



Superintendencia
del Medio Ambiente
Gobierno de Chile



APRUEBA ANEXO II AL "PROTOCOLO PARA VALIDACIÓN DE SISTEMAS DE MONITOREO CONTINUO DE EMISIONES [CEMS] EN CENTRALES TERMOELÉCTRICAS".

RESOLUCIÓN EXENTA N° 438

Santiago, 14 MAY 2013

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; en el Decreto Supremo N° 13, de 18 de enero de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente; en el Decreto Supremo N° 17, de 31 de mayo de 2012, del Ministerio del Medio Ambiente; en el Decreto con Fuerza de Ley N° 3, de 11 de septiembre de 2010, del Ministerio Secretaría General de la Presidencia, que Fija la Planta de la Superintendencia del Medio Ambiente; en la Resolución Exenta N° 57, de 22 de enero de 2013, de la Superintendencia del Medio Ambiente, y en la Resolución N° 1.600, de 30 de octubre 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 esta 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° La letra ñ) del artículo 3° de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente, que establece que esta Superintendencia tiene como atribución el 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 Emisión;

3° Lo dispuesto en el artículo 7° del Decreto Supremo N° 13, de 18 de enero de 2011, del Ministerio del Medio Ambiente, que establece Norma de Emisión para Termoeléctricas, que asigna el control y la fiscalización de la misma a esta Superintendencia, de conformidad con lo establecido en el artículo segundo de la ley N° 20.417;

4° Lo dispuesto en el artículo 8° del citado Decreto Supremo N° 13, que obliga a las fuentes emisoras existentes y nuevas a instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y otros parámetros de interés, de acuerdo a lo indicado en la Parte 75, del volumen 40 del *Code of Federal Regulations* de los Estados Unidos, debiendo dicho sistema de monitoreo continuo de emisiones ser aprobado mediante resolución fundada de la Superintendencia;

5° Que por Resolución Exenta N° 57, de 22 de enero de 2013, de esta Superintendencia, se aprobó el “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas”, basado en la Parte 75, del volumen 40 del *Code of Federal Regulations* de los Estados Unidos, así como sus reenvíos a la Parte 60 y 63 del citado volumen en materia de validación de CEMS;

6° Que en relación a lo anterior, y considerando las exigencias de ejecutar los diferentes ensayos para la validación de CEMS establecidos en el “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas”, existen casos o situaciones en que la instalación, validación y mantención de un CEMS en ciertas unidades de generación eléctrica, puede resultar técnicamente difícil de ejecutar, y llegar incluso a ser contraproducente desde un punto de vista ambiental y económico;

7° Que existe una diversidad de configuraciones de unidades y chimeneas existentes en la actualidad, por lo que se deben también 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*;

8° Que la Parte 75, del volumen 40 del *Code of Federal Regulations*, así como sus reenvíos a la Parte 60 y 63 del citado volumen, aborda los criterios que se fijan para aplicar monitoreos alternativos a la instalación de un CEMS para determinar las emisiones de SO₂, NO_x, MP, Flujo y CO₂ en ciertas unidades que califiquen para su uso, y los criterios que se deben adoptar para el monitoreo de emisiones en fuentes comunes, múltiples y del tipo *bypass*;

9° El Oficio Ordinario N° 954, de 12 de abril de 2013, de la Superintendencia del Medio Ambiente, dirigido al Ministerio del Medio Ambiente, en el cual se acompañó el documento técnico “Anexo II: Monitoreos alternativos y monitoreos en fuentes comunes, *bypass* y múltiples chimeneas”, que complementa el “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas” con la finalidad de solicitar su 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;

10° El Oficio Ordinario N° 131598, de 7 de mayo de 2013, del Ministerio del Medio Ambiente, dirigido a la Superintendencia del Medio Ambiente, por el cual informa, en virtud de lo dispuesto en el artículo 48 bis de la Ley N° 19.300, pronunciándose favorablemente sobre el documento técnico;

11° Por lo anterior, esta Superintendencia se halla en condiciones de aprobar definitivamente el “Anexo II: Monitoreos alternativos y monitoreos en fuentes comunes, *bypass* y múltiples chimeneas”, que complementa el “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas”;

RESUELVO:

ARTÍCULO PRIMERO. Aprueba anexo. Apruébase el documento técnico “Anexo II: Monitoreos alternativos y monitoreos en fuentes comunes, *bypass* y múltiples chimeneas”, que complementa el “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas”, cuyo texto íntegro se acompaña a la presente resolución, entendiéndose formar parte de la misma.

ARTÍCULO SEGUNDO. Procedimientos asociados. En todo lo relacionado a procedimientos del Anexo II, es aplicable la Resolución Exenta N° 57, de 22 de enero de 2013, de esta Superintendencia, así como el “Protocolo para Validación de Sistemas

de Monitoreo Continuo de Emisiones [CEMS] en Centrales Termoeléctricas”, en especial su parte 4, sin perjuicio de los aspectos procedimentales que contiene el Anexo II.

