



CAPACITACIÓN ESPECIALIZADA EN CEMS PARA ENDESA CHILE, GRUPO ENEL

CAPACITACIÓN CEMS

PROGRAMA



JORNADA 1:

- De 09:00 h a 13:00 h
(Descanso para comer: 13:00 h a 14:00 h)
- De 14:00 h a 17:00 h



JORNADA 2:

- De 09:00 h a 13:00 h
(Descanso para comer: 13:00 h a 14:00 h)
- De 14:00 h a 17:00 h

TEMÁTICA

- I. Normativa Internacional.
- II. Marco Regulatorio Chileno.
- III. Combustión, contaminantes y métodos de análisis.
- IV. Comportamiento de contaminantes según combustible y operación de las centrales.
- V. Principales equipos de abatimiento de contaminantes.
- VI. Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, CEMS.



TEMÁTICA

- I. **Normativa Internacional.**
- II. Marco Regulatorio Chileno.
- III. Combustión, contaminantes y métodos de análisis.
- IV. Comportamiento de contaminantes según combustible y operación de las centrales.
- V. Principales equipos de abatimiento de contaminantes.
- VI. Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, CEMS.



NORMATIVA INTERNACIONAL

Part 75
Emissions Monitoring
Policy Manual

U.S. Environmental Protection Agency
Clean Air Markets Division
Washington, D.C.

2013

- **NORMATIVA EPA**

- US Environmental Protection Agency
- 40 CFR PART 75

Es la base sobre la que se ha cimentado la legislación y normativa Chilena.

NORMATIVA INTERNACIONAL

- **Subpart A. General**
- **Subpart B. Monitoring Provisions**
- **Subpart C. Operation and Maintenance Requirements**
- **Subpart D. Missing Data Substitution Procedures**
- **Subpart E. Alternative Monitoring Systems**
- **Subpart F. Recordkeeping Requirements**
- **Subpart G. Reporting Requirements.**
- **Subpart H. Nox Mass Emissions Provisions**

TEMÁTICA

- I. Normativa Internacional.
- II. **Marco Regulatorio Chileno.**
- III. Combustión, contaminantes y métodos de análisis.
- IV. Comportamiento de contaminantes según combustible y operación de las centrales.
- V. Principales equipos de abatimiento de contaminantes.
- VI. Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, CEMS.



MARCO REGULATORIO CHILENO

- **DECRETO SUPREMO 13.**
- **Resolución Exenta N°57. Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) en Centrales Termoeléctricas.**
 - **Anexo I. Definiciones aplicables.**
 - **Anexo II. Monitoreos Alternativos y monitoreo en fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.**
 - **Anexo III. Aseguramiento de Calidad, Reporte de Datos, Auditorías y Revalidaciones.**
- **Resolución 33/2015. Instrucción de carácter general sobre remisión de información para norma de emisión de Centrales Termoeléctricas y criterio de sustitución de datos.**

DECRETO SUPREMO 13

- **Objeto:** Controlar las emisiones de MP, NOx, SO2 y Mercurio en Centrales termoeléctricas de todo el País.
- **Aplicación:** Unidades de generación eléctrica, conformadas por calderas o turbinas, con potencia térmica mayor o igual a 50 Mwt. Se exceptúan a los procesos de Cogeneración.
- **Fuente emisora existente:** Unidad operativa, o declarada en construcción, de conformidad a lo dispuesto en el Reglamento de la Ley Eléctrica, DS N° 327, de 1997, del Ministerio de Minería, con anterioridad al 30 de noviembre de 2010, inclusive.
- **Fuente nueva:** Las que no cumplen con los criterios para ser existentes.

DECRETO SUPREMO 13

• Artículo 4. Límites máximos de emisión y plazo para cumplimiento

- Límites para fuentes emisoras existentes (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	50	400	500
Líquido	30	30	200
Gas	n.a.	n.a.	50

- Límites para fuentes emisoras nuevas (mg/Nm³):

Combustible	Material Particulado (MP)	Dióxido de azufre (SO ₂)	Óxidos de Nitrógeno (NO _x)
Sólido	30	200	200
Líquido	30	10	120
Gas	n.a.	n.a.	50

DECRETO SUPREMO 13

- **Artículo 8. Fija Obligación de instalar y certificar los CEMS.**

“Las fuentes emisoras existentes y nuevas deberán instalar y certificar un sistema de monitoreo continuo de emisiones para: Material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y de otros parámetros de interés, de acuerdo a lo indicado en la Parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la Agencia Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA). El sistema de monitoreo continuo de emisiones será aprobado mediante resolución fundada de la Superintendencia.”

- **Artículo 9. Fija plazo para la instalación y certificación de los CEMS.**

“Las fuentes emisoras existentes tendrán un plazo de dos años para instalar y certificar el sistema de monitoreo continuo de emisiones, contado desde la fecha de entrada en vigencia del presente decreto. Mientras que las fuentes emisoras nuevas deberán incorporar el sistema de medición continuo desde su puesta en servicio.”

DECRETO SUPREMO 13

- **Artículo 12. Fija los primeros requisitos de Reporte de Datos.**

Reporte Trimestral con la siguiente información:

a) Parámetros:

- Gases: Concentración promedio horario para cada contaminante en: ppm, mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado, y en mg/MWh.
- Partículas: Concentración de promedio horario en: mg/Nm³ corregido por oxígeno y normalizado; y en mg/MWh.
- Oxígeno en % y humedad en % H₂O.
- Flujo de gases de salida en Nm³/h.
- Temperatura de combustión mínima y máxima en °C.
- Concentración de dióxido de carbono (CO₂) en % y ton/MWh.

b) Horas de encendido, régimen, detenciones programadas y no programadas, identificando el tipo de falla.

c) Tipo y consumo de combustible(s) utilizado(s) para cada unidad.

d) Listado de chimeneas, localización, altura, diámetro interno, velocidad y temperatura de gases.

e) Composición química del carbón y/o petcoke utilizados: azufre, cenizas, mercurio, vanadio, níquel, poder calorífico y densidad del combustible.

DECRETO SUPREMO 13

- **Artículo 13. Abre la puerta a mayores requerimientos por parte de la Superintendencia de Medioambiente, SMA.**

“La Superintendencia podrá definir los requerimientos mínimos de operación, control de calidad y aseguramiento de los datos del sistema de monitoreo continuo de emisiones, la información adicional, los formatos y medios correspondientes para la entrega de información.

Tanto el reporte como la información que sirvió para su sustento deberán estar disponibles en las fuentes emisoras reguladas por esta norma a lo menos por 3 años.”

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Aprobado por Resolución Exenta N° 57 el 22 de enero de 2013.**
 - **Programación de Ensayos de Validación y Avisos a la Autoridad**
 - **Requerimientos generales para Validación del CEMS. Requisitos de Diseño del CEMS**
 - **Requerimientos Específicos para Validación de CEMS. Ensayos de Validación.**
 - **Formulas aplicables para la Validación de los CEMS.**

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Programación de Ensayos de Validación y Avisos a la Autoridad**
 - **Informe previo de Validación (IPV).** Titular de la fuente debe presentarlo mínimo 30 días hábiles previos a ejecución de Validación.
 - Estado de implementación del CEMS.
 - Antecedentes de la fuente.
 - Relación entre proceso y emisiones.
 - Antecedentes del CEMS y sus componentes.
 - Especificaciones técnicas del CEMS.
 - Procedimientos de Calibración y mantenimiento del CEMS.
 - Procedimiento de operación del CEMS.
 - Sistema de Recolección de datos y Generación de Reportes. Rutas de cálculo.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Programación de Ensayos de Validación y Avisos a la Autoridad**
 - **Aviso de Ejecución de los Ensayos de Validación.** Titular de la fuente debe presentarlo mínimo 15 días hábiles previos a ejecución de Validación.
 - Ensayos que se realizarán (especial importancia en el caso de Material particulado).
 - Métodos de medición y de análisis que se aplicarán.
 - Entidad de Inspección que ejecutará los ensayos.
 - Carta Gantt de los ensayos.
 - Condiciones de operación de la fuente durante los ensayos.
 - Ubicación de los puertos de muestro para todas las pruebas que se realizarán.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Programación de Ensayos de Validación y Avisos a la Autoridad**
 - **Orden ejecución Ensayos de Validación.**
 - **Gases:**
 1. Ensayo de Desviación de la Calibración
 2. Ensayo de Linealidad
 3. Ensayo de Exactitud Relativa
 - **CEMS de Opacidad (COMS):**
 1. Pruebas de funcionamiento y auditorías de campo
 2. Periodo de prueba operacional
 - **CEMS de MP (CEMS-MP)**
 1. Ensayo de Margen de Error
 2. Ensayos para obtener curvas de correlación

No se podrá continuar con los ensayos si uno de ellos incumple. Por ejemplo no se podrá realizar la linealidad, hasta que no se realice correctamente la desviación de calibración.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Programación de Ensayos de Validación y Avisos a la Autoridad**
 - **Informe de Resultados de los Ensayos de Validación (IREV).** Titular de la fuente debe presentarlo máximo 20 días hábiles desde la culminación de los ensayos de validación.
 - Resumen ejecutivo
 - Descripción general del proceso de la fuente
 - Descripción de los equipos y principios de operación
 - Cálculos y resultados de Desviación de la Calibración
 - Cálculos y resultados de determinación de Error de Linealidad
 - Cálculos y resultados de verificación de Exactitud Relativa
 - Cálculos y resultados de Ensayos de Margen de Error
 - Coeficientes de Correlación obtenidos, intervalo de confianza e intervalo de tolerancia.
 - Cálculos y resultados de ensayos para COMS
 - Condiciones de operación de la fuente, diagrama y planos de ubicación de CEMS.
 - Conclusiones.
 - Informe de Medición de Entidad de Inspección y análisis.
 - Informe de medición del CEMS.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos generales para Validación de CEMS**
 - **Especificaciones de instalación y Lugar de Medición del CEMS.**
 - Ubicación de CEMS de Gases.
 - Ubicación de CEMS de Flujo.
 - Ubicación de CEMS de MP.
 - Ubicación de COMS.
 - **Requisitos generales del Sistema de Toma de muestras del CEMS.**
 - Sonda de muestreo: simple o con dilución.
 - Línea de muestreo: Calefactada (min. 120°C), PFA o Acero Inox (si $T^a > 250^{\circ}\text{C}$).
 - Sistema de acondicionamiento de muestra: condesador, efecto Peltier, secador por difusión.
 - Bombas de muestreo: bomba diafragma, impulsora o eyector venturi.
 - Analizadores:
 - Casetas: ancho mínimo 2,5 m, altura mínima 2,2 m, compartimento gases, AACC, sensores fugas y acceso restringido.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos generales para Validación de CEMS**
 - **Determinación valor span y rangos de escala.** Se deben seleccionar los rangos para que la mayoría de los datos se encuentren entre el 20 y el 80% de la escala.
 - **Alternativas para medir Humedad.**
 - Método Directo:
 - Analizador de humedad
 - Método Indirecto:
 - Analizadores O2 seco y húmedo.
 - Valor específico de referencia de humedad del combustible.
 - Valor de referencia para humedad previa aprobación por SMA.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos específicos para Validación de CEMS**
 - **Validación de Gases.**
 - **Ensayos de desviación de Calibración (DC)**
 - 7 días consecutivos a intervalos de al menos 24 horas.
 - Nivel cero: 0-20% span
 - Nivel alto: 80-100% span (en flujo del 50 al 70% span).
 - Gases a través de todo el CEMS.
 - Fuente a más de 50% carga.
 - No se pueden hacer mantenciones programadas o correctivas.

