

**APRUEBA PROTOCOLO PARA LA APLICACIÓN DE
MONITOREO DE EMISIONES CON MÉTODOS
ALTERNATIVOS EN UNIDADES GENERADORAS AFECTAS
AL D.S. 13/2011 MMA Y OTROS INSTRUMENTOS DE
CARÁCTER AMBIENTAL ESPECÍFICOS PARA ESTAS
FUENTES.**

RESOLUCIÓN EXENTA N° 1909

Santiago, 23 DIC 2019

VISTOS:

Lo dispuesto en el artículo segundo de la Ley N° 20.417, que fija el texto de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente; en el Decreto con Fuerza de Ley N° 1/19.653, de 2000, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que fija el texto refundido, coordinado y sistematizado de la Ley N° 18.575, Orgánica Constitucional de Bases Generales de la Administración del Estado; en la Ley N° 19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente; en el Decreto Supremo N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, que Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas; 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 los artículos 79 y siguientes de la Ley N° 18.834, que Aprueba Estatuto Administrativo; en la Resolución Exenta RA 119123/58/2017, de 2017, de la Superintendencia del Medio Ambiente, que renueva nombramiento en el cargo de alta dirección pública, 2° nivel que indica, a persona señalada; en el Decreto N° 31, de 2019, del Ministerio del Medio Ambiente, que nombra a don Cristóbal de la Maza Guzmán en el cargo de Superintendente del Medio Ambiente; en la Resolución Exenta N° 424, de 2017, de la Superintendencia del Medio Ambiente, que fija la estructura interna de la Superintendencia del Medio Ambiente; y en la Resolución N° 7, de 2019, de la Contraloría General de la República, que fija normas sobre exención del trámite de Toma de Razón.

CONSIDERANDO:

1. Que, la Superintendencia del Medio Ambiente es el servicio público creado para ejecutar, organizar y coordinar el seguimiento y fiscalización de las Resoluciones de Calificación Ambiental, de las medidas de los Planes de Prevención y/o de Descontaminación Atmosférica, del contenido de las Normas de Calidad Ambiental y Normas de Emisión, y de los Planes de Manejo, cuando corresponda, y de todos aquellos otros instrumentos de gestión ambiental que dispone la ley, así como imponer sanciones en caso que se constaten infracciones que sean de su competencia.

2. La letra a) del artículo 3° de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente, que faculta a la Superintendencia del Medio Ambiente para fiscalizar el permanente cumplimiento de las normas, condiciones y medidas establecidas en las resoluciones de calificación ambiental, sobre la base de las inspecciones, controles, mediciones y análisis que se realicen de conformidad a lo establecido en dicha ley.

3. La letra b) del artículo 3°, del mismo cuerpo normativo, que dispone que la Superintendencia del Medio Ambiente debe velar por el cumplimiento

de las medidas e instrumentos establecidos en los Planes de Prevención y/o de Descontaminación Ambiental, sobre la base de las inspecciones, controles, mediciones y análisis que se realicen de conformidad a lo establecido en dicha ley.

4. Que, la letra ñ) del artículo 3º, de la misma norma, establece que esta Superintendencia tiene como atribución impartir directrices técnicas de carácter general y obligatorio, definiendo los protocolos, procedimientos y métodos de análisis que los organismos fiscalizadores, las entidades acreditadas conforme a esta ley y, en su caso, los sujetos de fiscalización, deberán aplicar para el examen, control y medición del cumplimiento de las Normas de Calidad Ambiental y de Emisión.

5. Que, el artículo 13 del Decreto Supremo N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, que Establece norma de emisión para centrales termoeléctricas, señala que la Superintendencia podrá definir los requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los datos del sistema de monitoreo continuo de emisiones, la información adicional, los formatos y medios correspondientes para la entrega de información.

6. El Oficio Ordinario N° 432, de 16 de febrero de 2018, de la Superintendencia del Medio Ambiente, dirigido al Ministerio del Medio Ambiente, en el cual se acompañó el documento técnico "Protocolo para validación, aseguramiento y control de calidad de sistemas de monitoreo continuo de emisiones CEMS" y "Protocolo para la aplicación de monitoreo con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S.13/2011 MMA", con la finalidad de solicitar informe previo, en virtud del artículo 48 bis de la Ley N° 19.300, por tratarse de un acto administrativo para la ejecución o implementación de normas de emisión.

7. El Oficio Ordinario N° 182094, de 10 de mayo de 2018, del Ministerio del Medio Ambiente, dirigido a la Superintendencia del Medio Ambiente, por el cual, en virtud de lo dispuesto en el artículo 48 bis de la Ley N° 19.300, evacúa informe pronunciándose sobre documento técnico.

8. Que, el sistema CEMS comprende el equipamiento total requerido para la determinación continua e ininterrumpida de la concentración de contaminantes, tales como material particulado, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, y de otros parámetros de interés, tales como, flujo másico y/o volumétrico, humedad, etc., incluyendo el equipamiento para la adquisición y manejo de datos.

9. Que, existen situaciones de orden excepcional en que la instalación, validación y mantención de un CEMS para medir sus emisiones, en ciertas Unidades de Generación Eléctrica (UGE), puede resultar técnicamente difícil de ejecutar, pudiendo llegar incluso a ser contraproducente desde un punto de vista ambiental y económico.

10. Que, existe una diversidad de configuraciones de unidades y chimeneas existentes en la actualidad, por lo que esta Superintendencia estima necesario adoptar ciertas consideraciones en la forma de monitorear las emisiones para los casos de unidades que tienen fuentes en común, que cuentan con múltiples chimeneas, o que son del tipo bypass.

11. Que, en virtud de lo expuesto, se procede a resolver lo siguiente:

RESUELVO:

PRIMERO. APROBAR el documento técnico denominado “Protocolo para la aplicación de monitoreo de emisiones con métodos alternativos en unidades generadoras afectas al D.S. 13/2011 MMA y otros instrumentos de carácter ambiental específicos para estas fuentes”, cuyo texto íntegro se acompaña a la presente resolución, entendiéndose formar parte de la misma, al igual que sus respectivos anexos.

SEGUNDO. DESTINATARIOS. La presente instrucción está dirigida a los titulares de fuentes emisoras afectas a la Norma de Emisión N° 13, de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente que Establece norma de emisión para Centrales Termoeléctricas.

TERCERO. ACCESIBILIDAD. El texto original del protocolo que se aprueba mediante la presente resolución será archivado en Oficina de Partes de la Superintendencia del Medio Ambiente, y estará disponible en la siguiente página web: <http://snifa.sma.gob.cl/v2/Resolucion/Instruccion>.

CUARTO. DÉJESE SIN EFECTO. A contar de la entrada en vigencia de esta resolución, se deja sin efecto Resolución Exenta N° 438 de 14 de mayo de 2013 de la Superintendencia del Medio Ambiente, que “Aprueba Anexo II al “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) en Centrales Termoeléctricas”.

QUINTO. VIGENCIA. Esta resolución entrará en vigencia desde la fecha de su publicación en el Diario Oficial.

ANÓTESE, PUBLÍQUESE EN EL DIARIO OFICIAL Y DESE CUMPLIMIENTO.



CRISTÓBAL DE LA MAZA GUZMÁN
SUPERINTENDENTE DEL MEDIO AMBIENTE

GOBIERNO DE CHILE

07/03/2019
E/S/BOL/RVC/JRF/FAF/KSN/ADS

Distribución:

- Marcelo Fernández, Jefe de la División de Calidad del Aire y Cambio Climático, Ministerio del Medio Ambiente. San Martín N° 70, comuna y ciudad de Santiago, región Metropolitana.
- Oficina de Transparencia y Atención Ciudadana, SMA.
- Fiscalía, SMA.
- División de Fiscalización, SMA.
- Oficina de Partes, SMA.

Exp. N° 24.414/2019



Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

**PROTOCOLO PARA LA APLICACIÓN DE MONITOREO DE EMISIONES CON MÉTODOS
ALTERNATIVOS EN UNIDADES GENERADORAS AFECTAS AL D.S. 13/2011 MMA Y OTROS
INSTRUMENTOS DE CARÁCTER AMBIENTAL ESPECÍFICOS PARA ESTAS FUENTES**

ÍNDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	ALCANCE	2
3.	DEFINICIONES	2
4.	REQUISITOS GENERALES DE LOS MONITOREOS ALTERNATIVOS	3
5.	REQUISITOS ESPECÍFICOS DE LOS MONITOREOS ALTERNATIVOS.....	4
5.1.	CALIFICACIÓN PARA MONITOREOS ALTERNATIVOS	5
5.2.	REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE D PARA EMISIONES DE SO ₂	7
5.2.1.	MEDICIONES DE CAUDAL O FLUJO DE COMBUSTIBLE	7
5.2.2.	CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUJOMETROS A UTILIZAR	7
5.2.3.	REQUISITOS GENERALES DE MUESTREO Y ANALISIS DE COMBUSTIBLE DEL APENDICE D.....	8
5.2.3.1.	MUESTREO DE COMBUSTIBLES GASEOSOS.....	8
5.2.3.2.	MUESTREO DE COMBUSTIBLE PETRÓLEO	8
5.2.4.	CÁLCULO DE LA TASA DE EMISIÓN EN MASA DE SO ₂	9
5.2.5.	CÁLCULO DE LA TASA DE CONSUMO ENERGÉTICO DE LA UNIDAD	10
5.2.6.	VALORES DE AZUFRE, PCB Y DE DENSIDAD PARA CÁLCULOS DE EMISIONES DE SO ₂	10
5.2.7.	REQUISITOS DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL APÉNDICE D	11
5.3.	REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE E PARA EMISIONES DE NO _x	12
5.3.1.	CURVA DE CORRELACIÓN DEL APÉNDICE E	12
5.3.2.	DETERMINACIÓN DE LAS EMISIONES DE NO _x POR HORA	13
5.3.3.	REQUISITOS DE MUESTREO DE COMBUSTIBLE DEL APÉNDICE E	14
5.3.4.	REQUISITOS DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL APÉNDICE E	14
5.4.	REQUISITOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA DE EMISIONES DE BAJA MASA (LME).....	15
5.4.1.	CÁLCULO DE EMISIONES Y CONSUMO ENERGÉTICO PARA UNA UNIDAD LME	15
5.4.2.	TASAS GENÉRICAS Y TASAS DE EMISIÓN DE REFERENCIA ESPECÍFICAS DE SITIO	15
5.4.3.	METODOLOGÍAS PARA DETERMINAR EL CONSUMO ENERGÉTICO	16
5.4.4.	ECUACIONES BÁSICAS	16
5.4.5.	TASAS DE EMISIÓN ESPECÍFICA DE NO _x PARA UNA UNIDAD DE LME	17
5.4.6.	TASA DE EMISIÓN ESPECÍFICA DE NO _x PARA EL REPORTE	18
5.4.7.	MANTENIMIENTO DE REGISTROS Y DE REPORTE PARA LAS UNIDADES DE LME	19
5.4.8.	ASEGURAMIENTO DE CALIDAD PARA LAS UNIDADES DE LME	20
5.4.9.	PÉRDIDA DEL ESTATUS DE LME.....	20
5.5.	REQUISITOS GENERALES DE LA ECUACIÓN F-23 DEL APENDICE F.....	21
5.6.	REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE G	21
5.7.	MONITOREO CONTINUO DE MATERIAL PARTICULADO (MP)	21