ARTÍCULO TERCERO. Accesibilidad. El texto original del anexo 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: www.sma.gob.cl

**ANÓTESE, PUBLÍQUESE EN DIARIO OFICIAL,
CÚMPLASE Y ARCHÍVESE.**


JHR/FJA


JUAN CARLOS MONCKEBERG FERNÁNDEZ
Superintendente del Medio Ambiente (S)

DISTRIBUCIÓN:

- Fiscalía
- División de Fiscalización
- División de Desarrollo Estratégico y Estudios
- Unidad de Instrucción y Procedimientos Sancionatorios
- Departamento de Normalización y Acreditación
- Departamento de Tecnologías de la Información
- Ministerio del Medio Ambiente
- Oficina de Partes





Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

**PROTOCOLO PARA VALIDACION DE SISTEMAS DE MONITOREO CONTINUO DE EMISIONES
"CEMS" EN CENTRALES TERMoeLECTRICAS.**

**ANEXO II:
MONITOREOS ALTERNATIVOS Y
MONITOREO EN FUENTES COMUNES, BYPASS Y MULTIPLES CHIMENEAS**



SANTIAGO, MAYO 2013

14 MAY 2013





INDICE

1.	INTRODUCCIÓN	2
2.	ALCANCE	2
3.	DEFINICIONES	2
4.	REQUISITOS GENERALES DE LOS MONITOREOS ALTERNATIVOS	3
5.	REQUISITOS ESPECIFICOS DE LOS MONITOREOS ALTERNATIVOS	4
6.	REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE D PARA EMISIONES DE SO ₂	6
7.	REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE E PARA EMISIONES DE NO _x	13
8.	REQUISITOS GENERALES DE LA METODOLOGÍA DE EMISIONES DE BAJA MASA (LME)	16
9.	REQUISITOS GENERALES DE LA ECUACION F-23 DEL APENDICE F	21
10.	REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE G	21
11.	MONITOREO DE MATERIAL PARTICULADO	22
12.	MONITOREO EN FUENTES COMUNES, BYPASS Y MULTIPLES CHIMENEAS	22



1. INTRODUCCIÓN

Considerando las exigencias contenidas en el artículo N° 8 del Decreto Supremo N°13, de 23 de junio 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 CFR de la US-EPA” y considerando las exigencias de ejecutar los diferentes ensayos para la validación de CEMS establecidos en el documento “Protocolo para la validación de CEMS en Centrales Termoeléctricas”, (en adelante “Protocolo”) es importante señalar que existen casos o situaciones en que la instalación, validación y mantención de un CEMS en ciertas unidades para medir sus emisiones pueden resultar técnicamente difíciles de ejecutar, pudiendo llegar incluso a ser contraproducente desde un punto de vista ambiental y económico.

Por otra parte, considerando la diversidad de configuraciones de unidades y chimeneas existentes en la actualidad, se deben también 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*.

En vista de lo anterior y considerando las especificaciones de la Parte 75, volumen 40 del CFR, el siguiente anexo, complementario al Protocolo, aborda los criterios que se fijan para aplicar monitoreos alternativos a la instalación de un CEMS para determinar las emisiones de SO₂, NO_x, Flujo y CO₂ en ciertas unidades que califiquen para su uso, y los criterios que se deben adoptar para el monitoreo de emisiones en fuentes comunes, múltiples y del tipo *bypass*.

2. ALCANCE

El siguiente anexo complementario al protocolo, establece los requerimientos generales y específicos que se deben seguir por las unidades que califiquen como “Unidad Peak dual Petróleo-Gas”, “Unidad de Baja Masa de Emisiones o LME¹” y “Unidad a combustible de muy bajo contenido de azufre”, para poder acogerse a Sistemas de Monitoreo Alternativos para el reporte de las emisiones de los parámetros SO₂, NO_x, flujo 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, y a monitoreos alternativos de Material Particulado para las unidades peak, así como los requerimientos generales que se deben seguir para el adecuado monitoreo de emisiones en unidades que tienen chimeneas comunes, múltiples o que son del tipo *bypass*.

3. DEFINICIONES

Las principales definiciones que aplican en este anexo, son:

- 3.1. *AP-42: Compilación de factores de emisión de contaminantes atmosféricos de la US-EPA.*
- 3.2. *ASME: Sociedad Americana de ingenieros mecánicos (American Society of Mechanical Engineers).*
- 3.3. *ASTM: Asociación Americana de Pruebas y Materiales (American Society of Testing and Materials).*
- 3.4. *FACTOR DE CAPACIDAD: según lo definido en el numeral 22 del anexo I del protocolo.*
- 3.5. *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.*
- 3.6. *NIST: Instituto Nacional Estándares y Tecnología (National Institute of Standards and technology).*
- 3.7. *UNIDAD DUAL PETRÓLEO-GAS: según lo definido en el numeral 58 del anexo I del protocolo.*
- 3.8. *UNIDAD LME: Aquella unidad Dual Petróleo Gas (según lo definido en el numeral 58 del anexo I del protocolo) y que califica para usar la metodología LME (Low Mass Emissions) indicada en el numeral 5.1.3 de este anexo.*
- 3.9. *UNIDAD PEAK: según lo definido en el numeral 59 del anexo I del protocolo.*
- 3.10. *UNIDAD QUE QUEMA COMBUSTIBLE CON MUY BAJO CONTENIDO DE AZUFRE: según lo definido en el numeral 57 del anexo I del protocolo.*
- 3.11. *UNIDADES CON CHIMENEA BYPASS: definido en el numeral 54 del anexo I del protocolo.*
- 3.12. *UNIDADES CON CHIMENEAS EN COMÚN: definido en el numeral 55 del anexo I del protocolo.*
- 3.13. *UNIDADES CON MÚLTIPLES CHIMENEAS O DUCTOS: definido en el numeral 56 del anexo I del protocolo.*

¹ Acrónimo de Low Mass Emission.

4. REQUISITOS GENERALES DE LOS MONITOREOS ALTERNATIVOS

El titular de la fuente podrá solicitar a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) acogerse a una metodología alternativa de monitoreo para determinar el promedio horario de emisiones de los parámetros SO₂, NO_x, flujo y CO₂, para lo cual deberá presentar a la autoridad una solicitud formal junto a un informe para evaluar la petición.

El informe debe presentar al menos la siguiente información:

- Debe describir la planta, identificar las unidades de generación eléctrica afectadas, tecnología, combustibles utilizados 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, cálculos y resultados) que demuestre que la unidad califica para el monitoreo alternativo a utilizar.
- Explicar por qué la alternativa propuesta se está sugiriendo en vez del requerimiento general de monitoreo por CEMS.
- Proporcionar una descripción de cualquier equipo o procedimiento usado en la alternativa propuesta.
- Demostrar que la alternativa propuesta es consistente con los objetivos del monitoreo.

