



EDELMAG S.A.

**INFORME DE CALIFICACIÓN Y POSTULACIÓN A
MONITOREOS ALTERNATIVOS
UNIDAD TG HITACHI - CENTRAL TRES PUENTES**

Rev. 0

MARZO 2014

JHG INGENIERÍA LTDA.



ESTADO DE REVISIONES

TÍTULO			INFORME DE CALIFICACIÓN Y POSTULACIÓN A MONITOREOS ALTERNATIVOS UNIDAD TG HITACHI CENTRAL TRES PUENTES					
REVISIÓN			JHG INGENIERÍA			EDELMAG S.A.		
REV	DESCRIPCIÓN		Por	Revisó	Aprobó	Revisó	Revisó	Aprobó
0	EMITIDO PARA APROBACIÓN	NOMBRE	CTE	AAV	JAB	CUL	JPD	JPD
		FIRMA						
		FECHA	03/2014	03/2014	03/2014	03/2014	03/2014	03/2014
		NOMBRE						
		FIRMA						
		FECHA						
		NOMBRE						
		FIRMA						
		FECHA						
		NOMBRE						
		FIRMA						
		FECHA						



ÍNDICE

INFORME DE CALIFICACIÓN Y POSTULACIÓN A MONITOREOS ALTERNATIVOS UNIDAD TG HITACHI CENTRAL TRES PUENTES

CONTENIDOS

1. Introducción.....	7
2. Objetivos	8
3. Descripción de la unidad generadora	8
3.1 Condición futura de la unidad.....	12
4. Factor de capacidad.....	13
5. Análisis de calificación de la unidad para utilizar monitoreo alternativo	13
5.1 Unidad Dual Petróleo-Gas.....	14
5.2 Unidad Peak Dual Petróleo-Gas	15
5.3 Unidad de baja emisión en masa de combustible (LME) y dual petróleo-gas	15
5.4 Unidad que quema combustible con muy bajo contenido de azufre.....	16
5.5 Unidades que pueden usar el apéndice G	17
5.6 Resumen de resultados calificación a monitoreos alternativos	17
5.7 Análisis y conclusiones de resultados obtenidos en calificación a monitoreos alternativos	18
6. Justificación del uso de la metodología alternativa en vez del uso de un CEMS.....	19
7. Plan de monitoreo del sistema alternativo a utilizar.....	20
7.1 Resumen de la metodología a implementar.....	20
7.2 Descripción de la metodología de monitoreo alternativo a utilizar	21
7.2.1 Medición de NO _x	21
7.2.2 Determinación del consumo energético	22
7.2.3 Estimación de la tasa de emisión en masa de SO ₂	25
7.2.4 Estimación de la tasa de emisión en masa de CO ₂	27
7.2.5 Estimación de la tasa de emisión en masa de MP	29
7.2.6 Cálculo de flujo de gases de escape.....	30
7.2.7 Cálculo de la concentración de SO ₂ , CO ₂ y MP.....	33
8. Estructura de los reportes trimestrales a entregar.....	34
8.1 Obtención de parámetros adicionales a los calculados, de acuerdo al Artículo 12° del D.S. N°13/11.....	36
8.2 Anexos a entregar en los reportes trimestrales.....	39



9. Descripción técnica de los equipos a utilizar	40
9.1 Descripción del sistema de adquisición y procesamiento de datos a implementar	40
9.2 Descripción del sistema de medición de NO _x a implementar.....	40
10. Demostración que la alternativa propuesta es consistente con los objetivos del monitoreo alternativo	41
11. Conclusiones y recomendaciones	41

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Parque generador de la Central Tres Puentes - Sistema Mediano Punta Arenas al 31 de diciembre de 2013.	10
Tabla 2: Características principales unidad TG Hitachi.	10
Tabla 3: Datos de capacidad nominal, potencia máxima y generación eléctrica anual.	13
Tabla 4: Factores de capacidad anual y promedio para los años 2011, 2012 y 2013.	13
Tabla 5: Combustible quemado los últimos 3 años anteriores.	14
Tabla 6: Combustible que se pretende quemar a futuro.	14
Tabla 7: Datos y conversiones utilizadas.	16
Tabla 8: Emisiones anuales unidad TG Hitachi, Central Tres Puentes (t/año).	16
Tabla 9: Contenido de Azufre Petróleo Diesel (%P/P).	17
Tabla 10: Resumen calificación a monitoreos alternativos.	17
Tabla 11: Resumen metodología a aplicar para obtener cada contaminante emanado por la unidad.	18
Tabla 12: Resumen de parámetros a obtener y metodología a aplicar.	20
Tabla 13: PCB gas natural.	23
Tabla 14: PCB gas natural, condiciones normales.	24
Tabla 15: F-factor a utilizar para estimación de emisión de CO ₂	27
Tabla 16: F-factor a utilizar para estimación de emisión de CO ₂ en condiciones normales.	27
Tabla 17: Factor de emisión a aplicar en base a F-factor basado en el carbono específico del combustible.	28
Tabla 18: Factor de emisión a utilizar para estimación de emisión de MP.	29
Tabla 19: F-Factor para cada combustible.	31
Tabla 20: Fracción másica a utilizar como referencia para calcular % de humedad.	37
Tabla 21: Masas moleculares a utilizar para calcular % de humedad.	37
Tabla 22: Constantes a utilizar para estimar el porcentaje de humedad.	38
Tabla 23: Cronograma implementación sistema de monitoreo alternativo.	42

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación referencial Central Tres Puentes.	9
Figura 2: Placa Generador TG Hitachi.	10
Figura 3: Emplazamiento TG Hitachi en Central Tres Puentes.	11
Figura 4: TG Hitachi.	12
Figura 5: Ducto de escape de gases de combustión.	19
Figura 6: Esquema determinación de consumo energético.	22
Figura 7: Esquema determinación de emisión de SO ₂	26
Figura 8: Esquema determinación de emisiones de CO ₂ y MP.	29
Figura 9: Esquema de cálculo del flujo de gases de escape totales.	30
Figura 10: Esquema de cálculo de concentración de CO ₂ , SO ₂ y MP.	33



INFORME DE CALIFICACIÓN Y POSTULACIÓN A MONITOREOS ALTERNATIVOS UNIDAD TG HITACHI CENTRAL TRES PUENTES

1. Introducción

EDEL MAG es una persona jurídica de derecho privado dedicada al servicio público eléctrico en la XIIª Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, para lo cual genera, transporta y distribuye energía eléctrica, atendiendo las comunas de Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Hoy cuenta con más de 54.000 clientes, para lo cual dispone de centrales generadoras que configuran 4 sistemas eléctricos aislados, en las ciudades indicadas precedentemente, con unidades a gas y diesel que totalizan una potencia instalada de 102 MW.

