluciones vigentes de esta Superintendencia que aprueban metodologías de cuantificación de emisiones, se encuentran dictadas de conformidad a la presente instrucción, homologándose a las denominaciones, exigencias y requerimientos de esta resolución, sin necesidad de una modificación expresa de estas.

CUARTO. Fiscalización y Sanción. Requiérase 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 mandado por la ley N° 20.780.

QUINTO. 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.

SEXTO. Déjese sin efecto. A contar de la entrada en vigencia de esta resolución, se deja sin efecto Resolución Exenta N° 1053 de 14 de noviembre de 2016, Resolución Exenta N° 1156 de 13 de diciembre de 2016, Resolución Exenta N° 184 de 13 de marzo de 2017 y Resolución Exenta N° 962 de 28 de agosto de 2017, todas estas dictadas por la Superintendencia del Medio Ambiente.



SÉPTIMO. 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**


★ SUPERINTENDENCIA DEL MEDIO AMBIENTE
★ SUPERINTENDENTE
CRISTIAN FRANZ THORUD
SUPERINTENDENTE DEL MEDIO AMBIENTE
GOBIERNO DE CHILE


D/E/.../RVC/JRF

c.c.:

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



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

TÍTULO 1:

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

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	OBJETIVOS	2
3.	ALCANCE	2
4.	DEFINICIONES	2
5.	MODELO GENERAL DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES	4
5.1.	ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN.....	4
5.2.	REGLAS PARA LA ELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE CUANTIFICACIÓN	4
5.3.	RESUMEN GENERAL DE METODOLOGÍAS Y REGLAS DE ELECCIÓN	6
6.	CONTENIDO DE LAS ALTERNATIVAS DISPONIBLES.....	10
6.1.	ALTERNATIVA 1 (Anexo 1).....	10
6.2.	ALTERNATIVA 2 (Anexo 1).....	10
6.3.	ALTERNATIVA 3 (Anexo 1).....	10
6.4.	ALTERNATIVA 4 (Anexo 2).....	10
6.5.	ALTERNATIVA 5 (Anexo 2).....	11
6.6.	ALTERNATIVA 6 (Anexo 3).....	11
6.7.	ALTERNATIVA 7 (Anexo 3).....	11
7.	CONSIDERACIONES	11
8.	MODIFICACIÓN DE METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES.....	12
9.	DIRECTRICES PARA LA VALIDACIÓN DE METODOLOGÍAS DE CUANTIFICACIÓN	14
9.1.	CONTENIDOS MÍNIMOS	14
9.2.	PLAZOS DE ENTREGA.....	14
10.	ANEXOS.....	14

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) afectos al impuesto, además de establecer los requisitos administrativos necesarios para su correcta implementación.

3. ALCANCE

El siguiente instructivo aplica a todos los establecimientos afectos 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 nominal 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).
- D.S. 18/2016 MMA: Decreto Supremo N° 18 de 21 de julio 2016 del Ministerio del Medio Ambiente que aprueba reglamento que fija las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos, y que establece los procedimientos administrativos necesarios para la

aplicación del impuesto que grava las emisiones al aire de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono conforme lo dispuesto en el artículo 8° de la ley N° 20.780.

- 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).
- Año de cuantificación del tributo: Corresponde al año donde los establecimientos afectados cuantifican sus emisiones.
- Año del pago del tributo: Es al año siguiente al de cuantificación, y corresponde al año donde se hace efectivo el cobro del gravamen. Por ejemplo, si el año de cuantificación del tributo fue el 2017, el año de pago es el 2018.
- Establecimiento afecto: Es el establecimiento que cuenta con un conjunto de estructuras e instalaciones que están próximas entre sí y que por razones técnicas están bajo un control operacional único o coordinado, en el que existen una o más calderas o turbinas que, individualmente o en conjunto, igualen o superen los 50 MWT (megavatios térmicos) de potencia térmica nominal, considerando el límite superior del valor energético del combustible.
- 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.
- Establecimiento existente: Establecimiento que ha iniciado su operación y que se encuentre dentro del catastro de establecimientos afectados correspondiente al año anterior y también, en el de cuantificación del tributo actual.
- Establecimiento nuevo: Establecimiento que no ha sido considerado dentro del catastro de establecimientos afectados del año anterior al de cuantificación y si en el de cuantificación actual.
- Fuente emisora existente: Corresponde a una fuente perteneciente a un establecimiento existente, que ha iniciado su operación, y ha sido considerada para el cálculo de la potencia térmica nominal.
- Fuente emisora nueva: Corresponde a una fuente perteneciente a un establecimiento existente o nuevo, que ha iniciado su operación y que no fue considerada para el cálculo de la potencia térmica nominal.
- Inicio de operación o puesta en marcha: Corresponde al momento en el cual la caldera o turbina está instalada dentro del establecimiento y genere, o se encuentre en condiciones de generar, emisiones en cualquier proceso de combustión.

Cualquier modificación o sustitución de las instrucciones mencionadas en este documento, se entenderán incorporadas en el presente instructivo.

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. ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN

- 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.).

El detalle de las alternativas de cuantificación se encuentra en la Tabla 2.

5.2. REGLAS PARA LA ELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE CUANTIFICACIÓN

Cada establecimiento podrá optar a una alternativa 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 **obligatoriamente** 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, el monitoreo continuo (ver exenciones en Tabla 1), los establecimientos podrán utilizar las demás alternativas indicadas en la Tabla 3

En base a lo anterior, los siguientes establecimientos regulados por la norma de emisión de termoelectricas **NO** estarán obligados a medir en forma continua y/o validar un CEMS para los parámetros y situaciones, indicadas en la tabla 1¹.

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

Características establecimiento (por unidad de generación)	Exentos de medir en forma continua y/o validar un CEMS
Usen sólo gas como combustible	MP, SO ₂ , CO ₂
Usen sólo biomasa como combustible sólido	SO 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)	SO ₂

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

- 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, para cada uno de los parámetros que deban ser cuantificados mediante CEMS de acuerdo al ICA respectivo. 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, una estimación de sus emisiones, para uno, algunos o todos los parámetros regulados, de acuerdo a las distintas alternativas indicadas en la Tabla 3.

En dicha tabla (Tabla 3), se presenta un resumen de las opciones de elección de la(s) alternativa(s) de cuantificación de emisiones, por cada parámetro regulado, combustible y chimenea utilizada, 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 3.
- ANEXO 2: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones a través de Muestreos y Mediciones con Métodos de Referencia. Alternativas 4 y 5.
- ANEXO 3: Protocolo para la Cuantificación de Emisiones a través de Factores de Emisión. Alternativas 6 y 7.

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

5.3. RESUMEN GENERAL DE METODOLOGÍAS Y REGLAS DE ELECCIÓN

Tabla 2 – Alternativas de cuantificación

Alternativa	Metodología	Método de Medición	Instructivo(s) técnico(s)	Parámetro Medido	Frecuencia Medición	Validación CEMS	Validación CEMS Flujo	QA/QC	ICA(s) involucrados	Referencia Técnica
1	Medición continua de emisiones	CEMS	Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de "CEMS"	- Concentraciones - Flujo de gases	Continua (minutal y horaria)	Si	Si	Si	- Normas de emisión (D.S. 13/2011 MMA, D.S. 29/2013 MMA, etc.) - Planes de descontaminación (PPDA) - Resoluciones de calificación ambiental (RCA)	Anexo I
2	Método alternativo	- Estimación de emisiones	Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en UGE afectas al D.S. 13/2011 MMA.	- Flujo de combustible - Consumo energético	Horaria	No aplica	No aplica	Si	- D.S. 13/2011 MMA	Anexo I
3	Medición continua de emisiones	CEMS	Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de "CEMS"	- Concentraciones - Flujo de gases	Continua (minutal y horaria)	No	Si	Si ³	- Normas de emisión (D.S. 13/2011 MMA, D.S. 29/2013 MMA, etc.) - Planes de descontaminación (PPDA) - Resoluciones de calificación ambiental (RCA)	Anexo I
4	Medición/muestreo discreto de emisiones a plena carga	- Método de referencia (MR)	- Res. 914/2016 SMA - CH-5 - CH-6C - CH-7E - CH-3A	- Concentraciones (MR) - Flujo de gases (MR) - Horas de funcionamiento	3 veces en el año a plena carga	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Anexo II
5	Medición/muestreo discreto de emisiones a cargas variables	- Método de referencia (MR)	- Res. 914/2016 SMA - CH-5 - CH-6C - CH-7E - CH-3A	- Concentraciones (MR) - Flujo de gases (MR) - Horas de funcionamiento por nivel de carga	3 veces en el año a carga variable	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Anexo II
6	Estimación de emisiones con factores parametrizados	- Estimación de emisiones factores por defecto D.S. 138/2005 MINSAL	No aplica	- Consumo combustible	- Horaria o - Diaria o - Mensual o - Trimestral	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Anexo III

³ De acuerdo a condiciones técnicas podrían no realizarse todos los ensayos de acuerdo al Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS"

Alternativa	Metodología	Método de Medición	Instructivo(s) técnico(s)	Parámetro Medido	Frecuencia Medición	Validación CEMS	Validación CEMS Flujo	QA/QC	ICA(s) involucrados	Referencia Técnica
7	Estimación de emisiones con factores no parametrizados	Estimación de emisiones con factores de emisión AP 42 por defecto para MP, NOx, y SO ₂ ; e IPCC para CO ₂	No aplica	- Consumo combustible	- Horaria o - Diaria o - Mensual o - Trimestral	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	Anexo III

Tabla 3 – Reglas de elección de la alternativa de cuantificación

ICA	Parámetro(s) a cuantificar	Combustible	Tipo establecimiento y características	Alternativa de cuantificación por tipo de chimenea	
				Principal	By-pass
D.S. 13/2011 MMA	MP	Todos exceptuando Gas	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.	- Alternativa 1	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
				- Alternativa 2 (si califica)	
				- Alternativa 1 - Alternativa 2 - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
	Gas	Sólidos exceptuando Biomasa	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA,	- Alternativa 1	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
				- Alternativa 2 (si califica)	
				- Alternativa 2 (si califica) - Alternativa 3 - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
	Gas	Líquido	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA que no cuenten con un CEMS validado para el parámetro SO ₂ , por tener este un rango de medición menor o igual a 30 ppm y combustible con muy bajo contenido de azufre.	- Alternativa 2 (si califica)	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
- Alternativa 3					
- Alternativa 1 - Alternativa 2 (si califica)				Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.	
Biomasa	Líquido	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA que no cuenten con un CEMS de SO ₂ validado, ya que operan sólo con biomasa	- Alternativa 1	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.	
			- Alternativa 2 (si califica) - Alternativa 1 - Alternativa 2 (si califica) - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.	

ICA	Parámetro(s) a cuantificar	Combustible	Tipo establecimiento y características	Alternativa de cuantificación por tipo de chimenea	
				Principal	By-pass
D.S. 13/2011 MMA	NOx	Sólidos	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA	- Alternativa 1 - Alternativa 2 (si califica)	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
		Líquido o gas	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 NOx. Aquellas turbinas con potencia entre 50 y 150 MWt, que operen con diésel o gas y por más de 876 horas en un año calendario para el caso del NOx.	- Alternativa 1 - Alternativa 2 (si califica) - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
	CO ₂	Todos	Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.	- Alternativa 1 - Alternativa 2 (si califica) - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7	Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS.
RCA, PDA, NE.	Todos, algunos o uno.	Todos	Todas las fuentes emisoras afectas al impuesto verde, que tengan obligación de instalar un CEMS por algún ICA, para todos, algunos o uno de los parámetros que deba cuantificar.	- Alternativa 1	- Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7
Sin ICA ⁴	Todos, algunos o uno.	Todos	Todas las fuentes emisoras afectas al impuesto verde, que NO tengan la obligación de instalar un CEMS para todos, algunos o uno de los parámetros gravados	- Alternativa 1 - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7	- Opciones indicadas en el punto 8.1.3 del Instructivo para la validación de CEMS - Alternativa 4 - Alternativa 5 - Alternativa 6 - Alternativa 7

⁴ Incluye establecimientos y/o fuentes que no tienen evaluación ambiental.

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 afectos a un ICA que establezca la obligación de instalar y validar un CEMS para uno, alguno o todos los parámetros gravados (D.S. 13/2011 MMA, D.S. 29/2013 MMA, RCA, etc.), deberán utilizar dicho sistema para cuantificar sus emisiones. Adicionalmente el establecimiento que voluntariamente desee utilizar un CEMS para cuantificar sus emisiones, podrá utilizar esta alternativa.

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

- CEMS instalado y validado, para el parámetro a medir (NO_x, y/o SO₂ y/o MP y/o CO₂)
- CEMS instalado y validado, para el parámetro flujo.
- Para esto deberá aplicar las directrices del Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de "CEMS".

6.2. ALTERNATIVA 2 (Anexo 1)

Los establecimientos afectos 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 al Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA. Estos 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)

Los establecimientos afectos al D.S. 13/2011 MMA y que se encuentren dentro de las excepciones de monitoreo continuo, indicadas en la Tabla 1 y detalladas en la Tabla 3, para el SO₂, de acuerdo a las siguientes condiciones:

- Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA que utilicen gas como combustible, y que no cuenten con un CEMS validado para el parámetro SO₂, por tener este un rango de medición menor o igual a 30 ppm y combustible con muy bajo contenido de azufre.
- Generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA que utilicen Petróleo como combustible, que no cuenten con un CEMS validado para el parámetro SO₂, por tener este un rango de medición menor o igual a 30 ppm y combustible con muy bajo contenido de azufre.

Podrán utilizar un sistema de monitoreo continuo CEMS, no validado para el parámetro SO₂, como alternativa de cuantificación de emisiones, manteniendo las mantenencias y ensayos de QA/QC correspondientes.

6.4. ALTERNATIVA 4 (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.

6.5. ALTERNATIVA 5 (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.

6.6. ALTERNATIVA 6 (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.

6.7. ALTERNATIVA 7 (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.

7. CONSIDERACIONES

- El presente instructivo establece las alternativas de cuantificación de emisiones para los parámetros regulados (NOx, 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 9 del presente documento.
- Para el caso de establecimientos nuevos o fuentes nuevas dentro de uno, la cuantificación de las emisiones comenzará al momento en el cual la fuente emisora inicie su operación. En este contexto, los establecimientos afectados deberán presentar una metodología de cuantificación para el período de operación normal de la fuente y, en forma simultánea, otra para el período de puesta en marcha del sistema, cuando corresponda (pueden ser las mismas).
- Los establecimientos que correspondan a generadoras eléctricas (UGE) afectas o no al D.S. 13/2011 MMA y que están sujetos a la coordinación⁵ del Coordinador Eléctrico Nacional deberán cuantificar y/o reportar sus emisiones en forma horaria (promedio horario).
- Las fuentes no afectas a la coordinación del Coordinador Eléctrico Nacional, podrán cuantificar y/o reportar sus emisiones en periodos distintos a horarios.
- 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.
- Aquellas fuentes que tengan la obligación de instalar CEMS por algún ICA pero que no lo hayan hecho, deberán cuantificar sus emisiones en función de mediciones discretas o estimación (alternativas 4 a

⁵ Coordinados: Todo propietario, arrendatario, usufructuario o quien opere, a cualquier título, centrales generadoras, sistemas de transporte, instalaciones para la prestación de servicios complementarios, sistemas de almacenamiento de energía, instalaciones de distribución e instalaciones de clientes libres y que se interconecten al sistema eléctrico así como los pequeños medios de generación distribuida, a que se refiere el artículo 72°-2 de la ley.

- 7), hasta que se disponga del CEMS instalado y validado (cuando corresponda), 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 exige 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. Ante la imposibilidad técnica, debidamente justificada de cumplir con lo anterior, el o los establecimientos deberán realizar lo siguiente:
 - Enviar la justificación técnica por la que no se tiene un CEMS de flujo validado, indicando si esta condición es temporal o permanente.
 - Para ambos casos, el establecimiento deberá proponer un método de cuantificación para el parámetro flujo, de acuerdo a las opciones disponibles en la Tabla 2.
 - Para fuentes afectas al gravamen que realicen cambios significativos en sus condiciones operacionales, por ejemplo, incorporación de un combustible nuevo (no contenido inicialmente en la propuesta de cuantificación de emisiones), cambios o incorporación de equipos de abatimiento, u otras intervenciones que afecten las emisiones de la fuente. Deberán ingresar con al menos 90 días de anticipación un informe que contenga el motivo, descripción y periodo de la intervención.
 - Los establecimientos que procedan a dismantelar una o alguna de sus fuentes afectas a este gravamen y que hayan sido informadas en su propuesta de cuantificación de emisiones, deberán informar a esta Superintendencia, el número de registro, el periodo y fecha de dismantelamiento; esto independientemente de las obligaciones asociadas al registro del Ministerio del Medio Ambiente.

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 al ICA correspondiente, y mantengan las condiciones operacionales que determinaron el uso de las mismas.
- 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 con las pruebas de aseguramiento de calidad 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 solicitado⁶, 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 solicitado⁷, 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 de cambio por escrito, por oficina de partes de esta

⁶ El aviso de cambio puede realizarse durante el periodo mínimo de cuantificación, es decir, dentro del año de cuantificación.

⁷ El aviso de cambio puede realizarse durante el periodo mínimo de cuantificación, es decir, dentro del año de cuantificación.

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 4 y 5) o estimación por factores (alternativas 6 y 7), 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.
- Para una fuente no afecta a D.S. 13/2011 MMA que comience a utilizar la alternativa 1 (instalar y validar un CEMS), durante el transcurso de un año, deberá utilizar, esta nueva alternativa de metodología de cuantificación, a partir del trimestre de reporte siguiente. Por lo cual, el titular del establecimiento deberá ingresar a esta Superintendencia una actualización de su propuesta metodológica de cuantificación de emisiones.
- Para el caso en que la instalación y validación inicial de un CEMS se realice durante el transcurso de un año calendario, por cumplimiento de D.S. 13/2011 MMA, el sistema de monitoreo continuo debe ser usado desde la validación inicial, como metodología de cuantificación en impuesto verde.
- Modificaciones a parámetros de la metodología aprobada, que no signifiquen un cambio de alternativa⁸, deberán ser informados en un plazo de 90 días corridos previos a su implementación.

La siguiente tabla corresponde a un resume las reglas generales para modificar una alternativa:

Tabla 4 – Reglas para la modificación de alternativas

Alternativa	Posibilidad de modificar directamente la alternativa en SIV	¿Dónde modificar?	¿Cuándo?	Modificación de parámetros de cuantificación directamente en SIV
1	No	ICA que generó la obligación	Cuando el ICA lo permita	No, solo si el ICA lo permite
2	No	ICA que generó la obligación	Cuando el ICA lo permita	No, solo si el ICA lo permite
3	No	ICA que generó la obligación	Cuando el ICA lo permita	No, solo si el ICA lo permite
4	Si	SIV	↑ Anualmente ↓ Cada tres años	Si
5	Si	SIV	↑ Anualmente ↓ Cada tres años	Si
6	Si	SIV	↑ Anualmente ↓ Cada tres años	Si
7	Si	SIV	↑ Anualmente ↓ Cada tres años	Si

Donde:

↑: Corresponde a "subir" la calidad de la cuantificación de la alternativa, es decir cambiar desde estimación a medición, por ejemplo.

↓: Corresponde a "bajar" la calidad de la cuantificación de la alternativa, es decir cambiar desde medición a estimación, por ejemplo.

⁸ Estas modificaciones deben estar contempladas en un eventual ICA que regule la elección de la alternativa de cuantificación.

9. 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.

