



Superintendencia del Medio Ambiente
Gobierno de Chile

**INFORME DE FISCALIZACIÓN
CALIFICACIÓN PARA MONITOREOS ALTERNATIVOS**

EXAMEN DE LA INFORMACIÓN

“SOLICITUD MÉTODO ALTERNATIVO DE MONITOREO DE EMISIONES DE CENTRAL ATACAMA”

DFZ-2013-7284-II-NE-EI

	Nombre	Firma
Aprobado	Cristián Jorquera R.	X Cristián Jorquera R. Jefe División Fiscalización (s) Firmado por: Cristian Jorquera Rivera
Revisado	Francisco Alegre F.	X Francisco Alegre D. Fiscalizador DFZ Firmado por: Francisco Javier Alegre De la Fuente
Elaborado	Rodrigo Villalobos G.	X Rodrigo Villalobos G. Fiscalizador DFZ Firmado por: Rodrigo Villalobos Guzmán

Tabla de Contenidos

1. RESUMEN.....	3
2. IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD	4
3. MOTIVO DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN.....	5
4. MATERIA ESPECÍFICA OBJETO DE LA FISCALIZACIÓN	5
5. INSTRUMENTOS DE GESTIÓN AMBIENTAL QUE REGULAN LA ACTIVIDAD FISCALIZADA	6
6. EXAMEN DE LA INFORMACION Y RESULTADOS	6
7. CONCLUSIONES	18

1. RESUMEN.

La Central Ciclo Combinado Atacama de la Empresa Gas Atacama, está afecta al cumplimiento del D.S. N° 13/2012 del Ministerio del Medio Ambiente (MMA), que establece “Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas”. En su artículo 8º, dicha norma obliga a la centrales a “*Instalar y Certificar un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS)*” para lo cual la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) dicta bajo Resolución Exenta N° 57/2013 el “Protocolo para la Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) en Centrales Termoeléctricas”.

Cabe 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, publica en el Diario Oficial la Resolución Exenta N° 438/2013 que aprueba el Anexo II del Protocolo sobre “*Monitoreos alternativos y monitoreo en fuentes comunes, bypass y múltiples Chimeneas*” donde se establecen los requerimientos generales y específicos que deberán seguir aquellas 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, Flujo y CO₂, 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 de Protección Ambiental de los Estados Unidos (US-EPA) y a monitoreos alternativos de MP para las unidades peak.

En el Informe técnico ingresado a la SMA, Gas Atacama indica que en la Central se implementaron 4 Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) las cuales se encuentran operativas en cada una de las cuatro chimeneas de las HRSG de la Central Atacama. No obstante, indica que a contar del año 2013 se observa un despacho mínimo y ocasional de la Central Atacama, dado que su condición normal de operación considera solo el uso de petróleo diésel grado B como combustible, debido a que no cuenta con suministro de Gas Natural.

Esta nueva situación de generación a base de Petróleo Diésel como único combustible, sumado a su despacho solo en casos de emergencia o por estreches del SING, imposibilitan la planificación tanto a corto como a largo plazo de las actividades de validación de los Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones bajo las metodologías que establece el protocolo de validación de CEMS bajo Resolución Exenta N° 57/2013.

En base a lo anterior, Gas Atacama solicita acogerse a monitoreos alternativos bajo el Anexo II del Protocolo, por el tiempo requerido hasta que se establezcan las condiciones operacionales necesarias que permitan la ejecución de los ensayos de validación de los CEMS que se encuentran instalados.

El procedimiento realizado por gas Atacama ha sido el siguiente:

Tabla N°1 Proceso para calificación monitoreo alternativo

Fecha	Etapa
25/11/2013	La empresa Gas Atacama, presenta a la oficina de partes de la SMA la solicitud para acogerse a monitoreo alternativo “Solicitud método alternativo de monitoreo de emisiones de Central Atacama”
21/01/2013	La empresa Gas Atacama, presenta a la oficina de partes de la SMA las aclaraciones y antecedentes solicitados para acogerse a utilizar método alternativo de monitoreo

Del examen de la información realizado al Informe Técnico, se concluye que las unidades de la Central Gas Atacama califican, de acuerdo a los antecedentes presentados, como Unidades Peak y aprobadose los métodos de monitoreos propuestos.