El 18 de enero del año 2011, el Ministerio del Medio Ambiente promulgó el Decreto Supremo N°13, el cual “Establece Norma De Emisión Para Centrales Termoeléctricas”, en adelante “D.S. N°13/11”, con la finalidad de controlar las emisiones al aire de Material Particulado (MP), Óxidos de Nitrógeno (NO_x), Dióxido de Azufre (SO₂) y Mercurio (Hg), a fin de prevenir y cuidar la salud de las personas y el medio ambiente. Para cumplir con dicho decreto, se hace necesaria la instalación de un Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS) conforme a lo indicado en la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA. Este Sistema de Monitoreo Continuo de Emisiones se rige mediante un Protocolo denominado “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreos Continuos de Emisiones “CEMS” en Centrales Termoeléctricas”, en adelante “Protocolo”, que se aplica en todas las centrales termoeléctricas de Chile donde se debe implementar CEMS.

Por otra parte, considerando la diversidad de configuraciones de unidades y chimeneas existentes en la actualidad, se deben también adoptar ciertas consideraciones en la forma de monitorear las emisiones para los casos de unidades que tienen fuentes en común, que cuentan con múltiples chimeneas o que son del tipo bypass. En respuesta a lo anterior la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) publica en el año 2013 el Anexo II del Protocolo, denominado “Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes Comunes, Bypass y Múltiples Chimeneas”, en adelante “Anexo II del Protocolo”.

EDEL MAG solicita a JHG verificar si la unidad generadora TG Hitachi de la Central Tres Puentes califica para un sistema de monitoreo alternativo y en caso que así sea, postularla como tal a la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) junto a un plan de monitoreo de acuerdo a lo indicado en el Anexo II del Protocolo.

2. Objetivos

El objetivo de este informe es proponer un sistema de monitoreo alternativo de emisiones a la Superintendencia del Medio Ambiente, para aprobación y futura implementación en la unidad TG Hitachi de la Central Tres Puentes.

Los objetivos específicos son:

1. Demostrar que la unidad TG Hitachi de la Central Tres Puentes califica con los requisitos exigidos por el Anexo II del Protocolo, para implementar un sistema de monitoreo alternativo de emisiones en vez de implementar un CEMS.
2. Presentar el detalle del sistema de monitoreo a implementar.
3. Presentar los criterios a utilizar para dar cumplimiento a los reportes trimestrales, de acuerdo al D.S. N°13/11 del Ministerio del Medio Ambiente.

3. Descripción de la unidad generadora

A fin de dar cumplimiento a las disposiciones del D.S. N°13/11, del Ministerio de Medio Ambiente, que Establece Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas, a través de un método de monitoreo alternativo de emisiones, según lo dispuesto en la Resolución N°438, de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que aprueba el Anexo II del Protocolo; se presenta para su consideración los antecedentes de la turbina a gas marca Hitachi de 24 MW, única unidad del parque generador de la Empresa Eléctrica de Magallanes S.A. (EDEL MAG) que posee una potencia térmica superior a 50 MWt. Lo anterior con el objetivo de acoger a esta unidad a un método alternativo de emisiones.

Punta Arenas es la capital de la XIIª Región de Magallanes y de la Antártica Chilena, cuenta con 131.067 habitantes. Su economía se sustenta principalmente en la actividad portuaria, la minería e industria de los hidrocarburos y servicios asociados y comercio, seguido de la ganadería, la pesca y la actividad forestal.

La ciudad es abastecida por la energía eléctrica generada en la Central Tres Puentes, ubicada aproximadamente a 6,8 kilómetros al norte de la ciudad, emplazada en el Barrio Industrial de Punta Arenas, en el sector de Bahía Catalina, a una elevación 50 m.s.n.m.

En la Figura 1 se muestra una imagen aérea de la ubicación de la Central Tres Puentes respecto de la ciudad de Punta Arenas.