9.1. 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
 - Localización para cada fuente emisora del establecimiento.
 - Archivo kmz con el perímetro del establecimiento.
- Instrumentos de carácter ambiental a los que se encuentra afecto 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 emisoras.

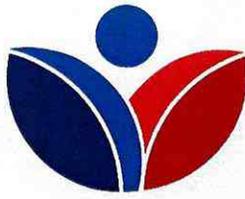
9.2. PLAZOS DE ENTREGA

Los establecimientos deberán presentar su propuesta de cuantificación de emisiones 90 días corridos previos al inicio de operación de la fuente nueva⁹.

10. ANEXOS

- ANEXO 1: Instructivo para la Cuantificación de Emisiones con Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) y Métodos Alternativos. Alternativas 1 a 3.
- ANEXO 2: Instructivo para la Cuantificación de Emisiones a través de Muestreos y Mediciones con Métodos de Referencia. Alternativas 4 y 5.
- ANEXO 3: Instructivo para la Cuantificación de Emisiones a través de Factores de Emisión. Alternativas 6 y 7.

⁹ Los establecimientos que ya cuentan con una metodología aprobada, no deben presentarla nuevamente.



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

ANEXO N°1

INSTRUCTIVO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES CON SISTEMAS DE MONITOREO

CONTINUO DE EMISIONES (CEMS) Y METODOS ALTERNATIVOS

Alternativas 1, 2 y 3

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	OBJETIVOS	2
3.	ALCANCE	2
4.	DEFINICIONES	2
5.	ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN BASADAS EN CEMS Y/O MONITOREOS ALTERNATIVOS	2
5.1.	ALTERNATIVA 1: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS VALIDADO	2
5.2.	ALTERNATIVA 2: METODOS ALTERNATIVOS	3
5.3.	ALTERNATIVA 3: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS NO VALIDADO	3
6.	MEDICIÓN CONTINUA	3
6.1.	METODOLOGÍA DE MEDICIÓN	3
6.1.1.	Instalación CEMS	3
6.1.2.	Validación CEMS	4
6.1.3.	Operación CEMS	4
6.2.	PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR	4
6.2.1.	Flujo	4
6.2.2.	Humedad	4
6.2.3.	Variables auxiliares	5
6.3.	FUENTES CON CHIMENEA BYPASS	5
6.4.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA EMISIÓN ANUAL	6
7.	METODOS ALTERNATIVOS (D.S. 13/2011 MMA)	8
7.1.	METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN	8
7.1.1.	Validación del Método Alternativo	8
7.1.2.	Implementación de Métodos Alternativos	8
7.2.	PARAMETROS ADICIONALES A MEDIR	10
7.3.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISIÓN ANUAL	11
8.	REPORTABILIDAD	11
8.1.	MEDICIÓN CON CEMS	11
8.2.	CUANTIFICACIÓN CON MÉTODOS ALTERNATIVOS	12
9.	CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA	12

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 (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 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 3, 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 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 de algún otro tipo de 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, así mismo serán aplicables las del Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS", y el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA. Cualquier modificación o sustitución de las instrucciones mencionadas se entenderán incorporadas en el presente instructivo.

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

A continuación se detallan las alternativas de cuantificación para monitoreo continuo y alternativo, este último, exclusivo para unidades de generación eléctrica (UGE) afectas al D.S. 13/2011 MMA.

5.1. ALTERNATIVA 1: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS VALIDADO

Corresponde a la medición de las emisiones gravadas por impuesto verde, a través de un sistema de monitoreo continuo (CEMS) validado. Para esto deberá dar cumplimiento a lo siguiente:

- Contar con un CEMS instalado y validado, para el o los contaminantes gravados por el impuesto.
- Realizar mantenimiento y pruebas de aseguramiento de calidad (QA/QC) al CEMS que utilizará para la cuantificación de emisiones gravadas por el impuesto.
- Contar con un CEMS de flujo instalado y validado.

El detalle se presenta en el punto 6.

5.2. ALTERNATIVA 2: METODOS ALTERNATIVOS

Esta alternativa corresponde a los métodos de cuantificación de emisiones, para unidades de generación eléctrica afectas al D.S. 13/2011 MMA, que califican para el uso de las respectivas metodologías, debido a la imposibilidad de instalar y mantener un CEMS.

Estos métodos se basan en los combustibles utilizados, y las horas de funcionamiento principalmente. El detalle se presenta en el punto 7.

5.3. ALTERNATIVA 3: MEDICIÓN CONTINUA CON CEMS NO VALIDADO

Bajo ciertas condiciones, es posible utilizar un CEMS, para medir las emisiones afectas a impuesto, sin que este esté validado (Ver tabla 2 y 3 del Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS"). Para esto deberá dar cumplimiento a lo siguiente:

- Contar con un CEMS instalado, para el o los contaminantes gravados por el impuesto.
- Realizar mantenimiento y pruebas de aseguramiento de calidad (QA/QC), según corresponda, al CEMS que utilizará para la cuantificación de emisiones gravadas por el impuesto.
- Contar con un CEMS de flujo instalado y validado.

El detalle de las metodologías de cuantificación continua, se presenta en el punto siguiente.

6. MEDICIÓN CONTINUA

Para las alternativas 1 y 3, se tiene lo siguiente:

6.1. METODOLOGÍA DE MEDICIÓN

La metodología de medición con CEMS consiste en el registro continuo de las concentraciones mediante la instalación de sondas en la chimenea de evacuación de gases, para tomar muestras, las que luego son transportadas a un acondicionador 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 CEMS¹ y operación del mismo, todos los cuales han sido abordados, por la Superintendencia del Medio Ambiente mediante un instructivo afín. 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.

6.1.1. Instalación 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 Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS".

¹ No requerido para la alternativa 3, respecto a las concentraciones, pero sí para el flujo. Ver Tabla 2 Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.

6.1.2. Validación CEMS

Para la alternativa 1, el CEMS deberá ser validado, previo a su uso como método de cuantificación de las emisiones. Para esto deberán seguirse las directrices técnicas establecidas en el Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS"

Para la alternativa 3, el CEMS de SO₂ podrá utilizarse sin pasar por el proceso de validación, pero deberá mantener los criterios de mantención y pruebas de aseguramiento de calidad, según corresponda.

6.1.3. Operación CEMS

Tanto la alternativa 1, como la 3, deberán dar cumplimiento a los criterios de aseguramiento de calidad (QA/QC), establecidos en el Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS".

6.2. 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.

6.2.1. 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 deberán ser normalizadas² en unidades "Nm³/h".

6.2.2. Humedad

Para los CEMS que midan las emisiones en base húmeda, se 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 Instructivo para Validación, Aseguramiento y Control de Calidad de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones CEMS, considerando una de las siguientes alternativas:

- ✓ 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.

² El valor normalizado "N" corresponde a 25°C y 1 atm. El valor deberá ser en base seca y sin corrección por O₂.

6.2.3. 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 los registros cuando la fuente se encuentre detenida (sin consumo de combustible y sin generación eléctrica u otro parámetro equivalente, para las no generadoras). 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.

6.3. FUENTES CON CHIMENEA BYPASS

Siempre que una porción de gas de combustión proveniente de una unidad pueda ser redirigida a través de una chimenea bypass, el titular de la fuente deberá optar por utilizar uno de los siguientes criterios, para efectos de reportar las emisiones horarias generadas por la chimenea Bypass:

- (I) Instalar, validar, operar y mantener por separado un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo en la chimenea principal y en la chimenea de Bypass y calcular emisiones en masa de los parámetros medidos de la unidad como la suma de las emisiones de las dos chimeneas.
- (II) Monitorear las emisiones en masa en la chimenea principal usando un CEMS de gases, MP y un CEMS de flujo y en la chimenea de Bypass utilizar los respectivos métodos de referencia para medir gases, la tasa e flujo y calcular las emisiones de masa de los gases de la unidad como la suma de las emisiones registradas por el sistema de monitoreo instalado en la chimenea principal y las emisiones medidas por el método de referencia.
- (III) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal. Si se elige esta opción, se deberá informar los siguientes valores para cada hora durante el cual las emisiones pasan a través de la chimenea de Bypass: concentración máxima potencial de SO₂ de acuerdo al punto 2.1.1.1 del apéndice A de la parte 75 o, en su caso, concentración del SO₂ medida por un monitor certificado situado en la entrada del dispositivo de control y el valor de la tasa de flujo volumétrica por hora.
- (IV) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal y en la chimenea Bypass se deberá informar para cada hora durante el cual las emisiones pasan a través de la chimenea Bypass, el valor promedio que resulte de las 9 o 15 corridas de medición realizadas durante la ejecución del último ensayo de Exactitud Relativa o Ensayo de Correlación (según corresponda) que haya sido ejecutado al CEMS de la chimenea Principal. Este valor promedio, podrá ser utilizado como un valor de concentración "por defecto" para ser reportado en cada hora de funcionamiento de la chimenea bypass. Si se requiere reportar un valor de "emisión", se deberá multiplicar el valor por defecto que se haya obtenido, por un valor histórico de flujo que resulte de la aplicación del respectivo método de referencia considerando una carga mínima sobre el 50% de funcionamiento de la fuente. El valor de flujo deberá ser actualizado a lo menos 1 vez al año.
- (V) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases y un sistema de monitoreo de flujo sólo en la chimenea principal y en la chimenea bypass reportar los valores de emisión de acuerdo al uso de los factores de emisión del AP-42 de la US-EPA.
- (VI) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de gases, MP y un sistema de monitoreo de flujo en la chimenea principal y en la chimenea bypass instalar una sonda y cordón umbilical que permita conducir los gases de la chimenea bypass a los analizadores (comunes) de la chimenea principal. Lo anterior, no aplica para CEMS que sean del tipo In Situ. Se deberá cumplir con lo siguiente:
 - a. Realizar una prueba de estratificación en la chimenea Bypass para determinar presencia de flujo ciclónico.
 - b. Si los resultados de esta prueba arrojan una estratificación significativa en la chimenea Bypass se deberá entonces realizar una prueba de Exactitud Relativa (ER) de manera de verificar el punto de muestro de la chimenea Bypass.

- c. Si los resultados de la Exactitud Relativa son favorables se confirmará el punto de muestreo de la chimenea Bypass y con ello el tramo del sistema toma muestra. Por el contrario, si los resultados de la ER son desfavorables, se deberá ubicar otro punto de muestreo en la chimenea Bypass que permita cumplir con el ensayo de ER.
 - d. Por otra parte, si los resultados de la prueba de estratificación indican ausencia de estratificación, entonces bastará con solo realizar una prueba de Error de Linealidad (EL) para verificar el óptimo funcionamiento del sistema toma muestra de la chimenea Bypass.
- (VII) Para el caso en que, por condiciones técnicas debidamente justificadas, no sea posible la medición (continua, discreta u otra) del parámetro flujo, la fuente podrá estimarlo, basándose en metodologías establecidas en el CFR 40³.

6.4. METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE LA EMISION 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 1, mientras que para los CEMS 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 1: Factores de Conversión de ppm a mg/Nm³

Parámetro	Factor ⁴
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:

³ U otra metodología EPA o de la UE

⁴ El factor de conversión de ppm a mg/Nm³, corresponde al valor de densidad del contaminante en valores normalizados (25°C y 1 atm)

$E_{i,j}$: 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 obtenido 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:

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

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

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

Considerando todas las horas donde el consumo de combustible y la generación eléctrica (o un parámetro operacional equivalente), sean distintos de cero.

7. METODOS ALTERNATIVOS (D.S. 13/2011 MMA)

Una unidad generadora eléctrica, afecta al impuesto y al D.S. 13/2011, que además califique (o cuente) para un monitoreo alternativo de sus emisiones, en el marco de dicha norma, deberá utilizar ese método para la cuantificación de sus emisiones afectas al impuesto.

7.1. METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN

Las metodologías de cuantificación con métodos alternativos son específicas para cada uno de los métodos incluidos en el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, 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 4 y 5 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, 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.

7.1.1. 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 la metodología alternativa 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 el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.

7.1.2. 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 el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA (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.

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 5.2. del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, en cuanto a:

- Mediciones de Caudal o flujo del combustible.
- Verificación 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 la sección 5.1 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.

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 5.3 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, 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 5.4 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, 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 5.5 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, 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 5.6 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, 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 5.7 del Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, 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.

7.2. 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 determinar la emisión anual requerida. Como se mencionó, los parámetros adicionales específicos a medir dependerán de cada uno de los métodos alternativos listados en la sección 7.1.

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.
- 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 el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.

En relación al uso de flujómetros, el titular del establecimiento deberá demostrar el correcto funcionamiento de su o sus instrumentos, basándose en las siguientes alternativas (todas estas deberán realizarse con una frecuencia mínima de dos años):

- Realizar pruebas de exactitud de cada medidor de flujo de combustible.
- Procedimientos normalizados de revisión de equipos, realizando calibraciones y ajustes conforme a diversas normas aplicadas a la mantención de estos instrumentos, que permitan verificar el correcto funcionamiento del equipo.
- Realizar contrastes directos o indirectos del instrumento medidor de flujo de combustible, con un instrumento patrón. Esto deberá ser realizado por una entidad externa, pudiendo ser referida a los parámetros del certificado de origen o a una calibración realizada por un laboratorio acreditado.
- Presentar en su propuesta de cuantificación, otras formas respaldadas técnicamente de asegurar el correcto funcionamiento de sus instrumentos.

7.3. 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 el Instructivo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA. 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 $\text{ton}/\text{año}$ de la misma manera indicada en el punto 6.4 de este protocolo.
- No se considerarán las horas en que el consumo de combustible y generación eléctrica (u otro parámetro operacional representativo, para fuentes no generadoras) sean cero.

8. REPORTABILIDAD

El titular del establecimiento que se acoja a las alternativas 1 a 3, deberá reportar trimestralmente a esta Superintendencia, de acuerdo a las instrucciones específicas dictadas para tal efecto.

8.1. 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:

- Los CEMS de gases deberán reportar los valores de concentración 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.
- 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.

8.2. 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:

- 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.

9. 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 el Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS".

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 verdes 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, 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:

**INSTRUCTIVO PARA LA CUANTIFICACIÓN DE EMISIONES A TRAVÉS DE
MUESTREOS Y MEDICIONES CON MÉTODOS DE REFERENCIA.**

Alternativas 4 y 5

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 4	4
5.1.2.	Alternativa 5	5
5.2.	METODOLOGÍA DE MUESTREO Y/O MEDICIÓN	5
5.3.	PARÁMETROS ADICIONALES A MEDIR	6
5.4.	FRECUENCIA DE MUESTREO Y MEDICIÓN	7
5.4.1.	Alternativa 4	7
5.4.2.	Alternativa 5	8
5.5.	CONDICIONES DE OPERACIÓN DURANTE EL MUESTREO O MEDICIÓN	10
5.5.1.	Condiciones de operación alternativa 4	10
5.5.2.	Condiciones de operación alternativa 5	12
5.5.3.	Consideraciones para el muestreo y/o medición	15
5.5.4.	Entidades Técnicas de Fiscalización Ambiental (ETFA)	16
5.6.	ACREDITACIÓN DEL NIVEL DE ACTIVIDAD ANUAL	16
5.6.1.	Alternativa 4	16
5.6.2.	Alternativa 5	17
5.6.3.	Acreditación del consumo de combustible y periodo de cuantificación	17
6.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO DE EMISIÓN ANUAL	18
6.1.	ALTERNATIVA 4	18
6.2.	ALTERNATIVA 5	19
7.	CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA	21

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 4 y 5.

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 nominal 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 4 y 5 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 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 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).

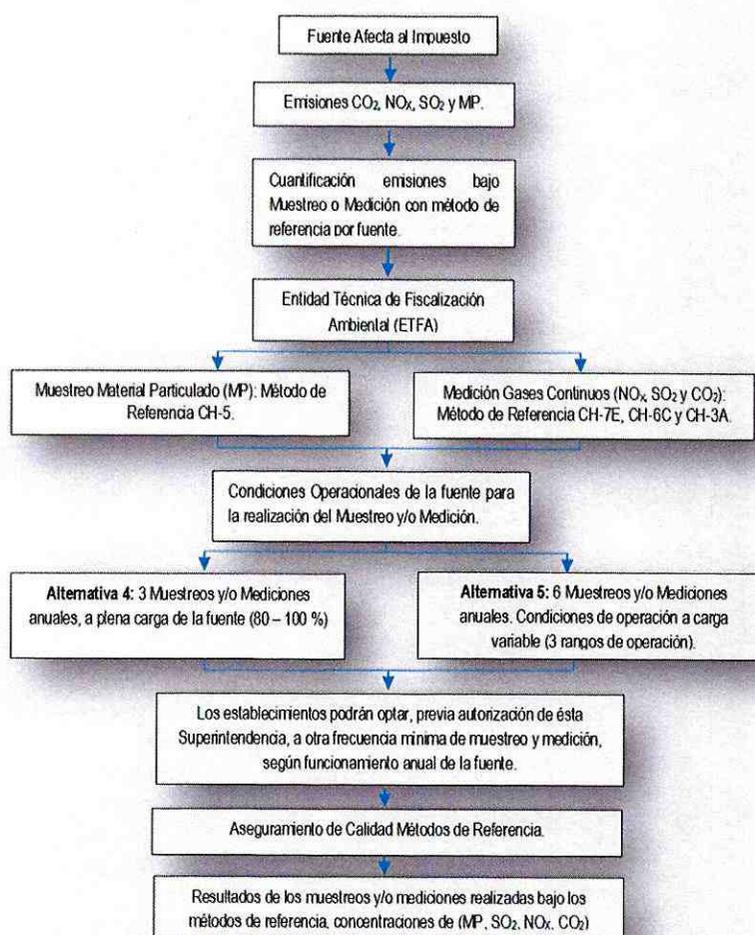


Figura 1. Esquema general para la cuantificación mediante métodos de referencia

5.1.1. Alternativa 4

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 gases (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 muestreos 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 5

La emisión (ton/año) de cada fuente, se estimará bajo 3 niveles de carga predefinidos (carga baja, carga media y carga alta)¹. La tasa de emisión representativa de cada nivel de carga se obtendrá con el promedio de 2 muestreos (MP) y 2 mediciones (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.

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)², se esquematizan a continuación en la Figura 2 y en la Figura 3:

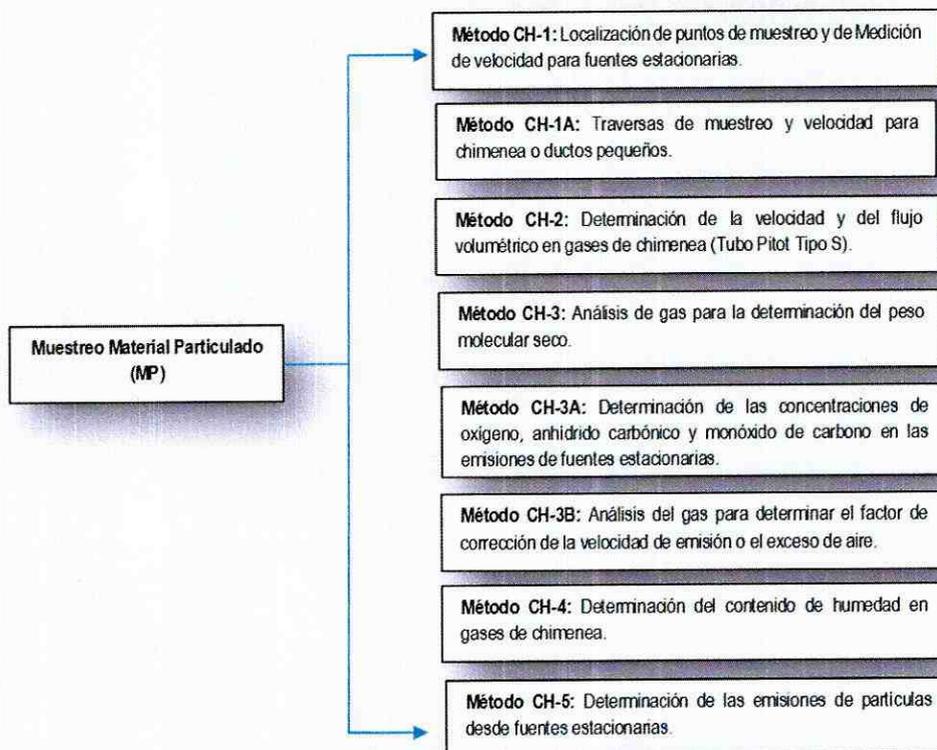


Figura 2. Metodologías consideradas válidas para la cuantificación de Material Particulado³.