Parámetro	Resultados de Desviación de la Calibración
SO ₂	±2,5% del valor de Span utilizando la ecuación 1 ó ≤ 5 ppm cuando el valor de Span es igual o inferior a 200 ppm utilizando la ecuación 2
NO _x	±2,5% del valor de Span utilizando la ecuación 1 ó ≤ 5 ppm cuando el valor de Span es igual o inferior a 200 ppm utilizando la ecuación 2
O ₂	±0,5 % O ₂ utilizando la ecuación 2
CO ₂	±0,5 % O ₂ utilizando la ecuación 2
Humedad (%)	±0,5 % de H ₂ O utilizando la ecuación 2
Flujo	±3% del valor del Span utilizando la ecuación 1
Tiempo de respuesta	15 minutos

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos específicos para Validación de CEMS**
 - **Validación de Gases.**
 - **Ensayos de erro de linealidad (EL)**
 - Nivel bajo: 20 a 30% span.
 - Nivel medio: 50 a 60% span
 - Nivel alto: 80 a 100% span
 - Se debe ingresar cada gas 3 veces no consecutivas
 - Fuente a más de 50% carga

Parámetro	Linealidad
SO ₂	±5% utilizando la ecuación 3 ó ≤ 5 ppm utilizando la ecuación 4
NO _x	±5% utilizando la ecuación 3 ó ≤ 5 ppm utilizando la ecuación 4
O ₂ (%)	±5% utilizando la ecuación 3 ó ≤ 0,5 % de O ₂ utilizando la ecuación 4
CO ₂	±5% utilizando la ecuación 3 ó ≤ 0,5 % de CO ₂ utilizando la ecuación 4

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

Parámetro	Exactitud Relativa	Método de Referencia
SO ₂	<p>≤20% cuando se utiliza el Método de Referencia en el denominador de la ecuación 5 para calcular la Exactitud Relativa (las emisiones promedio durante la prueba son mayores al 50% del estándar de emisiones) ó</p> <p>≤10% cuando el estándar de emisión aplicable es usada como denominador de la ecuación 5 para calcular la Exactitud Relativa. (Las emisiones promedio durante la prueba son menores al 50% del estándar de emisiones) ó</p> <p>≤ 15 ppm cuando el promedio de las mediciones obtenidas por el MR es menor o igual a 250 ppm, utilizando la ecuación 6, donde sea que la especificación de 20 y 10% no se logre.</p>	CH-6C
NO _x	<p>≤20% cuando se utiliza el Método de Referencia en el denominador de la ecuación 5 para calcular la Exactitud Relativa (las emisiones promedio durante la prueba son mayores al 50% del estándar de emisiones) ó</p> <p>≤10% cuando el estándar de emisión aplicable es usada como denominador de la ecuación 5 para calcular la Exactitud Relativa, (las emisiones promedio durante la prueba son menores al 50% del estándar de emisiones) ó</p> <p>≤ 15 ppm cuando el promedio de las mediciones obtenidas por el MR es menor o igual a 250 ppm, utilizando la ecuación 6, cuando la que la especificación de 20 y 10% no se logre.</p>	CH-7E
O ₂	<p>≤ 10% utilizando la ecuación 5 ó</p> <p>≤ 1% de O₂ utilizando la ecuación 7</p>	CH-3A
CO ₂	<p>≤ 10% utilizando la ecuación 5 ó</p> <p>≤ 1% de O₂ utilizando la ecuación 7</p>	CH-3A
Humedad	<p>≤ 10% utilizando la ecuación 5 ó</p> <p>≤ 1,5% de agua utilizando la ecuación 6</p>	CH-4
Flujo	<p>≤ 20% utilizando el promedio del MR en ecuación 5 ó</p> <p>≤10% en cualquier carga utilizando la ecuación 5 ó</p> <p>≤ ± 0,6 m/s cuando la velocidad es igual o inferior a 3,05 m/s, utilizando la ecuación 6 cuando la que la especificación de 20 y 10% no se logre.</p>	CH-2

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos específicos para Validación de CEMS**
 - **Validación de sistemas de monitoreo continuo de opacidad (COMS)**
 - **Pruebas de funcionamiento y auditoría de campo:**
 - Evaluación de alineación óptica.
 - Chequeo de error de calibración: tres niveles, utilizando atenuadores calibración vigente (5 lecturas por nivel). Error < 3% de opacidad.
 - Chequeo del tiempo de respuesta del sistema ≤ 10 segundos.
 - **Periodo de prueba operacional:**
 - Prueba inicial de 168 horas (7 días).
 - Desviación de calibración de Cero
 - Desviación de calibración de Span

Si el equipo entrega resultados como %OP y en unidades de mg/m³ o mg/Nm³ debe pasar además las pruebas de CEMS-MP.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos específicos para Validación de CEMS**
 - **Validación de CEMS de Material Particulado (CEMS-MP)**
 - **Ensayos de Margen de Error (ME)**
 - Se debe realizar en 7 días consecutivos con fuente operativa.
 - Nivel bajo: 0 a 20% del rango de respuesta del CEMS-MP.
 - Nivel alto: entre 50 y 100% del rango de respuesta del CEMS-MP.
 - No tienen porque ser valores certificados, vale con documento de fabricante.
 - Limite de cumplimiento $\leq 2\%$ del valor de escala superior.
 - Si se disponen de equipos auxiliares deben determinarse chequeos de margen de error por separado para cada uno de ellos.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos específicos para Validación de CEMS**
 - **Validación de CEMS de Material Particulado (CEMS-MP)**
 - **Ensayos de Correlación**
 - Se deben recoger mínimo 15 pares de datos del MR y del CEMS-MP
 - Es posible descartar hasta 5 pares de datos, siempre que se obtengan un mínimo de 15 pares validos. Siempre se deben informar todos los pares.
 - Se deben obtener muestras en tres niveles de concentración, cero, medio y máxima, referidas al máximo material particulado que se puedan conseguir bien variando las condiciones de los dispositivos de control de MP, o bien mediante inyección controlada (Spiking).
 - En caso de no ser posible, se realizarán los ensayos en el máximo rango de concentración de MP que sea práctico para el CEMS-MP.

Protocolo para Validación CEMS en Centrales Termoeléctricas

- **Requerimientos específicos para Validación de CEMS**
 - **Validación de CEMS de Material Particulado (CEMS-MP)**
 - **Tipos de Correlaciones:**
 - Lineales
 - Logarítmicas
 - Polinomiales
 - Exponenciales
 - Potencia
 - **Criterios de aceptación de la correlación**
 - Coeficiente mínimo de 0,85 para fuentes de alta emisión (>50%)
 - Coeficiente mínimo de 0,75 para fuentes de baja emisión (<50%)
 - Intervalos de confianza en función del tipo de correlación.
 - Intervalos de tolerancia en función del tipo correlación.

ANEXO II. Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.

- **Unidad Dual Petróleo-Gas.**
 - Metodología apéndice D parte 75, CFR 40 de la EPA para determinar emisiones de SO₂ y/o consumo energético de la unidad.
 - Solo debe quemar combustible liquido y alguno gaseoso.
- **Unidad PEAK Dual Petróleo-Gas**
 - Metodología apéndice D, E, G y LME parte 75, CFR 40 de la EPA para estimar la tasa horaria de emisión de SO₂, NO_x y CO₂.
 - Solo debe quemar combustible liquido.
 - Factor de capacidad promedio $\leq 10\%$ durante los últimos tres años.
 - Factor de capacidad $\leq 20\%$. En cada uno de esos tres años.
- **Unidad de baja emisión en masa de combustible (LME) y dual Petróleo-Gas.**
 - Metodología de emisiones de basa masa, parte 75.19, CFR 40 de la EPA para estimar las emisiones de SO₂, Nox, CO₂ y el consumo energético.
 - Emisiones anuales de SO₂ ≤ 25 toneladas por año.
 - Emisiones anuales de NO_x ≤ 100 toneladas por año.

ANEXO II. Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.

- **Unidad que quema combustible con muy bajo contenido de azufre.**
 - Ecuación F-23 establecida en el apéndice F parte 75, CFR 40 de la EPA para estimar las emisiones de SO₂.
 - Contenido en azufre $\leq 0,05\%$ en peso de azufre.
 - Solo utiliza gas natural como combustible.
 - Combustiona gas con un contenido de azufre $\leq 0,2$ gr/m³ estandarizados.
- **Unidad que pueden usar el apéndice G**
 - Apéndice G parte 75, CFR 40 de la EPA para determinar las emisiones de CO₂.
 - Unidades a base de carbón
 - Unidades Dual Petróleo-Gas
 - Unidades Peak.

ANEXO II. Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.

- **Requisitos Generales del Apéndice D para Emisiones de SO₂.**
 - Monitoreo continuo del Caudal o flujo de combustible. Debe estar certificado y registrarse los datos en un DASH.
 - Muestreo y análisis periódico del combustible: azufre, poder calorífico, densidad.
- **Requisitos Generales del Apéndice F para Emisiones de NO_x.**
 - Determinación horaria de la tasa de consumo energético de la unidad, usando el flujo de combustible medido por el medido de flujo certificado del apéndice D.
 - Determinación horaria del Poder Calorífico Bruto del combustible.
 - Se debe realizar una curva de correlación de la tasa de emisión de NO_x contra la tasa de consumo de combustible, para estimar la tasa horaria de emisión de NO_x.

ANEXO II. Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.

- **Requisitos Generales de la metodología de Emisiones de Baja Masa (LME)**
 - Las emisiones por Hora de SO₂, NO_x y CO₂ usando tasa de emisión de referencias 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 o combinar” la metodología LME con otras de la parte 75 del CFR40.
- **Requisitos Generales de la ecuación F-23 del Apéndice F.**
 - Utiliza una tasa de combustible específica de la emisión de SO₂ (kg/mmBtu) de referencia, junto con las mediciones horarias de la tasa e consumo energético de la unidad (mmBtu/h).
 - Se debe utilizar un monitor de flujo y un monitor de CO₂ y O₂ para determinar la tasa de cada hora de la emisión de masa de SO₂ (kg/h).

ANEXO II. Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.

- **Requisitos Generales del Apéndice G**
 - Proporciona dos métodos básicos para el cálculo de CO₂.
 - Emisiones diarias calculadas a partir de los expedientes de la compañía del uso de combustible y de los resultados de los análisis periódicos de estos.
 - Emisiones horarias calculadas usando las mediciones de la tasa de consumo energético realizadas con los medidores de flujo de combustibles del apéndice D, junto con los “F-Factor” basados en el carbono específico del combustible.
- **Monitoreo de Material Particulado (MP).**
 - Las unidades PEAK y LME están exentas de monitorizar los MP.
 - Uso de factores de emisión de acuerdo al documento “compilación de factores de emisión de contaminantes aéreos AP-42” de la EPA.
 - Mediciones isocinéticas (CH-5) al menos 1 vez al año.
 - Métodos alternativos para medir MP que sean basados en EPA y que se proponen a la SMA.

ANEXO II. Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.

- **Monitoreo en Fuentes Comunes, Bypass y Múltiples Chimeneas.**
 - **Unidades que requieren CEMS que utilizan una chimenea en común con otras unidades que también requieren CEMS**
 - Instalar un CEMS en cada ducto
 - Instalar un CEMS en la chimenea común.
 - **Unidades que requieren CEMS que utilizan una chimenea en común con otras unidades que no requieren CEMS.**
 - Instalar un CEMS en el ducto de la unidad afectada
 - Instalar un CEMS en la chimenea común y declarar todas las unidades.
 - Desarrollar, demostrar y proporcionar métodos de prorratio de la tasa de emisión combinada medida en la chimenea común.