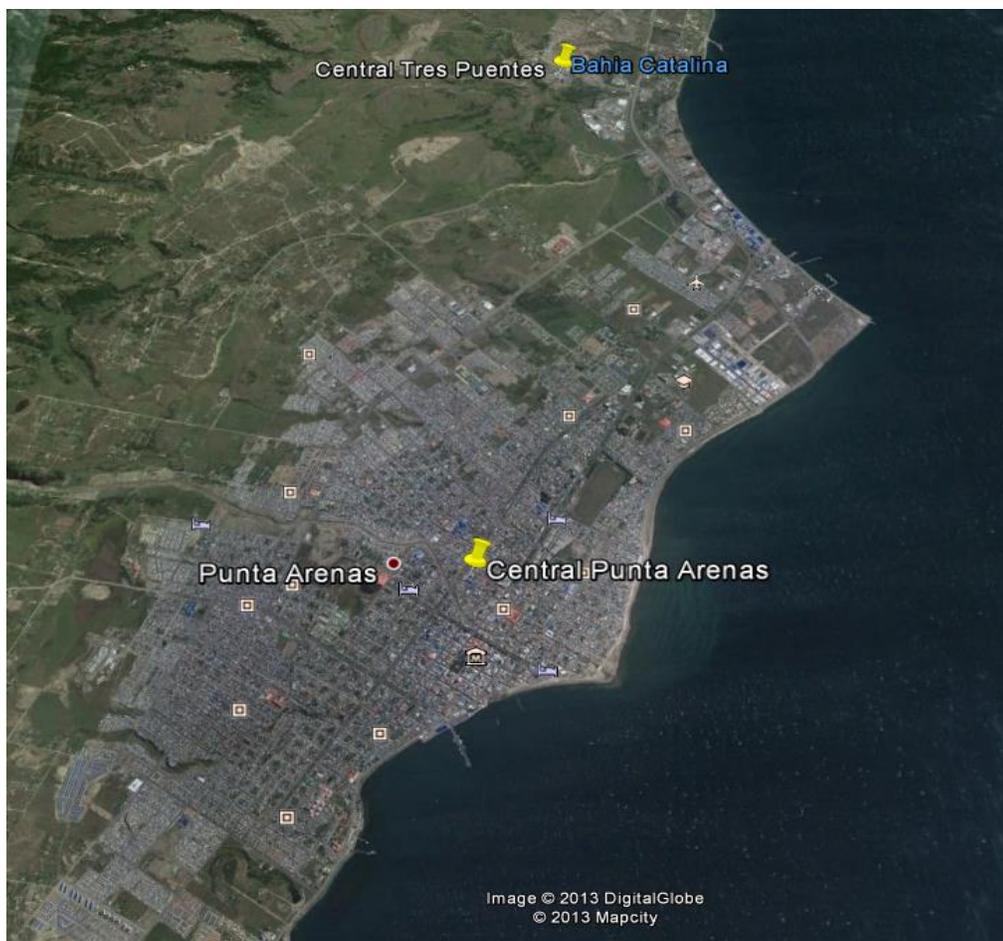


Figura 1: Ubicación referencial Central Tres Puentes¹.

La ubicación de la unidad generadora en coordenadas UTM es la siguiente:

- 19 F; 372983.00 mE; 4114755.00 mS.

Esta central termoeléctrica cuenta con diversas unidades, constituidas por turbogeneradores y motogeneradores que operan principalmente en base a gas natural. Las unidades diesel se utilizan sólo como respaldo. En la Tabla 1 se muestran todas las unidades generadoras de la Central.

¹ Fuente: Google Earth, 2013.

Tabla 1: Parque generador de la Central Tres Puentes - Sistema Mediano Punta Arenas al 31 de diciembre de 2013.

Tipo de Unidad	Marca	Cant.	Potencia kW	Año fab.
Turbina a Gas	Hitachi	1	24.000	1975
	Solar Titan	1	13.700	2002
	Solar Mars	1	10.000	1995
	GE-10	1	10.500	2004
	Solar Titan	1	15.000	2007
Motor a Gas	Caterpillar	1	2.720	1997
Motor Diesel	Caterpillar	2	2.920	1993

Dentro de las unidades que constituyen el parque, se encuentra el Turbogenerador Hitachi, en adelante también denominado “TG Hitachi”. Esta unidad, que opera exclusivamente en base a gas natural, constituye una unidad de respaldo que opera ante indisponibilidad por falla o mantenencias programadas de las unidades principales del parque (turbinas a gas Titan, Mars y GE10).

Sus principales características son:

Tabla 2: Características principales unidad TG Hitachi.

Marca	Hitachi – G.E.
Tipo	Turbina a Gas
Combustible	Gas Natural
Modelo	PG 5341 N
Potencia	24 MW
Potencia Térmica	92,8 MWt
Año de fabricación	1975
Año de puesta en servicio	1985

En la Figura 2 se observa la placa de la unidad.



Figura 2: Placa Generador TG Hitachi.

El TG Hitachi cuenta con un sistema de medición de gas combustible compuesto por una placa orificio Marca DANIEL de 6" con un orificio calibrado de 0,125" y de un corrector de volumen marca SOLAR FLOW, modelo 2480. En el Anexo 1.1 se detallan las características de la placa orificio DANIEL.

Esta configuración de medida de gas combustible tiene un error menor al 2% y cumple con las especificaciones AGA Report N°3 mencionada en el numeral 6.2.2 de Anexo II del Protocolo, "Verificación de la Precisión del Medidor de Flujo por Comparación".

La Figura 3 muestra el emplazamiento de la unidad TG Hitachi dentro de la Central Tres Puentes, y en la Figura 4 se observa una foto de la unidad.



Figura 3: Emplazamiento TG Hitachi en Central Tres Puentes².

² Fuente: Google Earth, 2013.



Figura 4: TG Hitachi.

3.1 Condición futura de la unidad

Desde el año 2011 a la fecha, la Región de Magallanes se ha visto afectada por un escenario de incertidumbre respecto de las reservas de gas natural existentes.

Si bien este hecho no se ha transformado en condiciones de desabastecimiento ni racionamiento, tanto para la comunidad en general, Edelmag, ni para el sector industrial, EDELMA ha decidido dualizar el TG Hitachi, de modo que este pueda operar utilizando gas natural o petróleo diesel. Dicha capacidad estará operativa a partir de marzo de 2014.

Sin perjuicio de lo anterior, cabe precisar que el escenario operacional normal del TG Hitachi, en el corto y mediano plazo, sólo considera combustión de gas natural, restringiendo la operación con petróleo diesel, a dos condiciones previas de contingencia que deben producirse simultáneamente:

1. Salida de unidades base, debido a falla o mantención programada, y
2. Restricción de gas natural.

Esta situación de doble contingencia no se ha producido ni se prevé.

En el Anexo 1.2 se muestran las características del gas natural utilizado en la unidad, mientras que en el Anexo 2.1 se muestra un extracto de la normativa nacional con los límites que debe cumplir el diesel a utilizar en la unidad.

4. Factor de capacidad

Los factores de capacidad de la unidad TG Hitachi fueron estimados considerando la definición establecida en el “Anexo I: Definiciones Aplicables” del “Protocolo para Validación de Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones “CEMS” en centrales termoeléctricas”. En este caso se aplicó la relación entre la producción eléctrica anual real de la unidad en datos horarios (expresada en MWh) y la capacidad nominal de la unidad (o carga máxima observada en el horario punta expresada en MW) dentro de 1 año.

En la Tabla 3 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 anteriores, basado en los datos aportados por las áreas operacionales de EDELMA:

Tabla 3: Datos de capacidad nominal, potencia máxima y generación eléctrica anual.

Central	Unidad	Potencia Nominal (MW)	Potencia Máxima (MW)	Generación 2011 (MWh)	Generación 2012 (MWh)	Generación 2013 (MWh)
Tres Puentes	TG Hitachi	24	22,8	60.515	81.739	32.323

En el Anexo 1.3 se muestra el detalle de la generación eléctrica anual para los años 2011, 2012 y 2013.

A partir de los datos anteriores y considerando 8.760 (horas/año), se obtuvieron los factores de capacidad para cada uno de los últimos tres años anteriores y el factor de capacidad promedio, como se muestra a continuación:

Tabla 4: Factores de capacidad anual y promedio para los años 2011, 2012 y 2013.