2. IDENTIFICACIÓN DE LA UNIDAD

Identificación de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada: Central Térmica Atacama	
Región: II Región de Antofagasta	Ubicación de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada:
Provincia: Provincia de Antofagasta	Avenida Costanera Norte 2500, Barrio Industrial Mejillones, II Región
Comuna: Comuna de Mejillones	
Titular de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada: Gas Atacama Chile S.A	RUT o RUN: 78.932.860-9
Domicilio Titular: Isidora Goyenechea 3365 Piso 8, Las Condes, Santiago	Correo electrónico: info@gasatacama.cl
	Teléfono: 23663803
Identificación del Representante Legal: Rudolf Araneda Kauert	RUT o RUN: 5.664.991-3
Domicilio Representante Legal: Isidora Goyenechea 3365 Piso 8, Las Condes, Santiago	Correo electrónico: raraneda@gastacama.cl
	Teléfono: 23663803
Fase de la actividad, proyecto o fuente fiscalizada: Fase de Operación.	
Tipo de fuente: Ciclo combinado	Combustible utilizado: Petróleo Diésel

3. MOTIVO DE LA ACTIVIDAD DE FISCALIZACIÓN

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

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

Denuncia:		De Oficio:		Otros (especificar):	
-----------	--	------------	--	----------------------	--

4. 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		

5. 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:	

6. EXAMEN DE LA INFORMACION Y RESULTADOS

La Central de Ciclo Combinado Atacama se encuentra ubicada en la ciudad de Mejillones, en la Región de Antofagasta, Chile.

La planta se compone de cuatro (4) Turbinas a Gas de ciclo combinado (Unidades TG1A, TG1B, TG2A y TG2B). Las unidades de ciclo combinado están diseñadas para utilizar gas natural y Petróleo Diésel de bajo contenido de azufre. Las Calderas Recuperadoras de Calor (HRSG), que producen vapor de alta presión, no están equipadas con quemadores de ducto. Cada unidad TG está equipada con quemadores de bajo NOx para el control de estos durante la combustión de gas natural e inyección de agua para el control del NOx durante la combustión de Diésel.

Cada unidad dispone de su propia chimenea de sección circular. Además, las Unidades 1A y 2A están equipadas con chimeneas bypass. La configuración de las Unidades 2A y 2B (es decir, Ciclo Combinado N°2 – CC2) es idéntica a la configuración del CC1. El CC1 (unidades 1A y 1B) y el CC2 (Unidades 2A y 2B) tienen una capacidad de aproximadamente 370 megavatios (MW) para una capacidad total de la planta de aproximadamente 740 MW.

Gas Atacama indica que posee 4 unidades CEMS las cuales se encuentran instaladas, calibradas y operativas en cada una de las cuatro chimeneas de las HRSG de la Central Atacama. Señala que a contar del año 2013 se observa un despacho mínimo y ocasional de la Central Atacama, dado que su condición normal de operación considera solo el uso de petróleo diésel grado B como combustible, debido a que no cuenta con suministro de Gas Natural, situación que podría mantenerse por 2 a 5 años más.

Debido a esta nueva situación, generación solo con Petróleo Diésel como combustible y además solo con operación en casos de emergencia o por estreches del SING, la que corresponde a una condición nueva de operación para Gas Atacama, la operación esperada de Gas Atacama no es predecible ni cuantificable y de esta forma no se pueden planificar actividades de Validación de Sistemas CEMS de las unidades, aun cuando estos ya se encuentran operativos.

En el Informe Técnico se presentan los antecedentes que justifican la calificación a monitoreos alternativos como Unidades peak para la Central Gas Atacama la cual está fundada en las siguientes circunstancias:

1. A partir del año 2006, Gas Atacama no cuenta con suministro de Gas Natural para sus operación, producto de las restricciones de exportación que aplica el gobierno Argentino, a los exportadores del combustible de ese país. Producto de esta situación, Gas Atacama se vio en la necesidad de operar con Petróleo Diésel como combustible base para la generación.
2. El año 2010, con la llegada del GNL, Gas Atacama opera en forma parcial con Gas Natural Licuado (GNL), combustible que es suministrado por un pool de empresa mineras, para su maquila.

Gas Atacama señala que en esta condición de suministro de GNL, el uso de Petróleo Diésel pasó a ser usado solo como alternativa de operación para las emergencias o falta de energía del sistema, que se produce en caso de falla de unidades generadoras a carbón o por mantenciones de estas unidades.