ANEXO II. Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes comunes, bypass y múltiples chimeneas.

- **Monitoreo en Fuentes Comunes, Bypass y Múltiples Chimeneas.**
 - **Unidades con Chimenea Bypass.**
 - Instalar CEMS en la chimenea principal y de Bypass.
 - Instalar CEMS en la chimenea principal y en la de Bypass utilizar métodos de Referencia.
 - Instalar CEMS en la chimenea principal y en la de Bypass utilizar las concentraciones máximas potenciales.
 - **Unidades con múltiples chimeneas o ductos.**
 - Instalar CEMS en cada ducto de alimentación de la(s) chimenea(s).
 - Instalar CEMS en cada chimenea.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- Requisitos generales Sistema de Aseguramiento de Calidad CEMS de Gases.**
Requisitos de pruebas de Aseguramiento de Calidad (AC)

Prueba AC	Aplicable a	Frecuencia	Calificaciones y excepciones
Prueba de Error de Calibración.	CEMS de Gases y Flujo	Diaria	No requeridas cuando la unidad esta fuera de operación.
Verificación o chequeo de Interferencia ¹ .	CEMS de Flujo	Diaria	No requeridas cuando la unidad esta fuera de operación.
Error de Linealidad	CEMS de Gases	Trimestral	No requeridas para CEMS de SO ₂ o NO _x con valores de Span ≤ 30 ppm.
Cociente flujo/carga o prueba de tasa energética	CEMS de Flujo	Trimestral	Configuraciones de chimeneas complejas pueden quedar excluidas, previa solicitud fundada la SMA.
Verificación o chequeo de fugas ²	Monitores de flujo del tipo presión diferencial	Trimestral	-
Prueba de Exactitud Relativa (*)	CEMS de Gases y flujo	Anual	No requerida para CEMS de SO ₂ si la unidad solo quema combustible de muy bajo contenido de azufre. La autoridad podrá requerir su ejecución en los casos que lo amerite.
Prueba de Exactitud para un medidor de flujo	Sistemas de medidor de flujo de combustible	Anual	-
Inspección primaria visual	Medidores de orificio, inyección y venturi certificados desde el diseño	Cada 3 años	-
Prueba de la tasa de emisiones de NO _x	Sistemas del Anexo E	Cada 5 años	-

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos generales Sistema de Aseguramiento de Calidad CEMS de Gases.**
 - Se podrán usar gases EPA o nacionales con incertidumbre $<2\%$ y que cumplan las especificaciones fijadas en el protocolo.
 - En caso de falla: periodo de gracia de 7 días para linealidad y 30 días para Exactitud relativa.
 - Las pruebas de error de calibración, verificación de interferencia y error de linealidad se deben ejecutar con unidad operando, según dicta protocolo.
 - La exactitud relativa se debe hacer con unidad a más del 50% de carga.
 - En monitores de flujo instalados de unidades Peak y chimeneas bypass se podrán realizar pruebas de exactitud relativa a una solo carga.
 - Prueba cociente flujo Carga suele estar realizada en automático por el DASH. Sirve para asegurar que el monitor de flujo continua proporcionando datos exactos en medio de pruebas de exactitud relativa.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos generales Sistema de Aseguramiento de Calidad CEMS de Gases.**
 - En caso de no superarse las pruebas rutinarias de AC se considerará el CEMS “Fuera de control”.
 - Un CEMS “Fuera de Control” no reporta datos validos.
 - Se deben realizar ajustes y repetir pruebas hasta que cumplan.
 - En el periodo fuera de control se aplica lo dispuesto en el punto 7 del anexo III, referente a “Datos Perdidos y Anómalos”.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos Específicos del Sistema de Aseguramiento de Calidad:** Se requiere disponer de un sistema de aseguramiento y control de la calidad de los CEMS, con plan escrito que detalle los procedimientos y operaciones.
 - **Para todos los Sistemas de Monitoreo.**
 - Procedimientos de mantenimientos
 - Procedimientos para implementar reportes y registros
 - Expediente de todas las pruebas, ajustes, mantenimientos, reparaciones y demás operaciones que se lleven a cabo.
 - Expedientes de acciones correctivas en respuesta a interrupciones del CEMS.
 - **Para CEMS de Gases.**
 - Procedimientos para pruebas de aseguramiento de calidad (DC, EL, ER)
 - Procedimiento para ajuste de CEMS para asegurar exactitud.
 - Para unidades con sistemas de control de emisiones de NO_x y/o SO₂, parámetros que se controlan en dichos sistemas en caso de falla del CEMS.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos Específicos del Sistema de Aseguramiento de Calidad**
 - **Para Unidades que usas metodologías alternativas de anexos D y E.**
 - Procedimiento de pruebas de exactitud para medidores de flujo de combustible.
 - Expediente de ajustes, mantenimientos o reparaciones de medido de flujo de combustible.
 - Expediente de procedimiento de muestreo y análisis periódicos de combustible.
 - Anexo E. Lista de parámetros de operaciones que se monitorean e intervalos aceptables.
 - Anexo E. Expediente de procedimientos para pruebas de emisiones de NOx.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos Específicos del Sistema de Aseguramiento de Calidad**
 - **Para CEMS de MP.**
 - **Chequeos rutinarios CEMS MP.**
 - Margen de error de cero y escala superior
 - Óptica del sistema de medición.
 - Se deben registrar datos de respuesta de margen de error antes de ajustar, sea o no automático.
 - Si se obtiene volumen y es usado para dar valor de salida, se debe chequear diariamente la tasa de muestreo normal y debe ser ajustado siempre que exceda el 10%.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos Específicos del Sistema de Aseguramiento de Calidad**
 - **Para CEMS de MP.**
 - **Procedimiento de ejecución de auditorías del CEMS MP.**
 - **Auditoría de Correlación Absoluta (ACA):**
 - Periodicidad trimestral
 - Se deben contrastar tres puntos, 0-20, 40-60 y 70-100.
 - Se debe evaluar la precisión del estándar frente a la respuesta del CEMS MP.
 - **Auditoría de Volumen de Muestra (AVM):**
 - Periodicidad trimestral
 - Medir volumen con dispositivo calibrado
 - Se deben realizar tres ensayos
 - Se deben corregir volúmenes a las mismas condiciones
 - Se debe determinar la precisión de los ensayos de AVM

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos Específicos del Sistema de Aseguramiento de Calidad**
 - **Para CEMS de MP.**
 - **Procedimiento de ejecución de auditorías del CEMS MP.**
 - **Auditoría de Correlación de Repuesta (ACR):**
 - Periodicidad trienal.
 - Es posible elegir realizar una ACR en lugar de una ACA en el trimestre en curso.
 - Se debe seguir lo establecido en el protocolo para la obtención de la curva de correlación, salvo que en la ACR se permite un número mínimo de 12 ensayos.
 - **Auditoría de Respuesta Relativa (ARR):**
 - Periodicidad anual.
 - Es posible elegir realizar una ACR en lugar de una ARR en el trimestre en curso.
 - Se debe recolectar tres mediciones con el MR y con el CEMS MP, con la fuente operando en condiciones normales.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Requisitos Específicos del Sistema de Aseguramiento de Calidad**
 - **Para COMS (Opacímetros).**
 - Chequeo de desviación del cero (0-20% rango de escala) y del valor de span (50-100% rango de escala) al menos una vez al día.
 - Auditoría anual de pruebas de funcionamiento, incluyendo alineación óptica y error de calibración.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Reporte de Datos.**
 - **Obtención de datos promedio horario válidos.**
 - Se deben registrar los datos crudos minutales de los CEMS. Esta será la base para el resto de cálculos.
 - Los valores promedios se determinan dentro del funcionamiento de la unidad.
 - Para un promedio 15 minutal, deben tenerse al menos 12 valores minutales crudos válidos.
 - Para un promedio horario deben tenerse al menos 3 valores quinceminutales válidos.
 - **Registro y almacenamiento de datos.**
 - Garantizar seguridad e inviolabilidad de datos. Almacenada durante al menos 3 años.
 - Validación automática de datos. Estadísticas de captura de datos crudos y validados.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Datos Perdidos (datos en blanco) y Anómalos.**
 - **Posibles causas:**
 - Fallas en la unidad
 - Deficientes procesos de mantenimiento de los equipos
 - Procesos de Validación de CEMS
 - Fallas en pruebas de Aseguramiento o periodos “Fuera de Control”
 - **Medidas que se deben tomar:**

Se debe informar de inmediato a la SMA y se debe monitorear y reportar datos de uno de las siguientes formas:

 - CEMS de respaldo Validado
 - Método de Referencia aprobado para el parámetro específico a controlar. Debe ser realizado por Laboratorio autorizado por algún organismo del estado.

Tiempo máximo de indisponibilidad del 5% (MP y SO₂) o 30% (NO_x) según corresponda.

ANEXO III. Aseguramiento de Calidad, reporte de datos, sustitución de datos perdidos y anómalos, auditorías y revalidaciones.

- **Revalidación del CEMS.**
 - **Los CEMS validados pierden automáticamente su aprobación en los siguientes casos:**
 - Reemplazo de un analizador.
 - Reemplazo total de un CEMS.
 - Reemplazo, o cambio de ubicación u orientación de sonda muestreo.
 - Reemplazo de medidor flujo de combustible.
 - Modificaciones o cambios que afecten a la capacidad del sistema de medir exactamente las emisiones.
 - Cambios en las operaciones de las unidades o en los sistemas de abatimiento que afecten al flujo o concentraciones de contaminantes.
 - Otras intervenciones al CEMS que la SMA estime necesario revalidar.
 - **Caso de analizadores O₂ con celda electroquímica.**
 - Notificar a SMA.
 - Error de calibración cero y span (1 día) y Error de Linealidad.
 - Enviar resultados a SMA.

Description of Event	Event Status ⁽²⁾	RATA	7 Day Cal Error ⁽³⁾	Cycle Time Test	Linearity Check	Calibration Error Test ⁽⁴⁾	Submit an Event Record	Comments
Permanently replace NO _x , SO ₂ , O ₂ or CO ₂ analyzer with like-kind analyzer as defined in Question 7.13	R	X	X		X	X	X	The rule indicates that the permanent replacement of an analyzer is a recertification event. EPA does not require the cycle time test in this case, since the analyzer is like-kind and the rest of the system is the same. Modify the Monitoring Plan as necessary.
Permanently replace NO _x , SO ₂ , O ₂ or CO ₂ analyzer with new analyzer which does not qualify as a like-kind analyzer	R	X	X	X	X	X	X	Modify the Monitoring Plan as necessary. The rule indicates that the permanent replacement of an analyzer is a recertification event. Thus, all tests are required.
Replace or repair any of the following components:								EPA will conditionally allow the abbreviated linearity check and the alternative system response check (see footnotes (5) and (6)). For repair or replacement of other major components that are not listed here (e.g., major components of new monitoring technologies or monitoring technology not addressed in this policy), contact EPA for a case-by case ruling.
Photomultiplier	D				(5)	X	A	
Lamp	D				(5)	X	A	
Internal analyzer particulate filter	D			(6)		X	A	
Analyzer vacuum pump	D			(6)	(5)	X	A	
Capillary tube	D			(6)	(5)	X	A	
Ozone generator	D				(5)	X	A	
Reaction chamber	D				(5)	X	A	
NO ₂ converter	D				(5)	X	A	
Ozonator dryer	D				(5)	X	A	
Sample Cell	D				(5)	X	A	
Optical filters	D				(5)	X	A	
Replace or repair circuit board	D				(5)	X	A	EPA will conditionally allow the abbreviated linearity check (see footnote (5)).
Replace, repair or perform routine maintenance (as specified in the QA/QC plan) on a minor analyzer component, including, but not limited to:								For repair or replacement of other minor components that are not listed here perform a diagnostic calibration error test.