Central	Unidad	Año	Factor Capacidad	Factor Capacidad promedio
Tres Puentes	TG Hitachi	2011	28,78%	27,68%
		2012	38,88%	
		2013	15,37%	

En el Anexo 3.1 se muestra la memoria de cálculo para obtener dichos Factores de Capacidad.

5. Análisis de calificación de la unidad para utilizar monitoreo alternativo

A continuación se analizarán cada una de las opciones de monitoreo alternativo donde podría calificar la unidad generadora mencionada, demostrando a través de datos y cálculos si la unidad califica.

Según el Anexo II del Protocolo, y la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA, existen las siguientes opciones de calificación para monitoreos alternativos:

- Unidad Dual Petróleo-Gas.
- Unidad Peak Dual Petróleo-Gas.
- Unidad de Baja Emisión en Masa de Combustible (LME) y Dual Petróleo-Gas.
- Unidad que Quema Combustible con muy Bajo Contenido de Azufre.
- Unidades que Pueden usar el Apéndice G³.

5.1 Unidad Dual Petróleo-Gas

Para que una unidad pueda calificar en esta categoría, debe demostrar que quema un combustible líquido o algún combustible gaseoso. Cabe mencionar que el numeral 58 del Anexo I del Protocolo para Validación de CEMS, no es preciso en esta definición, razón por la cual la interpretación antes redactada está fundamentada en lo indicado en el apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA, Numeral 1.1.

Complementando lo anterior, y tomando en cuenta el Apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 el CFR de la US-EPA, en la definición del párrafo anterior entendemos que se pretende expresar que las centrales a considerar no sean carboneras. En ese sentido, se propone para calificar como unidades duales, aquellas generadoras que utilizan un combustible diferente al carbón.

Considerando esto, la unidad generadora en cuestión cumple con este requisito, ya que existen registros de que en los últimos tres años anteriores sólo ha quemado Gas Natural. Además, como se explicó en el numeral 3.1 la unidad pretende, también estar habilitada para combustionar Petróleo Diesel a partir de marzo de este año.

En la Tabla 5 se resume el tipo de combustible que se ha utilizado en los últimos tres años anteriores, mientras que en la Tabla 6 se muestra el tipo de combustible que se pretende utilizar en, por lo menos, los próximos tres años.

Tabla 5: Combustible quemado los últimos 3 años anteriores.

Central	Unidad	Combustible años 2011, 2012 y 2013
Tres Puentes	TG Hitachi	Gas Natural

Tabla 6: Combustible que se pretende quemar a futuro.

Central	Unidad	Combustible a utilizar a futuro
Tres Puentes	TG Hitachi	Gas Natural
		Petróleo Diesel Grado B1

En el Anexo 1.2 se muestran cromatografías realizadas al gas natural utilizado en la unidad, y en el Anexo 2.1 se muestran los límites que debe cumplir el diesel grado B1 a utilizar.

³ El Apéndice G aplica para el monitoreo alternativo de las emisiones de masa de CO₂. Para ello deberá seguir y dar cumplimiento al apéndice G de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA.

5.2 Unidad Peak Dual Petróleo-Gas

Según lo definido en el numeral 59 del Anexo I del Protocolo para Validación CEMS, la unidad que califique como “unidad peak” deberá cumplir con los siguientes requisitos:

- Tener un factor de capacidad promedio de no más del 10% durante los últimos tres años anteriores y;
- Tener un factor de capacidad de no más de 20% en cada uno de estos tres años.
- Solo quemar combustible líquido o algún combustible gaseoso.

Según la Tabla 4 “Factores de capacidad anual y promedio para los años 2011, 2012 y 2013.”, se demuestra que el factor de capacidad promedio para la unidad TG Hitachi sobrepasa el 10% durante los últimos tres años anteriores y en los años 2011 y 2012 el factor de capacidad sobrepasa el 20%. Considerando lo anterior, de los tres puntos que se deben cumplir para que la unidad califique como Peak, solamente cumple uno de ellos, el cual corresponde a que la unidad TG Hitachi quema combustible líquido y gaseoso. Por lo tanto, esta unidad no califica como Unidad Peak Dual Petróleo-Gas.

5.3 Unidad de baja emisión en masa de combustible (LME) y dual petróleo-gas

Para que la unidad califique dentro del estatus de LME, la unidad debe ser “unidad dual petróleo-gas” y se debe demostrar que las emisiones anuales de SO₂ de la unidad y las emisiones anuales de masa de NO_x, deben estar por debajo de los siguientes valores:

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

Para hacer los cálculos requeridos, dada 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 (ver Anexo 2.2), correspondiente a Factores de Emisión⁴ que se presentan en las Tablas LM-1 (para emisiones de SO₂) y LM-2 (para emisiones de NO_x), además del valor para el Poder Calorífico Bruto (PCB) del gas natural (Tabla LM-5).

⁴ Un factor de emisión (F.E.) corresponde a la cantidad de contaminantes de la atmósfera que son vertidos por un foco contaminador, en este caso, por unidad de energía consumida.

Tabla 7: Datos y conversiones utilizadas.

Datos y conversiones utilizadas		
F.E. SO ₂	0,0006	lb/mmBTU
F.E. NO _x	0,7	lb/mmBTU
Densidad GN	0,73 ⁵	Kg/Nm ³
PCB	1.050	BTU/scf
PCB	0,0371	mmBTU/m ³

A partir de lo anterior se determinaron las siguientes emisiones anuales de SO₂ y NO_x para la unidad TG Hitachi de la Central Tres Puentes. La memoria de cálculo para la obtención de dicha tabla se adjunta en el Anexo 3.1 de este informe.

Tabla 8: Emisiones anuales unidad TG Hitachi, Central Tres Puentes (t/año).

Unidad	Año	Consumo Combustible (m ³ /año)	Energía (mmBTU/año)	Emisiones SO ₂ (t/año)	Emisiones NO _x (t/año)
TG Hitachi	2011	23.544.579	872.927	0,24	277,17
	2012	30.479.230	1.130.033	0,31	358,80
	2013	12.373.612	458.758	0,12	145,66

Por lo tanto, además de no calificar como Unidad Peak Dual Petróleo-Gas, al ver la Tabla 8 se observa que la emisión anual de NO_x sobrepasa los límites impuestos por dicha metodología, no pudiendo calificar como LME.