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 deberá incluir además la siguiente información complementaria:

- El plan completo de monitoreo para la unidad.
- Demostrar que en los 3 últimos 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 el numeral 5.1.3. de este anexo.
- 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 estos 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 representativas de las emisiones, de datos de un CEMS, 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 solicitud.

No se podrá utilizar ningún método alternativo sin la previa aprobación 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, Flujo y CO₂ de acuerdo a lo establecido en la Parte 75, volumen 40 del CFR bajo los apéndices D, E, F y G, para lo cual deberá demostrar previamente que su unidad califica para el uso de un monitoreo alternativo. 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:

5.1.1. Unidad Dual Petróleo-Gas: La unidad que califique como "unidad dual petróleo-gas", según lo definido en el numeral 58 del Anexo I del protocolo para validación CEMS, 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 SO₂ 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.

5.1.2. Unidad Peak Dual Petróleo-Gas: La unidad que califique como "unidad peak", según lo definido en el numeral 59 del Anexo I del protocolo para validación CEMS, y 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 SO₂, NO_x y CO₂. 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% por ciento 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 certificado o hasta el plazo del 31 de diciembre, lo que ocurra primero.
- Si el plazo de la certificación no se cumple, la tasa máxima del potencial de la emisión de NO_x se debe reportar por cada hora de operación de la unidad hasta que se certifique el CEMS.
- Una unidad que ha calificado como unidad Peak pero que pierde ese estatus, puede calificar otra vez como unidad Peak en un año subsecuente, solamente si los datos del factor de capacidad por un período de tres años que sigue a la pérdida que tiene del estatus demuestran que la unidad cumple de nuevo con la calificación de unidad Peak.

5.1.3. 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 **SO₂, NO_x y CO₂**, y el consumo energético.

Para calificar para el estatus de LME, el titular de la fuente deberá demostrar que las emisiones anuales de **SO₂** de la unidad y las emisiones anuales de masa de **NO_x**, están por debajo de los siguientes valores:

- ≤ 25 toneladas de SO₂ por año
- < 100 toneladas de NO_x por año.

5.1.4. 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 el **apéndice F de la Parte 75, volumen 40 del CFR** para estimar las emisiones de **SO₂**. 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 “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 **SO₂** específica del combustible.

5.1.5. Unidades que pueden usar el apéndice G: El apéndice G aplica para el monitoreo alternativo de las emisiones de masa de **CO₂**. 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 **CO₂**. 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 N°1:
Resumen de opciones de monitoreo alternativos para parámetros SO₂, NO_x, y CO₂.**

Tipo de Unidad	Opciones de Monitoreo Alternativos					
	CEMS (1)	Método apéndice D (2)	Método apéndice E (3)	Método 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 SO₂ 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 SO₂ 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 CO₂.

(6) Únicamente para emisiones de SO₂.

6. 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.

6.1. MEDICIONES DE CAUDAL O FLUJO DEL 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, 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 realizar con un **medidor de flujo en línea** que se encuentre certificado y deberá registrar automáticamente los datos 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, del 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.

6.2. CERTIFICACION DEL MEDIDOR DE FLUJO DE COMBUSTIBLE.

El titular de la fuente deberá determinar la precisión del medidor del flujo de combustible para establecer la certificación inicial. La certificación se podrá realizar por alguna de las siguientes formas:

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

6.2.1. NORMAS PARA VERIFICAR LA PRECISIÓN DEL MEDIDOR DEL FLUJO

El titular de la fuente deberá determinar la precisión del medidor de flujo de acuerdo al punto 2.1.5 del apéndice D usando uno de los siguientes métodos:

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

6.2.2. VERIFICACION DE LA PRECISIÓN DEL MEDIDOR DE FLUJO POR COMPARACIÓN

En los casos de determinar la precisión del medidor del flujo de combustible en comparación con otro medidor del flujo de combustible de referencia, el titular de la fuente deberá cumplir los siguientes criterios:

- El medidor del flujo de combustible de referencia deberá estar validado de acuerdo a las especificaciones del AGA Report N°3 o del ASM MFC-3M-1989. Todos los elementos secundarios tales como transmisores de presión y temperatura, se deben calibrar inmediatamente antes de realizar la comparación.
- La validación del medidor del flujo de combustible de referencia deberá estar vigente al momento de la prueba de precisión.
- La comparación se debe realizar durante un periodo de 7 días consecutivos de operación de la unidad.
- Se deberá comparar el promedio de tres lecturas de tasa de flujo de combustible sobre un periodo de 20 minutos o más en cada uno de los tres siguientes niveles de flujo:
 - Plena carga de funcionamiento de la unidad.
 - Mínimo estable de funcionamiento de la unidad.
 - Un nivel de carga equidistante entre las cargas de funcionamiento pleno y mínimo de la unidad.
- Se deberá calcular la precisión del medidor de flujo en cada uno de los tres niveles de flujo usando la ecuación D-1 indicada en el punto 2.1.5.2 del apéndice D.
- Si la precisión del medidor de flujo supera el valor límite del 2%, el titular de la fuente deberá recalibrar el medidor de flujo hasta que la precisión se encuentre dentro del valor especificado o bien deberá reemplazar el medidor de flujo por otro que demuestre cumplir con un valor de precisión dentro del 2%.
- Los resultados de las pruebas de precisión del medidor de flujo se deberán presentar de acuerdo al formato establecido en la tabla (D-1) del apéndice D.