1. INTRODUCCIÓN

En atención a las exigencias contenidas en el artículo N°8 del D.S. N°13 de 2011 del Ministerio del Medio Ambiente sobre "instalar y certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) de acuerdo a lo indicado en la parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la US-EPA" y considerando los requisitos técnicos así como las condiciones operacionales requeridas para ejecutar los diferentes ensayos de validación de CEMS establecidos en el documento "Protocolo para Validación, Aseguramiento y Control de Calidad de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones CEMS", (en adelante "protocolo") es importante señalar que existen casos o situaciones de orden excepcional en que la instalación, validación y mantención de un CEMS en ciertas Unidades de Generación Eléctrica (UGE) para medir sus emisiones, pueden resultar técnicamente difíciles de ejecutar, pudiendo llegar incluso a ser contraproducente desde un punto de vista ambiental y económico.

En vista de lo anterior y considerando las especificaciones de la Parte 75, volumen 40 del CFR, las cuales permiten excepcionalmente a ciertas fuentes estimar sus emisiones a través de metodologías alternativas, el siguiente protocolo, aborda los criterios que se establecen para poder calificar al uso de métodos alternativos en lugar de la instalación de un CEMS, con el objetivo de poder estimar las emisiones de SO₂, NO_x, MP, Flujo de gases, Consumo energético, O₂ y CO₂ en ciertas unidades que, de acuerdo a sus condiciones operacionales califiquen para su uso.

2. ALCANCE

El siguiente protocolo establece los requerimientos generales y específicos que debe cumplir una UGE para calificar, de acuerdo a sus condiciones operacionales, como "Unidad Peak dual Petróleo-Gas", "Unidad de Baja Masa de Emisiones o LME (Low Mass Emission)" y "Unidad a combustible de muy bajo contenido de azufre", para poder acogerse a Sistemas de Monitoreo Alternativos de las emisiones de los parámetros SO₂, NO_x, Flujo de gases y CO₂, de acuerdo a los apéndices D, E, F y G que establece la parte 75, volumen 40 del CFR de la US-EPA, así como también para el Material Particulado (MP), Consumo energético y O₂.

3. DEFINICIONES

Las principales definiciones que aplican en este protocolo, son:

- AP-42: Compilación de factores de emisión de contaminantes atmosféricos de la US-EPA.
- ASME: Sociedad Americana de ingenieros mecánicos (American Society of Mechanical Engineers).
- ASTM: Asociación Americana de Pruebas y Materiales (American Society of Testing and Materials).
- FACTOR DE CAPACIDAD: Es la relación entre la producción eléctrica anual real de la unidad (expresada en MW/hr) y la capacidad nominal de la unidad (o carga máxima observada en el horario punta) dentro de 1 año, o la relación entre la producción de calor anual de la unidad y la capacidad máxima nominal de producción de calor por la unidad en 1 año.
- F-FACTOR: factor que se relaciona con el volumen de gas de la chimenea o del CO₂ producido por la combustión del poder calorífico del combustible quemado. Los "F-factor" específicos de combustibles se enumeran en el apéndice F de la Parte 75, volumen 40 del CFR.
- FUENTE DE BAJA EMISIÓN: Es una fuente que, operada a no más del 50% del límite de emisiones durante el ensayo de funcionamiento más reciente y basándose en la correlación del CEMS de MP, sus emisiones diarias promedio, medidas en las unidades del límite de emisiones aplicable, no han excedido el 50% del límite de emisión para cualquier día desde el ensayo de funcionamiento más reciente.
- NIST: Instituto Nacional de Estándares y Tecnología (National Institute of Standards and technology).
- UNIDAD DUAL PETROLEO-GAS: Aquella unidad que quema algún combustible líquido, tales como un derivado del petróleo y/o gas natural.
- UNIDAD LME: Aquella unidad Dual Petróleo Gas y que califica para usar la metodología LME (Low Mass Emissions) indicada en la letra c) del numeral 5.1, de este documento.
- UNIDAD PEAK: Es aquella unidad que cumple con la definición de unidad a gas o dual Petróleo - Gas y que tiene: (i) un factor de capacidad promedio de no más del 10% durante los últimos tres años anteriores y (ii) un factor de capacidad de no más de 20% por ciento en cada uno de esos tres años.

- **UNIDAD QUE QUEMA COMBUSTIBLE DE MUY BAJO CONTENIDO DE AZUFRE:** Aquella unidad que quema combustible con las siguientes condiciones: (i) el contenido de azufre no supera el 0.05% en peso de azufre, (ii) combustiona gas natural o (iii) combustiona gas con un contenido de azufre que no supera los 0.2 g/m³ estandarizados, (iv) informar el tipo y características del combustible en cuanto a contenido de S, el cual debe ser concordante con el DS 60 del Ministerio de Energía.

4. REQUISITOS GENERALES DE LOS MONITOREOS ALTERNATIVOS

Los monitoreos alternativos tienen como objetivo proporcionar una estimación de las emisiones de una fuente, cuando esta califica bajo ciertas condiciones operacionales.

Las opciones y criterios que se fijan para optar a un monitoreo alternativo, para estimar emisiones de MP, SO₂, NO_x, CO₂, O₂, Consumo energético y Flujo de gases, se basan en las especificaciones de la Parte 75, volumen 40 del CFR o AP-42.

El titular de la fuente podrá solicitar a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) acogerse a una metodología alternativa de monitoreo, en vez de instalar un CEMS, a fin de estimar el promedio horario de emisiones de los parámetros MP, SO₂, NO_x, CO₂, O₂, Consumo energético y Flujo de gases; para lo cual deberá presentar a la autoridad una solicitud formal junto a un informe en **formato digital** para evaluar la petición.

El informe debe contener al menos la siguiente información:

- Debe describir la planta, identificar las unidades de generación eléctrica afectas y sus características (tipo de fuente, ubicación georreferenciada, diagrama, potencia térmica nominal, potencia eléctrica y ficha técnica), tecnología de abatimiento, combustibles utilizados, altura y diámetro interno de la chimenea o ducto (planos, configuración de la chimenea indicando como se descargan los gases de la chimenea de la unidad a la atmósfera, si es a través de una sola chimenea, múltiples chimeneas, chimenea común con otras unidades, chimenea bypass, entre otros) y el factor de capacidad.
- Debe describir el plan de monitoreo con el sistema de monitoreo alternativo que se utilizará.
- Debe proporcionar el análisis que incluya al menos datos históricos, rutas de cálculos, planillas utilizadas en los cálculos, certificado de análisis de combustible, características del medidor de flujo de combustible (marca, modelo, n° de serie, tipo, precisión, rango de temperatura, certificado de origen y fotografía) y los resultados **que demuestren que la unidad califica operacionalmente para el uso del monitoreo alternativo** que se desea utilizar. La información que sea proporcionada deberá ser trazable en todo momento. El análisis de la información histórica que sea proporcionada y que sirva para establecer la calificación a un método alternativo deberá ser ingresada en formato digital de manera de respaldar los cálculos y análisis realizados, asegurando con ello la trazabilidad de la información.
- Fundamentar el uso del método alternativo propuesto, en lugar del requerimiento general de monitoreo con CEMS.
- Proporcionar una descripción de cualquier equipo o procedimiento usado en la alternativa propuesta.
- Demostrar que la alternativa propuesta es consistente para la entrega de los reportes trimestrales de las emisiones horarias, entregando ejemplos de cálculo para llegar a las unidades que establece la norma.

Toda información proporcionada en el informe para calificar a un monitoreo alternativo deberá estar técnicamente sustentada y deberá ser verificable, si se usa, por ejemplo, algún apartado de la parte 75, volumen 40 del CFR, se deberá citar e indicar el punto específico del documento de manera de poder verificar su información, así como también, para el caso de las fórmulas que sean utilizadas en el informe, deberán indicar su procedencia o referencia del volumen 40 CFR.

Los informes que carezcan de trazabilidad en la información proporcionada o bien que presenten información incompleta impidiendo una revisión adecuada, podrán ser causal de rechazo generando su devolución al titular de la fuente. La solicitud y el informe anexo deberán ser ingresados a esta Superintendencia para su evaluación en un plazo de 30 días hábiles previos a su utilización por primera vez.