¹ Para mayor detalle ver Figura 6.

² Anexo 2 de la Res. 647/2016 SMA.

³ 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.

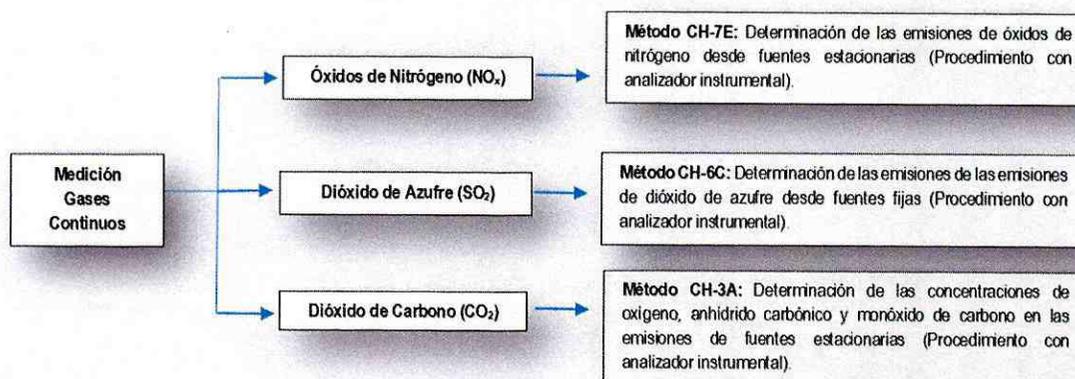


Figura 3. Metodologías consideradas válidas para la cuantificación de NO_x , SO_2 y CO_2 , desde fuentes estacionarias.

5.3. PARÁMETROS ADICIONALES A MEDIR

Los establecimientos afectos al 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):

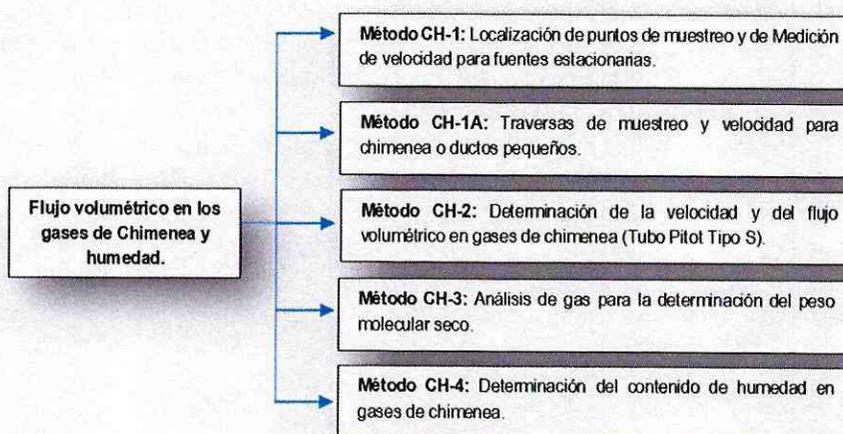


Figura 4. Metodologías consideradas válidas para la cuantificación de Flujo Volumétrico y humedad.

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 y parámetro.

5.4.1. Alternativa 4

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 optaron a la alternativa 4, 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.

Los establecimientos que se encuentren sujetos a estacionalidad en su funcionamiento, deberán realizar los muestreos (MP) y las mediciones (CO_2 , SO_2 y NO_x) de acuerdo a lo siguiente:

- 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 , SO_2 y CO_2 .
- 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 , SO_2 y CO_2 .

La Figura 5, presenta un esquema explicativo correspondiente a la Alternativa 4 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 6 u 7 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.

Si existe algún impedimento técnico, para la realización de los muestreos y/o mediciones al combustible secundario, debidamente justificado e informado a esta Superintendencia, el establecimiento podrá cuantificar las emisiones utilizando la alternativa 6 o 7 (estimación).

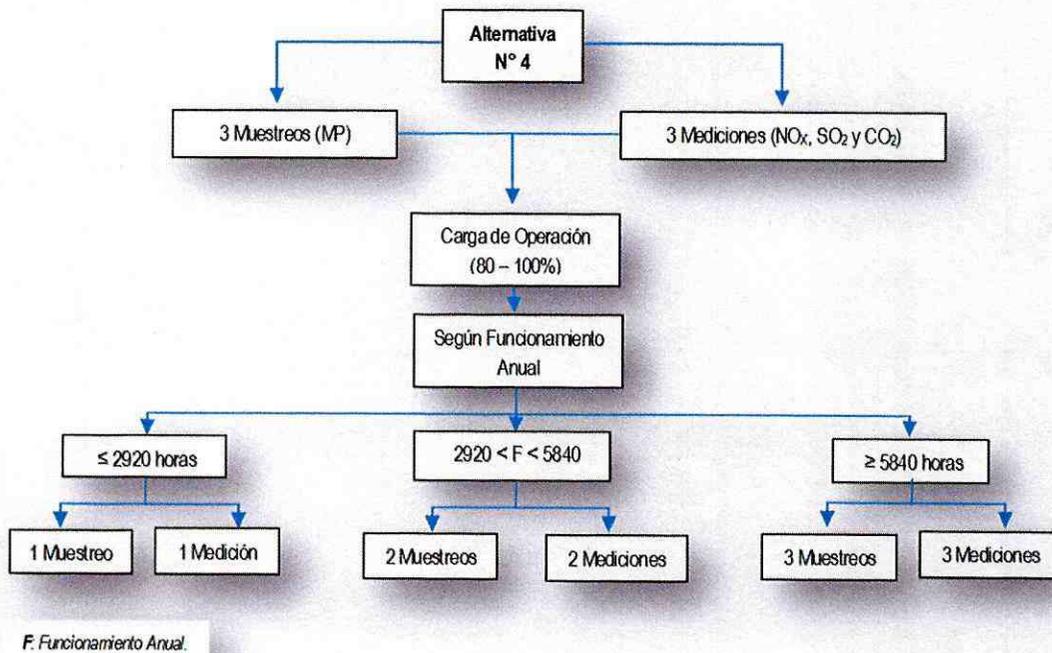


Figura 5 Esquema explicativo alternativa 4

5.4.2. Alternativa 5

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.

Los establecimientos que se encuentren sujetos a estacionalidad en su funcionamiento, deberán realizar los muestreos (MP) y las mediciones (CO₂, SO₂ y NO_x) de acuerdo a lo siguiente:

- 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 Muestréos 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.

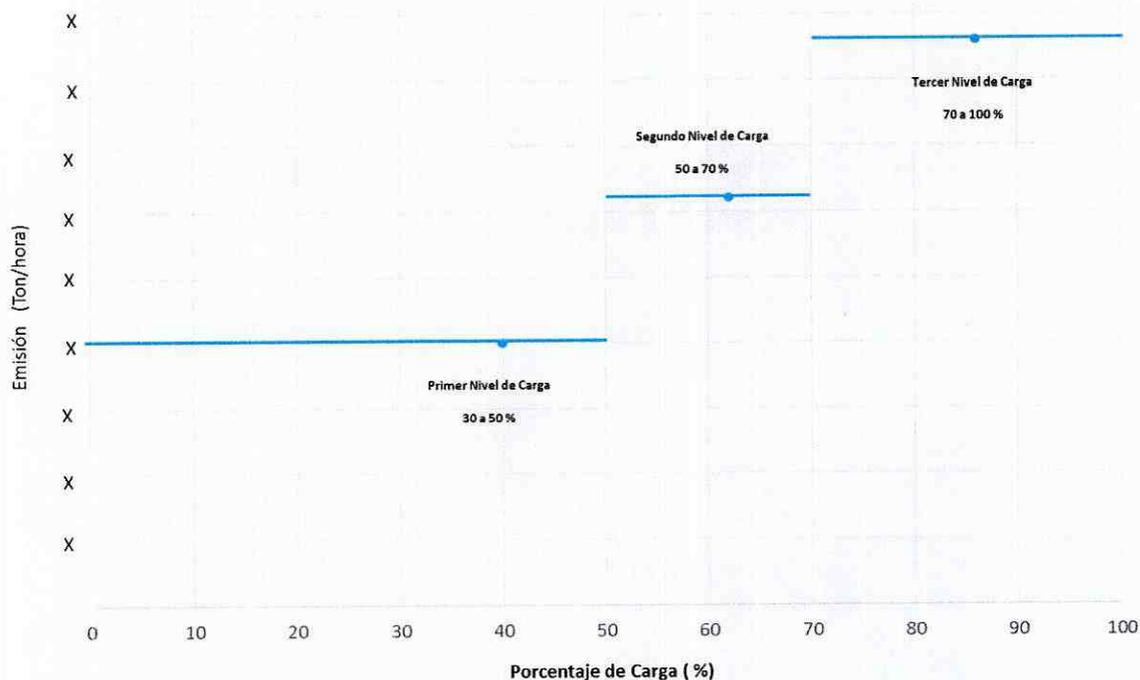


Figura 6. Niveles de carga para el muestreo y/o medición en alternativa 5

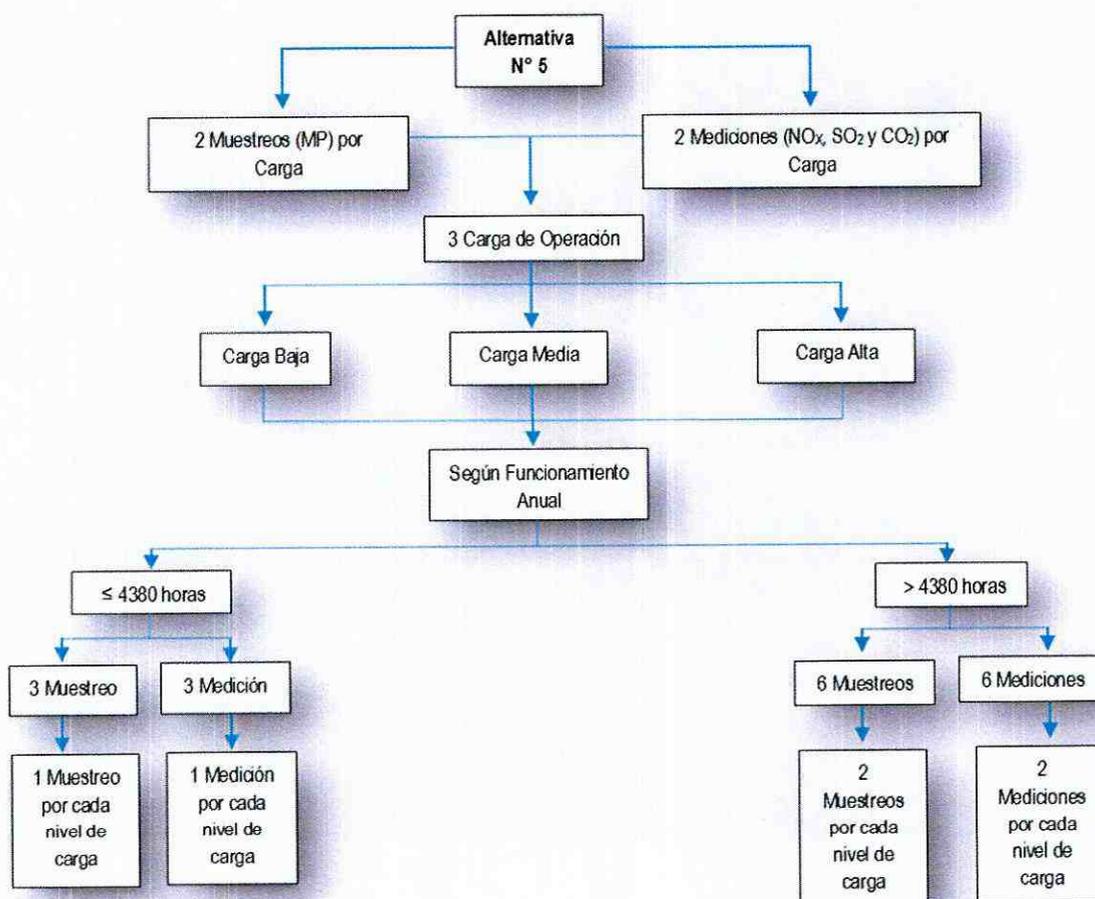


Figura 7. Esquema explicativo alternativa 5

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 6 u 7 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.

Si existe algún impedimento técnico, para la realización de los muestreos y/o mediciones al combustible secundario, debidamente justificado e informado a esta Superintendencia, el establecimiento podrá cuantificar las emisiones utilizando la alternativa 6 o 7 (estimación).

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 4

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 7), 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.
- Si no es 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 4 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.

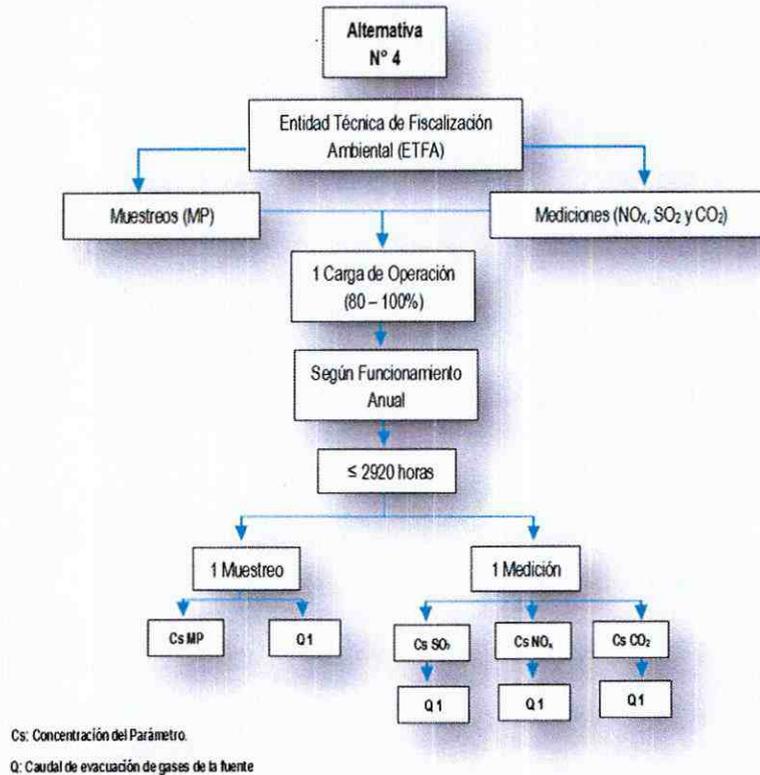


Figura 8. Esquema explicativo alternativa 4 para periodo de funcionamiento ≤ 2920 horas.

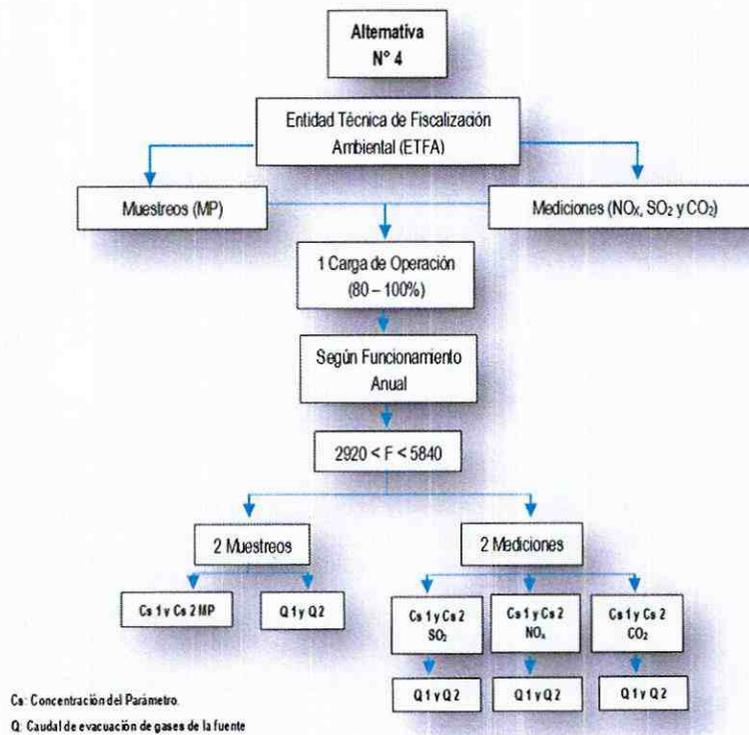


Figura 9. Esquema explicativo alternativa 4 para periodo de funcionamiento 2920 < F < 5840 horas.

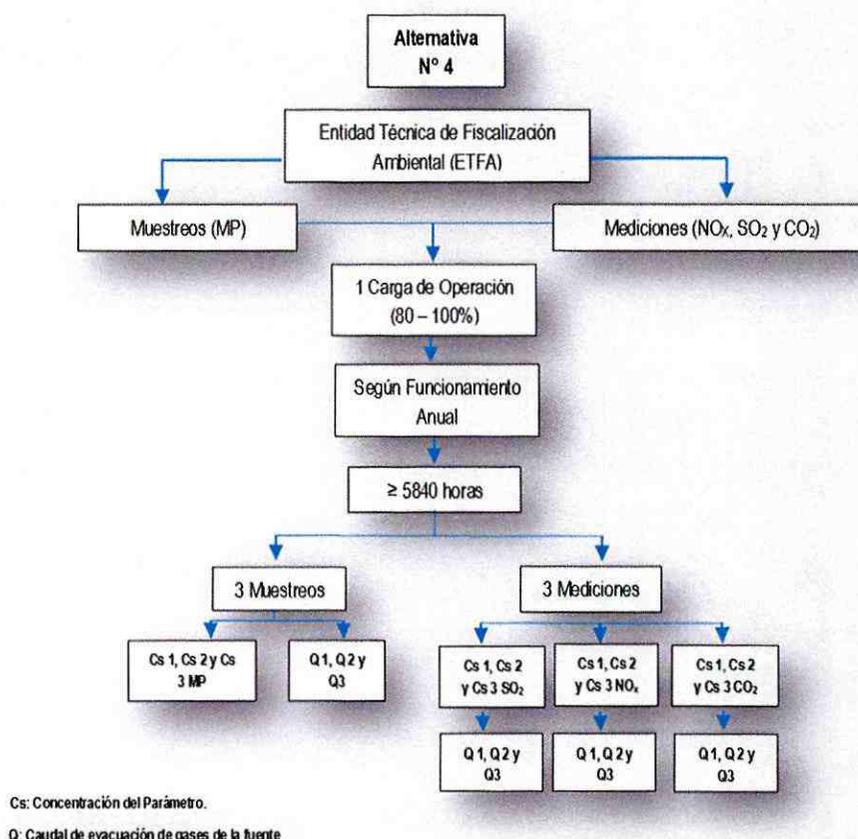


Figura 10. Esquema explicativo alternativa 4 para periodo de funcionamiento ≥ 5840 horas.