PMT base	D					X		EPA recommends that each facility develop its own list of major and minor components and document this list within their QA/QC plan. If there is uncertainty whether a component is major or minor, contact EPA for a case-by-case ruling.
O-rings	D					X		
Optical windows	D					X		
High voltage power supply	D					X		
Zero air scrubber	D					X		
Thermistor	D					X		
Reaction chamber heater	D					X		
Photomultiplier cooler	D					X		
Photomultiplier cooler fins	D					X		
DC power supply	D					X		
Valve	D					X		
Display	D					X		
Replace or repair signal wiring in CEMS shelter	D					X		
Replace or repair sample tubing in CEMS shelter	D					X		EPA recommends performing both a pressure and vacuum leak check. The term "sample tubing" includes any sample or calibration tubing, the sample or calibration manifold, and the solenoid valve.
Replace or repair vacuum pump or pressure pump (not the analyzer pumps)	D					X		EPA recommends that a leak check be performed, also.
Replace or repair moisture removal system (chiller)	D					X		This event applies only to dry-extractive systems. EPA recommends performing both a pressure and vacuum leak check.
Replace CEMS probe (same probe length and location)	D					X		EPA recommends performing both a pressure and vacuum leak check.
Change probe length and/or location	R	X		(6)		X	X	The rule indicates that a probe location change is a recertification event. EPA will conditionally allow the alternative system response check to be performed (see footnote (6)).
Routine probe filter maintenance (e.g., clean or replace coarse filter)	D					X		
Permanently replace umbilical line	D	X		(6)		X	X	EPA recommends performing both a pressure and vacuum leak check. EPA believes that permanently replacing an umbilical line can introduce bias into the system. Therefore, a RATA is necessary. Sources can use conditional data validation to minimize loss of data.

Replace probe heater or sample line heaters	D							
Change from extractive CEMS to in-situ CEMS	R	X	X	X	X	X	X	The rule indicates that the permanent replacement of a system is a recertification event. Thus, all tests are required. Modify the Monitoring Plan, as necessary.
Change from extractive CEMS to dilution CEMS	R	X	X	X	X	X	X	The rule indicates that the permanent replacement of a system is a recertification event. Thus, all tests are required. Modify the Monitoring Plan, as necessary.

- (1) The relevant tests for CEMS are listed in § 75.20 (c)(1).
- (2) "R" means a recertification event, and "D" means diagnostic test event.
- (3) The 7-day calibration error test is not required for a "regular" non-redundant backup system (§ 75.20(d)(2)(i)).
- (4) A calibration error is required after every repair or corrective maintenance event that may affect system accuracy (Part 75, Appendix B, Section 2.1.3 (a)). If conditional data validation is used, a probationary calibration error test is required (§ 75.20(b)(3)(ii)).
- (5) A full, "hands-off" linearity check is recommended. However, an abbreviated linearity check is conditionally allowed (see Appendix, below). If the abbreviated test is not passed, consider it to be an aborted linearity check and perform a full linearity check. Note: SO₂ and NO_x monitors with span values ≤ 30 ppm are exempted from linearity checks.
- (6) A full cycle time test is recommended. However, the alternative system response check is conditionally allowed. If the system response check is not passed, perform a full cycle time test.
- (X) "X" means that this test is required or that a <QACertificationEventData> record must be reported.
- (A) Report a <QACertificationEventData> record only if the full linearity check or cycle time test is performed. Keep the results of all successful alternative diagnostic tests on-site and do not report them to EPA.

Circular Nº3 de 05/12/2014

- **Define claramente el concepto de Cogeneración (al estar fuera del DS13)**
- **Aclara los conceptos de operación:**
 - Horas de funcionamiento, operación en régimen, encendido y apagado
 - Falla
 - Detención programada y no programada
- **Criterios de aplicación de promedio cuando dos unidades comparten chimenea:**
 - Obliga a instalar flujómetro en cada ducto.
 - Se debe comunicar el estado más desfavorable, en término de emisiones de las dos unidades.
- **Criterio para unidades que presentan varios estados de operación en una hora**
 - Se califica el valor promedio horario como el que presente la peor condición desde el punto de vista de las emisiones.

Circular N°3 de 05/12/2014

- **Criterios de evaluación de cumplimiento de la norma**

- Deben compararse los promedio horarios con los Valores Límites y determinar si esa hora es conforme o inconforme.
 - Para MP y SO₂ se debe justificar si es hora en encendido, apagado o falla, si no se puede justificar, se considera incumplimiento de norma.
 - Para NO_x no es necesario justificar, pero estas no puede exceder el 30% de horas de funcionamiento anual.
- Se considera que el CEMS está certificado desde las 00:00 horas del día siguiente a cuando se finalizó la validación.
- Fija las metodologías para la sustitución de datos. A partir de 2015 es la establecida en el 40 CFR parte 75 de la EPA.
- Adicionalmente para el MP (el cual no está incluido en dicho parte) recomienda el procedimiento aplicable al NO_x.

Resolución Exenta N°33 de 19 enero 2015

- **Evaluación de cumplimiento de límites de MP**
 - Calificar cada hora como hora encendido, apagado, régimen, falla, etc.
 - Identificar las que presenten promedio $\geq 50\text{mg/Nm}^3$ de MP.
 - Respaldo los motivos de la inconformidad, ajustando la información necesaria.
- **Procedimiento de sustitución de datos a partir de 2015**
 - CEMS de Respaldo, redundante o no redundante. Debe estar certificado por SMA (además en caso no redundante: Ensayo Linealidad para todos los parámetros o Desviación Calibración si es flujo)
 - Método de Referencia para el parámetro específico. Entidad Técnica de Fiscalización Ambiental autorizada.
 - Sustitución de datos según procedimiento. Debe ser automática por DASH.

Resolución Exenta N°33 de 19 enero 2015

- Procedimiento sustitución datos CEMS SO₂, CO₂, O₂ y Hdad. Etapa Inicial

Tabla N° 1 —

Resumen del procedimiento de sustitución de datos perdidos para CEMS de SO₂, CO₂, O₂ y humedad (etapa inicial)

Condiciones		Rutinas de cálculo	
DDM ^d	t _{desperfecto}	Método	Periodo observado ^e
Si	> 0 horas	Promedio	HA/HD
No	> 0 horas	MaxP de C de SO ₂ , CO ₂ y H ₂ O ^a	Ninguno
		MinP de C de O ₂	
		MinP de % de H ₂ O ^b	

DDM = Disponibilidad de datos de monitoreo.
t_{desperfecto} = duración de desperfecto del CEMS.
HA/HD = hora antes y hora después del desperfecto del CEMS.
MaxP = Máximo Potencial.
MinP = Mínimo Potencial.
C = concentración.
% = porcentaje.

^a Si usa ecuaciones 19-3, 19-4 o 19-8 del Método EPA 19.
^b Si no usa ecuaciones 19-3, 19-4 o 19-8 del Método EPA 19.
^c Horas de operación de la unidad con monitoreo de calidad de asegurada.
^e Los datos observados no pueden tener mas de 3 años (26280 horas) de antigüedad.

Resolución Exenta N°33 de 19 enero 2015

- Procedimiento sustitución datos CEMS MP, NO_x y Flujo. Etapa Inicial

Tabla N° 2 —

Resumen del procedimiento de sustitución de datos perdidos para CEMS de MP, NO_x, y flujo volumétrico, según nivel de carga operacional (etapa inicial)

Condiciones		Rutinas de cálculo		
DDM en NCO	t _{desperfecto}	Método	Periodo observado ^b	NC
Si	> 0 horas	Promedio	Total de horas ^a	Si
No	> 0 horas	Promedio	Total de horas ^a	Si
No	> 0 horas	MaxP de C de MP, NO _x MaxP de Q de flujo volumétrico	Ninguno	No

DDM = disponibilidad de datos de monitoreo.
NCO = niveles de carga operativa
t_{desperfecto} = duración de desperfecto del CEMS.
HA/HD = hora antes y hora después del desperfecto del CEMS.
MaxP = Máximo Potencial.
MinP = Mínimo Potencial.
C = concentración.
Q = tasa.
NC = niveles de carga (regla de igual nivel de carga / superior nivel de carga).
^a Horas de operación de la unidad con monitoreo de calidad de asegurada.
^b Los datos observados no pueden tener más de 3 años (26280 horas) de antigüedad.

Resolución Exenta N°33 de 19 enero 2015

• Procedimiento sustitución datos CEMS SO₂, CO₂, O₂ y Hdad. Etapa Estándar

Tabla N° 3 —
Resumen del procedimiento de sustitución de datos perdidos para CEMS de SO₂, CO₂, O₂ y humedad (etapa estándar)

Condiciones		Rutinas de cálculo	
DDM	t _{desperfecto}	Método	Periodo observado ^d
≥ 95%	≤ 24 horas	Promedio	HA/HD
	> 24 horas	SO ₂ , CO ₂ , y H ₂ O ^a , el mayor valor de:	
		Promedio	HA/HD
		Percentil 90	Últimas 720 horas ^c
		O ₂ y H ₂ O ^b , el menor valor de:	
		Promedio	HA/HD
≥ 90% y < 95%	≤ 8 horas	Promedio	HA/HD
	> 8 horas	SO ₂ , CO ₂ , y H ₂ O ^a , el mayor valor de:	
		Promedio	HA/HD
		Percentil 95	Últimas 720 horas ^c
		O ₂ y H ₂ O ^b , el menor valor de:	
		Promedio	HA/HD
≥ 80% y < 90%	> 0 horas	SO ₂ , CO ₂ , y H ₂ O ^a	
		Máximo valor	Últimas 720 horas ^c
		O ₂ y H ₂ O ^b	
		Máximo valor	Últimas 720 horas ^c
< 80%	> 0 horas	MaxP de C de SO ₂ , CO ₂ y H ₂ O ^a	
		MinP de C de O ₂	
		MinP de % de H ₂ O ^b	

DDM = disponibilidad de datos de monitoreo.

t_{desperfecto} = duración de desperfecto del CEMS.

HA/HD = hora antes y hora después del desperfecto del CEMS.

MaxP = Máximo Potencial.

MinP = Mínimo Potencial.

C = concentración.

% = porcentaje.

^a Si usa ecuaciones 19-3, 19-4 o 19-8 del Método EPA 19.

^b Si no usa ecuaciones 19-3, 19-4 o 19-8 del Método EPA 19.

^c Horas de operación de la unidad con monitoreo de calidad de asegurado.

^d Los datos observados no pueden tener más de 3 años (26280 horas) de antigüedad.