Para el caso de la metodología para unidades LME, el informe anexo a la solicitud que se deberá presentar a la Superintendencia debe además incluir la siguiente información complementaria:

- El plan completo de monitoreo para la unidad.
- Demostrar que en los últimos 3 años calendario anteriores al año de aplicación de la metodología, los valores de SO₂ y/o las emisiones en masa de NO_x de la unidad, no excedieron los límites de toneladas anuales indicados en la letra c) del punto 5.1 de este protocolo.
- Describir y analizar la metodología de cálculo que será utilizada para asegurar que la unidad mantiene su estatus de LME.
- Para hacer las demostraciones requeridas el titular de la fuente podrá usar:
 - Los datos de las emisiones provenientes de informes históricos (cuando estén disponibles).
 - En ausencia de datos históricos, se deben proporcionar estimaciones confiables de las emisiones de la unidad de los 3 años anteriores. Estas estimaciones se pueden basar en expedientes de operación de unidad, del uso del combustible, de datos de pruebas representativos de las emisiones, de datos de un CEMS o de datos de muestreo del combustible.
 - También se podrán utilizar valores de referencia correspondiente a Factores de Emisión que se presentan en las Tablas LM-1 (para emisiones de SO₂), LM-2 (para emisiones de NO_x) y tabla LM-3 (para emisiones de CO₂) de acuerdo a lo establecido en el punto 75.19 de la parte 75, volumen 40 del CFR.
 - Para unidades con menos de 3 años de historia de operación, las estimaciones proyectadas de las emisiones para uno o más años se pueden utilizar para compensar la diferencia. Las proyecciones pueden también ser utilizadas si los controles de emisión han sido instalados recientemente y los datos de las emisiones para uno o más de los últimos 3 años no son representativos de los actuales niveles de emisión. Todas las proyecciones se deben basar en la forma anticipada de operación de la unidad, los tipos de combustibles que serán quemados, y las tasas previstas de emisión.
 - Si una unidad no puede calificar para el estatus de LME basado en sus emisiones históricas y no puede utilizar estimaciones proyectadas de emisiones, es todavía posible utilizar la metodología de LME si se propone a la autoridad competente una restricción ejecutoria, limitando el número de horas de operación de la unidad por año de modo que los umbrales de la emisión de LME no sean excedidos.
- La solicitud debe también especificar la fecha proyectada a la cual la metodología de LME será utilizada por primera vez.
- Finalmente, la solicitud debe describir y analizar la metodología de cálculo que será utilizada para asegurar que la unidad mantiene su estatus de LME.

La metodología de LME no podrá ser utilizada antes de la fecha de inicio indicada en la resolución de autorización respectiva.

No se podrá utilizar ningún método alternativo sin la previa aprobación, mediante resolución, por parte de la Superintendencia del Medio Ambiente para su uso. La Superintendencia podrá requerir de antecedentes adicionales en los casos que estime conveniente.

5. REQUISITOS ESPECIFICOS DE LOS MONITOREOS ALTERNATIVOS

El titular de la fuente podrá acogerse a monitoreos alternativos en vez de instalar un CEMS para medir emisiones de los parámetros SO₂, NO_x, y CO₂ de acuerdo a lo establecido en la Parte 75, volumen 40 del CFR bajo los apéndices D, E, F y G, y bajo Low Mass Emission (LME) para lo cual deberá demostrar previamente que su unidad califica para el uso de un monitoreo alternativo.

Cabe señalar que para el caso del parámetro O₂, la parte 75, volumen 40 del CFR, no requiere su medición bajo estas metodologías, por lo cual no se establecen alternativas que permitan estimar valores para este parámetro en particular. En base a lo anterior, la Superintendencia del Medio Ambiente, considera las siguientes alternativas para medir el parámetro O₂ en aquellas unidades que se acojan a métodos alternativos: (i) instalar y validar un CEMS de O₂, (ii) instalar un sensor de O₂ en cuyo caso se deberá calibrar de acuerdo a las especificaciones técnicas del fabricante, (iii) usar un valor histórico de O₂ medido bajo el

método de referencia por una ETFA y (iv) proponer a la SMA alguna metodología de medición basada en la EPA o la UE que pueda ser aprobado por la SMA.

Para el caso del parámetro "flujo de gases", el artículo 12° D.S 13/MMA lo establece como un parámetro a ser informado trimestralmente en el reporte de emisiones, por lo que se requiere una metodología que permita estimar valores para este parámetro en particular. En base a lo anterior, la Superintendencia del Medio Ambiente considera las siguientes alternativas, para medir el parámetro flujo de gases, en aquellas unidades que se acojan a métodos alternativos: (i) instalar y validar un CEMS de flujo de gases, (ii) usar un valor histórico de flujo de gases medido bajo el método de referencia por una ETFA, (iii) utilizar el apéndice F de la parte 75 (tabla del factor F) para su estimación, (iv) proponer a la SMA alguna metodología de medición basada en la EPA o la UE que pueda ser aprobado por la SMA.

Para el resto de los parámetros gaseosos, la clasificación de unidades que pueden optar a un monitoreo alternativo se entrega a continuación.

5.1. CALIFICACIÓN PARA MONITOREOS ALTERNATIVOS

Dependiendo de la frecuencia de operación anual de la unidad, de cuanto emite y de los tipos de combustible que utiliza, las unidades de emisión pueden calificarse según como se indica a continuación:

- a) **Unidad Dual Petróleo-Gas:** La unidad que califique como "unidad dual petróleo-gas", según lo definido en el numeral 3 de este protocolo, podrá utilizar y dar cumplimiento a la metodología alternativa indicada en el **Apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR** para determinar las emisiones de SO_2 y/o el consumo energético de la unidad. Para calificar como tal, el titular de la fuente deberá demostrar que la unidad solo quema combustible líquido, como petróleo o un derivado de éste y algún combustible gaseoso.
- b) **Unidad Peak Dual Petróleo-Gas:** La unidad que califique como "unidad peak", según lo definido en el numeral 3 de este protocolo y que además califica como unidad dual petróleo-gas, puede utilizar y dar cumplimiento al método alternativo establecido en el **Apéndice D, E, G y LME de la Parte 75, volumen 40 del CFR** para estimar la tasa horaria de emisión de SO_2 , NO_x y CO_2 . Para calificar como una unidad peak dual petróleo – gas, el titular de la fuente deberá demostrar que la unidad:
- Tiene un **factor de capacidad promedio de no más del 10% durante los últimos tres años anteriores y;**
 - Tiene un **factor de capacidad de no más de 20% en cada uno de esos tres años.**
 - Solo quema combustible líquidos, tales como un derivado del petróleo y algún combustible gaseoso.

Si al final de cualquier año, los requisitos del factor de capacidad indicados no se han cumplido para la unidad, el estatus de unidad peak se pierde. En los casos de perder la calificación de unidad peak, el titular de la fuente deberá:

- Instalar un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) y deberá validarlo antes del 31 de diciembre del año que sigue al año en el cual se pierde el estatus.
 - La metodología del apéndice utilizado debe continuar siendo usada hasta que el CEMS se haya validado o hasta el plazo del 31 de diciembre, lo que ocurra primero.
 - Si el plazo de la validación no se cumple, se deberá reportar el Máximo Potencial de Concentración del gas de interés, por cada hora de operación de la unidad hasta que el CEMS sea validado.
 - Una unidad que ha calificado como unidad peak pero que pierde ese estatus, puede calificar otra vez como unidad peak en el año subsiguiente al que se demuestre que los datos del factor de capacidad, durante un periodo de tres años consecutivos (posterior a la pérdida del estatus), cumple de nuevo con la calificación de unidad peak.
- c) **Unidad de baja emisión en masa de combustible (LME) y dual petróleo – gas:** La unidad que califique como unidad dual petróleo – gas y además califique como "Unidad de Baja Emisión en Masa" o "LME", puede utilizar y dar cumplimiento a la metodología de emisiones de baja masa, incluida en la **parte 75.19, volumen 40 del CFR**, para estimar las emisiones de SO_2 , NO_x y CO_2 , y el consumo energético.

Para calificar al estatus de LME, el titular de la fuente deberá demostrar que las emisiones anuales de SO_2 de la unidad y las emisiones anuales de masa de NO_x , están por debajo de los siguientes valores:

- ≤ 25 toneladas de SO_2 por año
- < 100 toneladas de NO_x por año.

d) **Unidad que quema combustible con muy bajo contenido de azufre:** La unidad que opere con combustibles con muy bajo contenido de azufre podrán utilizar y dar cumplimiento a la ecuación F-23 establecida en el **apéndice F de la Parte 75, volumen 40 del CFR** para estimar las emisiones de SO_2 . Para calificar como una unidad que quema combustibles de muy bajo contenido de azufre, el titular de la fuente deberá demostrar que la unidad quema combustibles con alguna de las siguientes condiciones:

- El contenido de azufre no supera el **0.05% en peso de azufre**.
- Combustiona **gas natural**.
- Combustiona gas con un contenido de azufre que no supera los **0.2 gr/m³ estandarizados**.

Para utilizar la ecuación F-23 para la combustión de combustibles no fósiles que no cumplen con la definición de "unidad de combustible con muy bajo contenido de azufre", se podrá proponer para la aprobación por parte de la Superintendencia del Medio Ambiente de una tasa de referencia de emisión de SO_2 específica del combustible.

e) **Unidades que pueden usar el apéndice G:** El apéndice G aplica para el monitoreo alternativo de las emisiones de masa de CO_2 . Para ello, se deberá seguir y dar cumplimiento al **apéndice G de la Parte 75, volumen 40 del CFR**, donde se proporcionan los métodos básicos para determinar emisiones de CO_2 . Las unidades que califican para el uso del apéndice G son las unidades a base de carbón, unidades dual petróleo gas y unidades peak.

Tabla 1:
Resumen de opciones de monitoreo alternativos para parámetros SO_2 , NO_x , y CO_2 .

Tipo de Unidad	Opciones de Monitoreo Alternativos					
	CEMS ¹	Método apéndice D ²	Método Apéndice E ³	Método o LME ⁴	Método apéndice G ⁵	Ecuación F – 23 ⁶
Unidad que opera a carbón u otro combustible sólido.	X				X	
Unidad dual petróleo-gas o unidad a gas y que no es unidad peak	X	X			X	
Unidad dual petróleo-gas o unidad a gas y que es unidad peak	X	X	X	X	X	
Unidad de combustible con muy bajo azufre y está equipada con monitores de diluyente de gas y de tasa de flujo.	X					X

¹ Para todos los parámetros de la tabla y con obligación de monitoreo continuo (CEMS).
² Únicamente para emisiones de SO_2 y consumo energético.
³ Únicamente para emisiones de NO_x . Si el apéndice E es usado para NO_x , el apéndice D debe ser usado para SO_2 y/o el consumo energético.
⁴ Si se conocen los umbrales de ingreso del LME y este método es seleccionado, se debe usar para todos los parámetros (según sea aplicable).
⁵ Únicamente para emisiones de CO_2 .
⁶ Únicamente para emisiones de SO_2 .