5.5.2. Condiciones de operación alternativa 5

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 7), 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.
- Si no es 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 5 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 carga⁴.
- **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 Figura 12 se presenta un esquema explicativo correspondiente a la Alternativa 5 de cuantificación, especificando según el periodo de funcionamiento, el número de muestreos y mediciones a realizar.

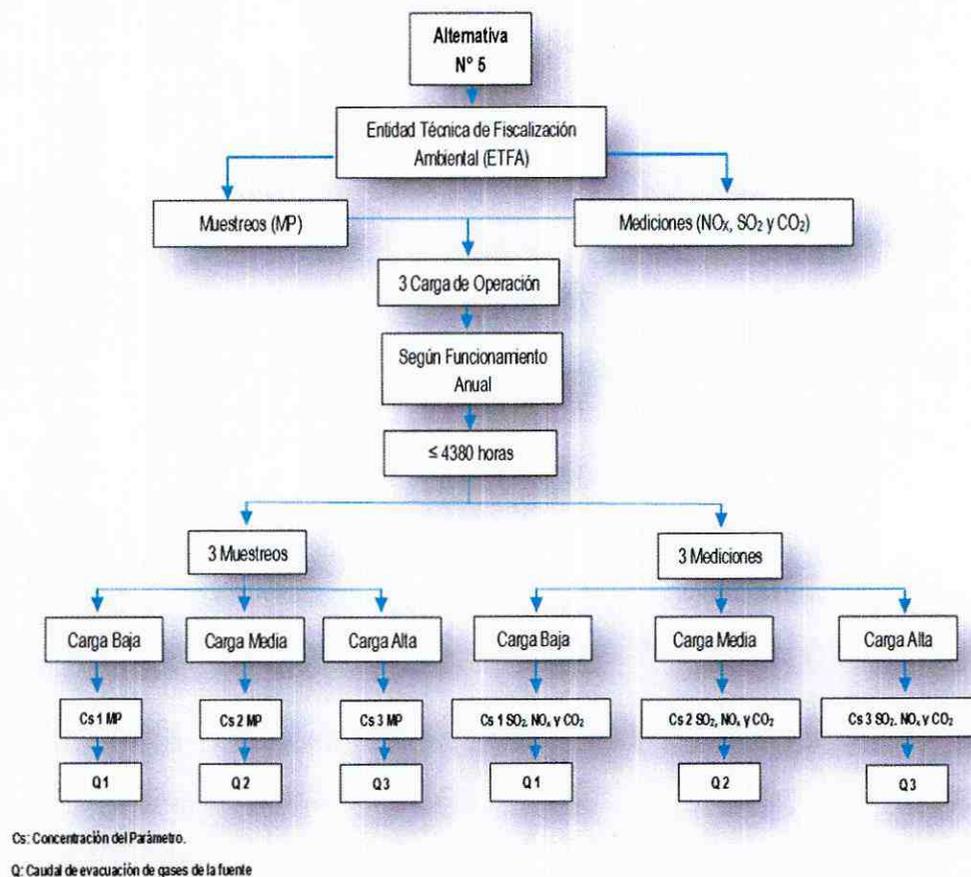
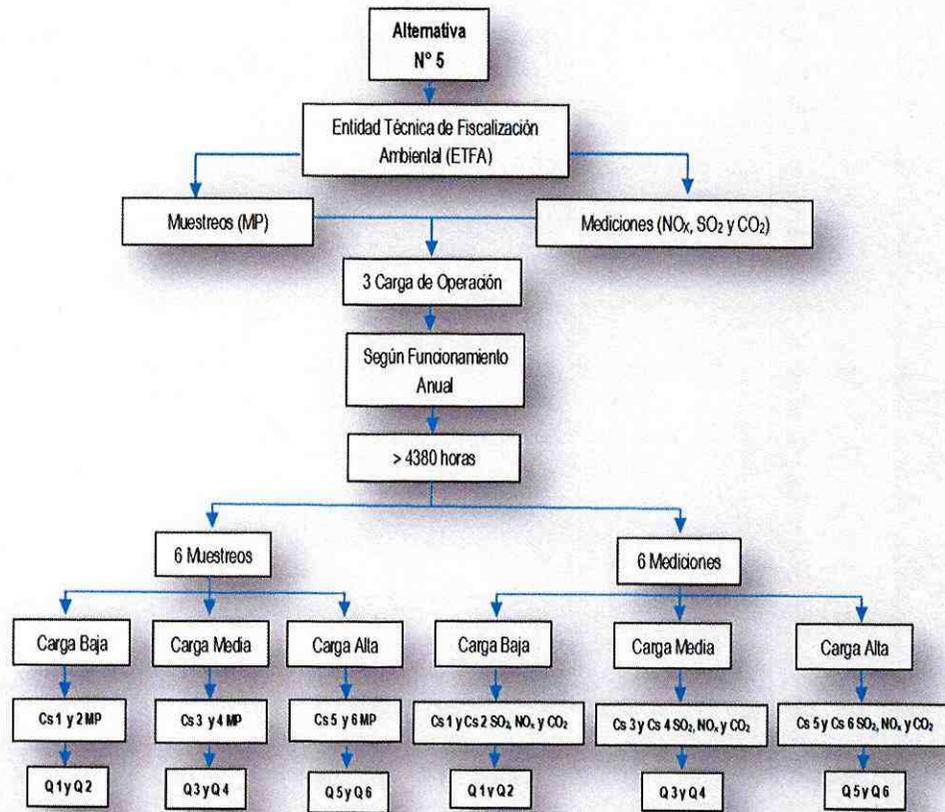


Figura 11. Esquema explicativo alternativa 5 para periodo de funcionamiento ≤ 4380 horas.

⁴ 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 30% a 50%.



Cs: Concentración del Parámetro.
Q: Caudal de evacuación de gases de la fuente

Figura 12. Esquema Explicativo alternativa 5 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).

Cabe destacar 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 4 horas continuas, para turbinas.

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, 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 instructivo, el titular (a través de la ETFA que realice los ensayo) deberá informar en el "aviso de muestreo y medición"⁵ 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 4 o la Alternativa 5.
- 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 la alternativa 4 o 5, 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 la alternativa 4 o 5, respectivamente.
- Cualquier otra alternativa propuesta y justificada 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.

⁵ 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 medición⁶
- 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 (ruta de cálculos) 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 4 o 5, para uno, alguno, o todos los parámetros regulados, deberán tener presente las siguientes consideraciones por tipo de combustible:

5.6.1. Alternativa 4

El establecimiento deberá cuantificar las horas de funcionamiento a través de un horómetro digital, sellado e inviolable, sin vuelta a cero, para cada fuente, pudiendo presentar sistemas equivalentes de cuantificación, como por ejemplo, sistemas DAHS. Adicionalmente podrá presentar el registro 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 de contar con un respaldo del estado de funcionamiento de la fuente.

⁶ Los avisos de Muestreo y Medición a realizar bajo "Impuesto Verde", deberán ser enviados siguiendo con las directrices de la Res. 914/2016 SMA.

5.6.2. Alternativa 5

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 que todas las fuentes que se acojan a la alternativa 5 deberán presentar el registro de carga horaria, como mínimo (nivel de acreditación 1). Adicionalmente, por tipo de fuente, se podrá incluir el reporte de:

i. Para calderas de vapor

El establecimiento podrá presentar el registro de la producción de vapor horaria, de la caldera, medido por flujómetro de agua o vapor de agua u otro sistema.

ii. Para turbinas

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

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 5, opcionalmente podrán instalar un horómetro, bajo las mismas condiciones mencionadas en la sección 5.6.1 como medida de chequeo o respaldo.

5.6.3. Acreditación del consumo de combustible y periodo de cuantificación

Los establecimientos que se acojan a la alternativa 4 y/o 5, podrán acreditar su consumo de combustible, a través de uno o más flujómetros, o usando cubicaciones, balances y/o registros de compra (facturas), entre otros. Así mismo, será posible reportar el consumo de combustible con una frecuencia de cuantificación diferente a la horaria, para uno o todos los combustibles utilizados.

Para esto podrán utilizar las siguientes opciones:

- Flujómetro en el estanque que alimenta a las distintas fuentes, para luego prorratear el consumo en cada una de estas.
- Flujómetro dedicado para cada fuente.
- Ejecutar procedimientos para medir en estanques de almacenamiento los niveles de combustible al inicio y término del periodo.
- 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.

El consumo de combustible podrá reportarse en alguna de las siguientes frecuencias:

- Horaria.
- Diaria.
- Semanal.
- Mensual.
- Trimestral.

Para el caso en 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 con el cual se esté operando.

En relación al uso de flujómetros, el titular del establecimiento deberá demostrar el correcto funcionamiento de su o sus instrumentos, basándose en las siguientes alternativas (todas estas deberán realizarse con una frecuencia mínima de dos años):

- Realizar pruebas de exactitud de cada medidor de flujo de combustible, donde cada establecimiento podrá definir su frecuencia.
- Procedimientos normalizados de revisión de equipos, realizando calibraciones y ajustes conforme a diversas normas aplicadas a la mantención de estos instrumentos, para verificar su correcto funcionamiento.
- El titular de la fuente podrá realizar un contraste directo o indirecto del instrumento medidor de flujo de combustible y un instrumento patrón. Esto deberá ser realizado por una entidad externa, pudiendo ser referida a los parámetros del certificado de origen o a una calibración realizada por un laboratorio acreditado.
- Presentar en su propuesta de cuantificación, otras formas respaldadas técnicamente de asegurar el correcto funcionamiento de sus instrumentos.

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 4

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).

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

Donde:

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

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

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

- 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, 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 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 5

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)

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

Donde:

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

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

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

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.

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

Donde:

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

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

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

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).

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

Donde:

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

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

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):

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

Donde:

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

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

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

- 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. CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA

Los establecimientos, que se acojan a la alternativa 4 o 5⁷, deberán 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 9 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 4 y 5 se deberá considerar, según corresponda, lo siguiente:

- Identificación de las fuentes del establecimiento que utilizarán la alternativa 4 o 5 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 4) y del nivel de carga (alternativa 5), 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 4 o la alternativa 5, de acuerdo al punto 5.6.1, o 5.6.2.
- Informar en caso que la fuente se encuentre sujeta a estacionalidad de funcionamiento.
- 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.

⁷ Y que no cuenten con una metodología de cuantificación aprobada previamente.



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

ANEXO N° 3:

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

Alternativas 6 y 7

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 6	4
5.2.1.	Factores de emisión para parámetros MP, NOx, SO ₂ y CO ₂	4
5.2.1.1.	Calderas Generadoras de Vapor y/o Agua Caliente	4
5.2.1.2.	Centrales Termoelectricas	5
5.2.1.3.	Porcentaje de eficiencia de remoción	5
5.3.	ALTERNATIVA 7	6
5.3.1.	Factores de emisión para parámetros MP, NOx y SO ₂	6
5.3.1.1.	Fuentes con combustión externa (Capítulo 1 del AP-42)	7
5.3.1.2.	Fuentes estacionarias con combustión interna (Capítulo 3 del AP-42)	7
5.3.1.3.	WebFIRE: Búsqueda y recuperación Factores de Emisiones de la EPA	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 6	9
5.4.2.	Alternativa 7	10
5.4.3.	Acreditación del consumo de combustibles sólidos	11
5.4.4.	Características de los flujómetros a utilizar	11
6.	METODOLOGÍA DE CÁLCULO PARA LA EMISION ANUAL	11
6.1.	ALTERNATIVA 6 (MP, NOx, SO ₂ y CO ₂)	11
6.2.	ALTERNATIVA 7 (MP, NOx y SO ₂)	13
6.3.	ALTERNATIVA 7 (CO ₂)	15
7.	REPORTABILIDAD	17
7.1.	INFORMACIÓN GENERAL	17
7.2.	ALTERNATIVA 6	17
7.3.	ALTERNATIVA 7	17
8.	CONTENIDOS MÍNIMOS DE LA PROPUESTA METODOLÓGICA	17
9.	APÉNDICE	19
9.1.	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, 6 y 7.

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 6: Para los parámetros (MP, NOx, SO₂ y/o CO₂) y los combustible utilizados, podrá estimarse a través de los factores de emisión, incluidos en el Sistema Ventanilla Única del Registro de Emisiones y Transferencias de Contaminantes (RETC), módulo D.S. 138/2005 MINSAL, calculadora de emisiones.
- Alternativa 7: Corresponde a 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, para MP, NOx y/o SO₂ y 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 relaciona la cantidad emitida a la atmosfera de un contaminante, por una categoría de fuentes o una actividad determinada, a través del consumo de combustible, principalmente. Estos factores se expresan normalmente como la relación entre el peso del contaminante emitido, versus el peso, volumen, y/o energía de combustible consumido (mas sus características). 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 nominal mayor o igual a 50 MWt (megavatios térmicos), considerando el límite superior del valor energético del combustible, y que por lo tanto se encuentran afectos 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 6 y/o Alternativa 7, las cuales se describen a continuación:

- **Alternativa 6:** 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 7:** 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.

5.2. ALTERNATIVA 6

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 6.

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 6 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 seleccionados de acuerdo a la clasificación CCF (código de clasificación de fuentes). Este código corresponde a una homologación 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 6, 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 para cada fuente específica, de acuerdo a la clasificación CCF8.

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.

Parámetro	Gas licuado de petróleo kg/(kg comb)	Gas natural kg/(kg comb)	Petróleo diesel kg/(kg comb)	Petróleo 5 kg/(kg comb)	Petróleo 6 kg/(kg comb)	Carbón kg/(kg comb)	Leña 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/(m ³ comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)	kg/(kg comb)
MP	0,00012	0,000032	0,000198	0,00228	0,04	0,000338
NOx	0,00448	0,000384	0,000752	0,000752	0,011	0,00138
SO ₂	0,0000096	0,000477	0,00301	0,00301	0,0551	0,000156
CO ₂	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/(m ³ comb)	kg/(kg comb)
MP	0,000204	0,00181
NOx	0,352	0,00676
SO ₂	0,0001	0,02364
CO ₂	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: % 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
MULTICLON	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 7

La Alternativa 7 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, NOx 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 7.

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

Para los parámetros MP, NOx, 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 versión electrónica 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/chieff/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/chieff/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/chieff/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/chieff/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/chieff/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/chieff/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/chieff/ap42/ch03/index.html>

➤ **Turbina a gas estacionaria¹¹**

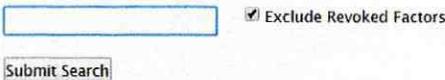
Para extraer los factores de emisión, se deben utilizar las siguientes tablas:

- 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 7, 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 1. 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".



The image shows a search interface with a text input field, a checked checkbox labeled 'Exclude Revoked Factors', and a 'Submit Search' button.

Figura 1. 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 (o Tier 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 (o Tier 2) utiliza el mismo procedimiento metodológico del Nivel 1, pero con factores de emisión y/o datos de actividad propios del país o de una región de éste. Finalmente el Nivel 3 (o Tier 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

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/chieff/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.

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 6 o 7, para uno, alguno, o todos los parámetros regulados, deberán tener presente las siguientes consideraciones:

5.4.1. Alternativa 6

Para la alternativa 6, se deberá medir el flujo de combustible por lo menos trimestralmente¹⁵, a través de un flujómetro, por fuente¹⁶ o usando cubicaciones, balances y/o registros de compra (facturas), entre otros; como por ejemplo, mediante control de stock diario, semanal o mensual, desde el estanque de almacenamiento principal el cual se podría prorratear entre las distintas fuentes afectas del establecimiento. 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.

Adicionalmente, y como medida de control se podrá reportar la producción de vapor o la potencia de funcionamiento de la fuente, 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, Pag. 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 Deberán medir diariamente como mínimo, las fuentes que se abastezcan desde un estanque común, y que prorrateen sus consumos, ya que no cuentan con una medición para cada fuente, y que adicionalmente, presenten distintos sistemas de abatimiento, entre ellas.

¹⁶ Ver sección 5.4.4.

5.4.2. Alternativa 7

Para la alternativa 7, 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. El valor asumido de, azufre, PCS o PCI, densidad, etc., para los cálculos de emisiones que se utilicen corresponderá al valor más alto de cualquiera de los resultados de análisis de combustible, para obtener el factor de emisión parametrizado anual.
- **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 6, del consumo de combustible por lo menos trimestralmente¹⁷, a través de un flujómetro por fuente¹⁸, o usando cubicaciones, balances y/o registros de compra (facturas), entre otros.

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

¹⁷ Deberán medir diariamente como mínimo, las fuentes que se abastezcan desde un estanque común, y que prorrodeen sus consumos, ya que no cuentan con una medición para cada fuente, y que adicionalmente, presenten distintos sistemas de abatimiento, entre ellas.

¹⁸ Ver sección 5.4.3.

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 6 y 7 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.
- Registro de facturas.
- 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.

5.4.4. Características de los flujómetros a utilizar

El titular deberá demostrar el correcto funcionamiento de su o sus instrumentos, basándose en las siguientes alternativas (todas estas deberán realizarse con una frecuencia mínima de dos años):

- Realizar pruebas de exactitud de cada medidor de flujo de combustible, donde cada establecimiento podrá definir su frecuencia.
- Procedimientos normalizados de revisión de equipos, realizando calibraciones y ajustes conforme a diversas normas aplicadas a la mantención de estos instrumentos, para verificar su correcto funcionamiento.
- El titular de la fuente podrá realizar un contraste directo o indirecto del instrumento medidor de flujo de combustible y un instrumento patrón. Esto deberá ser realizado por una entidad externa, pudiendo ser referida a los parámetros del certificado de origen o a una calibración realizada por un laboratorio acreditado.
- Presentar en su propuesta de cuantificación, otras formas respaldadas técnicamente de asegurar el correcto funcionamiento de sus instrumentos.

6. 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.

6.1. ALTERNATIVA 6 (MP, NO_x, 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. 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 de cada uno de ellos. La información sobre la cantidad 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:

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

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

Dónde:

- $E_{i,j,tiempo}$: Emisión en el tiempo para el parámetro i, combustible j (kg parámetro/tiempo)
 $fe_{i,j}$: Factor de emisión para el parámetro i, combustible j (kg parámetro / kg combustible)
 $Na_{j,tiempo}$: Nivel de actividad en el tiempo 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/tiempo)
 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 en el tiempo de la fuente que está dada por la quema de combustible, para ello se debe conocer la cantidad de combustible consumida y el tipo de combustible correspondiente.

Se debe tener la emisión en toneladas en el tiempo y luego calcular la emisión anual para cada parámetro como la sumatoria de las emisiones en el tiempo de los parámetros MP, NOx, SO₂ o CO₂ independientemente.

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

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

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 determinada con el combustible principal y la suma de las emisiones 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.

6.2. ALTERNATIVA 7 (MP, NOx 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/chief/ap42/c00s00.pdf>

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

Donde:

$E_{i,j,tiempo}$: Emisión en el tiempo para el parámetro i, combustible j.

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

$Na_{j, tiempo}$: Nivel de actividad en el tiempo 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 $fe_{i,j}$ 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. 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 en el tiempo, 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 de los parámetros MP¹⁹, 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.

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

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 superior²⁰: 10.900 kcal/kg combustible
Contenido de azufre: 50 ppm = 50 ppm * (1 % /10000 ppm) = 0,005 %

¹⁹ 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.

²⁰ Poder calorífico bruto.

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:

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

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

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

o lo que es lo mismo,

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

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.

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

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

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

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.