3. A partir del año 2011, comienzan a entrar en servicio nuevas unidades generadoras en base a carbón, las que desplazan parte de la generación con GNL, combustible que es más caro que el carbón para la generación.

Luego se indica que a comienzos del año 2012, la entrega de GNL a Gas Atacama desciende a niveles que solo permiten el despacho de una unidad con GNL, por una cantidad limitada de días al mes. Esto produce que el despacho de las unidades de Gas Atacama solo ocurra en períodos de falla de unidades a carbón que coinciden con mantenciones programadas de unidades del mismo tipo.

Lo indicado en los puntos anteriores, hace que el factor de capacidad de la operación con Petróleo diésel este comprendido entre 0,3% y 6,1% en los años 2011 y 2012.

Esto ratifica el supuesto, que la operación con Petróleo Diésel es solo en condición de emergencia de Sistema Interconectado del Norte.

4. La operación con Gas Natural (GN o GNL), ha ido en decremento, hasta llegar a niveles de consumo para el año 2013 próximos a cero.

Gas Atacama señala que dada la actual condición de suministro de este combustible y la ausencia de contratos de suministro de energía eléctrica, hacen inviable el contar con GN en la Central Atacama para los próximos 3 ó 4 años, situación que hace que la operación con Petróleo Diésel se mantenga en niveles similares a los actuales e incluso se prevé, que la operación de Central Atacama disminuya en los próximos años en virtud que la tasa de falla de las unidades a carbón baje, debido a las adecuaciones que se realizan en estas unidades, en vista a limitar las fallas recurrentes, y que finalmente hacen que el despacho por emergencias sea menor para las unidades de Gas Atacama.

Dicho lo anterior es que se propone en esta ocasión la validación del sistema del Apéndice D, E y G el cual sólo se realizará durante la generación con petróleo Diésel.

Se indica que la central no planea utilizar gas natural en ninguna de las cuatro Turbinas a Gas en un futuro cercano, y menciona que de utilizarse gas natural, se llevarán a cabo pruebas de correlación de NOx durante la combustión del gas natural y se asegurará de que los medidores de flujo de combustible estén debidamente certificados.

6.1. Calificación para Monitoreo Alternativo

Nº	Opciones Monitoreo Alternativo	Exigencia	Aplicabilidad																									
1	Unidad Dual Petróleo Gas	<p>Anexo II 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.</p> <p>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.</p>	<p>Según lo indicado en el Informe Técnico (IT) la Central Gas Atacama califica con ser unidad dual petróleo-gas ya que el tipo de fuente se compone de cuatro (4) Turbinas TG, y se indica que las unidades están diseñadas para utilizar gas natural y Petróleo Diésel de bajo contenido de azufre. Se envían certificados de combustible utilizado y se acredita el uso de Petróleo Diésel.</p>																									
2	Unidad Peak Dual Petróleo Gas	<p>Anexo II 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.</p> <p>Para calificar como una unidad peak dual petróleo-gas, el titular debe demostrar que la unidad:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 	<p>En el Informe Técnico se presentan los antecedentes que justifican la calificación de Unidades peak para la Central Gas Atacama.</p> <p>En la Tabla 1, se presentan los factores de capacidad de las unidades de Gas Atacama de acuerdo al numeral 22 del Anexo I del Protocolo de Validación de los CEMS, para la operación con Petróleo Diésel, desde el año 2013 al 2015.</p> <p style="text-align: center;">Tabla 1, factor de capacidad con Petróleo Diésel.</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th>Año</th> <th>TG1A</th> <th>TG1B</th> <th>TG2A</th> <th>TG2B</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2013⁽¹⁾</td> <td>12,9%</td> <td>17,9%</td> <td>5,8%</td> <td>10,5%</td> </tr> <tr> <td>2014⁽²⁾</td> <td>7,5%</td> <td>5,6%</td> <td>9,9%</td> <td>9,9%</td> </tr> <tr> <td>2015⁽²⁾</td> <td>9,4%</td> <td>6,1%</td> <td>12,2%</td> <td>9,4%</td> </tr> <tr> <td>Promedio</td> <td>9,9%</td> <td>9,9%</td> <td>9,3%</td> <td>9,9%</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;">(1) Factor de capacidad acumulado al 31 de Octubre de 2013. (2) Factor de capacidad proyectado máximo por emergencia.</p> <p>El informe técnico señala que la generación solo con Petróleo Diésel como combustible y además solo con operación en casos de emergencia o por estrechos del SING, corresponde a una condición nueva de operación para Gas Atacama y por lo tanto, los</p>	Año	TG1A	TG1B	TG2A	TG2B	2013 ⁽¹⁾	12,9%	17,9%	5,8%	10,5%	2014 ⁽²⁾	7,5%	5,6%	9,9%	9,9%	2015 ⁽²⁾	9,4%	6,1%	12,2%	9,4%	Promedio	9,9%	9,9%	9,3%	9,9%
Año	TG1A	TG1B	TG2A	TG2B																								
2013 ⁽¹⁾	12,9%	17,9%	5,8%	10,5%																								
2014 ⁽²⁾	7,5%	5,6%	9,9%	9,9%																								
2015 ⁽²⁾	9,4%	6,1%	12,2%	9,4%																								
Promedio	9,9%	9,9%	9,3%	9,9%																								