5.2. REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE D PARA EMISIONES DE SO₂

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice D, requiere de:

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

Se deben utilizar las mediciones del flujo de combustible junto con los resultados del muestreo y del análisis del combustible para determinar la tasa de emisión en masa horaria del SO₂ y/o la tasa de consumo energético de la unidad. Una vez obtenida la emisión en masa horaria del SO₂, se deberá calcular el valor de la concentración para efectos de comparación con los límites establecidos por la norma aplicable.

5.2.1. MEDICIONES DE CAUDAL O FLUJO DE COMBUSTIBLE

El titular de la fuente deberá realizar mediciones del flujo de combustible quemado por la unidad, de acuerdo a lo establecido en el apéndice D de la Parte 75, volumen 40 del CFR, considerando los siguientes criterios:

- El titular de la fuente deberá medir y registrar para cada hora la velocidad del flujo de combustible que es quemado por la unidad.
- La medición de la velocidad del flujo de combustible se deberá registrar automáticamente con un sistema de adquisición y manejo de datos (DAHS).
- El titular de la fuente deberá medir además la velocidad del flujo de cada combustible que entra y es quemado por la unidad.
- En los casos de instalar un medidor de flujo de combustible en una chimenea en común el titular de la fuente deberá aplicar los siguientes criterios:
 - Medir el caudal de combustible en la chimenea común y combinar las emisiones másicas de SO₂.
 - Dividir la tasa de entrada de calor medida en la chimenea común en las unidades individuales siguiendo las ecuaciones F-21A, F-21B o F-21D establecidas en el apéndice F de la Parte 75, volumen 40 del CFR.
- Para una unidad dual petróleo-gas que frecuentemente quema un combustible secundario se deberá medir la velocidad del flujo del combustible secundario con un medidor de flujo de combustible que cumpla los mismos requisitos de esta parte.
- Para una unidad a base de petróleo que usa gas solamente para la puesta en marcha o encendido, o una unidad a base de gas que utiliza petróleo únicamente para la puesta en marcha o encendido, y una unidad a base de petróleo que utiliza diferentes tipos de petróleo solamente para la puesta en marcha o encendido, se permite, (aunque no se requiere), un medidor de flujo para los combustibles de arranque. Para estos casos se podrá estimar el volumen de combustible utilizado para arranque o ignición ya sea mediante un medidor de flujo de combustible o bien mediante el uso de las dimensiones del contenedor de almacenamiento y la medida de profundidad del combustible en el contenedor antes y después de cada arranque o encendido.

5.2.2. REQUISITOS PARA EL FUNCIONAMIENTO DE LOS FLUJOMETROS

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 una calibración realizada por un laboratorio acreditado.
- Proponer otras alternativas respaldadas técnicamente, que permitan asegurar el correcto funcionamiento de sus instrumentos.

Estos antecedentes deberán estar disponibles ante una eventual fiscalización y/o requerimiento de información específico.

5.2.3. REQUISITOS GENERALES DE MUESTREO Y ANALISIS DE COMBUSTIBLE DEL APENDICE D

El titular de la fuente deberá realizar un muestreo y análisis del combustible para determinar el **porcentaje de azufre, poder calorífico bruto (PCB) y densidad del combustible** de cada combustible quemado por la unidad.

Las muestras requeridas podrán ser tomadas por el titular de la fuente, el proveedor del combustible, o por un laboratorio independiente según como se indica a continuación.

5.2.3.1. MUESTREO DE COMBUSTIBLES GASEOSOS

De acuerdo al apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR, los combustibles gaseosos se dividen en tres categorías: (1) gas natural; (2) gas natural de gasoducto o "PNG"⁷; y (3) otros combustibles gaseosos.

El titular de la fuente, deberá cumplir con los requisitos del muestreo y de análisis del combustible establecidos en el apéndice D para el muestreo de los combustibles gaseosos considerando los siguientes criterios:

- Se debe realizar un muestreo anual del contenido de azufre total para el PNG y el gas natural, salvo que exista un contrato válido del proveedor del combustible en el lugar donde esté documentando que el combustible cumple con la definición de PNG o de gas natural. Si tal contrato existe, el dueño o el operador puede elegir no realizar el muestreo anual, sin embargo, el contenido de azufre total máximo especificado en el contrato deberá ser utilizado para calcular las emisiones de SO₂.
- Se debe determinar el poder calorífico bruto (PCB) del PNG o del gas natural mensualmente.
- Para otros combustibles gaseosos enviados por gasoducto, la frecuencia de muestreo requerida del azufre total será por hora, a menos que los resultados de una demostración⁸ de 720 horas expongan que el combustible califica para un muestreo menos frecuente (diario o anual).
- El PCB de otros combustibles gaseosos enviados por gasoducto se debe determinar diariamente o cada hora a menos que se demuestre que el combustible tiene una baja variabilidad de PCB, en este caso el muestreo mensual será suficiente.
- Para otros combustibles gaseosos entregados en envíos o lotes, cada envío o lote se debe muestrear para determinar el contenido de azufre y el PCB.
- Los métodos aceptables de muestreo y de análisis para los combustibles gaseosos del ASTM y del GPA9 se establecen en los puntos 2.3.3.1.2 (para el contenido de azufre del combustible) y 2.3.4 (para el PCB del combustible) del apéndice D de la parte 75 del CFR 40.

5.2.3.2. MUESTREO DE COMBUSTIBLE PETRÓLEO

Para el combustible petróleo, el titular de la fuente deberá realizar el muestreo requerido para determinar del contenido de azufre, PCB y la densidad del combustible (si aplica) usando cualquiera de los siguientes métodos que establece el apéndice D de la Parte 75, volumen 40 del CFR:

⁷ Acrónimo de Pipeline Natural Gas.

⁸ Según lo establecido en los puntos 2.3.5 y 2.3.6 del apéndice D de la parte 75 del CFR 40.

⁹ Acrónimo de Asociación de Procesadores de Gas.

- Muestreo diario.
- Muestreo compuesto por hasta 168 horas, usando un muestreo proporcional de flujo por hora o muestreo continuo por goteo.
- Muestreo después de cada adición al tanque de almacenamiento de combustible.
- Muestreando cada entrega o lote del combustible (es decir, cada carga de buque-tanque, carga de barco, grupo de carro-tanques, etc.). La muestra puede ser tomada por el proveedor del tanque de almacenamiento o del buque - tanque de envío (contenedor) sobre recibo.

Los métodos aceptables de muestreo y de análisis para el combustible petróleo del ASTM se dan en las secciones 2.2.5 (para el contenido de azufre del combustible) y 2.2.7 (para el PCB del combustible) del apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR.

5.2.4. CÁLCULO DE LA TASA DE EMISIÓN EN MASA DE SO₂

El titular de la fuente deberá calcular la tasa por hora de la emisión en masa de SO₂ de acuerdo a lo establecido en el apéndice D, usando una ecuación que tenga una de las estructuras básicas siguientes:

- I. **Emisión en masa de SO₂ (kg/h) = tasa de flujo del combustible (kg/h) x contenido de azufre del combustible x factor.**

Dónde:

- Flujo de combustible: es la lectura promedio medida cada hora del medidor de flujo del combustible.
- Contenido de azufre del combustible: se basa en los resultados del muestreo y análisis periódico del combustible.
- Factor: razón de SO₂/S = 2.

Una ecuación con la primera estructura básica se establece en la ecuación D-2 del punto 3 del apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR, para el cálculo de la tasa de emisión en masa de SO₂ para combustible Petróleo.

- II. **Tasa de emisiones en masa de SO₂ (kg/h) = Tasa de emisión de SO₂ (kg/mmBtu) x Tasa de consumo energético (mmBtu/h)**

Dónde:

- Tasa de consumo energético: lectura promedio de cada hora del medidor de flujo del combustible y del PCB del combustible.
- Tasa de emisión de SO₂ puede ser cualquiera:
 - Un valor prefijado genérico para el tipo de combustible quemado; o
 - Un valor pre-establecido específico del sitio, resuelto substituyendo el PCB y el contenido de azufre total del combustible en la ecuación D-1h en el apéndice D.

Una ecuación con la segunda estructura básica se establece en la ecuación D-5 del apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR.

Cuando el flujo de combustible se mide en base volumétrica (eje., L/h), este debe ser convertido a una base en masa usando la densidad del combustible. Por lo tanto, cuando se usan medidores de flujo volumétricos del combustible, también será requerido el muestreo periódico de la densidad del combustible.

III. Cálculo de la tasa de flujo másica por un flujómetro volumétrico:

En casos donde el flujómetro de petróleo registre "tasa de flujo volumétrica" en vez de tasa de flujo másica, se deberá calcular y registrar la tasa de flujo másica del petróleo para cada periodo horario usando mediciones de la tasa de flujo horaria del petróleo y la densidad o el peso específico de la muestra de petróleo según la formula D-3 del apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR.

Para los cálculos de tasa de emisión másica de SO₂ a partir de combustibles gaseosos, se podrán seguir las formulas D-4 y D-5 del apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR, según aplique.

IV. Cálculo de la concentración:

Una vez realizado los cálculos de la tasa de emisión de SO₂ se deberá determinar la concentración de SO₂ para efectos del cumplimiento con la normativa aplicable en unidades de mg/m³N, se podrá seguir la ecuación con la siguiente estructura:

$$\text{Concentración SO}_2 \text{ (mg/m}^3\text{N)} = \text{Emisión de SO}_2 \text{ (mg/h)} / \text{caudal (m}^3\text{N/h)}$$

5.2.5. CÁLCULO DE LA TASA DE CONSUMO ENERGÉTICO DE LA UNIDAD

El titular de la fuente deberá determinar la tasa por hora de consumo energético de la unidad de acuerdo a lo establecido en el apéndice D de la Parte 75, volumen 40 del CFR, utilizando una ecuación con la estructura básica siguiente:

I. **Tasa de consumo energético = Tasa de flujo del combustible x PCB del combustible x factor de conversión de unidades (mmBtu/h)**

Dónde:

- Flujo de combustible: es la lectura medida por hora del medidor de flujo de combustible.
- PCB del combustible: se basa en los resultados del muestreo y del análisis periódico del combustible.

