

**INFORME DE FISCALIZACIÓN**

**CALIFICACIÓN PARA MONITOREOS ALTERNATIVOS**

**EXAMEN DE LA INFORMACIÓN**

**“informe de calificacion y postulación a monitoreos alternativos”**

**Unidad TG N°1 – Central Tarapcá**

**DFZ-2014-2246-I-NE-EI**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Nombre** | **Firma** |
| Aprobado | Juan Eduardo Johnson V. |  |
| Revisado | Francisco Alegre F. |  |
| Elaborado | Rodrigo Villalobos G. |  |

**Tabla de Contenidos**

[1. RESUMEN. 3](#_Toc397696531)

[2. IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD 4](#_Toc397696532)

[3. MOTIVO DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN 5](#_Toc397696533)

[4. MATERIA ESPECÍFICA OBJETO DE LA FISCALIZACIÓN 5](#_Toc397696534)

[5. INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL QUE REGULAN LA ACTIVIDAD FISCALIZADA 5](#_Toc397696535)

[6. EXAMEN DE LA INFORMACION Y RESULTADOS 6](#_Toc397696536)

[7. CONCLUSIONES 14](#_Toc397696537)

# RESUMEN.

La Unidad TG N°1 de la Central Tarapacá de la empresa Celta S.A, está afecta al cumplimiento del D.S. N° 13/2012 del Ministerio del Medio Ambiente (MMA), “Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas”. El artículo 8° de dicha norma obliga a “Instalar y Certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)”, para lo cual la SMA publicó el “Protocolo para la Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) en Centrales Termoeléctricas”, contenido en la Resolución Exenta N° 57/2013, de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA).

Considerando las exigencias contenidas en el artículo N°8 del D.S. N°13/2013 del MMA 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.

En vista de lo anterior la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N° 438/2013 que Aprueba el Anexo II del “*Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) en Centrales Termoeléctricas”,* y 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 LME” y “Unidad a combustible de muy bajo contenido de azufre”, para acogerse a Monitoreos Alternativos para el reporte de las emisiones de los parámetros de SO2, NOx, CO2 yFlujo, de acuerdo a los apéndices D, E, F y G que establece la parte 75, volumen 40 del Código de Regulaciones Federales (CFR) de la Agencia Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA), y a monitoreos alternativos de MP para las unidades peak.

El procedimiento ha sido:

**Tabla N°1**

**Proceso para calificación monitoreo alternativo**

|  |  |
| --- | --- |
| **Fecha** | **Etapa** |
| 20/08/2013 | Celta S.A, ingresa a la oficina de partes de la SMA la Carta, Gerencia General N°13-2013, por la cual remite el envío de la solicitud para acogerse al monitoreo alternativo para la Central Termoeléctrica Tarapacá Unidad Turbogas. |
| 20/12/2013 | Celta S.A. ingresa a la oficina de partes de la SMA el Informe de Calificación y Postulación a Monitoreos Alternativos Unidad TG N°1 – Central Tarapacá, con el objetivo de verificar la aplicación de un sistema de monitoreo alternativo, a partir del cual la SMA pronuncia su aprobación o rechazo mediante resolución fundada, previo al examen detallado del informe. |

Del examen de la información realizado al Informe Técnico se concluye que la Unidad TG N°1 califica como Unidades Peak y se aprueban los métodos de monitoreos propuestos.

# IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Identificación de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada:** Central Tarapacá TG N°1 | | |
| **Región:** I Región de Tarapacá | | **Ubicación de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada:**  65 km. al sur de Iquique, I Región. |
| **Provincia:** Provincia de Iquique | |
| **Comuna:** Comuna de Iquique | |
| **Titular de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada:** Central Tarapacá | | **RUT o RUN:** 96.770.940-9 |
| **Domicilio Titular:**  Santa Rosa 76, Piso 13, Santiago | | **Correo electrónico:** [esoto@endesa.cl](mailto:esoto@endesa.cl) |
| **Teléfono:** 6309000 |
| **Identificación del Representante Legal:** Eduardo Soto Trincado | | **RUT o RUN:** 5.395.309-3 |
| **Domicilio Representante Legal:**  Santa Rosa 76, Santiago | | **Correo electrónico:** [esoto@endesa.cl](mailto:esoto@endesa.cl) |
| **Teléfono:** 6309000 |
| **Fase de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada:** Fase de Operación. | | |
| **Tipo de fuente:** Turbina | **Combustible utilizado:** Petróleo Diésel | |

# 

# MOTIVO DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Actividad Programada de Seguimiento Ambiental de RCA y/o Otros Instrumentos:** |  | **Actividad No Programada:** | **X** |