Resolución Exenta N°33 de 19 enero 2015

- Procedimiento sustitución datos CEMS MP, NOx y Flujo. Etapa Estándar

Tabla N° 4 —

Resumen del procedimiento de sustitución de datos perdidos para CEMS de MP, NOx, y flujo volumétrico, según niveles de carga operacional

Condiciones		Rutinas de cálculo		
DDM	$t_{\text{desperfecto}}$	Método	Periodo observado ^b	NC
≥ 95%	≤ 24 horas	Promedio	Últimas 2160 horas ^a	Si
	> 24 horas	El mayor valor de:		
		Promedio	HA/HD	No
≥ 90% y < 95%	≤ 8 horas	Promedio	Últimas 2160 horas ^a	Si
	> 8 horas	El mayor valor de:		
		Promedio	HA/HD	No
≥ 80% y < 90%	> 0 horas	Percentil 95	Últimas 2160 horas ^a	Si
	> 0 horas	Máximo valor ¹	Últimas 2160 horas ^a	Si
< 80%	> 0 horas	MaxP de C de MP, NOx MaxP de Q de flujo volumétrico	Ninguno	No

DDM = disponibilidad de datos de monitoreo.

NC = niveles de carga operativa.

$t_{\text{desperfecto}}$ = duración de desperfecto del CEMS.

HA/HD = hora antes y hora después del desperfecto del CEMS.

MaxP = Máximo Potencial.

MinP = Mínimo Potencial.

C = concentración.

Q = tasa.

NC = niveles de carga (regla de igual nivel de carga / superior nivel de carga).

^a Horas de operación de la unidad con monitoreo de calidad de asegurada.

^b Los datos observados no pueden tener más de 3 años (26280 horas) de antigüedad.

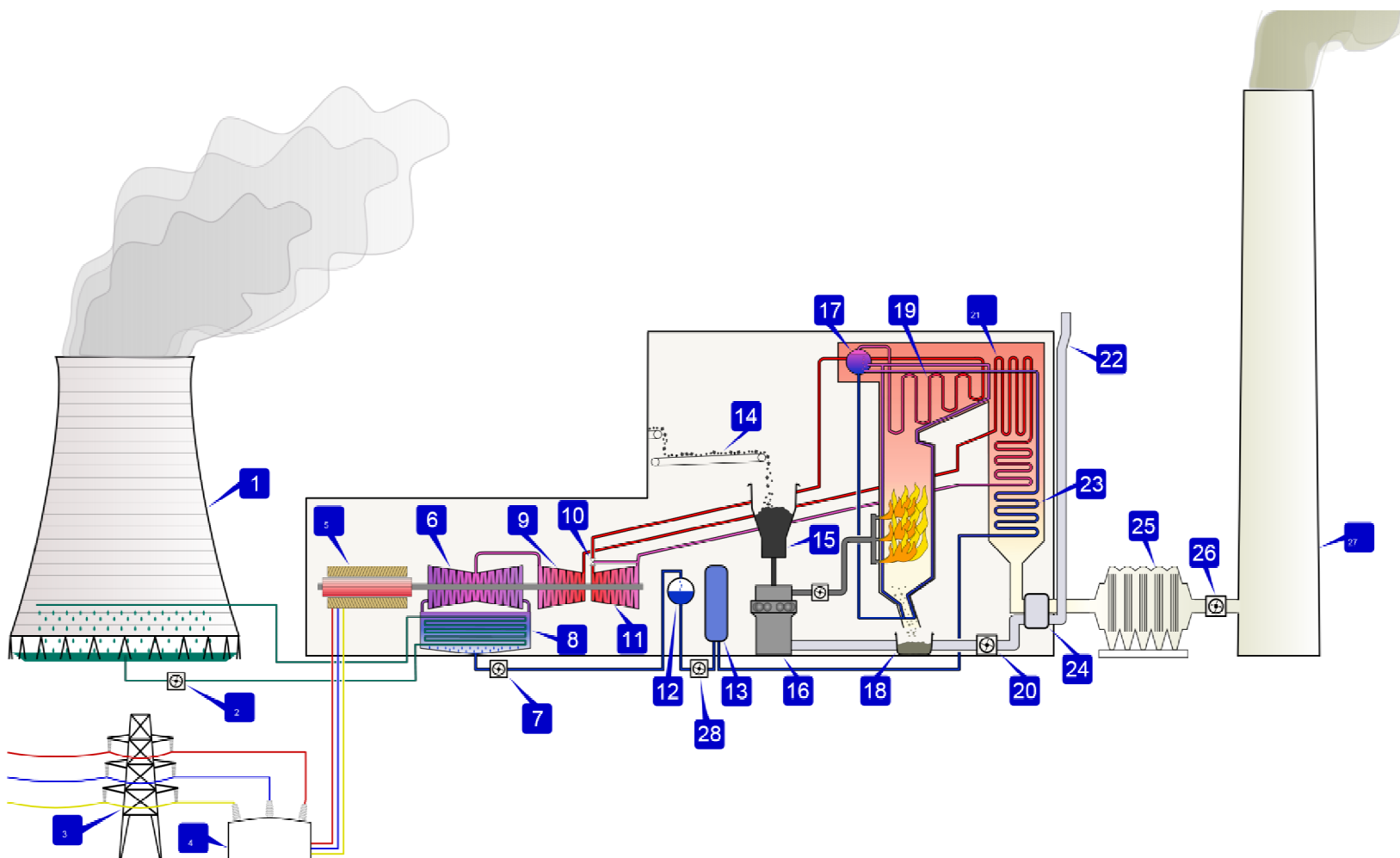
TEMÁTICA

- I. Normativa Internacional.
- II. Marco Regulatorio Chileno.
- III. **Combustión, contaminantes y métodos de análisis.**
- IV. Comportamiento de contaminantes según combustible y operación de las centrales.
- V. Principales equipos de abatimiento de contaminantes.
- VI. Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, CEMS.



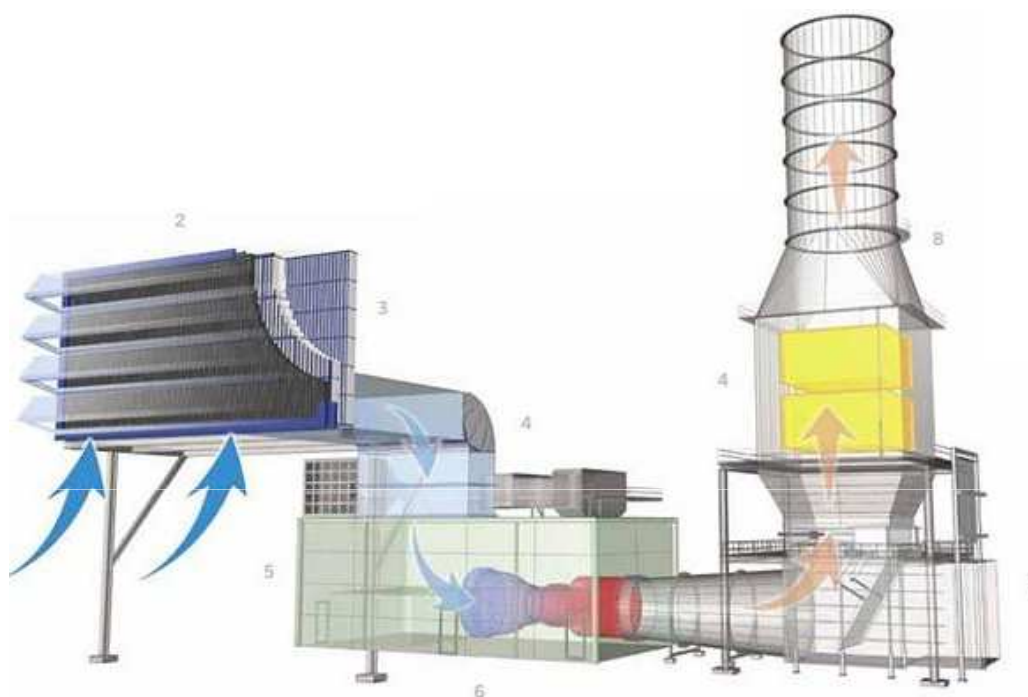
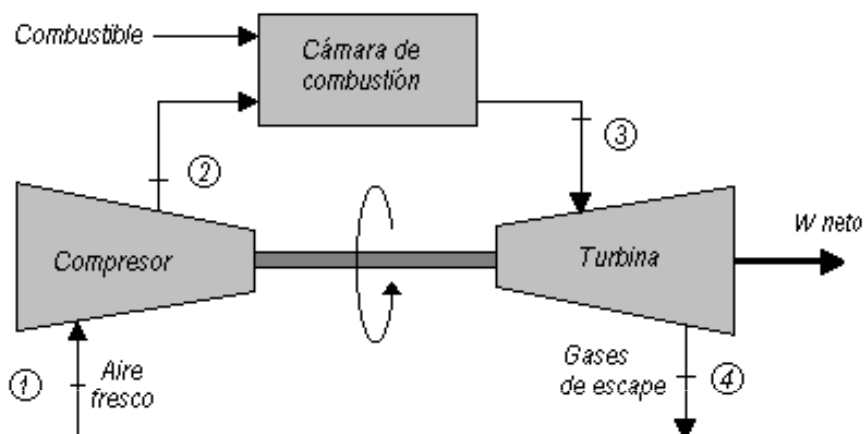
Tipos de Instalaciones Generadoras

- Centrales Termoeléctricas Convencionales: Caldera + turbina de vapor



Tipos de Instalaciones Generadoras

- Turbinas de Gas: motor térmico rotativo de combustión interna. Turbomáquina**



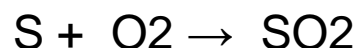
Contaminantes derivados de los procesos de Combustión

- **Gases contaminantes más significativos originados en los procesos de combustión:**
 - Dióxido de azufre (SO_2)
 - Óxidos de nitrógeno (NO y NO_2 simbolizados conjuntamente como NO_x)
 - Dióxido de carbono (CO_2)
 - Monóxido de carbono (CO)
- **Gases contaminantes generados en menor medida en los procesos de combustión:**
 - Metales pesados (arsénico (As), cadmio (Cd), cromo (Cr), cobre (Cu), mercurio (Hg), níquel (Ni), plomo (Pb), selenio (Se), zinc (Zn) y, en algún tipo de fuelóleo, vanadio (V)).
 - Contaminantes Orgánicos Volátiles (COV), que se desglosan en los no metánicos (COVNM) y en metano (CH_4),
 - Óxido nitroso (N_2O)
 - Amoniaco (NH_3).
 - Dioxinas y furanos (DIOX)
 - Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).

Contaminantes derivados de los procesos de Combustión

- **Dióxido de Azufre, SO₂:**

- Proviene directamente de la cantidad de azufre que tenga el combustible.
- Contenido en peso sobre combustible libre de cenizas:
 - Entre el 0,3% y el 1,2% para las hullas y antracitas, pudiendo alcanzar valores extremos del 5% para los lignitos;
 - Entre el 0,3% y el 3,0% en los fuelóleos;
 - Insignificante en el caso del gas natural.
 - Formación en base a la siguiente reacción básica:

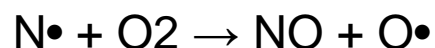
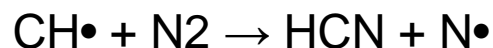


Contaminantes derivados de los procesos de Combustión

- **Óxidos de nitrógeno (NO y NO₂ simbolizados conjuntamente como NO_x):**
 - NO_x térmico (85% del total): oxidación de N₂ en los gases a alta temperatura de la combustión. Prevalece a altas temperaturas.



- NO_x cinético: reacciones de N₂ con radicales libres procedentes de los hidrocarburos. Prevalece a bajas temperaturas.