Las unidades de medición para el flujo de combustible y el PCB deben ser consistentes. Por ejemplo, si el medidor de flujo del combustible mide en litros por hora, el PCB debe ser expresado en unidades de BTU por litros.

Ejemplos de las ecuaciones con esta estructura básica, son las ecuaciones D-6 y D-8 en el punto 3 del apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR.

5.2.6. VALORES DE AZUFRE, PCB Y DE DENSIDAD PARA CÁLCULOS DE EMISIONES DE SO₂

Los valores de azufre, PCB y densidad que se utilizan para el cálculo de la emisión y del consumo energético, se determinan en una de las dos formas:

- Los resultados del muestreo y del análisis del combustible, se utilizan directamente en los cálculos.
 - Ejemplo 1: El PCB de la más reciente muestra mensual de gas natural de gasoducto se utiliza en los cálculos de la tasa de consumo energético.
 - Ejemplo 2: Para un gas de proceso, se toman muestras cada hora del contenido de azufre y del PCB, y los valores por hora se utilizan para calcular las emisiones de SO₂ y la tasa de consumo energético de la unidad.
- Usar un "Valor asumido" en los cálculos. El titular de la fuente podrá utilizar un valor asumido que puede ser:
 - Una tasa de emisión de referencia de SO₂ para un combustible que califica como gas natural de gasoducto; o
 - El valor más alto de cualquier muestra requerida tomada el año anterior; o
 - El valor más alto de cualquier muestra tomada en un periodo anterior especificado; o
 - El valor más alto especificado en un contrato valido del combustible o una hoja activa de tarifa;

- El valor obtenido de una caracterización de 720 horas del contenido de azufre del combustible o del PCB¹⁰

El método de cálculo descrito en el punto anterior, está sujeto a las siguientes condiciones:

- Si los resultados de cualquier muestreo y análisis requerido del combustible exceden el valor asumido, entonces el resultado de la muestra se convierte en el nuevo valor asumido; y
- Si el valor asumido proviene de un contrato de combustible u hoja de tarifa y si el contrato u hoja de tarifa es reemplazado por uno nuevo, entonces el valor asumido deberá ser ajustado o en ciertas circunstancias, el combustible puede tener que ser reclasificado. Se pueden considerar los siguientes ejemplos:
 - Ejemplo 1: Un máximo PCB se especifica en un contrato activo válido de gas natural. Este valor de PCB puede seguir siendo utilizado en los cálculos de la tasa de consumo energético, a condición de que no esté excedido, o por los resultados de una muestra mensual requerida de PCB, o por el valor del máximo PCB en un nuevo contrato.
 - Ejemplo 2: En 2008, el porcentaje más alto de azufre (%S) obtenido de las muestras requeridas de combustible destilado fue de 0.15% S, en peso. Este valor de %S se puede utilizar a través del 2009 en los cálculos de las emisiones de SO₂, proveyendo que no esté excedido por los resultados de cualquier muestra requerida del combustible.
 - Ejemplo 3: Se realiza un muestreo manual diario de combustible y en cada día sucesivo de operación de la unidad, el contenido de azufre, el PCB y los valores de densidad más altos de las 30 muestras diarias anteriores se utilizan en los cálculos.
 - Ejemplo 4: Los resultados de una demostración de 720 horas bajo la sección 2.3.6 del apéndice D muestran que un gas de proceso tiene una variabilidad baja de azufre. Una tasa de emisión de referencia de SO₂ de 0.025 lb/mmBtu (0.011 kg/mmBTU) es calculada por la substitución del valor del percentil 95 del contenido de azufre del combustible demostrada en la ecuación D-1h. Esta tasa de emisión de referencia puede continuar siendo utilizada a menos que sea excedida cuando la ecuación D-1h es aplicada a los resultados de una muestra anual requerida del contenido de azufre del combustible.
 - Ejemplo 5: Un combustible califica inicialmente como gas natural de tubería basado en datos históricos del muestreo del combustible. En el muestreo y los análisis anuales requeridos relativos a este año del combustible, se toman 3 muestras y el contenido de azufre total de todas las muestras está entre 1,0 y 1,5 gr/ 100 scf. El combustible por lo tanto se reclasifica como "gas natural" y el valor promedio del azufre total de las 3 muestras es utilizado en la ecuación D-1h, para calcular una tasa de emisión específica del sitio de SO₂ de referencia.

Para un listado completo de todas las opciones disponibles de cálculo para los combustibles y combustibles gaseosos, se podrán basar en las tablas D-4 y D-5 en el apéndice D. Para cada uno de estas opciones, las instrucciones están establecidas en la sección 2.3.7 del apéndice D de la parte 75, volumen 40 del CFR, explicando cuándo y cómo aplicar los resultados del muestreo del combustible.

5.2.7. REQUISITOS DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL APÉNDICE D

Después de la aprobación del método, el titular de la fuente deberá seguir y dar cumplimiento a los requisitos de aseguramiento de calidad, considerando los siguientes criterios:

- Se deberá realizar las pruebas, para cada medidor de flujo del combustible y en las frecuencias indicadas en el punto 5.2.2.

Además de lo anterior, el titular de la fuente deberá desarrollar y ejecutar un plan de aseguramiento de calidad. Los elementos básicos del plan de aseguramiento de calidad incluyen:

¹⁰ Para los combustibles gaseosos con excepción del gas natural, que se transmiten por tubería - ver los puntos 2.3.5 y 2.3.6 del apéndice D de la parte 75 del CFR 40.

- Un registro escrito de los procedimientos de las pruebas realizadas al medidor de flujo de combustible.
- Registros de los mantenimientos, ajustes y de las reparaciones de los medidores de flujo de combustible.
- Un registro escrito de los procedimientos estándar usados para realizar el muestreo y el análisis requeridos del combustible.

Estos documentos deberán estar disponibles para eventos de fiscalización por parte de esta Superintendencia.

5.3. REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE E PARA EMISIONES DE NO_x

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice E de la Parte 75 del CFR 40, requiere de:

- La determinación a cada hora de la tasa de consumo energético de la unidad, usando el flujo de combustible medido por un medidor de flujo de acuerdo a las condiciones indicadas en el punto 5.2.1 del presente protocolo.
- La determinación a cada hora del PCB del combustible.

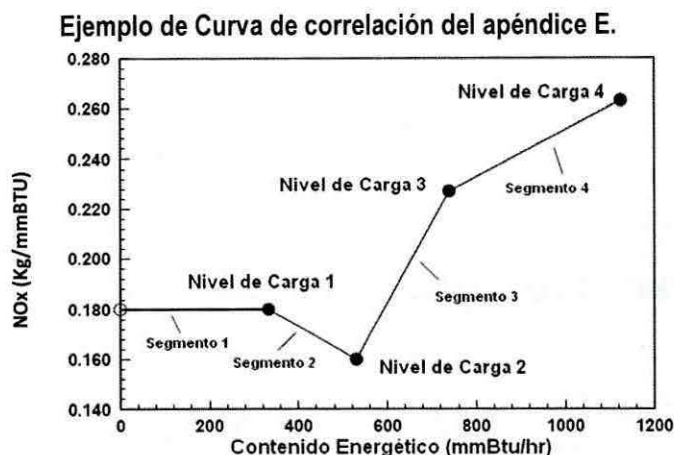
Se deberá realizar una curva de correlación de la tasa de emisión de NO_x contra la tasa de consumo energético para estimar las tasas por hora de la emisión de NO_x. Una prueba de emisión se debe conducir a 4 cargas diferentes para cada tipo de combustible quemado en la unidad.

5.3.1. CURVA DE CORRELACIÓN DEL APÉNDICE E

Las curvas de correlación del apéndice E se realizan a partir de resultados de una prueba de emisión. El titular de la fuente deberá seguir y dar cumplimiento al apéndice E para desarrollar la curva de correlación considerando los siguientes criterios:

- El titular de la fuente deberá realizar una prueba inicial de la tasa de emisión de NO_x a cuatro cargas para cada tipo de combustible quemado por la unidad, (a excepción del combustible de emergencia, para el cual la prueba es opcional).
- La prueba de emisión se deberá realizar usando los métodos de referencia EPA 7E ó CH-7E y EPA 3A ó CH-3A.
- La prueba de emisión se debe hacer en cuatro puntos de carga espaciados, extendiéndose desde el mínimo hasta la carga máxima de operación de la unidad.
- Se deben realizar tres corridas de prueba en cada nivel de la carga.
- Para las unidades existentes, se deben utilizar dos años de datos históricos para establecer las cargas de operación mínimas y máximas.
- Para las unidades nuevas, se deben utilizar proyecciones de cinco años para las cargas mínimas y máximas.
- Durante cada corrida de prueba del apéndice E, la tasa de consumo energético de la unidad se determina usando el PCB del combustible y las lecturas de un medidor de flujo del combustible que cumpla con los requisitos del apéndice D.
- Para calderas, se debe monitorear el exceso de oxígeno y se debe fijar en un nivel normal o en un nivel alto.
- Para turbinas o para motores reciprocantes a diesel o de combustible dual, al menos se debe monitorear cuatro parámetros indicativos de las características de formación de NO_x de la unidad y los rangos aceptables para cada parámetro que se establecen durante la prueba.
- Si una turbina utiliza inyección de agua para controlar las emisiones de NO_x, el cociente de agua-combustible debe ser uno de los parámetros monitoreados.
- Se debe hacer un promedio de los datos de la tasa de emisión de NO_x y de la tasa de consumo energético en cada nivel de la carga.
- Se debe hacer una curva de correlación de la tasa de emisión de NO_x (Kg/mmBtu) contra la tasa de consumo energético (mmBtu/hr) y los segmentos de la curva se deben programar en el sistema de adquisición y manejo de datos (DAHS).
- Ejemplo de una curva típica de la correlación del apéndice E se muestra en la Figura 1

Figura 1:



5.3.2. DETERMINACIÓN DE LAS EMISIONES DE NO_x POR HORA

El titular de la fuente deberá determinar la tasa por hora de la emisión de NO_x midiendo la tasa de consumo energético por hora. El DAHS debe leer y registrar automáticamente el valor correspondiente de NO_x de la curva de correlación del apéndice E. Para calcular las emisiones en masa por hora de NO_x, el tiempo de operación¹¹ de la unidad también se debe conocer.