6.3. ASEGURAMIENTO DE CALIDAD

El titular de la fuente deberá cumplir con los aspectos de aseguramiento de calidad que se establecen en el punto 2.1.6 del apéndice D, considerando los siguientes criterios:

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



6.3.1. PRUEBA DE PRECISIÓN DEL TRANSMISOR O TRANSDUCTOR PARA ORIFICIO, BOQUILLA Y MEDIDORES DE FLUJO TIPO VENTURI

El titular de la fuente deberá cumplir con lo establecido en el punto 2.1.6.1 del apéndice D sobre Pruebas de Precisión considerando los siguientes criterios:

- El titular de la fuente deberá calibrar el transmisor o transductor de presión diferencial, el transmisor o transductor de presión estática y el transmisor o transductor de temperatura, según aplique, usando equipos que tengan certificados actuales de trazabilidad a los estándares NIST².
- Se deberá comprobar la calibración de cada transmisor o transductor comparando las lecturas con las del equipo NIST al menos una vez en cada uno de los niveles de flujo cero, medio y alto a fin de representar el rango completo de operación normal de la unidad.
- Para los transmisores de temperatura, los niveles cero y alto pueden corresponder a puntos de referencia fijos, tales como punto de congelación o punto de ebullición del agua.
- Se deberá calcular la precisión de cada transmisor o transductor en cada nivel de prueba utilizando la ecuación establecida en la letra (b) del punto 2.1.6.1. del apéndice D (ecuación D-1a).
- Si cada transmisor o transductor cumple con una precisión del 1% de su escala completa en cada nivel de prueba, la precisión del medidor del flujo de combustible del 2% se considera cumplida en todos los niveles.
- Sin embargo, si en uno o más de los transmisores o transductores no cumple con una precisión de 1% de la escala completa en un nivel particular, el titular de la fuente podrá demostrar que el medidor del flujo de combustible cumple la especificación de precisión del 2% en ese nivel mediante uno de los siguientes métodos alternativos:
 - Si en un nivel determinado, la suma de las precisiones individuales de los tres transductores es menor o igual a 4%, la especificación de precisión del 2% se considera que se cumple para ese nivel.
 - Si en un determinado nivel, la precisión del medidor del flujo de combustible total es menor o igual a 2% cuando se calcula de acuerdo a la Parte 1 del AGA Report N° 3, ecuaciones y lineamientos generales de incertidumbre, el requisito de precisión del medidor del flujo de combustible se considera que se cumple para ese nivel.
- Se deberá registrar la precisión del orificio, boquilla o medidor Venturi o sus transmisores o transductores y mantener esta información archivada en un lugar adecuado y disponible para su inspección.
 - Para el registro de la información, se deberá utilizar la tabla (D-2) establecida en el punto 2.1.6.2 del apéndice D.

6.3.2. INSPECCION DE LOS ELEMENTOS PRIMARIOS.

El titular de la fuente deberá cumplir con lo establecido en el punto 2.1.6.4 del apéndice D sobre Inspección de los elementos primarios, considerando los siguientes criterios:

- El titular de la fuente deberá llevar a cabo una inspección visual del orificio, boquilla o el medidor tipo Venturi al menos una vez cada 3 años.
- La inspección se podrá realizar usando un Baroscopio.
- Si durante la inspección visual se detectan fallas (el orificio, boquilla o medidor Venturi se han dañado o corroído), el titular de la fuente deberá:
 - Sustituir el elemento primario por otro que cumpla los requerimientos del AGA Report N° 3 o el ASME MFC-3M-1989. Si el tamaño del elemento primario cambia, se deberán calibrar los transmisores o transductores en base al nuevo tamaño del elemento primario.
 - Demostrar que la precisión del medidor del flujo de combustible en general cumple con la especificación del 2%.
 - Restaurar el elemento primario dañado o corroído como una nueva condición y determinar la precisión global del medidor del flujo y volver a probar los transmisores o transductores antes de proporcionar datos de calidad.
- Los datos del medidor del flujo de combustible se considerarán inválidos a partir de la fecha y hora en que se detecta una falla en la inspección visual y continuará hasta la fecha y hora

² Acrónimo de National Institute of Standards and Technology

en que el elemento primario dañado o corroído es reemplazado y los transmisores han sido recalibrados con éxito y la precisión cumple la especificación del 2%.

- Durante cada periodo de datos no validos del medidor del flujo de combustible, se deberán proporcionar datos de otro medidor del flujo de combustible que cumpla con las especificaciones de esta parte o bien utilizar los procedimientos de sustitución de datos que se establecen en el apéndice D.

El titular de la fuente podrá también utilizar los procedimientos establecidos en el punto 2.1.7 del apéndice D como métodos opcionales para los procedimientos de aseguramiento de calidad.

6.4. 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.

6.4.1. MUESTREO DE COMBUSTIBLES GASEOSOS

De acuerdo al apéndice D, los combustibles gaseosos se dividen en tres categorías: (1) gas natural; (2) gas natural de gasoducto o "PNG"³; 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 demostración⁴ 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 GPA⁵ 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.

6.4.2. 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:

- Muestreo diario.

³ Acrónimo de Pipeline Natural Gas.

⁴ Según lo establecido en los puntos 2.3.5 y 2.3.6 del apéndice D.

⁵ Acrónimo de Asociación de Procesadores de Gas.

- 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.

6.5. CALCULO 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/hr) x contenido de azufre del combustible x factor.

Donde:

- 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 para el cálculo de la tasa de emisión en masa de SO₂ para combustible Petróleo.

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

Donde:

- 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.

Cuando el flujo de combustible se mide en base volumétrica (eje., Lt/hr), 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, el muestreo periódico de la densidad del combustible también es requerido.

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

En casos donde el flujometro 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.

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, 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:

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

6.6. CALCULO 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, 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/hr)

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 que tienen esta estructura básica son las ecuaciones D-6 y D-8 en el punto 3 del apéndice D.