		<p>datos históricos de operación utilizando Gas Natural no son extrapolables a futuro, haciendo que la operación esperada de Gas Atacama no sea predecible ni cuantificable a ciencia cierta, y de esta forma no se pueden planificar actividades de Certificación de Sistemas CEMS de las unidades, aun cuando estos ya se encuentran operativos.</p> <p>Al respecto esta Superintendencia solicitó justificar dicha situación y los factores de capacidad proyectados para el año 2014 y 2015, para lo cual Gas Atacama envía antecedentes solicitados y en él adjunta el documento "Factores de Capacidad Proyectados 2014 y 2015".</p> <p>En dicho documento se presenta la proyección de generación y factor de capacidad de la central Atacama para los años 2014 y 2015 y se concluye que la central Atacama está operando como unidad de peak a partir del 2012, situación que se proyecta se mantenga en los años 2014 y 2015.</p> <p>Tabla 2, factor de capacidad con Petróleo Diésel año 2012</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>Año</th><th>TG1A</th><th>TG1B</th><th>TG2A</th><th>TG2B</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2012</td><td>2%</td><td>5%</td><td>5%</td><td>2%</td></tr> </tbody> </table> <p>Gas Atacama en el informe técnico justifica dicha situación debido a la entrada de nuevas unidades de carbón al SING (Sistema Interconectado del Norte Grande) a fines del 2011 (centrales Hornitos, Andino y Angamos), lo que llevó a un cambio en la operación de la central Atacama a partir del 2012, la que pasó de ser una unidad de base a una unidad de punta del SING.</p> <p>Finalmente, de los antecedentes entregados por Gas Atacama, se demuestra que las Unidades de la Central Gas Atacama califican para ser Unidad peak Petróleo Gas, debido a que :</p> <ul style="list-style-type: none"> - La proyección promedio del factor de capacidad (FC) será por debajo del 10%, por lo tanto la Central Gas Atacama debiese cumplir con esta condición para los años 2013, 2014 y 2015. - Se observa que el FC por cada año no superará el 20%, por lo tanto la Central Gas Atacama cumpliría con esta condición para los años 2014 y 2015. - Gas Atacama está diseñada para operar mediante Gas Natural o Petróleo Diésel. 	Año	TG1A	TG1B	TG2A	TG2B	2012	2%	5%	5%	2%
Año	TG1A	TG1B	TG2A	TG2B								
2012	2%	5%	5%	2%								

3	Low Mass Emissions	<p>Anexo II 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.</p> <p>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 NO_x están por debajo de los siguientes valores:</p> <p>≤25 toneladas de SO₂ por año <100 toneladas de NO_x por año</p>	<p>No se presentan los cálculos para establecer Unidad de Baja Emisión en Masa de Combustible en la Central Gas Atacama.</p>
---	---------------------------	--	--

6.2. Monitoreo Alternativo Propuesto

6.2.1. Chimeneas Principales (1A, 1B, 2A y 2B)

Para la determinación de las tasas de emisión en las chimeneas principales, 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.