Para determinar la Tasa de emisiones de NO_x (Kg/mmBtu) se deben recolectar los siguientes datos:

- La tasa de flujo de combustible (monitoreada constantemente mediante un medidor de flujo del apéndice D).
- Un muestreo periódico acorde al apéndice D para determinar el PCB.

Se deberán desarrollar los siguientes cálculos:

- Tasa por hora de consumo energético (utilizando las tasas de flujo del combustible medido).
- Curva de correlación de la tasa de emisiones de NO_x que corresponda a la tasa de consumo energético medida por hora.

Para determinar las Emisiones en masa de NO_x se deben recolectar los siguientes datos:

- La tasa de flujo del combustible (monitoreada continuamente, mediante un medidor de flujo de combustible del apéndice D).
- Un muestreo periódico acorde al apéndice D para determinar el PCB.
- Monitorear el tiempo de operación de la unidad.

Se deberán desarrollar los siguientes cálculos:

- Utilice las tasas de flujo del combustible medido para determinar la tasa por hora de consumo energético.
- Determine la curva de correlación de la tasa de emisiones de NO_x que corresponda a la tasa de consumo energético medida por hora.
- Multiplique juntas la tasa de consumo energético medida por hora, la tasa de emisiones de NO_x de la curva de correlación, y el tiempo de operación de la unidad.

Si se queman diferentes combustibles en una unidad se podrán considerar dos formas posibles para determinar la tasa por hora de la emisión de NO_x:

¹¹ El tiempo de operación de la unidad se define como la fracción de la hora sobre la cual la unidad opera. Por ejemplo, el tiempo de operación de la unidad = 1.00 para una hora de operación completa, 0.50 para media hora de operación, etc.

- Calcular la tasa de consumo energético para cada tipo de combustible quemado durante la hora, usando el flujo de combustible y el PCB. Luego, determinar la tasa de emisión de NO_x para cada combustible de su curva de correlación y utilizar la ecuación E-2 establecida en el apéndice E para calcular una tasa de emisión de NO_x por hora para la unidad; o
- Si en la unidad se quema siempre una mezcla consistente del combustible (es decir, si la composición de la mezcla no varía más del $\pm 10\%$), se puede derivar una sola curva de correlación para la mezcla, en lugar de curvas separadas para los combustibles individuales. Si una unidad califica para utilizar esta opción, la tasa por hora de consumo energético será un valor compuesto¹², derivado de los flujos individuales de combustible, de los valores de PCB, de los tiempos del combustible¹³, y del tiempo de operación de la unidad.

5.3.3. REQUISITOS DE MUESTREO DE COMBUSTIBLE DEL APÉNDICE E

El titular de la fuente deberá utilizar los mismos procedimientos de muestreo y de análisis del combustible del apéndice D, para determinar el PCB de cada tipo de combustible quemado en la unidad. Por lo tanto, las opciones del muestreo del PCB y los métodos analíticos descritos en el apéndice D, se aplican a las unidades que utilicen el apéndice E.

5.3.4. REQUISITOS DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL APÉNDICE E

El titular de la fuente deberá seguir y dar cumplimiento a los requisitos de aseguramiento de calidad que establece el apéndice E de la Parte 75, CFR 40, considerando los siguientes criterios:

- Monitoreo del parámetro. Una vez que se ha desarrollado la curva inicial de correlación, el titular de la fuente deberá monitorear por hora los parámetros que fueron medidos durante la prueba de emisión de la línea base (es decir, exceso de O_2 para las calderas y los cuatro parámetros asociados a la formación del NO_x para las turbinas y los motores recíprocos a diésel o de combustible dual).
- Si para cualquier hora de operación de la caldera, faltan datos de exceso de O_2 o no son válidos, o si el nivel de exceso de O_2 es mayor del 2% de O_2 más alto que el valor observado durante la prueba de emisión de la línea base a la misma tasa de consumo energético, entonces los datos sustitutos de la tasa de emisión de NO_x se deben reportar para esa hora.
- Similarmente, para las turbinas, los motores recíprocos a diésel y de combustible dual, para cualquier hora sobre la cual algunos o todos los datos requeridos falten, no sean válidos, o estén fuera de los rangos aceptables establecidos durante la prueba de emisión de la línea de base, se deberá utilizar la sustitución de datos faltantes para la tasa de emisión de NO_x que establece el apéndice E.
- El titular de la fuente deberá reexaminar periódicamente cada unidad una vez cada 5 años, para determinar una nueva curva de la correlación.
- Una reexaminación imprevista también se requiere si:
 - Para las calderas, el nivel de exceso de O_2 a una tasa particular de consumo energético es más de 2% del O_2 mayor que el valor observado durante la prueba de la emisión de la línea base, por más de 16 horas de operación consecutivas de la unidad; o
 - Para las turbinas de combustión y para los motores recíprocos de diésel o de combustible dual, algunos o todos los datos requeridos están fuera de los rangos aceptables establecidos durante la prueba de emisión de la línea base por más de 16 horas de operación consecutivas de la unidad.
- El titular de la fuente deberá desarrollar e implementar un plan de aseguramiento de calidad (QA) para la unidad. El contenido del plan se especifica en la sección 1.3.6 de la

¹² Las ecuaciones necesarias para determinar el consumo energético para cada combustible, el consumo energético total de la unidad, y el nivel de la tasa de consumo energético de la unidad son: Ecuaciones F-19 y F-20 en el apéndice F de la Parte 75, la Ecuación E-1 en el apéndice E, y la Ecuación F-21c en el apéndice F.

¹³ El tiempo de uso del combustible es la fracción de una hora en que un combustible se está quemando (eje., tiempo de uso del combustible = 1,00 si el combustible se quema para la hora entera, 0.50 si se quema por 30 minutos, etc.)

parte 75, volumen 40 del CFR, apéndice B y la sección 4 del apéndice E. Como mínimo, el plan de QA debe incluir:

- Los datos y los resultados de la prueba de emisión de NO_x mas reciente;
- Un registro escrito de los procedimientos usados para realizar la prueba de la tasa de emisión de NO_x ;
- Los parámetros de aseguramiento de calidad que son monitoreados, los valores y rangos aceptables de esos parámetros;
- Expedientes de los datos monitoreados por cada hora de operación de la unidad; y
- Debido a que el apéndice E requiere que sea utilizado un medidor de flujo de combustible del apéndice D para monitorear la tasa por hora de consumo energético de la unidad, el medidor de flujo debe cumplir con los requisitos del punto 5.2.2 del presente protocolo.

5.4. REQUISITOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA DE EMISIONES DE BAJA MASA (LME)

La metodología de Emisiones de Baja Masa o LME requiere:

- Las **emisiones por hora de SO_2 , NO_x y de CO_2** usando tasas de emisión de referencia específicas del combustible conocidas como "**factores de emisión**".
- El **consumo energético por hora** estimado de registros de uso del combustible, o se reporta como el consumo energético máximo clasificado para cada hora de operación de la unidad.

No se permite "mezclar y combinar" la metodología LME con otras metodologías de la parte 75, volumen 40 del CFR. Por lo tanto, el titular de la fuente que se acoge a la metodología de LME la deberá utilizar para el SO_2 , NO_x , CO_2 y el consumo energético.

5.4.1. CALCULO DE EMISIONES Y CONSUMO ENERGÉTICO PARA UNA UNIDAD LME

El titular de la fuente deberá cumplir con la metodología LME que se establece en la parte 75, volumen 40 del CFR para calcular las emisiones por hora en masa de SO_2 , NO_x , y de CO_2 en Kg (o toneladas), las tasas de emisión de referencia, expresadas en unidades de Kg/mmBtu (o de toneladas/mmBtu)¹⁴, junto con una estimación del consumo energético de la unidad (mmBtu).

5.4.2. TASAS GENÉRICAS Y TASAS DE EMISIÓN DE REFERENCIA ESPECÍFICAS DE SITIO

- Para el caso de combustión de gas natural, el titular de la fuente podrá utilizar las tasas de emisión genérica de referencia que se establecen en la Tabla LM-1 del punto 75.19 de la parte 75, volumen 40 del CFR para estimar las emisiones de SO_2 .
- Para el caso de combustión petróleo, el titular de la fuente podrá también utilizar las tasas de emisión genérica de referencia que se establecen en la Tabla LM-1 para estimar las emisiones de SO_2 .
- Alternativamente, para la combustión de petróleo, un factor de emisión de SO_2 específico del combustible se puede usar, en lugar del factor de emisión aplicable de la Tabla LM – 1, si existe una condición de permiso exigible gubernamental que limite el contenido de azufre del petróleo. Si se elige esta alternativa, la tasa de emisión de SO_2 específica del combustible en kg/mmBtu se calculará multiplicando el límite de contenido de azufre del combustible (porcentaje en peso de azufre) por 1,01. Además, el titular determinará periódicamente el contenido de azufre del petróleo en la unidad, utilizando una de las opciones de muestreo y análisis combustible descritas en la sección 2.2 del apéndice D de la parte 75, y deberá mantener registros de estos resultados de muestreo de combustible en un formato adecuado para inspección y revisión por la SMA. Alternativamente, el muestreo de petróleo y el mantenimiento de registros asociados se pueden realizar utilizando métodos estándar (por ejemplo, ASTM, API, etc.)

¹⁴ Las tasas de emisiones están en Kg/mmBtu para SO_2 y NO_x , y en ton/mmBtu para CO_2 .

- Para el NO_x , el uso de las tasas genéricas de emisión de referencia en la Tabla LM-2 es opcional. En lugar de usar estos valores genéricos, se puede realizar pruebas de emisiones para determinar las tasas específicas del sitio de emisión de NO_x .
- Para el CO_2 , las tasas genéricas de emisión de referencia en la Tabla LM-3 del punto 75.19 de la parte 75, volumen 40 del CFR, se deben utilizar para la combustión de gas natural y de combustible petróleo.