6.7. 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 PCB⁶

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

⁶ 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.

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, explicando cuándo y cómo aplicar los resultados del muestreo del combustible.

6.8. REQUISITOS DE ASEGURAMIENTO DE CALIDAD DEL APÉNDICE D

Después de la certificación, el titular de la fuente deberá seguir y dar cumplimiento a los requisitos de aseguramiento de calidad que establece el apéndice D, considerando los siguientes criterios:

- Se deberá realizar para cada medidor de flujo del combustible pruebas periódicas de precisión, usando el mismo proceso general que fue utilizado para la certificación.
- La prueba de precisión⁷ del medidor de flujo del combustible se debe realizar una vez al año, a menos que el medidor de flujo califique para una extensión del plazo de la prueba.
- Una extensión en el plazo de la prueba de precisión se puede aplicar si:
 - El combustible medido por el medidor de flujo es quemado por menos de 168 horas.
 - La prueba opcional del cociente de flujo a carga del combustible descrita en la sección 2.1.7 del apéndice D es realizada y aprobada.

⁷ Para orificio, inyector, y medidores de flujo venturi que satisfacen los criterios de diseño en la American Gas Association (AGA). El AGA Report N° 3, "prueba de precisión" consiste en calibrar los transmisores/ transductores con el equipo NIST-detectable. Estos medidores de flujo deben también pasar una inspección primaria del elemento una vez cada 3 años.

Casos especiales:

- Si la extensión del plazo se basa en la combustión esporádica de un combustible o la operación de la unidad es ocasional, se debe realizar una prueba de precisión del medidor de flujo no más allá del año, o cada 5 años o lo que ocurra primero, después del trimestre en el cual la prueba anterior fue realizada; o
- Si el plazo está siendo prolongado por el desarrollo de la prueba de cociente de flujo a carga del combustible, la extensión máxima permitida es 5 años desde el trimestre de la prueba anterior.

Además de la prueba periódica de Precisión del medidor de flujo del combustible, 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:

- Un registro escrito de los procedimientos de la prueba de precisión del 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.

7. REQUISITOS GENERALES DEL APÉNDICE E PARA EMISIONES DE NO_x

La metodología de monitoreo alternativo del apéndice E, 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 combustible certificado del apéndice D.
- 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.

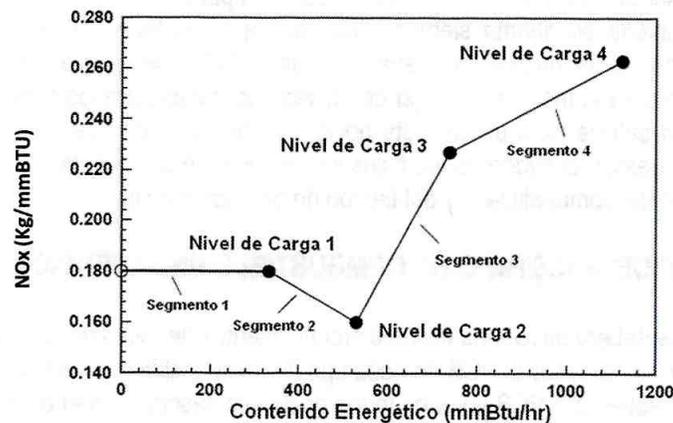
7.1. CURVA DE CORRELACIÓN DEL APÉNDICE E

Las curvas de la 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 CH-7E y 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 recíprocos a diésel 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 N° 1:
Ejemplo de Curva de correlación del apéndice E.



7.2. 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 operación⁸ 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:

⁸ 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.

- 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:

- 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 la 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 compuesto⁹, derivado de los flujos individuales de combustible, de los valores de PCB, de los tiempos del combustible¹⁰, y del tiempo de operación de la unidad.

7.3. 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.

7.4. 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, 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 monitoreados durante la prueba de la emisión de la línea base (es decir, exceso de O₂ 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 O₂ o no son válidos, o si el nivel de exceso de O₂ es mayor del 2% de O₂ 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:

⁹ 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.

¹⁰ El tiempo de uso del combustible es la fracción de una hora en que un combustible se está quemado (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.)

- 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 Parte 75, 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 más 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 en curso de QA del apéndice D.

8. 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. 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.

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

El titular de la fuente deberá cumplir con la metodología LME 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)¹¹, junto con una estimación del consumo energético de la unidad (mmBtu).

8.2. 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 para estimar las emisiones de SO_2 .
- Para el caso de combustión de 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 .
- 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 se deben utilizar para la combustión de gas natural y de combustible de petróleo.

¹¹ Las tasas de emisiones están en Kg/mmBtu para SO_2 y NO_x , y en ton/mmBtu para CO_2 .

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 SO₂, 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 SO₂ 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, para determinar la tasa de emisión de SO₂ 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 CO₂, 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.

8.3. METODOLOGÍAS PARA DETERMINAR EI 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 certificados del gas para hacer estas estimaciones. Alternativamente, para el combustible petróleo, los métodos aceptables de medición de tanque de la “American Petroleum Institute” (API) 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.¹² El consumo energético total es dividido por las horas de operación individuales de la unidad, en base de la carga de la unidad.

8.4. ECUACIONES BÁSICAS

Para determinar las emisiones en masa por hora de SO₂, NO_x, y de CO₂, se utiliza una ecuación que tenga la siguiente estructura básica:

$$\text{Emisiones en masa (kg)} = \text{Tasa de emisión de referencia (kg/mmBtu)} \times \text{Consumo energético por hora (mmBtu)}$$

Dónde:

Consumo energético por hora: representa el producto de la tasa máxima de consumo energético por hora de la unidad (mmBtu/hr) y del tiempo de operación¹³ (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:

$$\text{Consumo energético por hora (mmBtu)} = \frac{\text{Consumo energético trimestral total (mmBtu)} \times (\text{carga horaria de la unidad} / \text{suma de todas las cargas trimestrales})}{1}$$

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

¹² 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. Para otros combustibles gaseosos, el PCB se debe medir en la frecuencia prescrita por el apéndice D.