Nº	Metodología propuesta	Exigencia	Aplicabilidad
1	Apéndice D	<p>Anexo II punto 6.5 Calculo de la Tasa de Emisión en Masa de SO₂</p> <p>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.</p>	<p>Las emisiones máscicas de SO₂ se calcularán usando la siguiente ecuación (ecuación I punto 6.5 del Anexo II del protocolo):</p> $SO2_{rate-oil} = 2,0 \times OIL_{rate} \times \frac{\%S_{oil}}{100,0}$ <p>Dónde:</p> <p>SO₂rate = Tasa de emisión máscica de SO₂ por hora de la combustión de petróleo (kg/h) 2,0 = Ratio de kg SO₂/kg azufre OIL_{rate} = Tasa de masa de Diésel consumida por hora %Soil = Porcentaje en peso de azufre en el petróleo</p>

		<p>Anexo II punto 6.6 Calculo de la Tasa de Consumo de la Unidad</p> <p>El titular de la fuente deberá calcular la tasa por hora de consumo energético de acuerdo a lo establecido en el apéndice D.</p>	<p>El consumo energético (MW-h/h) para cada condición de carga será calculado a partir de la siguiente ecuación (ecuación I punto 6.6 Anexo II del protocolo):</p> $\text{HeatInput}_{\text{rate-oil}} = \text{OIL}_{\text{rate}} \times \frac{\text{GCV}_{\text{oil}}}{10^6}$ <p>Dónde:</p> <table> <tr> <td>HI_{rate}</td> <td>=</td> <td>Tasa de consumo energético por hora de la combustión de diésel (MW-h/h)</td> </tr> <tr> <td>OIL_{rate}</td> <td>=</td> <td>Tasa de masa de petróleo consumida por hora (kg/h)</td> </tr> <tr> <td>GCV_{oil}</td> <td>=</td> <td>Poder calorífico superior del Diésel (MW-h/kg)</td> </tr> </table> <p>La masa de combustible consumido por hora se calculará usando la siguiente ecuación:</p> $\text{OIL rate} = V_{\text{Oil-rate}} * D_{\text{Oil}}$ <p>Dónde:</p> <table> <tr> <td>$V_{\text{Oil-rate}}$</td> <td>=</td> <td>Consumo volumétrico de petróleo Diésel (litros/h)</td> </tr> <tr> <td>D_{Oil}</td> <td>=</td> <td>Densidad del petróleo obtenido en el muestreo de combustible (kg/litro)</td> </tr> </table>	HI_{rate}	=	Tasa de consumo energético por hora de la combustión de diésel (MW-h/h)	OIL_{rate}	=	Tasa de masa de petróleo consumida por hora (kg/h)	GCV_{oil}	=	Poder calorífico superior del Diésel (MW-h/kg)	$V_{\text{Oil-rate}}$	=	Consumo volumétrico de petróleo Diésel (litros/h)	D_{Oil}	=	Densidad del petróleo obtenido en el muestreo de combustible (kg/litro)
HI_{rate}	=	Tasa de consumo energético por hora de la combustión de diésel (MW-h/h)																
OIL_{rate}	=	Tasa de masa de petróleo consumida por hora (kg/h)																
GCV_{oil}	=	Poder calorífico superior del Diésel (MW-h/kg)																
$V_{\text{Oil-rate}}$	=	Consumo volumétrico de petróleo Diésel (litros/h)																
D_{Oil}	=	Densidad del petróleo obtenido en el muestreo de combustible (kg/litro)																