Si la unidad quema un combustible gaseoso con excepción del gas natural, las tasas de emisión de referencia específicas del sitio se deben determinar así para todos los parámetros, puesto que no hay valores genéricos para tales combustibles:

- Para el SO_2 , el contenido de azufre del combustible es cuantificado realizando la demostración de 720 horas descrita en el apéndice D para determinar si la unidad califica para utilizar una tasa de emisión de SO_2 de referencia para fines de reporte. Si la unidad no califica, entonces la metodología de LME no puede ser utilizada. Pero si la unidad califica, el valor apropiado del contenido de azufre total del combustible (de la demostración) se substituye en la Ecuación D-1h en el apéndice D de la parte 75 del CFR 40, para determinar la tasa de emisión de SO_2 de referencia en unidades de Kg/mmBtu .
- Para el NO_x , se realizan pruebas específicas de emisiones para la unidad y para el combustible para determinar la tasa de emisión de referencia, en unidades de Kg/mmBtu .
- Para el CO_2 , el muestreo y el análisis del combustible se realiza para determinar un F-factor basado en el contenido de carbono para el gas de acuerdo a la ecuación G-4 del apéndice G de la parte 75, volumen 40 del CFR.

5.4.3. METODOLOGÍAS PARA DETERMINAR EL CONSUMO ENERGÉTICO

Para determinar el consumo energético por hora para una unidad de LME, el titular de la fuente puede utilizar dos opciones:

- Reportar la tasa máxima de consumo energético para cada hora de operación de la unidad.
- Utilizar el flujo de combustible de largo plazo. La "metodología de largo plazo del flujo de combustible" requiere una estimación confiable de la cantidad de cada tipo de combustible quemado en la unidad durante cada trimestre. Se podrán utilizar datos de medidores de flujo del combustible del apéndice D o de registros de facturación del gas para hacer estas estimaciones. Alternativamente, para el combustible petróleo, los métodos aceptables de medición de tanque de la "American Petroleum Institute" (API) también pueden ser utilizados. El consumo energético total de la unidad para el trimestre se calcula del uso trimestral estimado del combustible y del PCB del combustible.¹⁵ El consumo energético total es dividido por las horas de operación individuales de la unidad, en base de la carga de la unidad.

5.4.4. ECUACIONES BÁSICAS

Para determinar las emisiones en masa por hora de SO_2 , NO_x , y de CO_2 , se utiliza una ecuación que tenga la siguiente estructura básica:

Emisiones en masa (kg) = Tasa de emisión de referencia (kg/mmBtu) x Consumo energético por hora (mmBtu)

Dónde:

Consumo energético por hora: representa el producto de la tasa máxima de consumo energético

¹⁵ Para el petróleo combustible y el gas natural, se podrá utilizar los procedimientos de muestreo del combustible del apéndice D para determinar el PCB o para utilizar valores de referencia de PCB de la tabla LM-5 del punto 75.19 de la parte 75, volumen 40 del CFR. Para otros combustibles gaseosos, el PCB se debe medir en la frecuencia prescrita por el apéndice D.

por hora de la unidad (mmBtu/h) y del tiempo de operación¹⁶ (hora) de la unidad, o es un valor prorrateado de la metodología de largo plazo de flujo de combustible.

Las ecuaciones del prorrateo de consumo energético para el flujo de combustible de largo plazo tienen la forma general:

Consumo energético por hora (mmBtu) = Consumo energético trimestral total (mmBtu) x (carga horaria de la unidad/ suma de todas las cargas trimestrales).

En esta ecuación general, las cargas de unidad se expresan sobre una base constante.

- Las emisiones en masa trimestrales de SO₂, NO_x, y del CO₂ se calculan sumando las emisiones en masa por hora y convirtiendo esta suma a toneladas cuando sea necesario (es decir, para el SO₂ y el NO_x).
- Las toneladas acumulativas de SO₂, NO_x, y de CO₂ son calculadas sumando los valores trimestrales apropiados.
- Los valores acumulativos de SO₂ y/o de NO_x se comparan entonces contra los valores del umbral de la emisión de LME para determinar si la unidad ha conservado su estado de LME.

5.4.5. TASAS DE EMISIÓN ESPECÍFICA DE NO_x PARA UNA UNIDAD DE LME

El titular de la fuente podrá utilizar las siguientes fuentes de información para determinar las tasas de emisión de NO_x para una unidad de LME. Éstas son:

- Prueba de emisión.
- Tasas de emisión referencia de datos históricos de CEMS.
- Resultados de pruebas anteriores del apéndice E

a) PRUEBA DE EMISIÓN

El titular de la fuente podrá realizar una prueba de emisión para establecer las tasas de emisión de referencia de NO_x específicas del combustible y de la unidad LME considerando lo siguiente:

- La prueba se debe realizar en cuatro niveles de carga ejecutando tres corridas para cada carga.
- El titular de la fuente deberá utilizar los procedimientos básicos descritos en el apéndice E de la parte 75, volumen 40 del CFR, punto 2.1 para la prueba, salvo que el consumo energético de la unidad no se mida durante las corridas de prueba.
- Para continuar usando las tasas de emisión específicas del sitio de NO_x, se deberá volver a realizar pruebas una vez cada cinco años.
- Se deberán utilizar los métodos de referencia EPA 7E ó CH-7E y EPA 3A ó CH-3A para las pruebas de tasa de emisión de NO_x.
- Para las unidades equipadas con controles de emisión de NO_x y para las turbinas de combustión que utilizan tecnología de pre-mezcla para reducir emisiones de NO_x, los parámetros apropiados se deben monitorear y registrar durante el período de la prueba, para documentar que los controles de emisión están trabajando correctamente. De estos datos, los valores y/o rangos aceptables para cada parámetro se establecen y se mantienen con un plan de aseguramiento de calidad para la unidad.
- Para un grupo de unidades "idénticas" de LME, se puede analizar un subconjunto de las unidades, en lugar de analizar cada unidad individualmente. Para ser considerado idéntico, todas las unidades en el grupo deben:

¹⁶ El tiempo de operación de la unidad es la fracción de la hora en que la unidad quema el combustible, es decir, 1,00 si la unidad opera para la hora completa, 0.50 si opera solamente para la mitad de la hora. Al usar la metodología de LME, un tiempo de operación de 1,00 se puede utilizar para horas de operación parciales de la unidad.

- Ser del mismo tamaño (tasa máxima de consumo energético por hora), fabricante y modelo;
 - Tener la misma historia de modificaciones (eje., instalaciones de dispositivos de control, frecuencia de las interrupciones importantes de mantenimiento, etc.); y
 - Tener temperaturas de salida dentro de ± 50 °F de la temperatura promedio de salida para el grupo.
- Si el grupo de unidades de LME califica como idéntico, la Tabla LM-4 en el apartado 75.19 de la parte 75, volumen 40 del CFR, se podrá utilizar para determinar cuántas unidades necesitan ser analizadas.
 - En los siguientes casos, la prueba inicial de la tasa de emisión de NO_x (o un nuevo análisis periódico) para las unidades de LME se puede hacer en menos de cuatro cargas:
 - La prueba se puede hacer solamente en una de las cuatro cargas si la unidad ha operado dentro de esta carga por lo menos el 85% de la carga de las horas de operación en los últimos 3 años.
 - La prueba se puede conducir en dos (o tres) de las cuatro cargas si por lo menos el 85% de las horas de operación en los últimos 3 años han estado en esos dos (o tres) niveles de carga;
 - La prueba se puede hacer en una sola carga entre el 75% y 100% de la carga máxima, si el factor de capacidad promedio de la unidad fue de 2,5% o menos en los tres años antes del año de la prueba, y el factor de capacidad no excedió de 4,0% en cualquiera de esos tres años;
 - Para turbinas de combustión antiguas que funcionan solamente en dos ajustes, es decir, en una carga de base (o en una temperatura de ajuste) y en un nivel más alto de carga máxima (o en una temperatura interna de operación más alta).
 - Si la prueba inicial fue realizada en múltiples niveles de carga, las pruebas subsecuentes se pueden hacer en una sola carga, es decir, en el nivel de la carga donde la tasa de emisión más alta de NO_x fue obtenida en la prueba inicial.

b) TASAS DE REFERENCIA DE DATOS HISTÓRICOS DE CEMS

Si una unidad cuenta por lo menos con tres años de datos históricos de calidad confiables de la tasa de emisión de NO_x de un CEMS de NO_x , el titular de la fuente podrá utilizar los datos del CEMS para determinar tasas específicas de referencia de la unidad para el combustible y para la emisión de NO_x . Para ello, se requieren de 168 horas de datos de calidad asegurada para cada tipo de combustible, representando el rango completo de las condiciones normales de operación de la unidad.

c) RESULTADOS DE LA PRUEBA DEL APÉNDICE E

Para un cambio del equipo de generación de horas peak de la metodología del apéndice E a un equipo de LME, se pueden utilizar los resultados de una prueba anterior de emisión de NO_x a cuatro cargas del apéndice E para determinar las tasas específicas del sitio de emisión de NO_x de referencia, a condición de que los resultados de la prueba sean menores a 5 años.