6.3. ALTERNATIVA 7 (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 defecto²¹ 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 (terajoule²²). 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:

$$E_{CO_2, j, tiempo} \left(\frac{kg \ CO_2}{tiempo} \right) = Fe_{CO_2, j} \left(\frac{kg \ CO_2}{TJ} \right) * C. C. j, tiempo \left(\frac{TJ}{tiempo} \right)$$

Dónde:

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

$Fe_{CO_2, j}$: 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

$C. C. j, tiempo$: Cantidad de combustible j quemado (TJ/tiempo)

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 Inferior²³ del combustible j:

$$fe_{CO_2, j} \left(\frac{kg \ CO_2}{ton \ o \ m^3 \ combustible} \right) = Fe_{CO_2, j} \left(\frac{kg \ CO_2}{TJ \ combustible} \right) * \left(\frac{1 \ (TJ)}{10000000000000 \ (J)} \right) * \left(\frac{4186,8 \ (J)}{1 \ (kcal)} \right) * Poder \ calorifico \ inferior \ j \left(\frac{kcal}{ton \ o \ m^3 \ combustible} \right)$$

$fe_{CO_2, j}$: 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 en el tiempo (ton o m³ combustible/tiempo) = $N_{j, tiempo}$ y el factor de emisión en unidades de masa o volumen (kg CO₂ / ton o m³ combustible) = $fe_{CO_2, j}$, se utiliza directamente la siguiente ecuación para calcular la emisión en el tiempo para un combustible j:

²¹ 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

²² Unidades equivalentes:

1 TJ (terajoule) = 1000 GJ

1 GJ (gigajoule) = 1000 MJ

1 MJ (megajoule) = 1000 kJ

1 kJ (kilojoule) = 1000 J

1 kcal = 4186,8 J

²³ 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.

$$E_{CO_2, j, tiempo} \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{tiempo} \right) = f_{e_{CO_2, j}} \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{ton \text{ o } m^3 \text{ combustible}} \right) * N_{a, tiempo} \left(\frac{ton \text{ o } m^3 \text{ combustible}}{tiempo} \right)$$

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

$$E_{CO_2, j, tiempo} \left(\frac{ton \text{ CO}_2}{tiempo} \right) = E_{CO_2, j, tiempo} \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{tiempo} \right) * \frac{1 (ton \text{ CO}_2)}{1000 (kg \text{ CO}_2)}$$

$$E_{CO_2, j, anual} \left(\frac{ton \text{ CO}_2}{año} \right) = \sum E_{CO_2, j, tiempo} \left(\frac{ton \text{ CO}_2}{tiempo} \right)$$

- 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
- A continuación se debe convertir el factor de emisión, desde unidades de energía a unidades de masas utilizando para ello el Poder Calorífico Inferior²⁴ del combustible j:

$$f_{e_{CO_2, P.D.N^2}} \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{kg \text{ combustible}} \right) = 74.100 \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{TJ \text{ combustible}} \right) * \left(\frac{1 (TJ)}{1000000000000 (J)} \right) * \left(\frac{4186,8 (J)}{1 (kcal)} \right) * 8.812.560 \left(\frac{kcal}{m^3 \text{ combustible}} \right)$$

$$f_{e_{CO_2, P.D.N^2}} \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{m^3 \text{ combustible}} \right) = 2.734 \frac{(kg \text{ CO}_2)}{(m^3 \text{ combustible})}$$

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

$$E_{CO_2, P.D.N^2, hora} \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{hora} \right) = 2.734 \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{m^3 \text{ combustible}} \right) * 11,416 \left(\frac{m^3 \text{ combustible}}{hora} \right) = 31.211 \left(\frac{kg \text{ CO}_2}{hora} \right)$$

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.

²⁴ 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.

7. REPORTABILIDAD

El titular del establecimiento que se acoja a la alternativa 6 y/o 7, deberá reportar trimestralmente a esta Superintendencia, de acuerdo a las instrucciones específicas que se dicten para tal efecto, sin perjuicio de lo anterior, según corresponda, se deberá reportar:

7.1. 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 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.

7.2. ALTERNATIVA 6

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

7.3. ALTERNATIVA 7

- 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, detallando y justificando el tipo y consumo de combustible, de acuerdo a lo indicado en la sección 5.4.2.

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 a la declaración del impuesto, de acuerdo a lo mencionado en la sección 6 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 6 u 7, 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, deberán ser debidamente identificados y justificados de acuerdo a las características de la fuente, es decir, del código CCF8, y luego del combustible y parámetros. Este código debe ser incluido en la propuesta (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 tiempo de funcionamiento de la o las diferentes fuentes, cuantificación de los consumos de combustibles y cuantificación 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 6 con lo entregado por el D.S. 138/2005 MINSAL y, para la Alternativa 7 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%).

9. APÉNDICE

9.1. 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	
Oransalsón	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	
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	115 000	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Alimentación a procesos de refinerías	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otros petroleos	Gas de refinería	r57 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
	Espirito 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	
Carbon de coque	94 600	87 300	101 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Otro carbon bituminoso	94 600	89 500	99 700	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Carbon 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 alquitran	107 000	90 200	125 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Braquetas de carbon de lignito	97 500	87 300	109 000	r 1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Combustible evidente	97 500	87 300	109 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5	
Coque	Coque para horno de coque y coque de lignito	r 107 000	95 700	119 000	1	0,3	3	r 1,5	0,5	5
	Coque de gas	r 107 000	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 sulfito (licor negro) ^(a)	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	Biogasolina	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

^(a)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 refineries	73 300	68 900	76 600	r 3	1	10	0,6	0,2	2	
Otro petróleo	Gas de refinería	r57 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
	Espirita 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	
Carbon 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 alquitrán	107 000	90 200	125 000	10	3	30	r 1,5	0,5	5	
Braquetas de carbón de lignito	r 97 500	87 300	109 000	r 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 fabricas 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 oxigeno 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 sulfino (licor negro) ⁰⁰	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 biogas	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

⁰⁰Incluye 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	73 300	71 100	75 500	10	3	30	0,6	0,2	2	
Ortomulsion	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	
Lubrificantes	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
	Espirita 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	
Carbon de coque	94 600	87 300	101 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Otro carbon bituminoso	94 600	89 500	99 700	10	3	30	1,5	0,5	5	
Carbon 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 alquitran	107 000	90 200	125 000	10	3	30	1,5	0,5	5	
Braquetas de carbon 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	
Oleos 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 sulfato (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
	Carbon 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
	Biodiesel	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

¹⁰⁰ 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 2.5 FACTORES DE EMISIÓN POR DEFECTO PARA LA COMBUSTIÓN ESTACIONARIA EN LAS CATEGORÍAS RESIDENCIAL Y AGRICULTURA/SILVICULTURA/PESCA/PISCICULTORIAS (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	
Ormulison	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 refinerías	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	
Carbon de coque	94 600	87 300	101 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Otro carbon bituminoso	94 600	89 500	99 700	300	100	900	1,5	0,5	5	
Carbon 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 alquitran	107 000	90 200	125 000	300	100	900	1,5	0,5	5	
Braquetas de carbon 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/PISCIFACTORIAS (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	
Biomcombustibles sólidos	Madera / Desechos de madera	n 112 000	95 000	132 000	300	100	900	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	300	100	900	4	1,5	15
	Carbón vegetal	n112 000	95 000	132 000	200	70	600	1	0,3	3
Biomcombustibles 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 biomcombustibles 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*.



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

TÍTULO 2:

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

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
2.	OBJETIVO.....	1
3.	ALCANCE.....	1
4.	DEFINICIONES.....	2
5.	REPORTABILIDAD.....	3
6.	FORMAS DE REPORTE EN FUNCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN.....	3
6.1.	ALTERNATIVAS 1 y 3.....	3
6.2.	ALTERNATIVA 2.....	4
6.3.	ALTERNATIVA 4.....	5
6.4.	ALTERNATIVA 5.....	8
6.5.	ALTERNATIVA 6.....	11
6.6.	ALTERNATIVA 7.....	15
6.7.	OTRAS ALTERNATIVAS.....	17
7.	PLAZOS Y FRECUENCIA.....	17
8.	ANEXO.....	18

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 nominal mayor o igual a 50 MWt (Megavatios térmicos).

El marco legal descrito faculta a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) a dictar instrucciones generales dirigidas a regular la forma de presentación del reporte de emisiones de cada establecimiento afecto al impuesto a las emisiones.

El proceso de reporte tiene por finalidad cumplir con los deberes administrativos de elaboración del informe de datos y antecedentes necesarios para que proceda el cálculo del impuesto por cada fuente emisora por parte del Servicio de Impuestos Internos, además, del envío de un reporte individual, a la Comisión Nacional de Energía y los Centros de Despacho Económico de Carga o su continuador legal, que contenga los datos consolidados con desagregación horaria de las emisiones generadas para cada una de las unidades de generación eléctrica (UGE) sujetas a su coordinación.

2. OBJETIVO

El presente instructivo tiene como objetivo establecer las directrices de carácter general para el proceso de reporte de las emisiones cuantificadas de acuerdo al Instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.

3. ALCANCE

El siguiente instructivo aplica a todos los establecimientos afectos 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 nominal 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.

Cabe señalar que sólo podrán reportar sus emisiones aquellos establecimientos que se encuentren inscritos en el sistema de ventanilla única del RETC.

Las directrices definidas 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.

Las emisiones de dióxido de carbono de fuentes fijas que operen en base a medios de generación renovable no convencional, cuya fuente de energía primaria sea la energía biomasa, contemplada en el numeral 1), de la letra a) del artículo 225 del D.F.L. N° 4, de 2006, del Ministerio de Economía; deberán ser informadas en el respectivo reporte.

En la siguiente figura se indica el flujo general de entrega de información a la autoridad ambiental de establecimientos afectos:

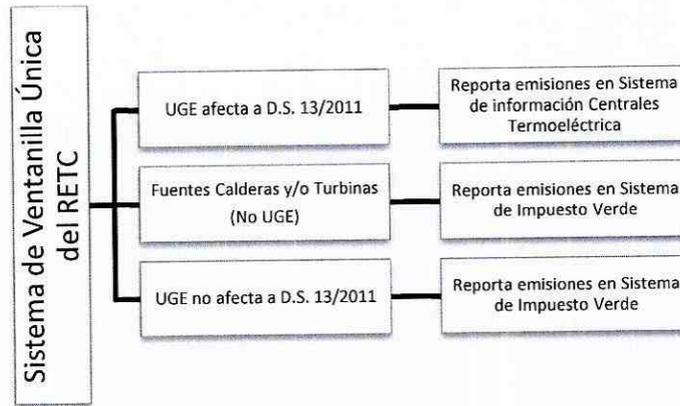


Figura 1 - Esquema de reporte para fuentes afectas al impuesto verde.

De la figura se puede indicar lo siguiente:

- Todos los establecimientos afectos al impuesto verde, deberán reportar a través de la ventanilla única del RETC (Registro de emisiones y transferencia de contaminantes). Dependiente del tipo de fuente las emisiones se deberán reportar en el sistema de termoeléctricas o bien en el sistema de impuesto verde, según corresponda.
- Si la fuente corresponde a una unidad de generación eléctrica (UGE) afecta al D.S. 13/2011 MMA, que se haya acogido a las alternativas 1, 2, y/o 3 para todos sus parámetros, el reporte se realizará a través de ventanilla única en el sistema de información de centrales termoeléctricas (SICTER).
- Si la fuente corresponde a una UGE afecta al D.S. 13/2011 MMA, que para alguno (s) de sus parámetros afectos al impuesto verde no se haya acogido a las alternativas 1, 2 y/o 3, el reporte de estos parámetros debe hacerse a través de ventanilla única en el sistema de impuesto verde.
- Si la fuente no está afecta al D.S. 13/2011 MMA, el reporte se realizará a través de ventanilla única en el sistema de impuesto verde.

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 del Ministerio del Medio Ambiente 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).
- D.S. 18/2016 MMA: Decreto Supremo N° 18 del 21 de Julio de 2016 que aprueba reglamento que fija las obligaciones y procedimientos relativos a la identificación de los contribuyentes afectos, y que establece los procedimientos administrativos necesarios para la aplicación del impuesto que grava las emisiones al aire de material particulado, óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y dióxido de carbono conforme lo dispuesto en el artículo 8° de la Ley N° 20.780.
- Tributo o impuesto verde: Impuesto a las emisiones de fuentes fijas afectas del artículo 8° de la Ley 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.

- RETC: Registro de emisiones y transferencia de contaminantes.
- ETFA: Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental.
- SICTER: Corresponde al Sistema de Información Centrales Termoeléctricas.
- SIV: Corresponde al Sistema Impuesto Verde.
- Variables mínimas: Aplica para las alternativas 4, 5, 6 y 7, y corresponde a las variables necesarias para el cálculo de las emisiones. Su ausencia es equivalente a no reportar.
- Variables adicionales y/o de control: Aplica para las alternativas 4, 5, 6 y 7, y corresponde principalmente a parámetros operacionales, que el establecimiento indicó en su propuesta metodológica, que reportará como forma de verificación y/o para cotejar el régimen de funcionamiento frente a posibles fallas del sistema de medición o cuantificación de los variables mínimas.

5. REPORTABILIDAD

El reporte de las emisiones de MP, NO_x, SO₂ y CO₂, se deberá remitir a esta Superintendencia, a través de la página Web del Ministerio del Medio Ambiente en la aplicación Ventanilla Única del RETC (<http://vu.mma.gob.cl>).

Los datos necesarios para ingresar al Sistema de Ventanilla Única corresponden a los dispuestos por los incisos 4° y 5° del artículo 17 del decreto supremo N° 1, de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente.

6. FORMAS DE REPORTE EN FUNCIÓN DE LAS ALTERNATIVAS DE CUANTIFICACIÓN

El reporte de las emisiones se realizará en función del método de cuantificación de emisiones de MP, NO_x, SO₂ y CO₂ de acuerdo a lo indicado el instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.

A continuación se presentan las formas de reporte en función de las alternativas de cuantificación de emisiones:

6.1. ALTERNATIVAS 1 y 3

Los establecimientos que opten o deban utilizar la alternativa 1 y/o 3, como el método de cuantificación de sus emisiones, para uno, alguno o todos los parámetros, deberán reportar sus emisiones, de la siguiente manera¹:

- Establecimientos afectos al D.S. N° 13/2011 MMA: deberán mantener el reporte asociado a dicho ICA, a través del SICTER (no se exige un reporte adicional).
- Establecimientos no afectos al D.S. N° 13/2011 MMA deberán reportar a través del SIV directamente.

Los establecimientos que utilicen la alternativa 1 y/o 3, y que no se encuentren afectos al D.S. 13/2011 MMA, verán la siguiente información en el SIV, Tabla 1²:

¹ Para ambos casos, el ingreso a los sistemas SIV o SICTER es a través de ventanilla única

² Para este caso, si existiesen datos en blanco, el establecimiento deberá llenarlos en el sistema directamente.

Tabla 1 – Información alternativa 1 establecimientos no afectados al D.S. N° 13/2011

ANTECEDENTES GENERALES	
Instrumento (RCA, NE, PPDA)	
Número y fecha	
Considerando o artículo donde se establece la exigencia	
Parámetros requeridos a medir con CEMS	

SI DISPONE DE UN CEMS PREVIAMENTE VALIDADO	NOx	SO ₂	CO ₂	MP	FLUJO
N° Resolución validación inicial					
Fecha resolución validación inicial					
N° resolución última validación					
Fecha resolución última validación					
Fecha última validación					
Estado actual (validado/ rechazado/ en proceso)					
Observaciones					

DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS	MARCA	MODELO	N° DE SERIE	PRINCIPIO FUNCIONAMIENTO	RANGO DE MEDICIÓN
Sonda					
Acondicionador de la muestra					
Analizador	MP				
	SO ₂				
	NOx				
	CO ₂				
	Flujo ³				
Convertidor NO ₂ /NO					
Sistema DAHS					

6.2. ALTERNATIVA 2

Los establecimientos cuyas fuentes estén afectas al impuesto verde, y al D.S. N° 13/2011 MMA que tengan autorizados monitoreos alternativos deberán utilizar esos monitoreos y/o estimaciones, como el método para la cuantificación de sus emisiones, de conformidad con dicha norma y con la propuesta metodológica para la cuantificación de emisiones aprobada por esta Superintendencia en el marco del Art. 8° de la Ley 20.780.

Estos establecimientos deberán seguir reportando por SICTER, en las condiciones ya aprobadas en el marco del D.S. 13/2011 MMA.

³ Para la utilización de alternativa 1, el establecimiento debe contar con un CEMS de flujo de gases validado.

6.3. ALTERNATIVA 4

Para la alternativa 4 las variables mínimas a reportar, son:

- Concentración medida por el Método de Referencia aplicado, es decir, las concentraciones de MP, NO_x, SO₂, CO₂ sin corrección por O₂ en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N). La normalización (N) corresponderá a 25° Celsius y 1 atm. Los valores deben ser entregados a nivel individual y como valores promedio de los informes de Muestreo y/o Medición.
- Flujo de gases de combustión medido, normalizado y en base seca a través de la aplicación del método de referencia.
- Horas de funcionamiento, identificando el combustible correspondiente.

A continuación se presenta la planilla genérica con los contenidos que el sistema pondrá a disposición por establecimiento, para el reporte de esta alternativa⁴:

⁴ Para una explicación detallada del proceso de reporte por alternativa, revisar la Guía del Sistema de Impuesto Verde (SIV) <http://impuestosverdes.sma.gob.cl/download>

Tabla 2 – Reporte Alternativa 4

ID	Nombre Establecimiento	Código V.U
1		
Fuente 1		
2	Fuente	Nombre fuente
3	N° Registro	N° de registro calderas y turbinas proveniente del D.S. 138
4	Contaminantes	Contaminante(s) que cuantifica con esta alternativa
5	Combustible	Combustible utilizado
6	Concentración medida	Concentración medida con Método de Referencia en el periodo reportado [mg/m ³ N], sin corrección por oxígeno, para los parámetros indicados en la fila 4
7	Flujo Medido	Flujo de gases medido en el periodo reportado [m ³ N/hr], base seca, para los parámetros indicados en la fila 4.
8	Acreditación nivel de actividad 1 (Horas de funcionamiento)	Horas de funcionamiento
9	Acreditación nivel de actividad 1 (Horas de funcionamiento)	Horómetro
10	Acreditación nivel de actividad 1 (Horas de funcionamiento)	Horas
11	Acreditación nivel de actividad 2 (adicionales y/o verificación)	Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
12	Acreditación nivel de actividad 2 (adicionales y/o verificación)	Equipo de medición o método de estimación
13	Acreditación nivel de actividad 2 (adicionales y/o verificación)	Unidad de medida
14	Acreditación nivel de actividad 3 (adicionales y/o verificación)	Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
15	Acreditación nivel de actividad 3 (adicionales y/o verificación)	Equipo de medición o método de estimación
16	Acreditación nivel de actividad 3 (adicionales y/o verificación)	Unidad de medida
17	Informes de medición con método de referencia realizados por la ETFA correspondiente	Se deben cargar todos los informes de Muestreo y/o Medición con método de referencia, realizados durante el periodo reportado.
18	Parámetros adicionales	Información adicional a reportar, de acuerdo al o los métodos de acreditación del nivel de actividad a realizar. Además, de todos los registros, informes o documentación necesaria para la trazabilidad del cálculo de la emisión.