En caso de corresponder a una actividad **No Programada**, precisar si fue recibida por:

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Denuncia:** |  | **De Oficio:** |  | **Otros (especificar):** | Validación CEMS |

# MATERIA ESPECÍFICA OBJETO DE LA FISCALIZACIÓN

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
|  | **Aguas marinas** |  | **Residuos líquidos** |
|  | **Aguas subterráneas** |  | **Residuos sólidos** |
|  | **Aguas superficiales** |  | **Ruidos y/o vibraciones** |
| **x** | **Aire** |  | **Sistemas de vida y costumbres** |
|  | **Fauna** |  | **Suelos y/o litología** |
|  | **Flora y/o vegetación** |  | **Paisaje** |
|  | **Glaciares** | **x** | **Otros, (especificar):**  Protocolo para la validación de CEMS de la SMA(Res. N° 57/2013) |
|  | **Patrimonio histórico y/o cultural** |  |  |

# INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL QUE REGULAN LA ACTIVIDAD FISCALIZADA

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  | **Resolución (es) de Calificación Ambiental (es), especificar:** |  |
| **x** | **Norma (s) de Emisión, especificar:** | D.S. N° 13/2011 del Ministerio del Medio Ambiente. Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas. |
|  | **Norma (s) de Calidad, especificar:** |  |
|  | **Plan (es) de Prevención y/o Descontaminación Ambiental, especificar:** |  |

# EXAMEN DE LA INFORMACION Y RESULTADOS

La Central Tarapacá perteneciente a Celta S.A., es una planta termoeléctrica ubicada a 65 km. al sur de la ciudad de Iquique, Región de Tarapacá. Esta central es del tipo térmica de vapor y gas, y tiene una potencia total de 182 MW. La unidad TG N°1 tiene una potencia instalada de 24 MW y utiliza como combustible petróleo diésel clase B.