5.4 Unidad que quema combustible con muy bajo contenido de azufre

Para calificar como una unidad que quema combustible de muy bajo contenido de azufre, se debe demostrar que la unidad quema combustible con alguna de las siguientes condiciones:

- El contenido de azufre no supera el 0,05% en peso de azufre.
- Combustiona gas natural.
- Combustiona gas con un contenido de azufre que no supera los 0,2 (gr/m³) estandarizados.

Dado que la unidad combustiona básicamente gas natural, se determina que por esta sola razón puede calificar para este monitoreo alternativo.

Sin embargo dado que existe la hipotética posibilidad que a futuro utilice petróleo diesel, se demuestra en la Tabla 9 que el porcentaje de azufre en este combustible es menor a 0,05%. Dicho valor se respalda en el Anexo 2.1, donde se muestra el límite máximo permitido para el diesel a utilizar

⁵ Valor de densidad en condiciones normales, a 1 atmósfera de presión y 25 °C de temperatura.

Tabla 9: Contenido de Azufre Petróleo Diesel (%P/P).

Central	Unidad	Límite Máximo Contenido Azufre Petróleo (%P/P) ⁶
Tres Puentes	TG Hitachi	0,0015

Por esto, independiente del combustible que quema esta unidad, califica para este monitoreo alternativo al quemar un combustible de bajo contenido de azufre.

5.5 Unidades que pueden usar el apéndice G

Las unidades que califican para el apéndice G son las unidades a base de carbón, unidades dual petróleo-gas y unidades peak.

Dado que la unidad califica como unidad dual petróleo-gas (ver numeral 5.1 de este informe), se constata que esta unidad también calificaría para aplicar el apéndice G.

5.6 Resumen de resultados calificación a monitoreos alternativos

Se muestra a continuación el resumen de resultados de calificación a monitoreos alternativos de la unidad TG Hitachi de la Central Tres Puentes, identificando además el método y el tipo de emisión que se puede determinar.

Tabla 10: Resumen calificación a monitoreos alternativos.

Calificación	Emisiones determinadas	Método	Unidad TG Hitachi
Unidad Dual Petróleo - Gas	SO ₂ , consumo energético	Apéndice D	Califica
Unidad Peak Dual Petróleo - Gas	SO ₂ , NO _x , Consumo energético	Apéndice D Apéndice E	No Califica
Unidad de baja emisión en masa de combustible (LME) y Dual Petróleo - Gas	SO ₂ , NO _x , CO ₂ , Consumo energético	Método LME	No Califica
Unidad que quema combustible con bajo contenido de azufre	SO ₂	Apéndice F	Califica
Unidades que pueden usar el apéndice G	CO ₂	Apéndice G	Califica
Unidades que pueden estimar material particulado	MP	Documento AP-42, Método CH-5 o 17 EPA	Califica

De los resultados mostrados en la Tabla 10 se concluye que la unidad califica para utilizar el Anexo II del Protocolo para estimar la concentración de SO₂, CO₂ y MP, y el consumo energético.

⁶ %P/P Porcentaje en peso.

Con respecto a la concentración de NO_x , dado que la unidad no califica ni como peak ni menos como LME, no es posible utilizar ningún tipo de monitoreo alternativo para estimar esta concentración.

En el numeral 5.7 se detalla la propuesta a presentar en este informe. Dicha propuesta estimará los valores de las concentraciones de SO_2 , CO_2 y MP mediante monitoreos alternativos, y se medirán directamente del ducto de escape de la unidad las concentraciones de NO_x emitidos.

5.7 Análisis y conclusiones de resultados obtenidos en calificación a monitoreos alternativos

Del desarrollo de los puntos 5.1 al 5.6 se logra observar que producto de las altas horas de operación de la unidad TG Hitachi durante los últimos tres años anteriores, no cumple con ninguno de los sistemas de monitoreo alternativo propuestos por el Anexo II del Protocolo con los cuales se pueda estimar la concentración de NO_x .

Frente a este escenario, el sistema de monitoreo alternativo propuesto consiste en instalar un equipo similar a un CEMS, pero con la particularidad de que este equipo solamente se utilizará para medir concentración de NO_x por cada hora de operación de la unidad, tal como lo exige el D.S. N°13/11.

El equipo a instalar deberá (a pesar de que solamente medirá una variable) ser validado por un laboratorio certificado como lo exige el Protocolo. Este equipo deberá registrarse mediante el Método CH-7E, el cual realizará las mediciones de concentración de NO_x mediante el principio de quimioluminiscencia, además de cumplir con todos los requerimientos de este método, incluyendo los puntos donde hace alusión al Método CH-6C o al Método CH-7.

El resto de los parámetros serán estimados mediante los monitoreos alternativos que se presentan en el Anexo II del Protocolo. Para la estimación del SO_2 , se aplicará el apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA, debido a que la unidad califica como dual petróleo-gas. Como la unidad califica para el uso del apéndice G, éste será el utilizado para la estimación de la concentración de CO_2 , y el MP se obtendrá mediante la AP-42 de la EPA.

En la Tabla 11 se resumen las metodologías a aplicar para obtener cada uno de los contaminantes requeridos.

Tabla 11: Resumen metodología a aplicar para obtener cada contaminante emanado por la unidad.

Contaminante	Método utilizado para su obtención
SO_2	Apéndice D
NO_x	Medición continua
CO_2	Apéndice G
MP	AP-42

Dicha metodología se muestra en detalle en el capítulo 7 de este informe.

6. Justificación del uso de la metodología alternativa en vez del uso de un CEMS

Los motivos por los cuales se postula el sistema de monitoreo alternativo presentado en este informe, en vez de utilizar un sistema de monitoreo continuo por medio de un CEMS, se basa en que la unidad presenta dificultades técnicas y económicas para la instalación y validación de un CEMS.

Desde el punto de vista técnico, la unidad no cuenta con una chimenea de descarga de gases de combustión. Como se logra observar en la Figura 5, el ducto de escape con el que cuenta no posibilita la instalación de instrumentos propios de un CEMS, ya que no posee tramos rectos para localizar puntos de muestreo de acuerdo al Método CH-1 "Localización de Puntos de Muestreo y de Medición de Velocidad Para Fuentes Fijas". En el Anexo 1.4 se muestra un plano general de dicho ducto.