¹³ 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.

- 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.

8.5. 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

8.5.1. 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, 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 CH-7E y 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:
 - Ser del mismo tamaño (tasa máxima de consumo energético por hora), fabricante y de 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, 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 esas 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.

8.5.2. 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 confiables para cada tipo de combustible, representando el rango completo de las condiciones normales de operación de la unidad.

8.5.3. 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.

8.6. 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 se determinarán como sigue:

8.6.1. 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.¹⁴
- 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, corríjala 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.
- 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.

¹⁴ El SCR y SNCR: Reducción Catalítica Selectiva y Reducción No-Catalítica Selectiva, respectivamente, son tecnologías postcombustión de control de emisiones de NO_x.

- 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 que 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.

8.6.2. 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.

8.7. 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.
- 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.

8.8. 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 tasa 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.
- Si un medidor certificado de flujo del combustible del apéndice D se utiliza para el flujo de combustible de largo plazo, se debe cumplir con los requisitos de QA en la sección 2.1.6 del apéndice D.

8.9. PERDIDA 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 el numeral 5.1.3 de este anexo, el estatus de LME de la unidad se pierde en ese punto.
- 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.

9. 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 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/hr).
- 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/hr).

10. REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE G

El titular de la fuente podrá seguir los procedimientos alternativos establecidos en el apéndice G de la Parte 75 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 (certificados) del apéndice D en conjunto con los "F-factor" basados en el carbono específico del combustible.

11. MONITOREO 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 califiquen como unidad peak o LME (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 mediciones isocinéticas de acuerdo al método CH-5 o método 17 US-EPA ejecutado por un laboratorio o entidad técnica de inspección 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.

12. MONITOREO EN FUENTES COMUNES, BYPASS Y MÚLTIPLES CHIMENEAS.

Si una unidad comparte una chimenea en común con otras unidades o emite por medio de múltiples chimeneas, el titular de la fuente deberá implementar procedimientos que aseguren la contabilidad total de las emisiones que se generan, en algunas situaciones se podrá requerir que los CEMS sean instalados en más de una ubicación de la chimenea o conducto.

Dentro de la diversidad de configuraciones de unidades y chimeneas existentes podemos distinguir los siguientes tipos:

- Unidades que requieren de un CEMS que utilizan una chimenea en común con otras unidades que también requieren CEMS.
- Unidades que requieren CEMS que utilizan una chimenea en común con otras unidades que no requieren CEMS.
- Unidades con chimenea Bypass.
- Unidades con múltiples chimeneas o ductos.

Para los casos que califiquen dentro de estos ítems, el titular de la fuente deberá seguir y dar cumplimiento a los criterios establecidos en la **parte 75.16 al 75.18 de la parte 75, volumen 40 de CFR**, para satisfacer los requerimientos que aplican específicamente para los parámetros **SO₂, NO_x y MP** para lo cual se deberá remitir a la Superintendencia del Medio Ambiente, al igual que en el numeral 4 de este anexo y con 30 días previos a su uso, el criterio que haya sido seleccionado demostrando que es el más adecuado y que cumple con las especificaciones dispuestas.

12.1. REQUISITOS GENERALES PARA SO₂

- Unidades que requieren un CEMS y que utilizan una chimenea común con otras unidades que también requieren CEMS.** Si una unidad que requiere de un CEMS utiliza una chimenea en común con una o más unidades que también requieren de CEMS, el titular de la fuente deberá optar por uno de los siguientes criterios:

(I) instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en el ducto de la chimenea común de cada unidad afectada, o

(II) instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en la chimenea común y combinar las emisiones de las unidades afectadas para el mantenimiento de registros.

El titular de la fuente deberá informar los métodos de prorrateo de SO₂ medidos en masa de las emisiones de la chimenea común para cada una de las unidades. El método deberá asegurar la contabilidad completa y exacta de todas las emisiones reguladas en esta parte.

- **Unidades que requieren un CEMS y que utilizan una chimenea común con otras unidades no requieren CEMS.** En estos casos el titular de la fuente deberá optar por uno de los siguientes criterios:
 - (I) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en el ducto de la chimenea común de cada unidad afectada.
 - (II) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en la misma chimenea común y:
 - (A) Designar las unidades que no requieren CEMS como unidades que requieren CEMS y combinar las emisiones con fines de mantener de registros de cumplimiento, o
 - (B) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en el ducto de cada unidad no afectada, determinar emisiones de masa de SO₂ de las unidades afectadas como la diferencia entre el SO₂ emisiones de masa medidos en la chimenea común y las emisiones de masa de SO₂ medidos en los ductos de las unidades no afectadas, que se informan a valor promedio por hora.
 - (C) Proporcionar información sobre los métodos de prorrateo de las emisiones en masa de SO₂ medidos de la chimenea común a cada una de las unidades que utilizan la chimenea común y la presentación de informes de emisiones de masas de SO₂. Los métodos deberán asegurar que existe una contabilidad completa y exacta de todas las emisiones reguladas en esta parte y que las emisiones procedentes de cualquier unidad afectada no se subestiman.

- **Unidades 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 uno de los siguientes criterios :
 - (1) Instalar, validar, operar y mantener por separado un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en la chimenea principal y en la chimenea de Bypass y calcular emisiones de masa de SO₂ para la unidad como la suma de las emisiones de masa de SO₂ medidos en las dos chimeneas.
 - (2) Monitorear las emisiones en masa de SO₂ en la chimenea principal usando sistemas de monitoreo de SO₂ y de tasa de flujo y en la chimenea de Bypass utilizar los respectivos métodos de referencia para medir el SO₂ y la tasa de flujo y calcular las emisiones de masa de SO₂ 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.
 - (3) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ 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.