## Calificación para Monitoreo Alternativo

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **N°** | **Opciones Monitoreo Alternativo** | **Exigencia** | **Aplicabilidad** |
| **1** | **Unidad Dual Petróleo Gas** | **Punto 5.1.1**. La Unidad que califique como “Unidad Dual Petróleo-Gas”, 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.  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. | Según lo indicado en el Informe Técnico (IT) la Unidad TG N°1 califica como unidad dual petróleo-gas ya que existen registros de que los últimos tres años anteriores se ha quemado Petróleo Diésel Clase B, y se pretende seguir utilizando este combustible en los próximos años, por lo tanto la unidad TG N°1 es una unidad dual.  Se envían certificados de combustible utilizado y se acredita el uso de Petróleo Diésel. |
| **2** | **Unidad Peak Dual Petróleo Gas** | **Punto 5.1.2** La Unidad que califique como “Unidad Peak”, 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, NOx y CO2.  Para calificar como una unidad peak dual petróleo-gas, el titular debe demostrar que la unidad:   * Tiene un factor de capacidad promedio de no más del 10% durante los últimos tres años anteriores. * Tiene un factor de capacidad de no más de 20% en cada uno de esos 3 años. * Solo quema combustible líquidos, tales como un derivado del petróleo y algún combustible gaseoso. | En el Informe Técnico se presentan los antecedentes que justifican la calificación de Unidades peak para la Unidad TG N°1.  En la siguiente tabla se presenta un resumen de los datos de la capacidad nominal de la unidad (MW) y la producción eléctrica anual de la unidad (MWh) de los tres últimos años:  **Tabla N°2: Datos de capacidad nominal, potencia máxima y producción eléctrica anual**.   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Central** | **Potencia Nominal (MW)** | **Potencia Máxima (MW)** | **Producción 2010 (MWh)** | **Producción 2011 (MWh)** | **Producción 2012 (MWh)** | | Tarapacá TG N°1 | 24 | 22 | 9.588 | 8.076 | 4.063 |   A continuación en la Tabla N°3, se presentan los factores de capacidad de la unidades TG N°1, desde el año 2010 al 2012.  **Tabla N°3: Factor de capacidad**   |  |  | | --- | --- | | **Año** | **TG1A** | | 2010 | 4,56% | | 2011 | 3,84% | | 2012 | 1,93% | | **Promedio** | **3,35%** |   De los antecedentes entregados por la central Tarapacá, se demuestra que:   * El FC promedio es menor al 10%, por lo tanto la Unidad TG N° 1 cumple con esta condición para los años 2010, 2011 y 2012. * El FC por cada año no supera el 20%, por lo tanto la Unidad TG N° 1 cumple con esta condición para los años 2010, 2011 y 2012. * La Unidad TG N° 1 está diseñada para operar mediante Petróleo Diésel.   Por lo tanto se demuestra que la Unidad TG N° 1 califica para ser Unidad peak Petróleo Gas. |
| **3** | **Low Mass Emissions** | **Punto 5.1.3.** 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, NOx y CO2, y el consumo energético.  Para calificar para el estatus de LME, el titular deberá demostrar que las emisiones anuales de SO2 de la Unidad y las emisiones anuales en masa de NOX están por debajo de los siguientes valores:  ≤25 toneladas de SO2 por año  <100 toneladas de NOx por año | En el Informe Técnico se presentan los cálculos para establecer Unidad de Baja Emisión en Masa de Combustible de la Unidad TG.  Se indica que dado la ausencia de informes históricos de mediciones de emisiones, se utilizaron valores de referencia establecidos en el punto 75.19 de la parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA, correspondiente a Factores de Emisión que se presentan en las tablas LM-1 (para emisiones de SO2) y LM-2 (para emisiones de NOx), además del valor para el Poder Calorífico Bruto (PCB) del petróleo Diésel (tabla LM-5).  A continuación se presentan los valores y conversiones utilizadas para la calificación LME  **Tabla N°4: Datos y conversiones utilizadas**   |  |  |  | | --- | --- | --- | | **Parámetro** | **Valores** | **Unidades** | | F.E SO2 | 0,5 | Lb/mmBTU | | F.E NOx | 1,2 | Lb/mmBTU | | PCB | 0,0476 | GJ/kg | | Densidad PD | 840 | kg/m3 | | lb/kg | 2,2046 | - | | GJ/mmBTU | 1,0551 | - |   A partir de lo anterior se determinaron las siguientes emisiones anuales de SO2 y NOx para la unidad TG Nº1 de la Central Tarapacá.  **Tabla N°5: Emisiones anuales unidad TG Nº1, Central Tarapacá (t/año)**   |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Año** | **Consumo combustible (m3/año)** | **Consumo combustible (ton/año)** | **Energía (mmBTU/año)** | **Emisiones SO2 (ton/año)** | **Emisiones NOx (ton/año)** | | 2010 | 4.622 | 3.882 | 175.162 | 39,73 | 95,34 | | 2011 | 4.686 | 3.936 | 177.587 | 40,28 | 96,66 | | 2013 | 3.466 | 2.911 | 131.352 | 29,79 | 71,50 |   De los resultados se concluye que las emisiones de SO2 están por sobre los valores límites establecidos para unidad LME, por lo tanto esta unidad no califica como tal. |