Figura 5: Ducto de escape de gases de combustión.

Desde el punto de vista económico, dado que la unidad se utiliza solamente como respaldo, no es conveniente la inversión de instalar dicho equipo, el cual, además de involucrar el estudio e instalación de una chimenea que sí cumpla con el Método CH-1, antes citado, requiere de la construcción de obras civiles e instalación de una estructura que brinde el debido soporte al montaje del conjunto requerido.

En síntesis, una intervención de esta naturaleza, involucra aspectos económicos y técnicos que resultan excesivos y afectan el equilibrio de la sustentabilidad en relación con los objetivos ambientales que se persiguen.

7. Plan de monitoreo del sistema alternativo a utilizar

El reporte trimestral⁷ a generar para esta unidad considera la obtención de las concentraciones de gases contaminantes y material particulado mediante la metodología que en estos apartados se detalla.

Como se observó en el apartado 5.7, la propuesta a presentar implica la implementación de un equipo que mida la concentración de NO_x y los demás parámetros se determinarán según lo mostrado en los apartados siguientes.

7.1 Resumen de la metodología a implementar

La metodología a implementar en la unidad TG Hitachi de la Central Tres Puentes, considera medir de manera directa, en el ducto de salida de gases de escape, las concentraciones de NO_x mediante analizador instrumental continuo. El resto de los parámetros y valores de concentración de gases y partículas requeridos por el D.S. N°13/11 se estimarán utilizando distintos apéndices de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA y Factores de Emisión de la misma y de la norma EPA, Método 19.

En la Tabla 12 se muestran los parámetros que se medirán o estimarán y la metodología que se utilizará para la obtención de estos.

Tabla 12: Resumen de parámetros a obtener y metodología a aplicar.

Parámetro	Método de obtención
Concentración de NO _x	Medición mediante analizador instrumental
Flujo de combustible	Flujómetro y sistema de adquisición y procesamiento de datos
Tasa de consumo energético	En función del consumo de combustible
Emisión de SO ₂	Función del porcentaje de azufre del combustible
Emisión de CO ₂	F-factor basado en el carbono específico del combustible y el consumo energético
Emisión de MP	F-factor del AP-42 y el consumo energético
Flujo de gases de escape	Método 19 de la EPA
Concentración de SO ₂ , CO ₂ y MP	Memoria de cálculo

En el apartado 7.2 se detalla el sistema de monitoreo alternativo a implementar, con cálculos y normativas de referencia respectivas para la medición y estimación de los parámetros requeridos por el D.S. N°13/11.

⁷ Solicitado en D.S. N°13/11 del Ministerio del Medio Ambiente

7.2 Descripción de la metodología de monitoreo alternativo a utilizar

La metodología propuesta permite obtener, mediante medición directa y cálculos, las concentraciones por cada hora de operación de NO_x , SO_2 , CO_2 y MP durante todo el trimestre, para luego comparar dichos resultados con los límites establecidos en el D.S. N°13/11, cuando corresponda, dependiendo del tipo de combustible que se utilice.

El marco normativo del D.S. N°13/11 solicita:

“Dichas concentraciones de gases deben ser presentadas en condiciones normales, las cuales son a 25°C y 1 atmósfera de presión. Se debe corregir además por oxígeno (O_2) en base seca en un 15% (para turbinas con combustible líquido o gaseoso). Además los valores límites de emisión para MP y SO_2 de la Tabla N°1 del D.S. N°13/11, se evaluarán sobre la base de promedios horarios que se deberán cumplir durante el 95% de las horas de funcionamiento, y los valores límites de emisión de la tabla N°1 para NO_x se evaluarán sobre la base de promedios horarios que se deberán cumplir durante el 70% de las horas de funcionamiento”.

Para la determinación de las concentraciones se utilizará:

- Medición de consumo de combustible, mediante un sistema de adquisición y procesamiento de datos, registro de características del combustible como densidad, poder calorífico y porcentaje de azufre. El sistema de adquisición y procesamiento de datos determinará las emisiones de gases contaminantes y material particulado de la unidad.
- Medición referencial anual (y puntual) de oxígeno en los gases de escape: se utilizará para determinar el flujo de gases de combustión.
- Medición de la concentración de NO_x , mediante sistema de monitoreo continuo de NO_x .

7.2.1 Medición de NO_x

La medición de NO_x en el ducto de emisión de gases, como se dijo anteriormente, se realizará mediante un analizador instrumental de quimioluminiscencia, cuyas especificaciones serán regidas utilizando como referencia el Método CH-7E “Determinación de las emisiones de óxidos de nitrógeno desde fuentes fijas (procedimiento con analizador instrumental)”.

Se cumplirán los requerimientos y restricciones exigidas por este Método, utilizando un analizador instrumental de quimioluminiscencia y todas las restricciones técnicas (con respecto al equipo de medición) que este Método exige, incluyendo los puntos en que se hace referencia al Método CH-6C y al Método CH-7.

Se deberán realizar anualmente pruebas de validación de dicho equipo, las cuales deberán ser realizadas por una Entidad de Inspección certificada por la SMA.

7.2.2 Determinación del consumo energético

Se medirá el flujo de cada combustible que se combustione en la unidad por cada hora de operación, con medidor de flujo que se encuentre certificado, y que cuya precisión sea menor a 2%, tal como se indica en el apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US EPA (o numeral 6 del Anexo II del Protocolo).

Sobre la base de la velocidad de flujo de combustible quemado en la unidad por cada hora de operación y características de este, se obtendrá el consumo de combustible como se muestra en la Figura 6.