- **Unidades con múltiples chimeneas o ductos:** Cuando los gases de combustión procedentes de una unidad afectada utilizan dos o más ductos de alimentación en dos o más chimeneas (que pueden incluir los gases de combustión procedentes de otras unidades afectadas o no afectadas), o cuando los gases de combustión utilizan dos o más ductos de alimentación en una sola chimenea y el titular elige controlar en los ductos en lugar de la chimenea, el titular de la fuente deberá:
 - (1) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en cada ducto de alimentación de la(s) chimenea(s) y determinar las emisiones de masa de SO₂ de cada unidad afectada como la suma de las emisiones de masa de SO₂ registrado para cada ducto.
 - (2) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO₂ y un sistema de monitoreo de flujo en cada chimenea. Determinar emisiones de masa de SO₂ de cada unidad afectada como la suma de las emisiones máxicas de SO₂ registradas en cada chimenea. No obstante lo anterior, si otra unidad también evacua los gases de combustión a una o más chimeneas, el titular de la fuente deberá cumplir también con los requisitos aplicables de chimeneas comunes indicada anteriormente para determinar y registrar las emisiones en masa de SO₂

de las unidades en esa chimenea y deberán calcular y reportar las emisiones en masa de SO_2 de las unidades afectadas y las chimeneas, de acuerdo a un plan que asegure que estas emisiones no se subestiman.

- **Tasa de entrada de calor:** El titular de la fuente de una unidad que usa una chimenea en común, chimenea bypass o múltiples chimeneas, deberá registrar la entrada de calor de acuerdo a los siguientes criterios:
 - (1) El titular de la fuente de una unidad que usa una chimenea común, bypass o múltiples chimeneas con un monitor de diluyente y un monitor de flujo en cada chimenea podrá usar la tasa de flujo y monitor de diluyente para determinar la tasa de entrada de calor para la unidad utilizando los procedimientos especificados para las unidades con chimeneas en común y bypass de esta sección.
 - (2) La ecuación aplicable en el apéndice F se podrá utilizar para calcular la tasa de entrada de calor a partir de la tasa horaria de flujo, las mediciones del monitor de diluyente, y (si la ecuación en el apéndice F requiere una corrección para el contenido de humedad del gas de la chimenea) mediciones de la humedad por hora.
 - (3) También se deberá determinar e informar la entrada de calor de cada unidad individual.
 - (4) En los casos de que el titular de la fuente con una chimenea Bypass no instale un monitor de diluyente y un sistema de monitoreo de flujo en la chimenea de Bypass, el titular deberá determinar la tasa total de entrada de calor a la unidad para cada hora de operación de la unidad durante la cual se utiliza la chimenea de Bypass de acuerdo con lo dispuesto en el punto 75.36 de la parte 75 o de los procedimientos de cálculo de tasa de entrada de calor a partir de muestras de combustible y análisis de la sección 5.5 del apéndice F de la parte 75.
 - (5) El titular de la fuente que tenga un monitor de diluyente y un monitor de flujo instalado en una chimenea común para determinar la tasa de entrada de calor, podrá elegir prorratear la tasa de entrada de calor de la chimenea común a cada unidad afectada utilizando la chimenea común mediante el uso de cualquiera de los dos métodos siguientes, a condición de que todas las unidades que utilizan la chimenea común queman combustible con el mismo F-factor establecida en la sección 3 del apéndice F.
 - (6) La tasa de entrada de calor puede distribuirse ya sea mediante el uso de la relación de la carga (en MWe) para cada unidad individual a la carga total para todas las unidades que utilizan la chimenea en común o mediante el uso de la relación de la carga de vapor para cada unidad individual a la carga total de vapor para todas las unidades que utilizan la chimenea en común, en conjunto con la unidad apropiada y los tiempos de funcionamiento de la chimenea. Si utiliza cualquiera de estos métodos de prorrateo, el titular de la fuente deberá distribuir de acuerdo con la sección 5.6 del apéndice F de esta parte.

12.2. REQUISITOS GENERALES PARA NO_x

El titular de la fuente de una unidad que utilice una chimenea Bypass, además de seguir lo establecido en el punto 75.17 de la parte 75 para el monitoreo de emisiones de NO_x , deberá también cumplir con las disposiciones para el seguimiento de la tasa de emisión de NO_x establecida en los puntos 75,71 y 75,72 de la parte 75.

- **Unidades que requieren un CEMS y que utilizan una chimenea común con otras unidades que requieren CEMS.:** Si una unidad que requiere un CEMS utiliza una chimenea en común con una o más unidades que también requieren CEMS, el titular de la fuente deberá optar por uno de los siguientes criterios:
 - (1) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de NO_x en el ducto de la chimenea común de cada unidad afectada.
 - (2) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de NO_x en la chimenea común.

Si las unidades tienen un límite de emisión de NO_x , el titular designado deberá presentar a esta superintendencia un plan de cumplimiento que asegure que:

- (A) Cada unidad cumplirá con los límites de emisión de NO_x de cualquier unidad que utilice la misma chimenea.
- (B) Cada unidad cumplirá con el límite de emisión aplicable de NO_x mediante el promedio de las emisiones con las otras unidades que utilizan la misma chimenea.
- (C) Cada unidad cumplirá con el límite de emisión aplicable de NO_x mediante un método de prorrateo de cada una de las unidades, la tasa de emisión combinada de NO_x (en libras / mmBtu) medida en la chimenea común. El titular de la fuente deberá asegurar que hay una estimación completa y precisa de todas las emisiones reguladas en esta parte y en particular, que las emisiones procedentes de cualquier unidad con un límite de emisión de NO_x no están subestimadas.