2	Apéndice E	<p>Anexo II punto 7. Requisitos generales del Apéndice E para Emisiones de NO_x</p> <p>La metodología de monitoreo alternativo del apéndice E, requiere de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. <p>Se deberá realizar una curva de correlación de la tasa de emisión de NO_x contra la tasa de consumo energético para estimar las tasas por hora de la emisión de NO_x. Una prueba de emisión se debe conducir a 4 cargas diferentes para cada tipo de combustible quemado en la Unidad.</p>	<p>Gas Atacama utilizará los procedimientos especificados en la Sección 7 del Anexo II del Protocolo CEMS para determinar las emisiones máscicas de óxidos de nitrógeno (NO_x).</p> <p>Se realizará un ensayo inicial de correlación de NO_x en cada chimenea principal, para determinar una relación entre la tasa de emisión de NO_x y el consumo energético de la unidad.</p> <p>El ensayo de desempeño inicial incluye: la medición de las tasas de emisión de NO_x en los niveles de la tasa de gasto energético correspondiente a los diferentes niveles de carga; la medición del consumo energético, y el trazado de la correlación entre la tasa de consumo energético y la tasa de emisión de NO_x, con el fin de determinar la tasa de emisión de la unidad. Los ensayos se llevarán a cabo de acuerdo con los Métodos CH-7E y CH-3A.</p> <p>Además de la velocidad de flujo de combustible y carga operativa bruta registrada en el Apéndice D, Gas Atacama indica que monitoreará continuamente cinco (5) parámetros de funcionamiento de la turbina, los que son indicativos de la formación de NO_x:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Relación de inyección de agua/inyección de combustible • Temperatura del aire de salida del compresor • Temperatura de gases de escape del combustor • Presión de aire de salida del compresor, y • Posición de la válvula de admisión de álabes (IGV del Inglés Inlet guide vane) <p>Finalmente, después de desarrollar la curva de emisión de NO_x, cuando la turbina esté en funcionamiento, se determinará el poder calorífico para cada hora y utilizando la tasa de consumo energético para cada hora, se determinará la emisión de NO_x mediante la curva desarrollada.</p>
3	Apéndice G	<p>Anexo II punto 10. Requisitos Generales del Apéndice G</p> <p>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.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Las emisiones de CO₂ diarias se calculan de los expedientes de la 	<p>Gas Atacama utilizará los procedimientos especificados en la Sección 10 del Anexo II para determinar las emisiones de dióxido de carbono (CO₂). Se indica que la ecuación G-4 en la Parte 75 del vol. 40 del CFR será utilizada por cada DAHS para determinar las emisiones de masa de CO₂, expresadas en toneladas por día, para cada una de las cuatro Turbinas a Gas, descargando por sus chimeneas principales. La ecuación G-4, se presenta a continuación.</p> $W_{CO_2} = \left(\frac{F_c \times H \times U_f \times MW_{CO_2}}{2000} \right)$ <p>Dónde:</p> $W_{CO_2} = CO_2 \text{ de la combustión (ton/h)}$

		<p>compañía del uso del combustible y de los resultados del muestreo y análisis periódicos del combustible.</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. 	$F_c = 1,420 \text{ scf}/\text{mmBtu}$ (combustible Diésel) $H = \text{Consumo energético por hora} (\text{mmBtu}/\text{h})$ $U_f = 1/385 \text{ scf CO}_2/\text{lb-mol}$ a 14.7 psia y 68 °F $MW_{CO_2} = \text{Peso molecular del CO}_2 (44.0 \text{ lb/lb-mol})$
4	AP-42 US EPA	<p>Anexo II punto 11. Monitoreo de Material Particulado (MP)</p> <p>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.</p> <p>El titular de la fuente deberá en estos casos, estimar de manera alternativa las emisiones de material particulado mediante uno de los siguientes métodos:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 	<p>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.</p>

		el titular de la fuente pueda proponer a la Superintendencia para su evaluación.	
--	--	--	--

- Otras consideraciones

Para la determinación del **flujo volumétrico de los gases de chimenea**, Gas Atacama propone la utilización de la metodología de la sección 3.3.5. 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.

6.2.2. Chimeneas Bypass (Damper 1A y Damper 1B)

Para las dos chimeneas bypass (Damper 1A y Damper 1B) que sirven a las Unidades 1A y 2A, se propone las disposiciones relativas a chimeneas bypass que se detallan en el Anexo II del Protocolo. Lo dispuesto en el Anexo II permite el uso de tasas de emisión con máximas concentraciones potenciales de dióxido de azufre (SO_2) y de óxidos de nitrógeno (NOx), respecto a la estimación de Material Particulado, se realizará en base al factor de emisión que aparece en el documento AP 42 Fifth edition, Volume I Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources.