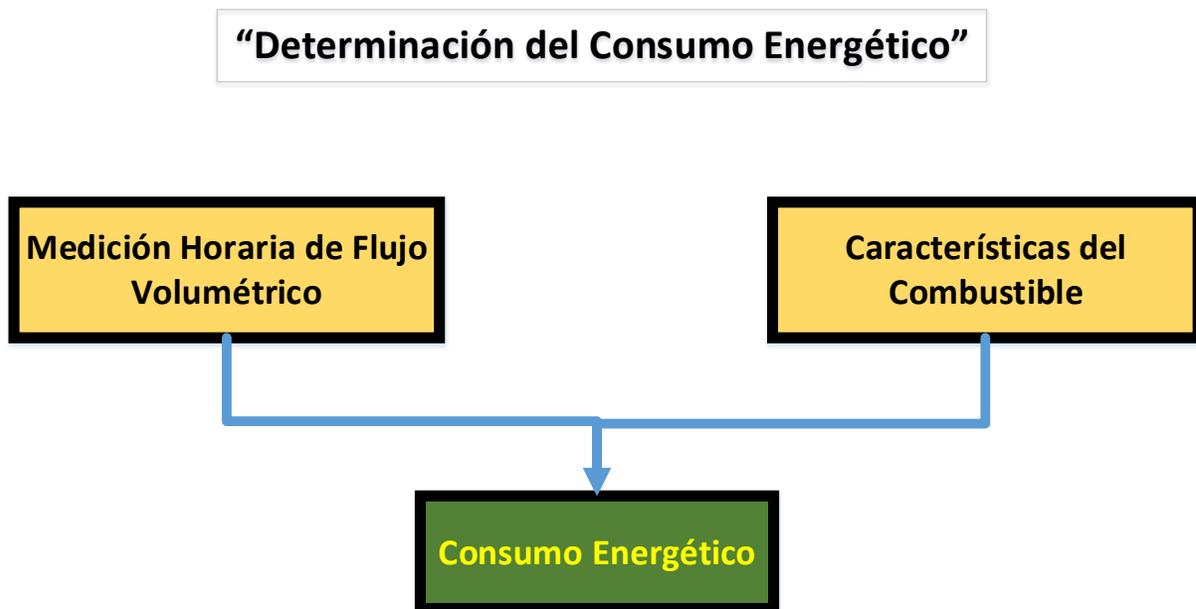


Figura 6: Esquema determinación de consumo energético.

Las características del combustible necesarias para obtener el consumo energético son el contenido de azufre, el poder calorífico bruto y la densidad.

Existirá una diferencia en el cálculo del consumo energético cuando la unidad combustione gas natural y cuando combustione diesel. El detalle de la metodología para cada combustible es el siguiente:

I. GAS NATURAL

En los casos que se combustione gas natural, los cuales se estima serán prácticamente el 100% de las horas de operación, la variable necesaria para obtener el consumo energético corresponde al poder calorífico bruto del combustible, cuyo valor a utilizar será el mostrado en la Tabla 13 obtenido de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA.

Tabla 13: PCB gas natural.

Poder Calorífico Bruto Gas Natural ⁸		Norma de Referencia
PCB	Unidad	Tabla LM-5, del numeral 75.19 de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA.
1.050	BTU/scf	
37.076	BTU/m ³	

Los valores utilizados son en condiciones estándar, es decir a 20 °C de temperatura y 1 atmósfera de presión.

La medición de flujo de combustible se realizará mediante flujómetro volumétrico, cuya unidad de medición será en $\left[\frac{m^3}{h}\right]$.

Las condiciones ambientales en las cuales se realizarán los cálculos serán en condiciones normales. La ecuación a) convierte el valor del flujo de combustible a condiciones normales.

$$a) V_{NG_N} = V_{NG_r} * \left(\frac{P_r}{P_N}\right) * \left(\frac{T_N}{T_r}\right)$$

Donde:

V_{NG_N} ; Flujo volumétrico de combustible consumido a las condiciones normales requeridas $\left[\frac{Nm^3}{h}\right]$.

V_{NG_r} ; Flujo volumétrico de combustible consumido a las condiciones reales medidas $\left[\frac{m^3}{h}\right]$.

P_r ; Presión a las condiciones reales medidas [atm].

P_N ; Presión a las condiciones normales requeridas [atm].

T_N ; Temperatura a las condiciones normales requeridas [K].

T_r ; Temperatura a las condiciones reales medidas [K].

Las condiciones reales en que se mide el flujo de combustible en la unidad son a 5°C y 235 PSI de presión.

La ecuación b) convierte el valor del PCB mostrado en la Tabla 13 a las condiciones normales requeridas.

$$b) GCV_{NG_N} = GCV_{NG_S} * \left(\frac{P_S}{P_N}\right) * \left(\frac{T_N}{T_S}\right)$$

⁸ Obtenido de Tabla LM-5 de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA, ver **Anexo 2.2**.

Donde:

GCV_{NG_N} ; Poder calorífico bruto a las condiciones normales requeridas $\left[\frac{BTU}{m^3}\right]$.

GCV_{NG_S} ; Poder calorífico bruto a las condiciones estándar dadas por la Tabla 13 $\left[\frac{BTU}{m^3}\right]$.

P_S ; Presión a las condiciones estándar dadas por la Tabla 13 [atm].

T_S ; Temperatura a las condiciones estándar dadas por la Tabla 13 [K].

Considerando:

$$GCV_{NG_S} = 37.076 \left[\frac{BTU}{m^3}\right].$$

$$P_S = P_N = 1 \text{ [atm]}.$$

$$T_S = 273,15 + 20 = 293,15 \text{ [k]}.$$

$$T_N = 273,15 + 25 = 298,15 \text{ [k]}.$$

En la Tabla 14 se muestra el valor a utilizar del PCB del gas natural en las condiciones normales requeridas.

Tabla 14: PCB gas natural, condiciones normales.

Poder Calorífico Bruto Gas Natural	
PCB	Unidad
37.708	BTU/m ³

Luego, el consumo energético, cuando se combustiona gas natural en la unidad, se obtiene mediante la ecuación c).

$$c) \quad HI_{rate-NG} = V_{NG_N} * \frac{GCV_{NG_N}}{10^6}$$

Donde

$HI_{rate-NG}$; Tasa de consumo energético de combustible $\left[\frac{mmBtu}{h}\right]$.

$\frac{1}{10^6}$; Conversión de BTU a mmBTU.

La ecuación c) está construida utilizando como referencia la ecuación D-8 del apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA.

II. DIESEL

Dado que en la actualidad, la unidad solamente combustiona gas natural, se incorporará dentro del DAHS a instalar para aplicar el apéndice D, un medidor de flujo para combustible diesel, el cual tendrá las características técnicas generales que se muestran en el apartado 9.1 de este informe.