El detalle de la planilla establecida en la Tabla 2 – Reporte Alternativa 4, es el siguiente:

1. El sistema de reporte presentará la información que el establecimiento entregó en la propuesta metodológica, y que fue aprobada por medio de una resolución exenta. La tabla presentará las fuentes del establecimiento que cuantificarán las emisiones con la alternativa 4.
2. De acuerdo a lo indicado, el sistema presentará el combustible que se indicó en la propuesta metodológica (fila 5), la concentración por parámetro⁵ medida por el Método de Referencia (fila 6), el flujo medido por parámetro⁶ por el Método de Referencia (fila 7) y las horas de funcionamiento para el combustible utilizado (fila 8). Todas estas, corresponden a variables mínimas a reportar.
3. Si adicionalmente el establecimiento indicó que reportará parámetros de control y/o parámetros que permitirán verificar el régimen de funcionamiento frente a posibles fallas en el sistema de medición de las horas, estos aparecerán indicados en las filas 11 a 16, de acuerdo a lo que el establecimiento comprometió en la propuesta metodológica.
 - a. Las filas 11 y 14 indican el tipo de medición que se reportará como parámetro de control y/o de verificación y que se comprometió en la propuesta metodológica. Las opciones pueden ser:
 - i. Consumo de combustible: si la fuente utilizará el consumo de combustible como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - ii. Producción vapor: Si la fuente es una caldera de vapor, y utilizará la producción de vapor como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - iii. Flujo de agua: Si la fuente es una caldera de calefacción o agua caliente, y utilizará el registro del flujo de agua como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - iv. Flujo de fluido térmico: Si la fuente es una caldera de fluido térmico, y utilizará el registro del flujo del fluido térmico como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - v. Generación eléctrica. Si la fuente es una turbina, y utilizará el registro de generación eléctrica como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - b. Las filas 12 y/o 15, indican el método utilizado para la cuantificación de los parámetros de control y/o verificación de acuerdo a lo indicado en la propuesta metodológica. Las opciones pueden ser:
 - i. Flujómetro de combustible (asociado a la opción consumo de combustible)
 - ii. Flujómetro de vapor de agua (asociado a la opción producción de vapor).
 - iii. Flujómetro de agua (asociado a la opción de calefacción o agua caliente).
 - iv. Flujómetro de fluido térmico (asociado a la opción de registro de calentamiento del fluido térmico)
 - v. Registro de la generación horaria.
 - c. Las filas 13 y/o 16 indican las unidades en que se reportarán los parámetros de control y/o verificación, de acuerdo a lo indicado en la propuesta metodológica.

Con esta información el sistema proporcionará una planilla con la resolución temporal indicada, para el reporte de los parámetros adicionales y/o de verificación.

⁵ El sistema mostrará solo los parámetros que el establecimiento indicó que cuantificará con la alternativa 4.

⁶ El sistema mostrará solo los parámetros que el establecimiento indicó que cuantificará con la alternativa 4.

4. El establecimiento deberá cargar todos los informes de Muestreo y/o Mediciones con método de referencia, realizados por la ETFA correspondiente, durante el periodo reportado (fila 18).
5. El titular deberá adjuntar como información adicional, en fila 18, todos los registros de fallas y avisos al respecto, que haya enviado a esta Superintendencia, en el periodo reportado.
6. Si una vez finalizado el trimestre no se cuenta con el muestreo y/o medición del método de referencia, se deben de reportar todos los otros antecedentes exigidos, tales como la acreditación del nivel de actividad de la fuente durante el trimestre.

6.4. ALTERNATIVA 5

Para la alternativa 5 las variables mínimas a reportar, son las siguientes:

- Concentración medida por una ETFA realizada con Método de Referencia, para cada nivel de carga (bajo-medio-alto). Es decir, las concentraciones de MP, NO_x, SO₂, CO₂ sin corrección por O₂ en miligramos por metro cúbicos normalizados (mg/m³N). La normalización (N) corresponderá a 25° Celsius y 1 atm.
- Flujo de gases de combustión medido por nivel de carga (bajo-medio-alto), normalizado y en base seca realizado con Método de Referencia.
- Carga de funcionamiento de la fuente durante las Muestreo y/o Mediciones con Método de Referencia.
- Carga horaria de funcionamiento, de la fuente a reportar en el trimestre.

A continuación se presenta la planilla genérica con los contenidos que el sistema pondrá a disposición por establecimiento, para el reporte de esta alternativa⁷:

⁷ Para una explicación detallada del proceso de reporte por alternativa, revisar la Guía del Sistema de Impuesto Verde (SIV) <http://impuestosverdes.sma.gob.cl/download>

Tabla 3 – Reporte Alternativa 5

ID	Nombre Establecimiento	Código V.U.	
1			
2	Fuente		Fuente 1
3	N° Registro		Nombre fuente
4	Contaminantes		N° de registro calderas y turbinas proveniente del D.S. 138
5	Combustible		Contaminante(s) que cuantifica con esta alternativa
6	Concentración medida Nivel bajo		Combustible utilizado
7	Concentración medida Nivel medio		Concentración medida para el nivel bajo de carga con Método de Referencia en [mg/m ³ N], sin corrección por oxígeno, para los parámetros indicados en la fila 4.
8	Concentración medida Nivel alto		Concentración medida para el nivel medio de carga con Método de Referencia en el periodo reportado [mg/m ³ N], sin corrección por oxígeno, para los parámetros indicados en la fila 4.
9	Flujo Medido Nivel bajo		Concentración medida para el nivel alto de carga con Método de Referencia [mg/m ³ N], sin corrección por oxígeno, para los parámetros indicados en la fila 4.
10	Flujo Medido Nivel medio		Flujo de gases de combustión medida para el nivel bajo de carga [m ³ N/hr], base seca, para los parámetros indicados en la fila 4.
11	Flujo Medido Nivel alto		Flujo de gases de combustión medida para el nivel medio de carga [m ³ N/hr], base seca, para los parámetros indicados en la fila 4.
12	Acreditación nivel de actividad 1 (Registro de carga horaria)	Tipo medición	Flujo de gases de combustión medida para el nivel alto de carga [m ³ N/hr], base seca, para los parámetros indicados en la fila 4.
13	Acreditación nivel de actividad 1 (Registro de carga horaria)	Equipo o método de medición	Carga horaria
14	Acreditación nivel de actividad 1 (Registro de carga horaria)	Resolución temporal medición	controla través de la Producción de la fuente
15	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Tipo medición	% carga
16	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Equipo o método de medición	Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
17	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Resolución temporal medición	Equipo de medición o método de estimación
18	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Tipo medición	Unidad
19	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Equipo o método de medición	Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
20	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Resolución temporal medición	Equipo de medición o método de estimación
21	Informes de medición con método de referencia realizados por la ETFA correspondiente		Unidad
22	Parámetros adicionales		Se deben cargar todos los informes de Muestreo y/o Medición con método de referencia, realizados durante el periodo reportado
			Información adicional a reportar, de acuerdo al o los métodos de acreditación del nivel de actividad a realizar. Además, de todos los registros, informes o documentación necesaria para la trazabilidad del cálculo de la emisión.

El detalle de la planilla establecida en la Tabla 3 – Reporte Alternativa 5, es el siguiente:

1. El sistema de reporte presentará la información que el establecimiento entregó en la propuesta metodológica, y que fue aprobada por medio de una resolución exenta. La tabla presentará las fuentes del establecimiento que cuantificarán las emisiones con la alternativa 5.
2. De acuerdo a lo indicado el sistema solicitará reportar la concentración medida por parámetro⁸ por cada nivel de carga (fila 6, 7 y 8), el flujo medido por parámetro⁹ por nivel de carga (filas 9, 10 y 11) y el registro de la carga horaria (fila 12, 13 y 14). Todas estas variables a reportar son obligatorias.
3. Si adicionalmente el establecimiento indicó que reportará parámetros de control y/o parámetros que permitirán verificar el régimen de funcionamiento frente a posibles fallas en el sistema de medición de las horas de funcionamiento, estos aparecerán indicados en las filas 15 a 20, de acuerdo a lo que el establecimiento comprometió en la propuesta metodológica.
 - a. Las filas 15 y 18 indican el tipo de medición que se utilizará como parámetro de control y/o verificación comprometida en la propuesta metodológica. Las opciones pueden ser:
 - i. Consumo de combustible: si la fuente utilizará el consumo de combustible como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - ii. Producción vapor: Si la fuente es una caldera de vapor, y utilizará la producción de vapor como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - iii. Flujo de agua: Si la fuente es una caldera de calefacción o agua caliente, y utilizará el registro del flujo de agua como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - iv. Flujo de fluido térmico: Si la fuente es una caldera de fluido térmico, y utilizará el registro del flujo del fluido térmico como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - v. Generación eléctrica. Si la fuente es una turbina, y utilizará el registro de generación eléctrica como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - b. Las filas 16 y/o 19, indican el método utilizado para la cuantificación de los parámetros de control y/o verificación, de acuerdo a lo indicado en la propuesta metodológica. Las opciones pueden ser:
 - i. Flujómetro de combustible (asociado a la opción consumo de combustible)
 - ii. Flujómetro de vapor de agua (asociado a la opción producción de vapor).
 - iii. Flujómetro de agua (asociado a la opción de calefacción o agua caliente).
 - iv. Flujómetro de fluido térmico (asociado a la opción de registro de calentamiento del fluido térmico)
 - v. Registro de la generación horaria.
 - c. Las filas 17 y/o 20 indican las unidades en que se reportarán los parámetros de control y/o verificación, de acuerdo a lo indicado en la propuesta metodológica.

Con esta información el sistema proporcionará una planilla con la resolución temporal indicada, para el reporte de los parámetros adicionales y/o de verificación.

4. El establecimiento deberá cargar todos los informes de mediciones con método de referencia, realizados por la ETFA correspondiente, durante el periodo reportado (fila 21).

⁸ El sistema mostrará solo los parámetros que el establecimiento indicó que cuantificará con la alternativa 5.

⁹ El sistema mostrará solo los parámetros que el establecimiento indicó que cuantificará con la alternativa 5.

5. El titular deberá adjuntar como información adicional, todos los registros de fallas y avisos al respecto, que haya enviado a esta Superintendencia, en el periodo reportado.
6. Si una vez finalizado el trimestre no se cuenta con el Muestreo y/o Medición del método de referencia, se debe reportar todos los otros antecedentes exigidos en el reporte como la acreditación del nivel de actividad de la fuente durante el trimestre.

6.5. ALTERNATIVA 6

Para la alternativa 6, la variable mínima a reportar es el consumo de combustible.

El sistema mostrará la información presentada por el establecimiento, en la propuesta metodológica. Esta información incluye la forma en que se cuantificará el consumo de combustible (acreditación del nivel de actividad 1, obligatoria), la información complementaria si es que el consumo de combustible se estimará (no se mide) y/o parámetros de respaldo frente a posibles fallas, (acreditación del nivel de actividad 2 y 3), además de cualquier otra información de interés para la cuantificación del consumo de combustible (parámetros adicionales).

A continuación se presenta la planilla genérica con los contenidos que el sistema pondrá a disposición por establecimiento, para el reporte de esta alternativa¹⁰:

¹⁰ Para una explicación detallada del proceso de reporte por alternativa, revisar la Guía del Sistema de Impuesto Verde (SIV) <http://impuestosverdes.sma.gob.cl/download>

Tabla 4 – Reporte Alternativa 6

ID	Nombre Establecimiento	Código V.U
1		
Fuente 1		
2	Fuente	Nombre fuente
3	N° Registro	N° de registro calderas y turbinas proveniente del D.S. 138
4	Contaminantes	Contaminante(s) que cuantifica con esta alternativa
5	Combustible	Combustible utilizado
6	Equipo abatimiento	Equipo de abatimiento instalado y operativo
7	% Eficiencia	Porcentaje de abatimiento por contaminante
8	Factor de emisión	Factor de emisión para NOx, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
9	Factor de emisión	Factor de emisión para SO ₂ , de acuerdo a lo indicado en la fila 4
10	Factor de emisión	Factor de emisión para CO ₂ , de acuerdo a lo indicado en la fila 4
11	Factor de emisión	Factor de emisión para MP, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
12	Acreditación nivel de actividad 1 (consumo de combustible)	Consumo de combustible
13	Acreditación nivel de actividad 1 (consumo de combustible)	Equipo de medición o método de estimación
14	Acreditación nivel de actividad 1 (consumo de combustible)	Unidad
15	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
16	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Equipo de medición o método de estimación
17	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Unidad
18	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
19	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Equipo de medición o método de estimación
20	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Unidad
21	Parámetros adicionales	Información adicional a reportar, de acuerdo al o los métodos de acreditación del nivel de actividad a realizar y/o registros de fallas y avisos. Además, de todos los registros, informes o documentación necesaria para la trazabilidad del cálculo de la emisión.

El detalle de la planilla establecida en la Tabla 4– Reporte Alternativa 6, es el siguiente:

1. El sistema de reporte presentará la información que el establecimiento entregó en la propuesta metodológica, y que fue aprobada por medio de una resolución exenta. La tabla presentará las fuentes del establecimiento que cuantificarán las emisiones con la alternativa 6 u 7.
2. De acuerdo a lo indicado el sistema solicitará reportar el consumo de combustible, ya sea medido o estimado, de acuerdo a lo indicado en la fila 12 (acreditación del nivel de actividad 1, tipo de medición). Esta fila siempre indicará consumo de combustible, como la variable a reportar, ya que es el parámetro principal para la estimación de emisiones.
3. A continuación el sistema mostrará el origen de la cuantificación del consumo de combustible, medido o estimado, de acuerdo a lo que el establecimiento indicó en la propuesta metodológica. Las opciones pueden ser (fila 13):
 - a. Flujómetro combustible dedicado: Si la fuente cuenta con un flujómetro que mide el consumo de la fuente únicamente (dedicado).
 - b. Flujómetro combustible parcial.
 - c. Flujómetro combustible total: Si la fuente cuenta con un flujómetro que mide el consumo total de un estanque que abastece a la misma fuente y a otras.
 - d. Flujómetro de agua (vapor): Si la fuente es una caldera y no cuenta con medición del combustible (flujómetro), y utilizará la producción de vapor para estimar el consumo de combustible.
 - e. Flujómetro de fluido térmico: Si la fuente corresponde a una caldera de fluido térmico, y no cuenta con medición del combustible (flujómetro), y utilizará el registro de calentamiento del fluido térmico, para la estimación del consumo de combustible.
 - f. Flujómetro proveedor: Si la fuente es provista de combustible por un externo, y utilizará ese registro como cuantificación del consumo de combustible.
 - g. Registro de generación eléctrica: Si la fuente es una turbina y no cuenta con medición de combustible (flujómetro), y utilizará la generación eléctrica para la estimación del consumo de combustible.
 - h. Balances: Si la fuente utilizará cubriciones o mediciones rutinarias de niveles de estanques, para la cuantificación del consumo de combustible.
 - i. Registro de compras: Si la fuente utilizará registros de compras (facturas) de combustibles, para estimar el consumo de combustible.
4. La fila 14 indica la unidad en la que se dispondrá el dato (consumo de combustible), esta podrá ser¹¹:
 - a. ton/hora – m³/hora
 - b. ton/día – m³/día
 - c. ton/mes – m³/mes
 - d. ton/trimestre – m³/trimestre
5. Las filas 15 a 17 y 18 a 20, indican los parámetros que la fuente reportará como verificación o en complemento a la cuantificación del combustible indicada en la fila 13, (variables adicionales que complementan el cálculo, por ejemplo) o parámetros que permitirán acreditar el régimen de funcionamiento frente a posibles fallas en el sistema de medición/cuantificación, indicado en la fila 13. Toda esta información proviene de la propuesta metodológica presentada por el establecimiento.

Las posibilidades para cada fila son las siguientes:

- a. Filas 15 y 18: Indican el método que se utilizará para complementar los cálculos o para verificar la cuantificación del combustible reportada en la fila 13. Estas podrán ser:

¹¹ Los establecimientos que midan en volumen y transformen a masa, deberán indicar la densidad en los parámetros adicionales.

- i. Producción vapor: Si la fuente es una caldera de vapor, y utilizará la producción de vapor para estimar el consumo de combustible, o como parámetro de chequeo y/o adicional a la cuantificación propuesta.
 - ii. Flujo de agua: Si la fuente es una caldera de calefacción o agua caliente, y utilizará el registro del flujo de agua como parámetro para acreditar o verificar las horas de funcionamiento reportadas.
 - iii. Flujo de fluido térmico: Si la fuente es una caldera de fluido térmico, y utilizará el registro del flujo del fluido térmico para la estimación del combustible, o como parámetro de chequeo y/o adicional a la cuantificación propuesta.
 - iv. Generación eléctrica. Si la fuente es una turbina, y utilizará el registro de generación eléctrica para la estimación del consumo de combustible, o como parámetro de chequeo y/o adicional a la cuantificación propuesta.
 - v. Horas de funcionamiento: si la fuente reportará las horas de funcionamiento como parámetro de chequeo y/o verificación a la cuantificación propuesta.
- b. Filas 16 y 19: Indican el equipo con el que se realizará lo indicado en las filas 15 y/o 18. Las posibilidades pueden ser:
- i. Flujómetro de vapor de agua (asociado a la opción producción de vapor).
 - ii. Flujómetro de agua (asociado a la opción de calefacción o agua caliente).
 - iii. Flujómetro de fluido térmico (asociado a la opción de registro de calentamiento del fluido térmico)
 - iv. Registro de horas funcionamiento (horómetro).
- c. Filas 17 y 20: indican la unidad en que se reportará la información de verificación o complementaria. Las unidades pueden ser.
- i. ton/hora – m³/hora
 - ii. ton/día – m³/día
 - iii. ton/mes – m³/mes
 - iv. ton/trimestre – m³/trimestre
 - v. Horas de funcionamiento (solo para el caso en que se utilice horómetro).

Con esta información el sistema pondrá a disposición una planilla por fuente y combustible, considerando todo lo indicado en los puntos anteriores, la que el establecimiento deberá llenar y cargar, para dar cumplimiento a la obligación de reportar.

El titular deberá adjuntar como información adicional, todos los registros de fallas y avisos al respecto, que haya enviado a esta Superintendencia en el periodo reportado.

De manera adicional, el titular debe ingresar por una única vez el código de clasificación CCF8 de la fuente entregado por el sistema D.S. 138 y los factores de emisión correspondientes a su fuente y tipo de combustible. La unidad de medida seleccionada como denominador (unidad de masa o unidad de volumen) del factor de emisión del D.S. 138 para alternativa 6 y el factor de emisión parametrizado para la alternativa 7, debe ser la misma con la que se esté reportando el consumo de combustible en el primer nivel de acreditación (fila 14 de tabla 4 o fila 19 de tabla 4).

6.6. ALTERNATIVA 7

Para la alternativa 7, la variable mínima a reportar es el consumo de combustible, factor de emisión y los parámetros que se utilizaron para establecer el factor de emisión. Por este motivo el sistema mostrará la información presentada por el establecimiento, en la propuesta metodológica, referida a esta alternativa. Esta incluye la forma en que se cuantificará el consumo de combustible (acreditación del nivel de actividad 1, obligatoria), la información complementaria si es que el consumo de combustible se estimará (no se mide) y/o parámetros de respaldo frente a posibles fallas, (acreditación del nivel de actividad 2 y 3).

Específicamente para la alternativa 7 es necesario reportar lo siguiente:

- Eficiencia del sistema de abatimiento (fila 7) por parámetro, MP, NO_x, SO₂ y CO₂, según medición realizada o eficiencia informada por el fabricante, de acuerdo a lo indicado en punto 5.4.2. Anexo N°3, instructivo para la cuantificación de emisiones a través de factores de emisión.
- Caracterización 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. del Anexo N°3 instructivo para la cuantificación de emisiones a través de factores de emisión, según corresponda (contenido de Azufre, Poder Calorífico Inferior, Superior, etc.).