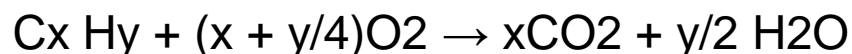


- NO_x intrínseco: procedente de la combustión de compuestos nitrogenados presentes en el combustible.

Contaminantes derivados de los procesos de Combustión

- **Dióxido de Carbono (CO₂)**

- En exceso de oxígeno la combustión suele ser completa (en primera aproximación):



- **Monóxido de Carbono (CO)**

- El contenido de CO de los gases de salida de un proceso de combustión viene gobernado por el equilibrio:

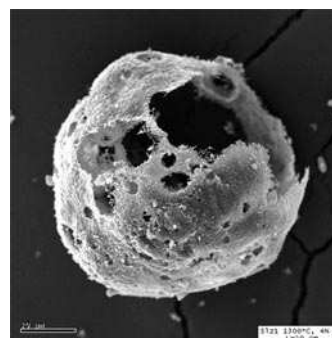
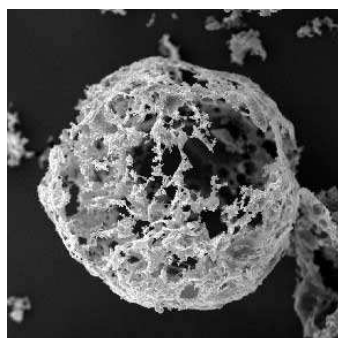


Un exceso de oxígeno redundará en un desplazamiento del equilibrio a la izquierda y la eliminación de CO

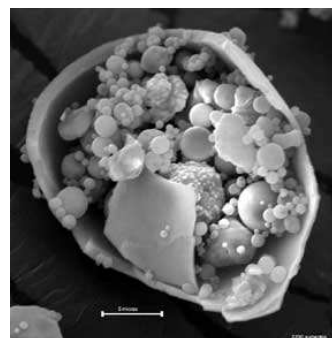
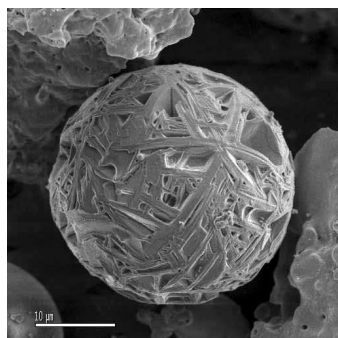
Contaminantes derivados de los procesos de Combustión

- **Material Particulado (MP)**

- La gran mayoría de las emisiones de material particulado provienen de restos de combustibles inquemados (Hollín).



- Una parte también proviene de los residuos de los combustibles utilizados, tales como las cenizas. Esta parte es más importante en los combustibles sólidos y se hace insignificante en los gaseosos.



Métodos de Análisis de los Contaminantes

Parámetro	Tipo SAM	Técnica
Partículas	Extractivo	Atenuación Beta, Dispersión de luz (Scatter Light), Triboelectricidad.
	In situ	Transmisión de luz, Dispersión de luz (Scatter Light), Triboelectricidad.
SO ₂	Extractivo	Fluorescencia UV, NDUV, DOAS, NDIR, FTIR.
	In situ	DOAS, NDIR, NDUV.
NO _x	Extractivo	Quimioluminiscencia, NDIR, DOAS, NDUV, FTIR.
	In situ	DOAS, NDIR, NDUV.
CO	Extractivo	NDIR, DOAS, FTIR.
	In situ	DOAS, NDIR, TDL

NDIR: Absorbancia no dispersiva en el infrarrojo.

DOAS: Espectrometría de absorción óptica diferencial

FTIR: Espectrometría de transformada de Fourier en el infrarrojo.

NDUV: Absorbancia no dispersiva en el infrarrojo.

TDL: Espectrometría con diodo láser sintonizable.

IMS: Espectrometría de movilidad iónica

FID: Detección de ionización por llama.

TCD: Detección de conductividad térmica

Métodos de Análisis de los Contaminantes

Parámetro	Tipo SAM	Técnica
CO ₂	Extractivo	NDIR, DOAS, FTIR.
	In situ	DOAS, NDIR.
O ₂	Extractivo	Paramagnetismo, TDL, Célula de ZrO ₂
	In situ	TDL, Célula de ZrO ₂
H ₂ O	Extractivo	NDIR, FTIR, Diferencia O ₂ seco/O ₂ húmedo
	In situ	TDL, DOAS, NDIR
Presión	In situ	Barómetro
Temperatura	In situ	Termopar
Velocidad	In situ	Ultrasonidos, Presión dinámica, Triboelectricidad, Dispersión térmica

NDIR: Absorbancia no dispersiva en el infrarrojo.

DOAS: Espectrometría de absorción óptica diferencial

FTIR: Espectrometría de transformada de Fourier en el infrarrojo.

NDUV: Absorbancia no dispersiva en el infrarrojo.

TDL: Espectrometría con diodo láser sintonizable.

IMS: Espectrometría de movilidad iónica

FID: Detección de ionización por llama.

TCD: Detección de conductividad térmica

TEMÁTICA

- I. Normativa Internacional.
- II. Marco Regulatorio Chileno.
- III. Combustión, contaminantes y métodos de análisis.
- IV. Comportamiento de contaminantes según combustible y operación de las centrales.**
- V. Principales equipos de abatimiento de contaminantes.
- VI. Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, CEMS.



Comportamiento contaminantes

• Material Particulado (MP)

- El MP es un contaminante importante en las centrales que operan con Carbón, suele aumentar la concentración a mayor nivel de carga de la unidad.
- En Turbinas de Gas que funcionen a Gas Natural no tiene incidencia alguna.
- En Turbinas de Gas que funcionen a Petróleo tienen muy poca incidencia.
- Los equipos suelen medir parámetros que no son directamente concentraciones de MP, por ejemplo Opacidad, o Scatter Light.
- Estas OP o S.L. se correlacionan a unidades de concentración a través de las medidas realizadas por un laboratorio, obteniéndose finalmente mg/m3.
- Fórmula para normalizar y corregir al Oxígeno de referencia:

$$X = Y \times \frac{t + 298,15}{298,15} \times \frac{1013}{p} \times \frac{100}{100 - \left(100 - \frac{O_2bh \times 100}{O_2bs}\right)} \times \frac{21 - O_{2ref}}{21 - O_2bs}$$

Comportamiento contaminantes

• Dióxido de azufre (SO₂)

- Es un contaminante importante en las centrales que operan con Carbón, es independiente de la operación de la caldera. Las concentraciones esperadas dependerán mucho de la calidad del carbón, aprox. 1200-1800 mg/Nm³, b.s., @6%O₂.
- En Turbinas de Gas que funcionen a Gas Natural no tiene incidencia alguna, ya que el contenido de azufre en GN es despreciable. Concentración esperada: 0 mg/Nm³, b.s., @15%O₂.
- En Turbinas de Gas que funcionen a Petróleo tienen alguna incidencia, dependiendo de la cantidad máxima de azufre que se permita en el combustible. Concentración esperada para un Diesel con 0,05%S aproximadamente 28 mg/Nm³, b.s., @15%O₂.
- Factor para pasar de ppm a mg/Nm³ (25°C y 1 atm.): 2,617
- Fórmula para corregir al Oxígeno de referencia:

$$X = Y \times \frac{21 - O_{2ref}}{21 - O_{2bs}}$$

Comportamiento contaminantes

- **Óxidos de Nitrógeno (NOx)**

- El carbón abarca un contenido de Nitrógeno entre el 0,5 al 2%, lo que hace que el NOx procedente del combustible tenga una incidencia importante en las emisiones de NOx en una Caldera de Carbón. El NOx del combustible puede constituir del 30 al 80% del NOx producido en quemadores de carbón pulverizado.
- En calderas de carbón la formación de NOx térmico depende de la operación (exceso de aire, precalentamiento de aire, temperaturas de las llamas...) y tipología de la caldera:
 - Las emisiones son más bajas en parrillas, al producirse unas temperaturas menores.
 - Las emisiones son más altas en calderas de carbón pulverizado, variando en función de los quemadores y el diseño de la cámara de combustión.
 - Las emisiones en lecho fluidizado son menores que las producidas en calderas convencionales, aunque aumentan las de N₂O.

Comportamiento contaminantes

- **Óxidos de Nitrógeno (NOx)**

- En Turbinas de Gas que funcionen a Gas Natural y/o Petróleo no tiene mucha incidencia el NOx del combustible, ya que el contenido medio de Nitrógeno en el gas natural y en los productos petrolíferos ligeros es despreciable.
- La formación de NOx térmico crece exponencialmente con la temperatura, siendo muy importante la formación en torno a 1500°C, este es el mecanismo predominante de formación de NOx en combustibles líquidos y gaseosos y por tanto es el mecanismo que predomina en las Turbinas de gases.
- Factor para pasar de ppm a mg/Nm³ (25°C y 1 atm.): 1,881
- Fórmula para corregir al Oxígeno de referencia:

$$X = Y \times \frac{21 - O_{2ref}}{21 - O_{2bs}}$$

Comportamiento contaminantes

Parámetros	Valor Bruto	Calibración	Factor Constante	Corrección Temperatura	Corrección Presión	Corrección Humedad	Valor Validado
O2 seco	%	$y = a * x + b$	-	-	-	-	%
CO2	%	$y = a * x + b$	-	-	-	-	%
CO	ppm	$y = a * x + b$	1,145	-	-	-	mg/Nm3 (25°C, 1 atm, seco)
NOx	ppm	$y = a * x + b$	1,881	-	-	-	mg/Nm3 (25°C, 1 atm, seco)
SO2	ppm	$y = a * x + b$	2,617	-	-	-	mg/Nm3 (25°C, 1 atm, seco)
S.L.	S.L.	$y = a * x + b$	-	-	-	-	mg/m3
Opacidad	Opacidad	$y = a * x + b$	-	-	-	-	mg/m3
Material Particulado (S.L.)	mg/m3	Seleccionable	-	SI	SI	SI	mg/Nm3 (25°C, 1 atm, seco)
Material Particulado (Opacidad)	mg/m3	Seleccionable	-	SI	SI	SI	mg/Nm3 (25°C, 1 atm, seco)
Caudal Medido	Velocidad en m/s	$y = a * x + b$	Area Chimenea	SI	SI	SI	Nm3/h (25°C, 1 atm, seco)
Humedad	-	-	-	-	-	-	%
Temperatura Chimenea	°C	$y = a * x + b$	-	-	-	-	°C
Presión Chimenea	mbares	$y = a * x + b$	-	-	-	-	mbares
O2 húmedo	%	$y = a * x + b$	-	-	-	-	%

TEMÁTICA

- I. Normativa Internacional.
- II. Marco Regulatorio Chileno.
- III. Combustión, contaminantes y métodos de análisis.
- IV. Comportamiento de contaminantes según combustible y operación de las centrales.
- V. **Principales equipos de abatimiento de contaminantes.**
- VI. Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones, CEMS.



**PRINCIPALES EQUIPOS DE ABATIMIENTO DE
CONTAMINANTES**

- **MEDIDAS DE ABATIMIENTO DE MATERIAL PARTICULADO**
- **MEDIDAS DE ABATIMIENTO DE NOX**
- **MEDIDAS DE ABATIMIENTO DE SO₂**

ELECTROFILTROS

Los sistemas aplicables al sector eléctrico, debido al caudal de gases a depurar, los rendimientos de depuración requeridos y otros condicionantes tecnológicos, se limitan básicamente a ***ELECTROFILTROS Y FILTROS DE MANGAS***.