Metodología propuesta	Exigencia	Aplicabilidad
Concentración Máxima Potencial	<p>12.1. Requerimientos generales para SO_2</p> <p>Unidades con chimenea Bypass: siempre que una porción de gas de combustión proveniente de una unidad pueda ser redirigida a través de una chimenea bypass, el titular de la fuente deberá optar por uno de los siguientes criterios:</p> <p>(3) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de SO_2 y un sistema de monitoreo de flujo solo en la chimenea principal. Si se elige esta opción, se</p>	<p>Se propone utilizar la concentración potencial máxima (MPC, del inglés maximum potential concentration) de SO_2 calculada de conformidad con la Sección 12.1 del Anexo II (Apéndice A § 2.1.1.1 (a) de la Parte 75 del vol. 40 del CFR)</p> <p>A continuación se presenta la ecuación a utilizar:</p> $MPC = (11,32 \times 10^6) \left(\frac{\%S}{GCV} \right) \left(\frac{20,9 - \%O_{2w}}{20,9} \right)$ <p>Dónde:</p> <p>MPC = Máxima concentración potencial (ppm, base húmeda). (Para convertir a base seca, dividir la MPC por 0,9)</p> <p>%S = Contenido máximo de azufre del combustible a quemar, base húmeda, porcentaje en peso.</p> <p>GCV = Poder calorífico superior del combustible a quemar (Btu/lb)</p> <p>%O_{2w}= Concentración de oxígeno mínima, base húmeda porcentual, en condiciones normales de operación,</p>

	<p>deberá informar los siguientes valores para cada hora durante el cual las emisiones pasan a través de la chimenea de bypass: Concentración máxima potencial de SO₂ de acuerdo al punto 2.1.1.1 del Apéndice A de la parte 75.</p>	<p>13% para la Unidades 1A y 2A</p> $MPC_{dry\ mg/m^3N} = \frac{MPC}{0,9} \times 2,617$ <p>Los factores de conversión necesarios para el cálculo en unidades de mg/m³N secos:</p> <p>0,9 = Conversión a base seca según el Apéndice A §2.1.1.1(a) de la Parte 75 del CFR 40 2,617 = Conversión de ppm de SO₂ a mg/m³N según la Tabla 7 del protocolo CEMS de la SMA.</p> <p>Gas Atacama propone utilizar el valor MPC durante cada hora de funcionamiento de la chimenea bypass cuando la unidad use Petróleo Diésel.</p> <p>Utilizando petróleo Diésel, dicho valor corresponde a:</p> <p>SO₂: 3,17 (seco mg/m³N)</p>
Concentración Máxima Potencial	<p>12.2 requisitos Generales para NO_x</p> <p>Unidades con chimenea bypass. para una unidad que cuenta con una chimenea principal y una chimenea bypass, el titular de la fuente deberá optar por uno de los siguientes criterios.</p> <p>(1) Seguir los criterios de las unidades con múltiples chimeneas o ductos.</p> <p>(2) Instalar, validar, operar y mantener un CEMS de NO_x solo en la chimenea principal. Para cada hora de funcionamiento de la unidad en la que se utiliza la chimenea bypass y las emisiones no controladas, se deberá informar el máximo potencial de NO_x. El máximo potencial de tasa de emisión de NO_x puede ser específico para el tipo de combustible quemado en la unidad durante el bypass según la parte 75.33 (c) (8).</p>	<p>Se indica que debido a limitaciones estructurales, no es posible llevar a cabo pruebas en estas dos chimeneas bypass. Éstas carecen de plataformas o puertos para realizar las pruebas. Dado el diseño de la chimenea bypass, las temperaturas normales de funcionamiento y las presiones estáticas, el agregar puertos y plataformas para los tests sería muy difícil y crearía un ambiente inseguro para el personal de la empresa que desarrolle las mediciones. Además, no hay disponible datos de CEMS y estimaciones confiables de los fabricantes de chimeneas bypass.</p> <p>Al respecto Gas Atacama, propone usar los factores del AP-42 de emisión de NO_x para turbinas estacionarias, correspondientes a 0,88 y 0,24 libras por millón de Btu (lb/MMBtu) de consumo energético para operaciones controladas y no controladas respectivamente.</p> <p>Los valores de MPC NO_x para cada combustible y condición de funcionamiento calcularon a partir de valores AP-42, en base seca, utilizando factores-F de combustible de la EPA en condiciones estándar de 25 ° C y 1,0 atmósfera y una concentración de oxígeno (O₂) de 15,0 por ciento.</p> <p>Utilizando petróleo Diésel, dichos valores corresponden a:</p> <p>NO_x no controlado: 426 (dry mg/m³N) NO_x controlado: 116 (dry mg/m³N)</p>