A continuación se presenta la planilla genérica con los contenidos que el sistema pondrá a disposición por establecimiento, para el reporte de esta alternativa¹²:

¹² Para una explicación detallada del proceso de reporte por alternativa, revisar la Guía del Sistema de Impuesto Verde (SIV) <http://impuestosverdes.sma.gob.cl/download>

Tabla 5 – Reporte Alternativa 7

ID	Nombre Establecimiento	Código V.U
1		
Fuente 1		
2	Fuente	
3	N° Registro	
4	Contaminantes	
5	Código CCF	
6	Combustible	
7	Equipo abatimiento	
8	% Eficiencia	
9	Factor de emisión original	NOX
10	Factor de emisión original	SO ₂
11	Factor de emisión original	CO ₂
12	Factor de emisión original	MP
13	Factor emisión parametrizado	NOX
14	Factor emisión parametrizado	SO ₂
15	Factor emisión parametrizado	CO ₂
16	Factor emisión parametrizado	MP
17	Acreditación nivel de actividad 1 (consumo de combustible)	Tipo medición
18	Acreditación nivel de actividad 1 (consumo de combustible)	Equipo o método de medición
19	Acreditación nivel de actividad 1 (consumo de combustible)	Resolución temporal medición
20	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Tipo medición
21	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Equipo o método de medición
22	Acreditación nivel de actividad 2 (verificación y/o complemento)	Resolución temporal medición
23	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Tipo medición
24	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Equipo o método de medición
25	Acreditación nivel de actividad 3 (verificación y/o complemento)	Resolución temporal medición
26	Parámetros adicionales	

Nombre fuente
N° de registro calderas y turbinas proveniente del D.S. 138
Contaminante(s) que cuantifica con esta alternativa
Código CCF de la fuente
Combustible utilizado
Equipo de abatimiento instalado y operativo
Porcentaje de abatimiento por contaminante
Factor de emisión para NOx del AP-42, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Factor de emisión para SO₂ del AP-42, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Factor de emisión para CO₂ del IPCC, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Factor de emisión para MP del AP-42, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Factor de emisión para NOx, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Factor de emisión para SO₂, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Factor de emisión para CO₂, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Factor de emisión para MP, de acuerdo a lo indicado en la fila 4
Consumo de combustible
Equipo de medición o método de estimación
Unidad
Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
Equipo de medición o método de estimación
Unidad
Tipo de medición a realizar para la acreditación del nivel de actividad
Equipo de medición o método de estimación
Unidad
Información adicional a reportar, de acuerdo al o los métodos de acreditación del nivel de actividad a realizar y/o registros de Jallas y avisos. Además, de todos los registros, informes o documentación necesaria para la trazabilidad del cálculo de la emisión.

6.7. OTRAS ALTERNATIVAS

Para los casos en que se presentó un método de cuantificación distinto a las alternativas propuestas según instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780, el sistema de reporte de impuesto verde contará con la opción para la recepción de los reportes trimestrales. En tal caso, el titular deberá adjuntar la emisión reportada más la información, antecedentes, ecuaciones, rutas de cálculos y toda la documentación necesaria para la trazabilidad de los cálculos.

Además el titular deberá adjuntar como información adicional, todos los registros de fallas y avisos al respecto, que haya enviado a esta Superintendencia, en el periodo reportado.

7. PLAZOS Y FRECUENCIA

Las emisiones cuantificadas a través de lo indicado en instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780, se deberán reportar trimestralmente a esta Superintendencia de acuerdo a los siguientes plazos.

Tabla 6 – Plazos de reportes

Periodo trimestral reportado	Plazo de envío de reporte
enero-febrero-marzo	30 de abril
abril-mayo-junio	31 de julio
julio-agosto-septiembre	31 de octubre
octubre-noviembre-diciembre	31 de enero año siguiente

8. ANEXO

A continuación se presenta el detalle de las planillas de reporte alternativa 1 y/o 3, de establecimientos que no afectan al D.S. 13/2011 MMA.

Tabla 7 – Tabla datos crudos y normalizados minuto a minuto

Columna	Definición	Formato	Valores admitidos
FECHA Y HORA	Fecha y hora de la medición	dd/mm/aaaa hh:mm	
CONCENTRACION_NOX_PPM	Concentración de NOx en ppm	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_NOX_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de NOx en mg/Nm ³ , sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_SO2_PPM	Concentración de SO ₂ en ppm	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_SO2_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de SO ₂ en mg/Nm ³ sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_MP_MG/M3	Concentración de MP en mg/m ³	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_MP_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de MP en mg/Nm ³ sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
OXIGENO_PORCENTAJE_BASE_SECA	Concentración de O ₂ en % y base seca (B.S).	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
HUMEDAD_PORCENTAJE	Humedad en % H ₂ O	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_CO2_PORCENTAJE	Concentración de CO ₂ en %.	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_CO2_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de CO ₂ en mg/Nm ³ sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
TEMPERATURA_GASES_SALIDA_C	Temperatura de gases de salida en °C	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
PRESION_GASES_SALIDA_ATM	Presión de gases de salida en atm	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
FLUJO_GASES_SALIDA_BASE_HUMEDA_M3/MIN	Flujo de gases de salida en base húmeda m ³ /min	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
FLUJO_GASES_SALIDA_BASE_SECA_NM3/MIN	Flujo de gases de salida en Nm ³ /min, base seca.	Númerico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
TIPO_COMBUSTIBLE	Sólido, líquido o gaseoso.	Cadena de caracteres (texto)	-SOLIDO -LIQUIDO -GASEOSO

Columna	Definición	Formato	Valores admitidos
COMBUSTIBLE	Combustible (Ej.: Carbón, Petróleo, mezcla carbón + petcoke)	Cadena de caracteres (texto)	-GAS_LICUADO_PETROLEO -KEROSENE -CARBON -PETCOKE -GAS_NATURAL -PETROLEO_6 -PETROLEO_5 -PETROLEO_2 -BIOMASA -GAS_NATURAL_LICUADO -CARBON+PETCOKE -CARBON_BITUMINOSO+CAR BON_SUB-BITUMINOSO -CARBON_BITUMINOSO -CARBON_SUB-BITUMINOSO -LICOR_NEGRO -GAS+PETROLEO -CARBON_BITUMINOSO+PET ROLEO_2 -BIOGAS
ESTADO_FUENTE	Estado de la unidad de generación eléctrica.	Cadena de caracteres (texto)	Operación/fuera de servicio
ESTADO_CEMS_MP	Estado de operación del CEMS MEC: Margen de Error Cero MES: Margen de Error Span EC: Ensayo de Correlación ACA: Auditoría de Correlación Absoluta ACR: Auditoría de Correlación de Respuesta ARR: Auditoría de Respuesta Relativa MT: Mantenimiento CEMS FC: Fuera de Control del CEMS MM: CEMS Midiendo MMC: CEMS Midiendo condicionalmente(*) NA: No aplica definir Estado CEMS, ya que aún no se instala CEMS o el parámetro no es medido.	Cadena de caracteres (texto)	-MEC -MES -EC -ACA -ACR -ARR -MT -FC -MM -MMC -NA
ESTADO_CEMS_SO2	Estado de operación del CEMS CCDC: Calibración Cero Desviación Calibración CCEL: Calibración Cero Error Linealidad CM: Calibración Media CSDC: Calibración Span Desviación Calibración CSEL: Calibración Span Error Linealidad ER: Exactitud Relativa MT: Mantenimiento CEMS FC: Fuera de Control del CEMS MM: CEMS Midiendo MMC: CEMS Midiendo condicionalmente (*) NA: No aplica definir Estado CEMS, ya que aún no se instala CEMS o el parámetro no es medido.	Cadena de caracteres (texto)	-CCDC -CCEL -CM -CSDC -CSEL -ER -MT -FC -MM -MMC -NA
ESTADO_CEMS_NOX	Estado de operación del CEMS CCDC: Calibración Cero Desviación Calibración CCEL: Calibración Cero Error Linealidad CM: Calibración Media CSDC: Calibración Span Desviación Calibración CSEL: Calibración Span Error Linealidad ER: Exactitud Relativa MT: Mantenimiento CEMS FC: Fuera de Control del CEMS MM: CEMS Midiendo MMC: CEMS Midiendo condicionalmente (*) NA: No aplica definir Estado CEMS, ya que aún no se instala CEMS o el parámetro no es medido.	Cadena de caracteres (texto)	-CCDC -CCEL -CM -CSDC -CSEL -ER -MT -FC -MM -MMC -NA
ESTADO_CEMS_O2	Estado de operación del CEMS CCDC: Calibración Cero Desviación Calibración CCEL: Calibración Cero Error Linealidad CM: Calibración Media CSDC: Calibración Span Desviación Calibración CSEL: Calibración Span Error Linealidad ER: Exactitud Relativa	Cadena de caracteres (texto)	-CCDC -CCEL -CM -CSDC -CSEL -ER

Columna	Definición	Formato	Valores admitidos
	MT: Mantenimiento CEMS FC: Fuera de Control del CEMS. MM: CEMS Midiendo MMC: CEMS Midiendo condicionalmente (*) NA: No aplica definir Estado CEMS, ya que aún no se instala CEMS o el parámetro no es medido.		-MT -FC -MM -MMC -NA
ESTADO_CEMS_FLUJO	Estado de operación del CEMS CC: Calibración Cero CS: Calibración Span ER: Exactitud Relativa MT: Mantenimiento CEMS FC: Fuera de Control del CEMS MM: CEMS Midiendo MMC: CEMS Midiendo condicionalmente(*) NA: No aplica definir Estado CEMS, ya que aún no se instala CEMS o el parámetro no es medido.	Cadena de caracteres (texto)	-CC -CS -ER -MT -FC -MM -MMC -NA
ESTADO_CEMS_HUMEDAD	Estado de operación del CEMS CC: Calibración Cero CS: Calibración Span ER: Exactitud Relativa MT: Mantenimiento CEMS FC: Fuera de Control del CEMS MM: CEMS Midiendo NA: No aplica definir Estado CEMS, ya que aún no se instala CEMS o el parámetro no es medido.	Cadena de caracteres (texto)	-CC -CS -ER -MT -FC -MM -MMC -NA
ESTADO_CEMS_CO2	Estado de operación del CEMS CCDC: Calibración Cero Desviación Calibración CCEL: Calibración Cero Error Linealidad CM: Calibración Media CSDC: Calibración Span Desviación Calibración CSEL: Calibración Span Error Linealidad ER: Exactitud Relativa MT: Mantenimiento CEMS FC: Fuera de Control del CEMS MM: CEMS Midiendo MMC: CEMS Midiendo condicionalmente NA: No aplica definir Estado CEMS, ya que aún no se instala CEMS o el parámetro no es medido.	Cadena de caracteres (texto)	-CCDC -CCEL -CM -CSDC -CSEL -ER -MT -FC -MM -MMC -NA
ESTADO_SENSOR_TEMPERATURA	Estado de operación del sensor CA: Calibración Sensor VE: Verificación Sensor MT: Mantenimiento Sensor MM: Sensor Midiendo NA: No aplica definir estado de sensor	Cadena de caracteres (texto)	-CA -VE -MT -MM -NA
ESTADO_SENSOR_PRECISION	Estado de operación del sensor CA: Calibración Sensor VE: Verificación Sensor MT: Mantenimiento Sensor MM: Sensor Midiendo NA: No aplica definir estado de sensor	Cadena de caracteres (texto)	-CA -VE -MT -MM NA
ESTADO_SENSOR_HUMEDAD	Estado de operación del sensor CA: Calibración Sensor VE: Verificación Sensor MT: Mantenimiento Sensor MM: Sensor Midiendo NA: No aplica definir estado de sensor	Cadena de caracteres (texto)	-CA -VE -MT -MM -NA

(*) Durante el periodo comprendido entre el término de los ensayos de validación y la obtención de la respectiva resolución emitida por esta Superintendencia, se deberá caracterizar como MMC

Tabla 8 – Tabla datos crudos y normalizados horarios

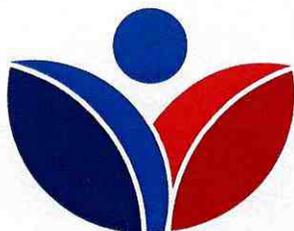
Columna	Definición	Formato	Valores admitidos
FECHA Y HORA	Fecha y hora de la medición	dd/mm/aaaa hh:mm	
CONCENTRACION_NOX_PPM	Concentración de NOx en ppm	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_NOX_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de NOx en mg/Nm ³ , sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_SO2_PPM	Concentración de SO ₂ en ppm	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_SO2_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de SO ₂ en mg/Nm ³ sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_MP_MG/M3	Concentración de MP en mg/m ³ en base húmeda (B.H).	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_MP_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de MP en mg/Nm ³ sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
OXIGENO_PORCENTAJE_BASE_SECA	Concentración de O ₂ en % y base seca (B.S).	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
HUMEDAD_PORCENTAJE	Humedad en % H ₂ O	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_PORCENTAJE_CO2	Concentración de CO ₂ en %	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
CONCENTRACION_CO2_SIN_CORREGIR_MG/NM3	Concentración de CO ₂ en mg/Nm ³ sin corregir por O ₂ en base seca (B.S) y normalizados a 25°C y 1 atm.	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
TEMPERATURA_GASES_SALIDA_C	Temperatura de gases de salida en °C	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
PRESION_GASES_SALIDA_ATM	Presión de gases de salida en atm	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
FLUJO_GASES_SALIDA_BASE_HUMEDA_M3/H	Flujo de gases de salida en m ³ /h, base húmeda	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
FLUJO_GASES_SALIDA_BASE_SECA_NM3/H	Flujo de gases de salida en Nm ³ /h, base seca.	Numérico, 3 decimales.	Número, donde el separador de decimales es un punto.
TIPO_COMBUSTIBLE	Sólido, líquido o gaseoso.	Cadena de caracteres (texto)	- SOLIDO - LIQUIDO - GASEOSO

Columna	Definición	Formato	Valores admitidos
COMBUSTIBLE	Combustible (Ej.: Carbón, Petróleo, mezcla carbón+petcoke)	Cadena de caracteres (texto)	-GAS_LICUADO_PETROLEO -KEROSENE -CARBON -PETCOKE -GAS_NATURAL -PETROLEO_6 -PETROLEO_5 -PETROLEO_2 -BIOMASA -GAS_NATURAL_LICUADO -CARBON+PETCOKE -CARBON_BITUMINOSO+CARBON_SUB-BITUMINOSO -CARBON_BITUMINOSO -CARBON_SUB-BITUMINOSO -LICOR_NEGRO -BIOGAS
CONSUMO_COMBUSTIBLE	Consumo de combustible en m³/h o ton/h. Líquido o gas m³/h Sólido ton/h	Numérico, 3 decimales.	-Número, donde el separador de decimales es un punto.
POTENCIA_BRUTA_MWH_PARA_TURBINAS	Potencia bruta a la cual operó la fuente durante el promedio horario registrado en MWh, para el caso de fuentes tipo turbinas, si aplica.	Numérico, 3 decimales.	-Número, donde el separador de decimales es un punto.
PRODUCCIÓN_DE_VAPOR_TON/H PARA CALDERAS DE VAPOR	Producción de vapor generada por la fuente durante el promedio horario registrado en ton/h, para el caso de fuentes tipo calderas de vapor, si aplica.	Numérico, 3 decimales.	-Número, donde el separador de decimales es un punto.
ESTADO_FUENTE	Estado de la unidad de generación eléctrica.	Cadena de caracteres (texto)	OPERACION, FUERA_DE_SERVICIO
TIPO_DATO_MP	Describir si el dato de material particulado es medido, sustituido, medido con método de referencia o estimado. DM: Dato medido mediante CEMS DMC: Dato medido mediante CEMS en estado condicional (*) DS: Dato sustituido DE: Dato estimado (para monitoreo alternativo) MR: Dato medido mediante método de referencia	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DMC -DS -DE -MR
TIPO_DATO_SO2	Describir si el dato de dióxido de azufre es medido, sustituido, medido con método de referencia o estimado. DM: Dato medido mediante CEMS DMC: Dato medido mediante CEMS en estado condicional (*) DS: Dato sustituido- DE: Dato estimado (para monitoreo alternativo) MR: Dato medido mediante método de referencia estimado.	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DMC -DS -DE -MR
TIPO_DATO_NOX	Describir si el dato de óxido de nitrógeno es medido, sustituido, medido con método de referencia o estimado. DM: Dato medido mediante CEMS DMC: Dato medido mediante CEMS en estado condicional (*) DS: Dato sustituido DE: Dato estimado (para monitoreo alternativo) MR: Dato medido mediante método de referencia.	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DMC -DS -DE -MR

Columna	Definición	Formato	Valores admitidos
TIPO_DATO_O2	Describir si el dato de oxígeno es medido, sustituido, medido con método de referencia o estimado. DM: Dato medido mediante CEMS DMC: Dato medido mediante CEMS en estado condicional (*) DS: Dato sustituido DE: Dato estimado (Aplica para monitoreo alternativo, cuando el titular proponga a la SMA una forma de estimar éste valor) MR: Dato medido mediante método de referencia	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DMC -DS -DE -MR
TIPO_DATO_FLUJO	Describir si el dato de Flujo es medido, sustituido, medido con método de referencia o estimado. DM: Dato Medido mediante CEMS DMC: Dato medido mediante CEMS en estado condicional (*) DS: Dato Sustituido DE: Dato Estimado (para monitoreo alternativo) MR: Dato medido mediante método de referencia.	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DMC -DS -DE -MR
TIPO_DATO_CO2	Describir si el dato de dióxido de carbono es medido, sustituido, medido con método de referencia o estimado. DM: Dato Medido mediante CEMS DMC: Dato medido mediante CEMS en estado condicional (*) DS: Dato Sustituido DE: Dato Estimado (para monitoreo alternativo) MR: Dato medido mediante método de referencia	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DMC -DS -DE -MR
TIPO_DATO_TEMPERATURA	Describir si el dato de temperatura es medido o sustituido. DM: Dato Medido mediante Sensor DS: Dato Sustituido	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DS
TIPO_DATO_PRESION	Describir si el dato de presión es medido o sustituido. DM: Dato Medido mediante Sensor DS: Dato Sustituido	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DS
TIPO_DATO_HUMEDAD	Describir si el dato de humedad es medido, sustituido o medido con método de referencia o estimado. DM: Dato Medido mediante CEMS o Sensor DS: Dato Sustituido DE: Dato Estimado (Aplica solo cuando el titular proponga a la SMA una forma de estimar éste valor) MR: Dato medido mediante método de referencia.	Cadena de caracteres (texto)	-DM -DS -DE -MR

(*) Durante el periodo comprendido entre el término de los ensayos de validación y la obtención de la respectiva resolución emitida por esta Superintendencia, se deberá caracterizar el Tipo de Dato como DMC

Nota: Si la fuente corresponde a una Caldera de Calefacción o Agua Caliente o Caldera de Fluido Térmico se debe reportar el consumo de combustible.