- **CONCEPTOS GENERALES**

- La electrofiltración es la separación de partículas sólidas o líquidas suspendidas en corrientes gaseosas por la acción de un campo eléctrico
- El principio de operación consiste en dotar a las partículas de carga eléctrica, para, bajo la acción de un campo eléctrico, depositarlas sobre superficies de captación y, posteriormente, separarlas definitivamente de la corriente gaseosa
- Los electrofiltros son los únicos equipos de desempolvado en los que las fuerzas encargadas de la separación actúan exclusivamente sobre las partículas y no sobre la totalidad de la masa del gas, produciendo muy bajas pérdidas de carga

ELECTROFILTROS

- **CONCEPTOS GENERALES**

- **Dos grandes categorías de electrofiltros:**

- Precipitadores de *una etapa y alto voltaje* (30 a 100 kV)
- Precipitadores de *dos etapas y bajo voltaje* (10 a 12 kV)

- **Los precipitadores de dos etapas operan con corona positiva y se emplean para depuración de aire respirable**

- **Los de una etapa operan con corona negativa y existen dos tipologías:**

- Precipitadores tubulares, minoritarios, en aplicaciones con bajo caudal de gases y, normalmente, con limpieza por vía húmeda
- Precipitadores de placas, mayoritarios



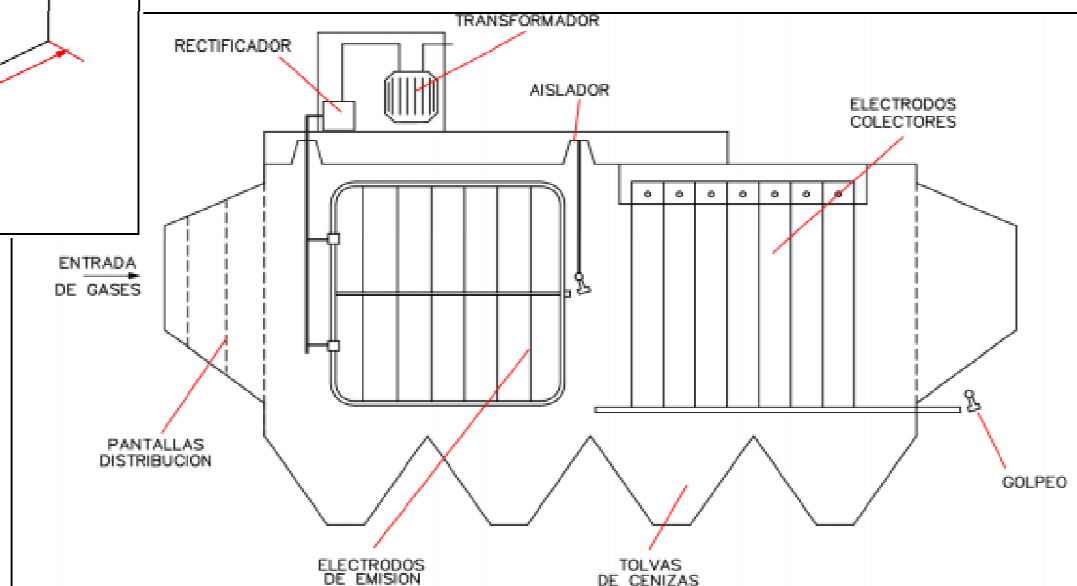
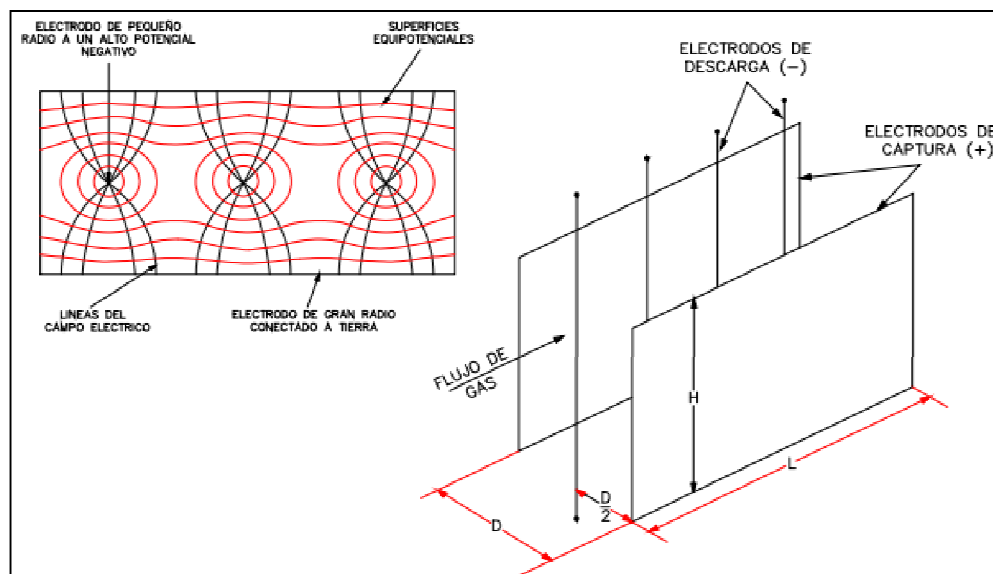
PRECIPITADORES DE PLACAS

• PROCESO DE PRECIPITACIÓN

- El proceso de operación de un *precipitador de placas* se divide en los siguientes pasos:
 - Generación de un campo eléctrico
 - Generación de cargas eléctricas
 - Transferencia de las cargas eléctricas a las partículas de polvo
 - Movimiento de las partículas cargadas hacia la superficie de captación
 - Adhesión de las partículas a la superficie colectora
 - Recogida de polvo en tolvas
 - Vaciado de las tolvas

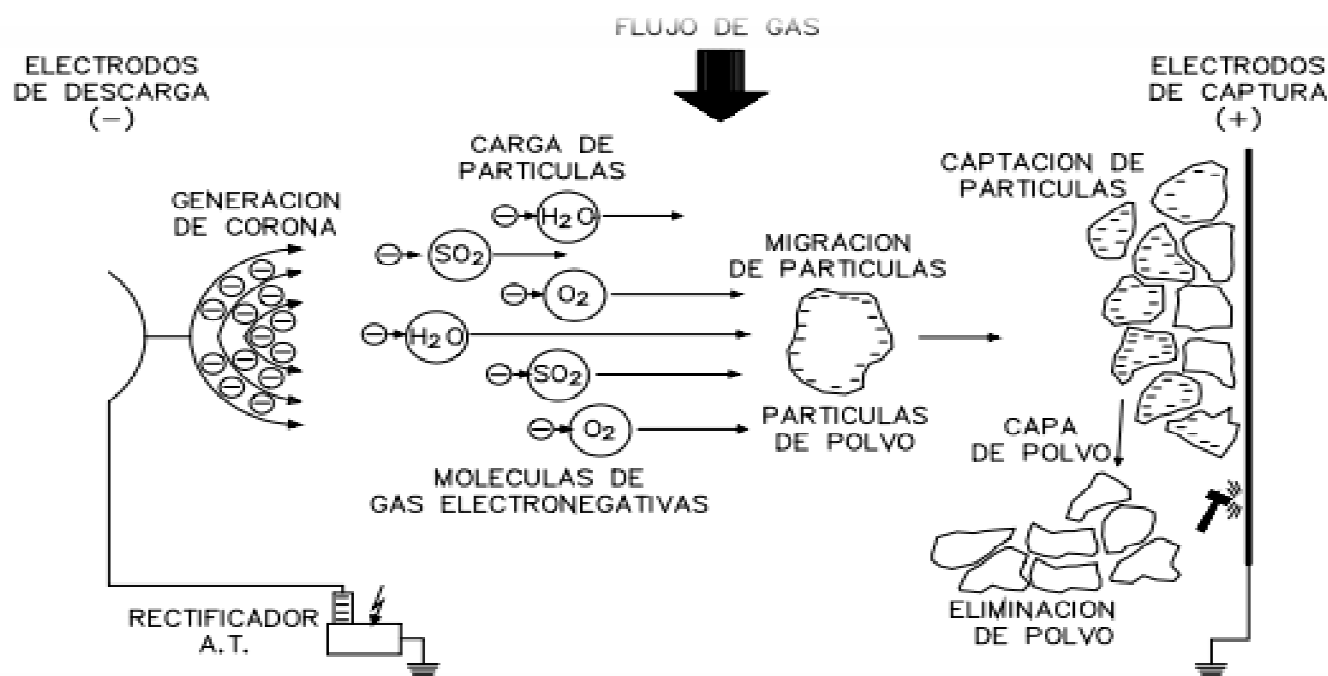
PRECIPITADORES DE PLACAS

• GEOMETRÍA DE PRECIPITADORES DE PLACAS



PRECIPITADORES DE PLACAS

- **PROCESO DE PRECIPITACIÓN ELECTROSTÁTICA**
- Tras crear un campo eléctrico los precipitadores electrostáticos cargan de electricidad a las partículas presentes en el flujo de gas para luego atraerlas a las placas metálicas de captación



PRECIPITADORES DE PLACAS

• SEPARACIÓN DE LA PELÍCULA DE POLVO

- Los depósitos de polvo sobre el electrodo disminuye el voltaje efectivo en la superficie
- La película de polvo es separada por golpeo de los electrodos, tanto colectores como los de descarga
- Los factores principales que determinan la eficiencia del golpeo son:
 - *Intensidad de golpeo*
 - *Intervalos de golpeo* (espacio de tiempo entre dos golpes consecutivos)
- La intensidad de golpeo debe ser suficiente, pero nunca excesiva. Un golpeo intenso podría provocar la formación de nubes de partículas
- La elección de un intervalo óptimo, depende de la velocidad de formación de la capa
- El polvo desprendido de los electrodos colectores y de los electrodos emisores, cae hacia las tolvas situadas en la parte inferior del precipitador

PRECIPITADORES DE PLACAS

• PRINCIPALES VENTAJAS

- Eficiencia elevada de recolección de partículas, lograda con un *gasto relativamente bajo de energía*
- Baja caída de presión
- Diseñados para operación en continuo. Mínimo mantenimiento
- Costo de operación relativamente bajo
- Capacidad para operar a altas presiones
- Capacidad de operar a altas temperaturas, hasta aproximadamente 700°C



PRECIPITADORES DE PLACAS

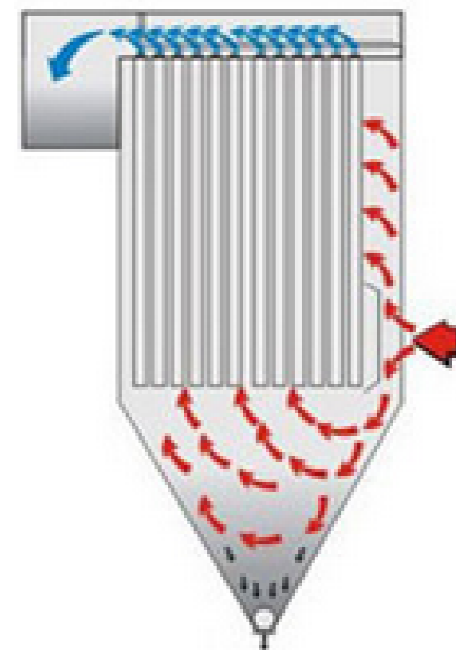
• FACTORES LIMITANTES

- Se requieren espacios relativamente grandes para su instalación
- Muy sensible a cambios operacionales (flujo, temperatura, composición del gas, etc.)
- Un precipitador debe operar con la máxima diferencia de potencial entre electrodos que pueda ser aplicada.
- El voltaje del precipitador se encuentra limitado por:
 - La rotura eléctrica del gas entre los electrodos (*arco eléctrico*)
 - La rotura eléctrica del gas contenido en los intersticios de la capa de polvo captado (*arco eléctrico*, para baja o media resistividad, o *corona inversa*, para *resistividad superior a $2 \cdot 10^{11} \text{ ohm}\cdot\text{cm}$*)
- El arco eléctrico es fácil de detectar y corregir. La corona inversa, no y produce una notable pérdida de rendimiento del electrofiltro