## Monitoreo Alternativo Propuesto

Para la determinación de las tasas de emisión se propone la utilización de los Apéndices D, E G de la Parte 75, volumen 40 del CFR para estimar las emisiones de SO2, NOx, CO2 y el consumo de combustible, respecto a la determinación del Material Particulado, éste se realizará en base al factor de emisión del documento AP 42 US EPA Fifth edition, Volume I Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **N°** | **Metodología propuesta** | **Exigencia** | **Aplicabilidad** |
| **1** | **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. | Las emisiones másicas de SO2 se calcularán usando la siguiente ecuación (D-2 del apéndice D de la parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA.):    Dónde:  SO2rate-oil = Tasa de emisión másica de SO2 (kg/h)  2,0 = Ratio de kg SO2/kg azufre  OILrate = Tasa de masa de Diésel consumida por hora  %Soil = Porcentaje en peso de azufre en el petróleo |
| **6.6 Calculo de la Tasa de Consumo de la Unidad**  El titular de la fuente deberá calcular la tasa por hora de consumo energético de acuerdo a lo establecido en el apéndice D. | La determinación del consumo energético se realizará utilizando los registros del consumo de combustible. La información a utilizar en esta metodología corresponde a las características del combustible (contenido de azufre, poder calorífico bruto y densidad).  El cálculo de flujo másico de combustible horario se determinará según la siguiente ecuación (ecuación D-3 del apéndice D de la parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA).  OIL rate = V Oil-rate \* D Oil  Dónde:  OILrate  = Tasa de masa de petróleo consumida por hora (kg/h)  V Oil-rate = Consumo volumétrico de petróleo Diésel (m3/h)  D Oil = Densidad del petróleo obtenido en el muestreo de combustible (kg/m3)  Luego, la tasa de consumo energético de combustible horario se calcula según la siguiente ecuación (ecuación D-8 del apéndice D de la parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA):    Dónde:  HIrate  = Tasa de consumo energético de combustible (mmBTU/h)  OILrate  = Tasa de masa de petróleo consumida por hora (kg/h)  GCVoil = Poder calorífico superior del combustible (BTU/kg) |
| **2** | **Apéndice E** | **7. Requisitos generales del Apéndice E para Emisiones de NOx**  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 NOx contra la tasa de consumo energético para estimar las tasas por hora de la emisión de NOx. Una prueba de emisión se debe conducir a 4 cargas diferentes para cada tipo de combustible quemado en la Unidad. | Se realizará un ensayo inicial de correlación de NOx en cada chimenea principal, para determinar una relación entre la tasa de emisión de NOx y el consumo energético de la unidad.  Del análisis de la operación de la unidad durante los años 2011 y 2012 se identifica de manera indirecta la carga máxima y mínima a través de la potencia neta (22.1 MW y 0 MW respectivamente). Luego se identifican dos puntos intermedios equidistantes para tener los niveles de carga en los cuales se harán las mediciones de NOx de referencia. De esta manera se obtiene los 4 niveles de carga para crear la curva.  Para cada una de estas cargas de operación de la unidad, se realizará medición de NOx en los gases de combustión utilizando como referencia el método CH-7E “Determinación de las emisiones de óxidos de nitrógeno desde fuentes fijas (procedimiento con analizador instrumental)”. Para realizar la medición inicial de NOx se seguirán los siguientes pasos:   * Las mediciones a realizar se harán para los cuatro niveles de carga. Se realizarán tres pruebas distintas para cada nivel de carga, donde el valor a utilizar en las ecuaciones finales corresponde a la media aritmética de estos tres ensayos. * Los parámetros a monitorear para cada prueba deben ser directamente relacionados con la emisión de NOx, estos son: * El flujo de combustible consumido por la unidad, este valor se utilizará posteriormente para el cálculo de la tasa de consumo energético. * Las emisiones de NOx entregadas, medidas mediante la metodología CH-7E. * La temperatura de los gases de escape en la chimenea. * El porcentaje de oxígeno en gases de escape en base seca, medido mediante la metodología CH-3A. * El cociente de agua combustible, en caso que utilice inyección de agua para controlar las emisiones de NOx.   Finalmente, para determinar la tasa de emisión en masa de NOx, se multiplican la tasa de consumo energético medida por hora y la tasa de emisiones de NOx de la curva de correlación respectiva para el valor de la tasa de consumo energético correspondiente. La siguiente ecuación muestra dicho cálculo, el cual está basado de acuerdo al apartado 7.2 del Anexo II del Protocolo.  NOxemis = HI rate-oil \* NOx curva  Dónde:  NOx emis: Tasa de emisión en masa de NOX (kg/hr).  NOx curva: Emisión en masa de NOx en función de la tasa de consumo energético (kg/mmBTU). |
| **3** | **Apéndice G** | **10. Requisitos Generales del Apéndice 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 análisis periódicos del combustible. * Las emisiones de CO2 diarias se calculan usando las mediciones de la tasa de consumo energético realizadas con los medidores del flujo de combustible del apéndice D en conjunto con los “F-Factor” basados en el carbono específico del combustible. | La tasa de emisión en masa de CO2 se calculará utilizando las mediciones de la tasa de consumo energético realizadas con los medidores del flujo de combustible del apéndice D en conjunto con los “F-factor” basados en el carbono específico del combustible. A continuación se presenta dicho factor:  F.E. CO2: 1.420 scf/mmBTU  Obtenido del Method 19 - Determination of Sulfur Dioxide Removal Efficiency and Particulate Matter, Sulfur Dioxide, and Nitrogen Oxide Emission Rates.  Dicho factor está en condiciones estándar, es decir a 20°C de temperatura y 1 atmósfera de presión y en unidades de volumen. Por lo tanto es necesario normalizarlo.  Para calcular las emisiones en masa de CO2 se convierte el F-factor a unidades de [ton/mmBTU]. Para ello es necesaria la densidad de dicho gas en condiciones normales, la cual es de 1,842 [kg/m3N]. cuyo valor es:  F.E. CO2: 0,075 ton/mmBTU  Finalmente sobre la base de la tasa de consumo energético, se obtiene la tasa de emisión en masa del CO2 mediante la ecuación:  CO2 emis = HI rate-oil \* F.E. CO2  Dónde:  CO2 emis: Tasa de emisión en masa de CO2 (ton/hr). |
| **4** | **AP-42 US EPA** | **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.  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 los menos 1 vez al año. * Otros métodos alternativos para medir material particulado que sean basados en metodologías EPA que el titular de la fuente pueda proponer a la Superintendencia para su evaluación. | Para estimar las emisiones de material particulado se utilizará el factor de emisión que aparece en el documento AP 42 Fifth edition, Volume I Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources (0,0043 libras/MMBtu) para determinar las emisiones de MP filtrables en cada Turbina a Gas.  Sobre la base de la tasa de consumo energético, se obtiene la tasa de emisión en masa de MP mediante la siguiente ecuación:  MP  emis = HI rate-oil \* F.E. MP  Dónde:  MP emis: Tasa de emisión en masa de MP (lb/hr). |
| **5** | **Apéndice F** | **Método 19 US EPA** | Para la determinación del flujo volumétrico de los gases de chimenea, la Centra Tarapacá TG N°1 de Celta S.A, propone la utilización de la metodología del Apéndice F de la Parte 75. En donde se indica que el volumen de gases de chimenea se puede obtener a partir de valores de tabla de factor F, que corresponde a la relación entre el volumen de gases que genera al quemar cierta cantidad de combustible y el consumo energético de la unidad.  El cálculo del flujo de gases de escape se obtiene utilizando la ecuación:  Qs = Fd \*(H) \* (20,9/20,9-%O2)  Dónde:  Qs: Flujo de gases escape totales en base seca (pie3/min)  H: Consumo energético de combustible (mmBTU/min)  %O2: Porcentaje de oxígeno en los gases de escape, en base seca (%)  el F-Factor utilizado en la ecuación anterior corresponde a 9.190 (dscf/mmBTU)  Respecto del valor del O2 a utilizar se propone medirlo como referencia una vez al año de forma directa en la chimenea de la unidad a máxima carga (en base seca), aplicando método CH-3A, de manera discreta. |