SMA

Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

TÍTULO 3:

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

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN.....	2
2.	OBJETIVO.....	2
3.	ALCANCE.....	2
4.	DEFINICIONES.....	2
5.	VERIFICACIÓN (SMA).....	3
5.1.	NIVELES DE VERIFICACIÓN.....	4
5.1.1.	NIVEL 1 - VERIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN:.....	5
5.1.2.	NIVEL 2 - VERIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE MEDICIÓN, MUESTREO Y/O ESTIMACIÓN:.....	6
5.1.3.	NIVEL 3 - VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN REPORTADA:.....	7
5.2.	FORMAS DE EJECUTAR LA VERIFICACIÓN.....	7
5.2.1.	EXAMEN DE INFORMACIÓN.....	7
5.2.2.	MUESTREOS, MEDICIÓN Y/O ANÁLISIS.....	7
5.2.3.	INSPECCIÓN AMBIENTAL.....	8
6.	ACCIONES A IMPLEMENTAR POR LOS ESTABLECIMIENTOS.....	9
6.1.	REGISTRO Y DOCUMENTACIÓN.....	9
6.2.	ASEGURAMIENTO DE CALIDAD Y CONTROL PARA MONITOREO CONTINUO Y METODOLOGÍA ALTERNATIVA.....	11
6.3.	ASEGURAMIENTO DE CALIDAD Y CONTROL PARA MEDICIÓN Y/O MUESTREO Y/O ESTIMACIÓN.....	11
6.4.	ALMACENAMIENTO DE DATOS.....	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 [NOx] y dióxido de carbono [CO₂]), de fuentes fijas.

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

El marco legal descrito faculta a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) a dictar instrucciones generales dirigidas a definir requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los sistemas de monitoreo o estimación de emisiones, por lo cual es necesario verificar los antecedentes presentados por los establecimientos afectos al pago de este impuesto.

2. OBJETIVO

El presente instructivo tiene como objetivo establecer las directrices de carácter general para el proceso de verificación de las emisiones cuantificadas de acuerdo a instructivo para la cuantificación de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780 y reportadas de acuerdo Instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780, ambas de la Superintendencia del Medio Ambiente.

3. ALCANCE

El siguiente instructivo aplica a todos los establecimientos afectos 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 nominal 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.

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.
- Tributo o impuesto verde: Impuesto a las emisiones de fuentes fijas afectas del artículo 8° de la Ley 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.
- ETFA: Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental.
- Res. Ex. 1184/2015 SMA: Resolución Exenta N° 1184 de la Superintendencia del Medio Ambiente de 14 de diciembre de 2015, que dicta e instruye normas de carácter general sobre fiscalización ambiental y deja sin efecto la resolución que indica.
- Res. Ex. 987/2016 SMA: Resolución Exenta N° 987 de la Superintendencia del Medio Ambiente de 19 de octubre de 2016, que dicta segunda instrucción de carácter general para la operatividad de las entidades técnicas de fiscalización ambiental (ETFA).

- Res. Ex. 33/2015 SMA: Resolución Exenta N° 33 de la Superintendencia del Medio Ambiente de 19 de enero de 2015, que dicta instrucción de carácter general sobre remisión de información para norma de emisión de centrales termoeléctricas y criterio de sustitución de datos.
- Res. Ex. 1174/2016 SMA: Resolución Exenta N° 1174 de 20 de diciembre de 2016, que aprueba protocolo técnico para la fiscalización del D.S. 13/2011 MMA norma de emisión para centrales termoeléctricas.
- Res. Ex. N° 914 SMA: Resolución Exenta N° 914 de la Superintendencia del Medio Ambiente de 29 de septiembre de 2016, 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.

Cualquier modificación o sustitución de las instrucciones mencionadas se entenderán incorporadas en el presente instructivo.

5. VERIFICACIÓN (SMA)

El proceso de verificación corresponde al conjunto de actividades y procedimientos llevados a cabo para corroborar la validez de la información reportada. La verificación permitirá lo siguiente:

- Asegurar que los sistemas y procedimientos de monitoreo cumplan con lo descrito en la propuesta de cuantificación, aprobada mediante resolución por esta Superintendencia.
- Asegurar que las metodologías de medición/muestreo se aplicaran cumpliendo las directrices de los métodos de referencia en los que se basan.
- Asegurar que los datos reportados, tengan coherencia con los datos operacionales¹ indicados adicionalmente por los establecimientos.

Para llevar a cabo esto, se definen tres niveles de verificación, asociados a los puntos mencionados.

¹ Nivel de actividad 2 o 3, de acuerdo a Instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.



Figura 1: Niveles de verificación de impuesto verde.

5.1. NIVELES DE VERIFICACIÓN

Los niveles de verificación están orientados a establecer qué se verificará de acuerdo a la alternativa de cuantificación seleccionada para cada fuente emisora, parámetro regulado y tipo de combustible. Este conjunto de acciones tiene como objetivo principal corroborar la validez de la información reportada, pero también busca generar en los establecimientos afectados, sistemas de documentación, gestión y control de calidad, de manera de que sea el establecimiento el control inicial, y el que genere los registros y corroboraciones necesarias.

Cabe destacar que las medidas, que a continuación se presentan, son referenciales, y no limitan el accionar de esta Superintendencia, pudiendo ampliarlas o acotarlas según las necesidades de verificación que pudiesen surgir.

Adicionalmente, es importante señalar que la aprobación de las metodologías de cuantificación no inhibe a esta Superintendencia, a ejercer las facultades que le asistan en orden a complementar y/o exigir correcciones a la misma, o requerir la información que sea necesaria para el cumplimiento de sus funciones, y la adopción de toda medida que proceda en virtud de las facultades que le asisten.

De acuerdo a la alternativa de cuantificación seleccionada a continuación, se detallan las acciones correspondientes a la verificación por cada nivel:

5.1.1. NIVEL 1 - VERIFICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE CUANTIFICACIÓN:

En la Tabla 1 se presentan los puntos principales en los que se basa la verificación para el nivel 1.

Tabla 1: Primer nivel, verificación de la metodología de cuantificación.

NIVEL DE VERIFICACIÓN	MÉTODO CUANTIFICACIÓN	ALTERNATIVA	VERIFICACIÓN	
1 Verificación de que lo reportado, corresponde a lo indicado en la metodología de cuantificación aprobada mediante resolución por la SMA.	CEMS	1 y/o 3 Afecta a D.S.13/2011 MMA	Metodología de cuantificación aprobada por esta Superintendencia, en el marco del D.S.13/2011 MMA, debe ser coherente a la propuesta metodológica aprobada para impuesto verde. Cuenta con resolución de validación del CEMS vigente durante todo el año calendario de consolidación de las emisiones, para él o los contaminantes de interés. Reporte en los plazos y frecuencias establecidos de acuerdo a instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.	
		1 y/o 3 ICA distinto a D.S.13/2011 MMA o voluntario	Cuenta con resolución de validación del CEMS vigente durante todo el año calendario de consolidación de las emisiones, para él o los contaminantes de interés. Equipo de medición y/o componentes CEMS, sea el mismo indicado en la propuesta de impuesto verde aprobada mediante resolución. Reporte en los plazos y frecuencias establecidos de acuerdo a instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.	
		2	Cuenta con resolución de aprobación de monitoreo alternativo según instructivo para el monitoreo continuo de emisiones a través de metodologías alternativas para unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA. Metodología de cuantificación aprobada por esta Superintendencia, en el marco del D.S.13/2011 MMA, debe ser coherente a la aprobada por impuesto verde. Comprobación de las condiciones operacionales que le permitió a la fuente acogerse a la metodología alternativa, según lo indicado en la Resolución aprobatoria correspondiente. Reporte en los plazos y frecuencias establecidos de acuerdo a instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.	
		Método referencia	4 y 5	Comprobar que el establecimiento no tenga obligatoriamente, que usar un CEMS validado o monitoreo alternativo por alguna norma de emisión. Muestreo y/o medición realizada por EFA autorizada en el alcance de la aprobación (Res Ex 987/2016 SMA). Verificar que EFA de resultados del muestreo, medición y/o análisis aplique la metodología establecida de acuerdo al método de referencia utilizado, cuando corresponda. Reporte en los plazos y frecuencias establecidos de acuerdo a instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.
		Estimación de emisiones	6 y 7	El establecimiento no tenga obligatoriamente que usar un CEMS validado o monitoreo alternativo por algún ICA. Factor de emisión correcto de acuerdo a formulario D.S. 138/2005 MINSAL, según codificación de fuente (CCF), factor EPA y/o IPCC, y tipo de fuente. El sistema de abatimiento de emisiones, indicado en la propuesta, sea el mismo utilizado para calcular las emisiones. Reporte en los plazos y frecuencias establecidos de acuerdo a instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.
		Alternativa Propia	-	Comprobar que el establecimiento no tenga obligatoriamente, que usar un CEMS validado o monitoreo alternativo por algún ICA. Revisión general del método de cuantificación aprobado por resolución de esta Superintendencia, en atención a la propuesta metodológica aprobada. Reporte en los plazos y frecuencias establecidos de acuerdo a instructivo para el reporte de las emisiones de fuentes fijas afectas al impuesto del artículo 8° de la Ley N° 20.780.

5.1.2. NIVEL 2 - VERIFICACIÓN DE LAS CONDICIONES DE MEDICIÓN, MUESTREO Y/O ESTIMACIÓN:

En la Tabla 2 se individualiza el segundo nivel de verificación.

Tabla 2: Segundo nivel, verificación de las condiciones de medición, muestreo y/o estimación.

NIVEL DE VERIFICACIÓN	MÉTODO CUANTIFICACIÓN	ALTERNATIVA	VERIFICACIÓN
2	CEMS	1 y/o 3 Afecta a D.S. 13/2011 MMA	Chequeo de pruebas aseguramiento calidad según instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS". Aplicación de directrices en períodos de fuera de control del CEMS, de acuerdo a instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS", sustitución de datos Res. Ex. 33/2015 SMA.
		1 y/o 3 ICA distinto a D.S.13/2011 MMA o voluntario	Chequeo de pruebas aseguramiento calidad según instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS". Aplicación de directrices en períodos de fuera de control del CEMS, de acuerdo a instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS", sustitución de datos Res. Ex. 33/2015 SMA.
2	Método alternativo	2	Chequeo de la aplicación de pruebas de aseguramiento de calidad correspondientes de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS". Los factores de emisiones o tasas genéricas usados en la cuantificación de las emisiones para impuestos, sean los mismos que de la Resolución aprobatoria de monitoreo alternativo, en el marco del D.S. 13/2011 MMA.
			Chequeo de unidades y transformaciones utilizadas en los cálculos.
			Cuantificación del nivel de actividad, si aplica (información demostrable).
			Correcta aplicación de la Res. Exenta 914/2016 SMA (aviso de medición, evaluación de carga si aplica, etc.).
			Correcta aplicación del método de referencia (ej: Para muestreo de material particulado: isocinetismo, desviación estándar, etc.; Para medición de gases continuos: calibraciones, desviaciones, escalas, etc.).
			Acreditar la cuantificación del nivel de actividad alternativa 4 (horas de funcionamiento).
			Acredita la cuantificación del nivel de actividad alternativa 5 (carga horaria).
			Acreditar funcionamiento de flujómetros de combustibles, si se utilizan (información trazable en el tiempo).
			Registro de horas de funcionamiento de sistema(s) de abatimiento, si aplica.
			Registro de mantenencias del o los sistemas de abatimiento, si aplica.
4 y 5	Método referencia	4 y 5	Chequeo de unidades y transformaciones utilizadas en los cálculos.
			Identificar cómo realiza la cuantificación del nivel de actividad (consumo combustible, registros de facturación, etc.).
			Registro de horas de funcionamiento de sistema(s) de abatimiento, si aplica.
			Registro de mantenencias del o los sistemas de abatimiento, si aplica.
Estimación de emisiones	-	6 y 7	Identificar cómo realiza la cuantificación de acuerdo al nivel de actividad reportado.
			Registro de horas de funcionamiento de sistema(s) de abatimiento, si aplica.
			Registro de mantenencias del o los sistemas de abatimiento, si aplica.
Alternativa Propia	-	-	Identificar cómo realiza la cuantificación de acuerdo al nivel de actividad reportado.
			Registro de horas de funcionamiento de sistema(s) de abatimiento, si aplica.
			Registro de mantenencias del o los sistemas de abatimiento, si aplica.

5.1.3. NIVEL 3 - VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN REPORTADA:

El tercer nivel de verificación corresponde a las siguientes acciones generales:

- Cruce de información reportada con variables operacionales informadas adicionalmente y/o datos históricos.
- Cruce de información con otros organismos públicos y/o privados, que puedan de proveer información útil para complementar el proceso de verificación.

5.2. FORMAS DE EJECUTAR LA VERIFICACIÓN

Una actividad de verificación por impuesto verde, se traduce en una actividad de fiscalización ambiental, la que de acuerdo a la Res. Exenta 1184/2015 SMA que dicta e instruye normas de carácter general sobre fiscalización ambiental, corresponde a la "acción o acciones realizadas, por uno o varios fiscalizadores, con la finalidad de constatar el estado y circunstancias de una unidad fiscalizable"

Estas actividades pueden tener la forma de un examen de información, un muestreo, medición y/o análisis, a una inspección, o una combinación de éstas, sin que necesariamente exista un orden establecido al respecto.

El detalle de estas actividades en el marco de la verificación de las emisiones de establecimientos afectos a impuesto verde, es el siguiente:

5.2.1. EXAMEN DE INFORMACIÓN

La información que reciba la Superintendencia de los establecimientos afectos a impuesto verde podrá ser verificada a través del examen de información, el cual consiste en una valoración cuantitativa y/o cualitativa, revisando que los antecedentes remitidos cumplan con los protocolos y resoluciones dictados por esta Superintendencia.

Este examen de información podrá incluirlo siguiente:

- Revisión de antecedentes relacionados con las fuentes fijas conformadas por calderas y/o turbinas afectas al impuesto verde;
- Revisión de reportes trimestrales;
- Revisar lo informado en cumplimiento de requerimientos de información específicos;

5.2.2. MUESTREOS, MEDICIÓN Y/O ANÁLISIS

Al igual que el punto anterior esta Superintendencia podrá ejecutar directamente o través de una ETFA, labores de muestreo, medición y/o análisis, con el objeto de ejecutar las labores de fiscalización y/o verificación de las emisiones de establecimientos afectos al impuesto verde.

Esta actividad consiste en obtener experimentalmente datos, de una muestra del objeto de evaluación, de acuerdo a una metodología específica, que permita caracterizar cuantitativa o cualitativamente una variable ambiental, en este caso, las concentraciones de los parámetros en cuestión.

5.2.3. INSPECCIÓN AMBIENTAL

Esta Superintendencia podrá realizar visitas a los establecimientos afectos, con el fin de verificar la información reportada por los mismos.

De acuerdo a la Res. Exenta 1184/2015 SMA y la Res. Exenta 1174/2016 SMA, la actividad de inspección ambiental corresponde a la que se desarrolla en terreno, en el lugar donde se emplaza la fuente y se compone de las siguientes etapas:

- Planificación de la inspección: Consiste en la recopilación, revisión y análisis de toda la información pertinente para la preparación de la inspección (resoluciones, reportes, formularios, RCA, otras exigencias);
- Visita en terreno: Seguir los procedimientos establecidos en el artículo 9 de la Res Ex N° 1184/2015 SMA y llevar a cabo contrastación de información existente;
- Elaboración de acta de inspección ambiental.

6. ACCIONES A IMPLEMENTAR POR LOS ESTABLECIMIENTOS

En conjunto con las acciones de verificación que realizará esta Superintendencia, los establecimientos deberán implementar las siguientes medidas.

6.1. REGISTRO Y DOCUMENTACIÓN

El establecimiento deberá implementar y mantener en su instalación, un sistema de documentación que permita mantener, a lo menos, la siguiente información:

Tabla 3: Documentación mínima disponible en el establecimiento

MÉTODO CUANTIFICACIÓN	ALTERNATIVA	DOCUMENTACIÓN
General	Todas	Identificación del establecimiento (código VU). Planos de ubicación de las fuentes afectas a impuestos verdes, puntos de muestreo/medición, flujómetros y sistemas de abatimiento (este último, si aplica). Características de las fuentes de emisión actualizadas, tales como capacidad instalada, potencia térmica nominal, quemadores, etc. Informe técnico actualizado para calderas. Listado de combustibles utilizados por cada fuente. Procedimiento de almacenamiento y respaldo de la información.
CEMS	1 y 3	Listado y características de los sistemas de medición continúa de emisiones (CEMS). Plan de aseguramiento de calidad de los sistemas de medición continúa de emisiones. Registro de fallas y avisos. Registros de sustitución de datos.
Método Alternativo	2	Plan de aseguramiento de calidad de los sistemas de monitoreo alternativo que utilice. Registro de calificación para monitoreos alternativos (Mantener registro de variables operacionales que justifiquen optar al método alternativo correspondiente). Registro de horas de funcionamiento de equipos de abatimiento y fallas, si aplica. Registro de mantenimientos de equipos de abatimiento (si aplica).
Método Referencia	4 y 5	Ubicación de los puntos de muestro / medición. Fechas de muestreos/mediciones realizadas. Listado de equipos de medición de niveles de actividad (flujómetros, horómetros, etc.). Informes de resultados entregados por la ETFA correspondiente. Registro de mantenimientos de equipos de medición de niveles de actividad. Registro de horas de funcionamiento de equipos de abatimiento y fallas (si aplica).

MÉTODO CUANTIFICACIÓN	ALTERNATIVA	DOCUMENTACIÓN
Estimación de Emisiones	6 y 7	<p>Registro de mantenimientos de equipos de abatimiento (si aplica)</p> <p>Ubicación puntos de medición del combustible, ya sea directos (ubicación flujómetros) o para estimaciones (lugares donde se realizan mediciones para cálculos de combustible)</p> <p>Registro de compras y/o ventas de combustible (facturas)</p> <p>Certificados de calibración, verificación o contrastación de los flujómetros (si aplica)</p> <p>Certificados de análisis de combustible (si aplica)</p> <p>Listado de equipos de medición de niveles de actividad (flujómetros)</p> <p>Pruebas de eficiencia (si aplica)</p> <p>Registro de horas de funcionamiento de equipos de abatimiento (si aplica)</p> <p>Registro de mantenimientos de equipos de abatimiento (si aplica)</p> <p>Listado de equipos de medición de niveles de actividad (flujómetros, horómetros, u otros)</p> <p>Certificados de análisis de combustible (si aplica)</p> <p>Registro de horas de funcionamiento de equipos de abatimiento (si aplica)</p> <p>Registro de mantenimientos de equipos de abatimiento (si aplica)</p>
Alternativa Propia	-	

6.2. ASEGURAMIENTO DE CALIDAD Y CONTROL PARA MONITOREO CONTINUO Y METODOLOGÍA ALTERNATIVA

Para las unidades generadoras y no generadoras, que utilicen la alternativa 1 y/o 3, el sistema de aseguramiento de la calidad que aplique, corresponde a lo indicado en el Instructivo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones "CEMS".

En el caso de las Unidades de Generación Eléctrica que se hayan acogido al monitoreo continuo de emisiones a través de metodologías alternativas para unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA, deberán aplicar su instructivo correspondiente para sus sistemas de aseguramiento de la calidad.

6.3. ASEGURAMIENTO DE CALIDAD Y CONTROL PARA MEDICIÓN Y/O MUESTREO Y/O ESTIMACIÓN

Los establecimientos con fuentes que utilicen la alternativa 4 y/o 5 deberán dar estricto cumplimiento al método de referencia utilizado y a la Resolución Exenta 914/2016 SMA.

Las fuentes que utilicen la alternativa 6 y/o 7 deberán mantener las condiciones operacionales y de mantención de los equipos de medición de combustible, de acuerdo a instructivo para monitoreo continuo de emisiones a través de metodologías alternativas para unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA.

6.4. ALMACENAMIENTO DE DATOS

Adicionalmente al sistema de documentación indicado en el punto 6.1. El titular deberá mantener la información que guarde relación directa o indirecta con las emisiones o el cálculo de ellas.

La información debe ser almacenada por un mínimo de 3 años, incluido el registro de la facturación de combustibles.