FILTROS DE MANGAS

• CONCEPTOS GENERALES

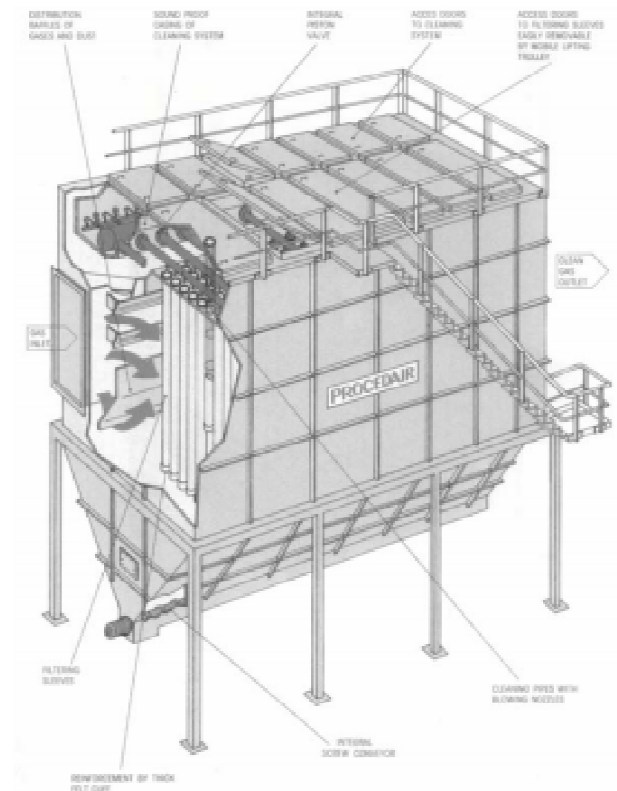
- El principio de funcionamiento de estos equipos consiste en el paso de la corriente gaseosa a través de un *tejido filtrante*, que produce un cierto efecto filtrante, aunque su principal misión es soportar la capa de polvo (*torta*) que se acumula sobre él y que es la responsable del proceso de filtración
- Se emplean en múltiples aplicaciones en las que se requiere:
 - El tratamiento de gases con temperatura baja o media (menor a 260°C)
 - La depuración de partículas de pequeño tamaño (10-2 a 100 micras)
 - Alta eficiencia de depuración (típicamente 99,9%)



FILTROS DE MANGAS

• CONCEPTOS GENERALES

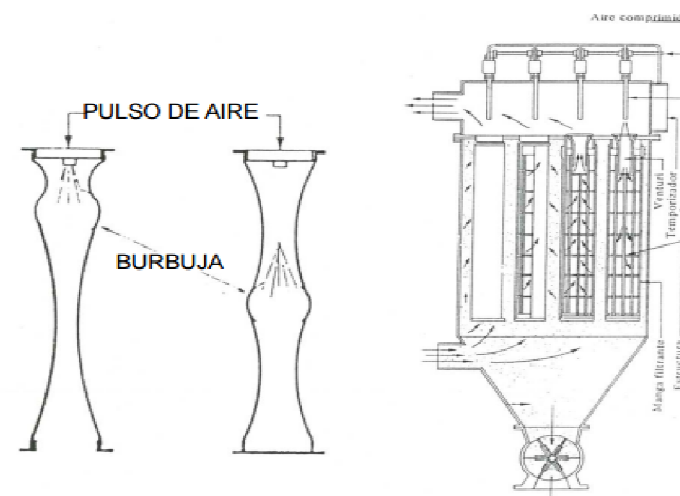
- Operando correctamente alcanzan una eficacia del 99,9% con pérdidas de carga de unos 150 mm c.a.
- A medida que el tejido se carga de partículas, la pérdida de carga del gas va aumentando hasta que hay que proceder a la limpieza del filtro y comenzar un nuevo ciclo de filtración
- Se establece la siguiente clasificación de los equipos en función al mecanismo de limpieza empleado:
 - Filtros con *limpieza por sacudidas mecánicas*
 - Filtros con *limpieza por flujo o chorro inverso*
 - Filtros con *limpieza por pulsos de aire comprimido*. Es el referente tecnológico en la actualidad



FILTROS DE MANGAS

LIMPIEZA POR PULSOS DE AIRE COMPRIMIDO

- El polvo depositado en la superficie exterior de las mangas crea una capa uniforme que favorece la filtración, aumentándose progresivamente la pérdida de carga. Se efectúa una limpieza periódica de la superficie filtrante para controlar la pérdida de carga.
- Se ejecuta una brusca inyección de aire comprimido a fuerte presión y a velocidad elevada. De este modo se crea una onda de presión con velocidad “sónica” que desprende la capa de polvo a lo largo de la manga.
- El polvo, desprendido de la superficie filtrante, se recoge en la tolva inferior.



FILTROS DE MANGAS

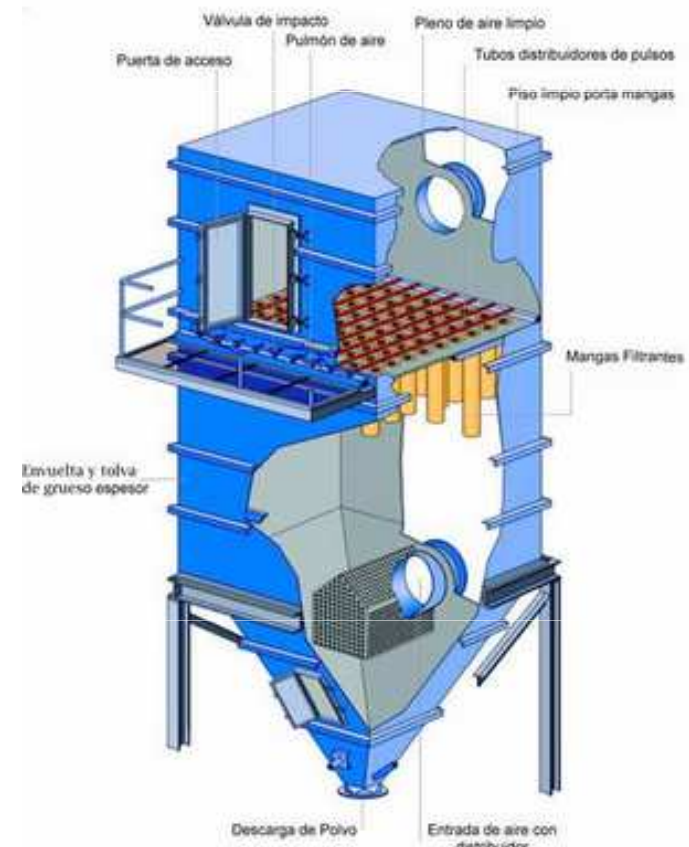
CARACTERÍSTICAS DE LOS TEJIDOS

- Una de las principales ventajas de estos equipos es la posibilidad de elegir un tejido filtrante en función de las características del flujo gaseoso.

	Máxima temperatura (°C)		Resistencia a ácidos	Resistencia a álcalis	Resistencia a flexión
	Sostenida	Puntual			
Algodón	80	-	M	R	B
Polipropileno	95	120	MB	MB	B a MB
Nylon	115	-	R	B	MB
Poliéster	135	-	B	R	MB
Nomex	205	230	R	B	MB
Teflón	260	290	MB	MB	B
Fibra de vidrio	290	315	MB	R	M a R

FILTROS DE MANGAS

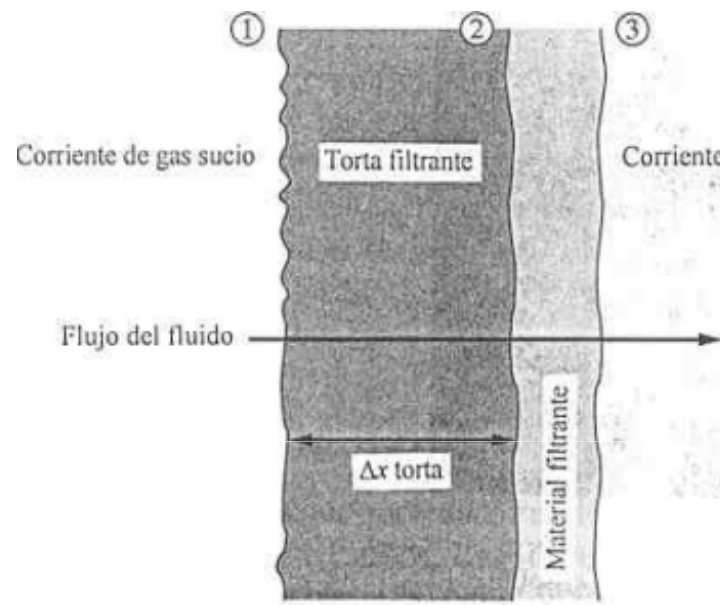
- **PRINCIPALES VENTAJAS**
 - Bajo costo de inversión y mantenimiento.
 - Alta eficiencia de limpieza. Fácil acceso a los elementos de limpieza.
 - Diseño compacto.
 - Gran fiabilidad de operación.
 - Alcanza elevadas eficiencias con facilidad.



FILTROS DE MANGAS

• FACTORES LIMITANTES

- Requiere del cambio periódico de las mangas.
- Muy sensible a cambios en las características del flujo (temperatura, caudal, composición, etc.).
- Gran resistencia al paso del gas.
- Consume mas energía al operar que un electrofiltro.
- A altas temperaturas el gas debe ser enfriado previo paso por el equipo.



METODOS DE REDUCCIÓN NO_x

• CONCEPTOS GENERALES



- Las técnicas para reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno se dividen en primarias y secundarias. Las medidas primarias, han sido desarrolladas para controlar la formación de NO_x en la caldera, mientras que las secundarias son sistemas para el tratamiento de los humos de combustión.
- Las *medidas primarias* necesitan tomar en cuenta los diferentes mecanismos de formación además de los principales parámetros de NO_x. Estas medidas se basan en evitar la formación de NO_x.
- Las *medidas secundarias* están basadas en reacciones de descomposición del NO por medio de adición de reactivos (NH₃ y urea principalmente).

MEDIDAS PRIMARIAS

- **CONCEPTOS GENERALES**

- Hay una gran variedad de medidas primarias para reducir la formación de NOx.
- Medidas basadas en la modificación de los parámetros de operación:
 - Combustión con bajo exceso de aire
 - Reducción del precalentamiento del aire
- Medidas basadas en la modificación de los sistemas de combustión de las instalaciones:
 - Air staging (aire en etapas)
 - Reburning (recombustión)
 - Quemadores de NOx
- La reducción de estos sistemas no sobrepasa el 50-60%.

El efecto de estas medidas dependen en gran medida de las características de la instalación, por tanto, no se puede generalizar a cualquier instalación, siendo su implantación muy específica.