AP-42 US EPA	<p>12.3 Requisitos generales para MP y Opacímetros</p> <p>El titular de la fuente deberá instalar, validar, operar y mantener un sistema de monitoreo continuo de emisiones de MP u opacidad en cada chimenea de bypass, conducto de gas o chimenea, a menos que:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Algun instrumento de gestión ambiental exima a la unidad de la obligación de instalar un sistema de monitoreo continuo de opacidad en la pila bypass. (2) Un sistema de monitoreo continuo de opacidad está ya instalado y certificado en la entrada de los controles de emisiones. (3) El titular de la fuente utilice los métodos de referencia respectivo para medir las emisiones de MP a través de la chimenea bypass. 	<p>Se indica que debido a limitaciones estructurales, no es posible llevar a cabo pruebas en las dos chimeneas bypass. Éstas carecen de plataformas o puertos para realizar las pruebas. Dado el diseño de la chimenea bypass, las temperaturas normales de funcionamiento y las presiones estáticas, se indica que el agregar puertos y plataformas para los tests sería muy difícil y crearía un ambiente inseguro para el personal de la empresa que desarrolle las mediciones. Además, no hay disponible datos de CEMS y estimaciones confiables de los fabricantes de chimeneas bypass.</p> <p>Por lo tanto Gas Atacama propone estimar las emisiones de material particulado utilizando 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.</p>
---------------------	--	---

6.3. Descripción de Equipamiento a Utilizar

Gas Atacama está en proceso de instalación de un nuevo medidor de flujo de combustible coriolis en cada una de las cuatro (4) Turbinas a Gas. Los medidores de flujo de combustible se utilizarán para medir la cantidad de combustible Diésel usado por cada Turbina a Gas. La certificación inicial de cada medidor de flujo de combustible la llevará a cabo el fabricante.

Se considera el suministro de cuatro (4) skids de flujo de medición diésel, conformados por caudalímetros tipo Coriolis más instrumentos de presión e instrumentos de temperatura asociados a computadores de flujo para realizar la corrección de la medida de acuerdo a la sugerencias API, también contempla un sistema de medición patrón Master Meter para efectos de contrastación de los skid de flujo.

A continuación se presentan las especificaciones de los instrumentos que se utilizarán:

Equipamiento	Marca	Modelo
Caudalímetro tipo Coriolis	Micro Motion ELITE	CMF300M
Conversor remoto	Micro Motion MVD	2700
Transmisor de temperatura	Emerson	Rosemount 3144P
Sensor de temperatura	No indica	0065N32N0000D0125T10XA
Transmisor de presión	No indica	2088G2S22A1M7I5
Computador de flujo	No indica	Serie ROC809 MPU

7. CONCLUSIONES

El examen de información realizado al informe técnico para la solicitud de método alternativo de monitoreo de emisiones de Central Atacama, consideró la verificación de las exigencias asociadas al Anexo II del Protocolo el cual establece los requerimientos generales y específicos que deben seguir 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 Gas Atacama califica como Unidad Dual Petróleo-Gas
- La Central Gas Atacama califica como Unidad Peak Dual Petróleo-Gas

Al respecto, Gas Atacama 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.

Para las chimeneas principales se utilizarán las siguientes metodologías para cada parámetro:

Parámetros	Método propuesto
NO_x	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 SO ₂ y al cálculo de la tasa de consumo energético de las unidades.
CO₂	Se utilizará la metodología del Apéndice G, ecuación G-4, en la Parte 75 del vol. 40 del CFR.

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

Para las chimeneas Bypass se utilizarán las siguientes metodologías para cada parámetro.

Parámetros	Método propuesto
NO_x	Se utilizará factor de emisión AP 42 Fifth edition, Volume I Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources (0,88 y 0,24 lb/MMBtu)
SO₂	Se utilizará la concentración potencial máxima (MPC, maximum potential concentration) de SO ₂ según el Apéndice A § 2.1.1.1 (a) de la Parte 75 del vol. 40 del CFR.
MP10	Se utilizará factor de emisión AP 42 Fifth edition, Volume I Chapter 3: Stationary Internal Combustion Sources (0,0043 libras/MMBtu)
Caudal de gases	Se utilizará la metodología de la sección 3.3.5. del Apéndice F de la Parte 75 (para MP y NO _x)
CO₂	Se deberá utilizar la metodología del Apéndice G, ecuación G-4, en la Parte 75 del vol. 40 del CFR, utilizada en las chimeneas principales.

Cabe señalar que la Metodología de Monitoreo Alternativo a la que se acoge el titular de la fuente y que se especifican en este informe serán 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.