Si ninguna de las unidades tiene un límite de emisión de NO_x, el titular de la fuente podrá registrar y reportar una combinación de tasa de emisión NO_x (en Kg/mmBtu) para las unidades que utilizan la chimenea en común.

Si al menos una de las unidades tiene un límite de emisión NO_x y al menos una de las unidades no tiene un límite de emisión NO_x, el titular de la fuente deberá:

- (A) Instalar, validar, operar, mantener un CEMS de NO_x y monitores de diluyente en los ductos de las unidades afectadas, o
- (B) Desarrollar, demostrar y proporcionar información en los métodos de prorrateo de la tasa de emisión combinada de NO_x (en Kg/mmBtu) medida en la misma chimenea en cada una de las unidades. Se deberá asegurar una estimación completa y precisa de todas las emisiones reguladas en esta parte.

- **Unidades que requieren un CEMS y que utilizan una chimenea común con otras unidades no requieren CEMS.** En estos casos el titular de la fuente deberá optar por uno de los siguientes criterios:

- (1) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de diluyente de NO_x en el ducto de cada unidad afectada.
- (2) Desarrollar, demostrar y proporcionar métodos de prorrateo de la tasa de emisión combinada de NO_x (en Kg/mmBtu) medida en la chimenea común para cada una de las unidades. El titular de la fuente deberá asegurar la estimación completa y precisa de todas las emisiones reguladas en esta parte.

- **Unidades con múltiples chimeneas o ductos.** Cuando los gases de una unidad se descargan a la atmósfera a través de dos o más chimeneas o cuando el flujo de gas de una unidad utiliza dos o más ductos de alimentación dentro una sola chimenea y el titular elige controlar en los ductos en lugar de la chimenea, el titular de la fuente deberá controlar la tasa de emisión de NO_x de una manera representativa de cada unidad optando por uno de los siguientes criterios:

- (1) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de diluyente de NO_x y un sistema de control de flujo en cada chimenea o ducto y determinar la tasa de emisión de NO_x para la unidad como el promedio ponderado de Btu de las tasas de emisión NO_x medidos en las chimeneas o los ductos mediante los procedimientos de estimación de entrada de calor que establece el apéndice F en la parte 75. Alternativamente, para las unidades que pueden aplicar los procedimientos del apéndice D, el titular de la fuente puede controlar la entrada de calor y la tasa de emisión de NO_x a nivel de unidad, en lugar de instalar monitores de flujo en cada pila o ducto.

Si esta alternativa de monitoreo se lleva a cabo, se deberá informar, para cada hora de funcionamiento de la unidad, la tasa de emisión más alta medida por cualquiera de los sistemas de monitoreo de diluyente de NO_x instalados en las chimeneas individuales o de los ductos como la tasa de emisión horaria de NO_x para la unidad y se deberá informar de la entrada de la unidad de calor por hora de acuerdo a lo establecido en el apéndice D.

- (2) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de NO_x en una chimenea o conducto de la unidad afectada y registrar el valor medido como la tasa de emisión NO_x para la unidad. El titular de la fuente deberá contabilizar las emisiones de NO_x de la unidad durante todo el tiempo que la unidad entra en combustión de combustible. Se deberá seguir el

procedimiento descrito en la parte 75.17 (d) de la parte 75, para las unidades con chimenea de bypass.

- **Unidades con Chimenea Bypass.** Para una unidad que cuenta con una chimenea principal y una chimenea bypass, el titular de la fuente deberá optar por uno de los siguientes criterios:

- (1) Seguir los criterios de las unidades con múltiples chimeneas o ductos párrafo (1).
- (2) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de NO_x sólo en la chimenea principal. Para cada hora de funcionamiento de la unidad en la que se utiliza la chimenea de bypass y las emisiones no son controladas, se deberá informar el máximo potencial de NO_x. El máximo potencial de tasa de emisión de NO_x puede ser específico para el tipo de combustible quemado en la unidad durante el bypass según la parte 75.33 (c) (8).

12.3. REQUISITOS GENERALES PARA MP y OPACIMETROS

- **Unidades con chimeneas en común.** Cuando una unidad que requiere un CEMS de MP u opacidad utiliza una chimenea en común con otras unidades afectadas o unidades no afectados, el titular de la fuente deberá cumplir con las disposiciones de control aplicables establecidos para los parámetros MP.
 - (1) Cuando una normativa o un instrumento de gestión ambiental requiera la instalación de un sistema de monitoreo continuo de MP u opacidad en cada unidad afectada, el titular de la fuente deberá instalar, validar, operar y mantener un sistema de monitoreo continuo de MP u opacidad en cada unidad.
 - (2) Cuando no se requiera la instalación de un sistema de monitoreo continuo de MP u opacidad en cada unidad afectada, y donde la fuente afectada no esté sujeta a ninguna regulación de MP u opacidad, el titular de la fuente deberá instalar, validar, operar y mantener un sistema certificado de monitoreo continuo de opacidad en cada chimenea común para el efluente combinado.
- **Unidades que utilizan una chimenea Bypass.** El titular de la fuente deberá instalar, validar, operar y mantener un sistema de monitoreo continuo de emisiones de MP u opacidad en cada chimenea de bypass, conducto de gas, o chimenea, a menos que:
 - (1) Algún instrumento de gestión ambiental exima a la unidad de la obligación de instalar un sistema de monitoreo continuo de opacidad en la pila de bypass, o
 - (2) Un sistema de monitoreo continuo de opacidad está ya instalado y certificado en la entrada de los controles de emisiones complemento.
 - (3) El titular de la fuente utilice los Métodos de referencia respectivos para medir las emisiones de MP a través de la chimenea de bypass.


JHR/FAF