5.4.6. TASA DE EMISIÓN ESPECÍFICA DE NO_x PARA EL REPORTE

Una vez que se han obtenido los datos de prueba necesarios de emisión o los datos históricos del CEMS para cada tipo de combustible quemado en la unidad, las tasas de emisión de referencia específicas del sitio para el NO_x que serán utilizadas para el reporte de la parte 75, volumen 40 del CFR se determinarán como sigue:

a) TASA DE EMISIÓN DE NO_x DE RESULTADOS DE LA PRUEBA DE EMISIÓN:

- Reportar la tasa más alta de emisión de NO_x obtenida en cualquier nivel de carga

monitoreado (el promedio de tres corridas), a excepción de las unidades que utilizan SCR o SNCR.¹⁷

- Si la unidad es una turbina con llama de difusión, reporte el promedio de las tres tasas de emisión de NO_x obtenida en cualquier carga analizada, corrijala a las condiciones ambientales promedio anuales de temperatura, presión y de humedad relativa del sitio de prueba, usando la ecuación LM-1a en la parte 75.19 de la parte 75, volumen 40 del CFR.
- Para las unidades equipadas con SCR o SNCR:
 - Si la prueba fue hecha corriente abajo del SCR o del SNCR, mientras los controles de emisión estaban en operación, reporte el más alto de:
 - Las 3 corridas promedio más altas de la tasa emisión de NO_x obtenida en cualquier nivel probado de la carga; o
 - 0,15 lb/mmBtu (0,068 kg/mmBTU).
 - Si la prueba fue realizada corriente arriba desde el SCR o el SNCR (o con estos sistemas de control fuera de servicio), y si la unidad también utiliza inyección del agua o de vapor o tecnología de bajo NO_x (DLN) para reducir emisiones de NO_x, y si la inyección del agua, la inyección de vapor, o la tecnología de DLN estaba en servicio durante la prueba, reporte el promedio de las 3 corridas más altas de la tasa de emisión en cualquier nivel monitoreado de carga como la tasa de emisión de NO_x de referencia.
- Para una turbina antigua y que opera solamente en los ajustes de carga baja y de carga máxima (o a dos temperaturas de ajuste distintas), reporte el promedio de las 3 corridas de prueba de la tasa de emisión de NO_x a baja carga cuando la unidad opera en carga baja, y reporte el promedio de las 3 corridas de prueba a carga máxima cuando la unidad opera en la carga máxima. Si la prueba fue hecha solamente en la carga baja, utilice un índice de emisión de NO_x de 1,15 veces la tasa de emisión de la carga baja durante la operación de la carga máxima.
- Para las unidades que cuentan con controles de NO_x de cualquier clase y para las unidades que utilizan la tecnología seca de bajo NO_x, reporte la tasa genérica apropiada de emisión de NO_x de referencia de la Tabla LM-2 de la sección 75.19 en lugar de la tasa de emisión de NO_x específica del sitio, para cualquier hora de operación de la unidad sobre la cual los datos requeridos (eje., la relación de agua-combustible) sean inasequibles o no puedan documentar que los controles de emisión están trabajando correctamente.
- Para un grupo de unidades idénticas de LME, siga las mismas reglas básicas que para las unidades individuales, salvo cuando es apropiado utilizar el promedio más alto de las 3 corridas de la tasa de emisión de NO_x, aplique el promedio más alto de las 3 corridas obtenido a cualquier carga monitoreada, para cualquier unidad probada, a todas las unidades en el grupo.

b) TASA DE EMISIÓN DE NO_x BASADO EN DATOS HISTÓRICOS DE CEMS:

Utilice el valor del percentil 95 para cada conjunto de datos específico del combustible como la tasa de emisión de NO_x de referencia, con una excepción - para las unidades equipadas con SCR o SNCR, si el valor del percentil 95 es menor de 0,15 lb/mmBtu (0.068kg/mmBtu), utilice este valor como la tasa de emisión de NO_x de referencia.

5.4.7. MANTENIMIENTO DE REGISTROS Y DE REPORTE PARA LAS UNIDADES DE LME

El titular de la fuente que utilice la metodología de LME, deberá guardar al menos por tres años la siguiente información:

- Registros indicando las horas en que operó la unidad.
- Los tipos de combustibles quemados durante cada hora de operación.

¹⁷ El SCR y SNCR: Reducción Catalítica Selectiva y Reducción No-Catalítica Selectiva, respectivamente, son tecnologías postcombustión de control de emisiones de NO_x.

- La carga de la unidad durante cada hora de operación, si el flujo de combustible de largo periodo es utilizado para cuantificar el consumo energético.
- Emisiones en masa por hora de SO₂, NO_x y CO₂ (según sea aplicable).
- Los métodos usados para determinar los valores por hora de consumo energético y las tasas por hora de la emisión de NO_x.
- Si se utiliza el método de flujo de combustible de largo plazo, la cantidad de cada tipo de combustible quemado en cada trimestre, el PCB de cada tipo de combustible y consumo energético trimestral total.
- Para las unidades con controles de emisión de NO_x o que use tecnología seca de bajo NO_x, registro de datos para verificar la operación apropiada de los controles de emisión (es decir, justificar el uso de las tasas de emisión de NO_x específicas del sitio).

Toda la información mencionada anteriormente, deberá ser entregada a la Superintendencia junto con el reporte trimestral.

5.4.8. ASEGURAMIENTO DE CALIDAD PARA LAS UNIDADES DE LME

Para las unidades LME, el aseguramiento de calidad se requiere solamente si se utiliza la opción de la metodología del flujo de combustible de largo plazo para el consumo energético y/o si las tasas de emisión específicas se utilizan para reportar datos de las emisiones. Los aspectos del control de calidad y de aseguramiento de calidad (QA/QC) deben ser implementadas como sigue:

- Para continuar usando las tasas de emisión de NO_x específicas del sitio para el reporte de informes, estas tasas de emisión se deben volver a determinar una vez cada cinco años. Esto incluye las tasas de emisión que fueron basadas inicialmente en pruebas históricas del apéndice E o datos históricos de CEMS.
- Si la tasa inicial de emisión fue basada en una prueba histórica del apéndice E, la primera contra prueba se debe realizar no más allá de 5 años después del año de la prueba del apéndice E.
- Para las tasas de emisión de NO_x derivadas de datos históricos de CEMS, la tasa de emisión se debe volver a determinar no más allá de 5 años después de terminado el último de los 3 años de los datos que fueron utilizados para la determinación inicial.
- Si una tasa de emisión de SO₂ de referencia se deriva de un permiso en el límite del contenido de azufre del combustible, se requiere el muestreo y el análisis periódicos del combustible con los registros asociados, usando una de las opciones en la sección 2.2 del apéndice D, para demostrar cumplimiento con el límite del permiso.
- Para los combustibles gaseosos con excepción del gas natural, se requiere el muestreo anual del contenido de azufre total del combustible. La tasa de emisión de SO₂ de referencia actualmente en uso debe ser actualizada si los resultados del muestreo anual de azufre dan una tasa de emisión de SO₂ que exceda el valor actual.
- Si se utilizan las tasas de emisión de NO_x específicas del sitio para propósitos de reporte, los registros deben guardar todas las pruebas de emisión y/o análisis de datos usados para determinar las tasas de emisión. Estos registros se deberán guardar hasta que se vuelvan a determinar las tasas de emisión.
- Si la unidad está equipada con controles de emisión de NO_x o de tecnología de bajo NO_x, y si la tasas de emisión de NO_x específica del sitio se utilizan para propósitos de reporte de información, se debe desarrollar y mantener un plan de aseguramiento de calidad que explique los procedimientos usados para documentar la operación apropiada de los controles de emisión. El plan debe definir claramente todos los parámetros monitoreados y los rangos o los valores aceptables para cada parámetro.
- Los registros de facturación del combustible se deben guardar por tres años, si esa opción se utiliza para el flujo de combustible de largo plazo.

5.4.9. PÉRDIDA DEL ESTATUS DE LME

- Si al final de un año calendario, se determina que las emisiones de una unidad de LME han excedido los valores de umbral especificados en la letra c) el numeral 5.1 de este protocolo, el estatus de LME de la unidad se pierde.

- En estos casos, el titular de la fuente deberá instalar y validar un sistema de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) para todos los parámetros antes del 31 de diciembre del año calendario que sigue al año en el cual se pierde el estatus de LME.
- Si el plazo de la certificación no se cumple, se deben utilizar los valores potenciales máximos y los factores de emisión conservadores para los propósitos de reporte de informes hasta que se terminen las pruebas de certificación.
- El estatus de LME también se puede perder si una unidad cambia a un combustible que no sea petróleo o gas. En este caso, la unidad pierde su estatus de LME en la fecha de la primera hora en que el nuevo combustible es quemado, y los CEMS se deben instalar y validar antes del cambio de combustible. Si el requisito de monitoreo no es cumplido a tiempo, se deberán reportar los valores potenciales máximos hasta que se certifiquen los sistemas de monitoreo.

5.5. REQUISITOS GENERALES DE LA ECUACION F-23 DEL APENDICE F

El titular de la fuente podrá utilizar la ecuación F-23 de acuerdo a lo establecido en el apéndice F de la parte 75, volumen 40 del CFR para estimar las emisiones de SO₂ considerando los siguientes criterios:

- La ecuación F-23 utiliza una tasa de combustible específica de la emisión de SO₂ de referencia (Kg/mmBtu), junto con las mediciones horarias de la tasa de consumo energético de la unidad (mmBtu/h).
- Se debe utilizar un monitor de flujo y un monitor de CO₂ u O₂, para determinar la tasa de cada hora de la emisión de masa de SO₂ (Kg/h).

5.6. REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE G

El titular de la fuente podrá seguir los procedimientos alternativos establecidos en el apéndice G de la parte 75, volumen 40 del CFR para estimar emisiones de masa de CO₂. El apéndice G proporciona dos métodos básicos para determinar emisiones de CO₂:

- Las emisiones de CO₂ diarias se calculan de los expedientes de la compañía del uso del combustible y de los resultados del muestreo y de análisis periódicos del combustible (para determinar los porcentajes de carbono en el combustible).
- Las emisiones de CO₂ para cada hora se calculan usando las mediciones de la tasa de consumo energético realizadas con los medidores del flujo de combustible del apéndice D en conjunto con los "F-factor" basados en el carbono específico del combustible.

5.7. MONITOREO CONTINUO DE MATERIAL PARTICULADO (MP)

El titular de la fuente podrá exceptuarse de instalar un CEMS para medir emisiones de Material Particulado en aquellas unidades que se acojan a algún método alternativo, previa demostración de su calificación.

El titular de la fuente deberá en estos casos, estimar de manera alternativa las emisiones de material particulado mediante uno de los siguientes métodos:

- Uso de Factores de emisión de acuerdo al documento "**compilación de factores de emisión de contaminantes aéreos – AP-42**" de la US-EPA.
- Realizar muestreos isocinéticos de acuerdo al método EPA 5 ó CH-5 ó método 17 US-EPA ejecutado por una entidad técnica de fiscalización ambiental (ETFA) con una frecuencia de a lo menos 1 vez al año.
- Otros métodos alternativos para medir material particulado que sean basados en metodología EPA que el titular de la fuente podrá proponer a la Superintendencia para su evaluación.