## 

## Descripción de Equipamiento a Utilizar

Según lo indicado en el Informe Técnico, actualmente la unidad consta con un medidor de consumo de combustible con el cual se determina el consumo total diario de combustible, las características principales de este equipo son:

|  |  |
| --- | --- |
| **Descripción** | Medidor de desplazamiento positivo |
| **Marca** | Tokyo Oval Engineering Co. Ltd. |
| **N° de serie** | AC156 - 10539 |
| **Modelo** | LC563 – 111 –B117- 000 |

# CONCLUSIONES

El examen de la información realizado a la solicitud método alternativo de monitoreo de emisiones de la Unidad TG N°1 de la Central Tarapacá, consideró la verificación de las exigencias asociadas a la Resolución Exenta N° 57/13 de la SMA, sobre Protocolo para validación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones (CEMS) en Centrales Termoeléctricas, específicamente en lo relativo al Anexo II el cual 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 LME” y “Unidad a combustible de muy bajo contenido de azufre”, para acogerse a Monitoreos Alternativos, del examen de información se concluye lo siguiente:

* La Central Tarapacá TG1 califica como Unidad Dual Petróleo-Gas
* La Central Tarapacá TG1 califica como Unidad Peak Dual Petróleo-Gas

Al respecto, la Central Tarapacá TG1 propone como monitoreo alternativo el uso de la metodología de los Apéndices D, E, G y AP 42, según lo señalado en el Anexo II del protocolo.

|  |  |
| --- | --- |
| **Parámetros** | **Método propuesto** |
| **NOx** | Se utilizará la metodología del Apéndice E de la Parte 75, volumen 40 del CFR, en lo que respecta a la realización de la curva de correlación y determinación de las emisiones de NOx. |
| **SO2** | Se utilizará la metodología del Apéndice D de la Parte 75, volumen 40 del CFR, en lo que respecta al muestreo de combustible, cálculo de la tasa de emisión de SO2 y al cálculo de la tasa de consumo energético de las unidades. |
| **CO2** | Se utilizará la metodología del Apéndice G, mediante la aplicación del “F-Factor” basados en el carbono específico del combustible. |
| **MP10** | Se utilizará el factor de emisión AP 42 Fifth edition, Volume I Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources (0,0043 libras/MMBtu) |
| **Consumo energético** | Se utilizará la metodología del Apéndice D de la Parte 75, volumen 40 del CFR. |
| **Caudal de gases** | Se utilizará la metodología de la sección 3.3.5. del Apéndice F de la Parte 75. |

Finalmente se indica que la Metodología de Monitoreo Alternativo a la que se acoge el titular de la fuente y que se especifican en este informe será sujeto a fiscalización por parte de la Superintendencia del Medio Ambiente en cualquier momento, con el fin de verificar el correcto cumplimiento de las metodologías especificadas.