Las variables necesarias para obtener el consumo energético, cuando se combustione diesel, son el poder calorífico bruto y la densidad del combustible. Estas características serán

entregadas directamente por el proveedor de combustible, mediante un análisis de este. Los valores de dichas características a utilizar en la metodología corresponderán a un “valor asumido⁹”. Dicho valor asumido será “el valor más alto de cualquier muestra tomada en un período anterior especificado”.

La medición de flujo de combustible registrada por el flujómetro será en unidades de $\left[\frac{m^3}{h}\right]$.

El cálculo de flujo másico de combustible horario se determinará según la ecuación d).

$$d) \ OIL_{rate} = V_{oil-rate} * D_{oil}$$

Donde:

OIL_{rate} ; Flujo másico de combustible consumido $\left[\frac{kg}{h}\right]$.

$V_{oil-rate}$; Flujo volumétrico de combustible consumido $\left[\frac{m^3}{h}\right]$.

D_{oil} ; Densidad del combustible $\left[\frac{kg}{m^3}\right]$.

La ecuación d) corresponde a la ecuación D-3 del apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA.

La tasa de consumo energético de combustible horario se calcula según la ecuación e).

$$e) \ HI_{rate-oil} = OIL_{rate} * \frac{GCV_{oil}}{10^6}$$

Donde

$HI_{rate-oil}$; Tasa de consumo energético de combustible, $\left[\frac{mmBtu}{h}\right]$

GCV_{oil} ; Poder calorífico bruto (superior) del combustible, $\left[\frac{Btu}{kg}\right]$

$\frac{1}{10^6}$; Conversión de BTU a mmBTU.

La ecuación e) corresponde a la ecuación D-8 del apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA.

7.2.3 Estimación de la tasa de emisión en masa de SO₂

Para calcular la tasa de emisión en masa de SO₂ es necesario conocer el contenido de azufre del combustible, entregado por el proveedor en certificados de análisis de este y el flujo másico de combustible consumido por la unidad por cada hora de operación.

⁹ Según numeral 6.7 del Anexo II del protocolo.

En la Figura 7 se muestra un esquema de la estimación de la emisión en masa de SO₂.

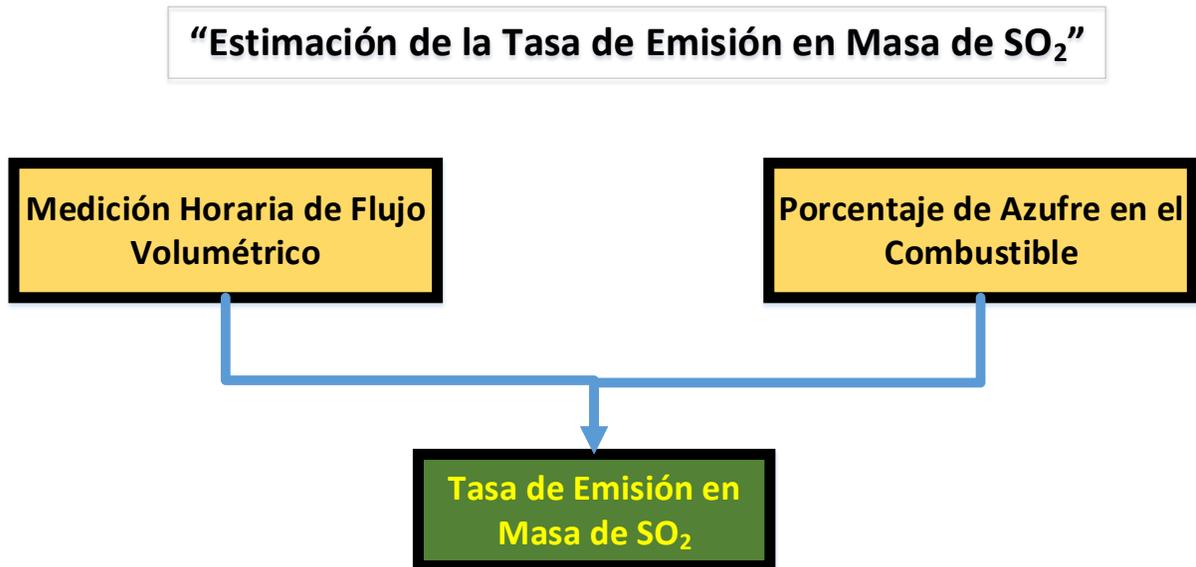


Figura 7: Esquema determinación de emisión de SO₂.

Solamente se presentarán valores de emisión de SO₂ cuando se combustione diesel en la unidad, esto es, en muy pocas horas del año o en ninguna. Cuando se combustione gas natural, la emisión de dióxido de azufre se obviará.

Para obtener la tasa de emisión en masa de SO₂ cuando se combustione diesel en la unidad, se aplicará el apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA. El cálculo de dicha emisión se obtiene del numeral 3 de dicha normativa, ecuación D-2 (ver Anexo 2.3), que se representa en la fórmula f).

$$f) \quad SO2_{rate-oil} = 2 * OIL_{rate} * \frac{\%S_{oil}}{100}$$

Donde:

$SO2_{rate-oil}$; Tasa de emisión en masa de SO₂ $\left[\frac{kg}{h}\right]$.

$\%S_{oil}$; Porcentaje de azufre en masa en el combustible.

2; Razón en masa de SO₂/S.

Es necesario cambiar la unidad de la ecuación f) a $\left[\frac{mg}{h}\right]$, para lo cual se aplica un factor, el que se muestra en la ecuación g).

$$g) \quad SO2'_{rate-oil} = 1.000.000 * SO2_{rate-oil}$$

Donde:

$SO2'_{rate-oil}$; Tasa de emisión en masa de SO₂ $\left[\frac{mg}{h}\right]$.

1.000.000; Factor de conversión de $\left[\frac{kg}{h}\right]$ a $\left[\frac{mg}{h}\right]$.

7.2.4 Estimación de la tasa de emisión en masa de CO₂

El cálculo para estimar la tasa de emisión en masa de CO₂ se basa en el Apéndice G de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA (o del numeral 10 del Anexo II del protocolo). Dicha estimación se realiza aplicando el siguiente criterio:

“Las emisiones de CO₂ para cada hora se calculan usando las mediciones de la tasa de consumo energético realizadas con los medidores del flujo de combustible (certificados) del apéndice D en conjunto con los “F-factor” basados en el carbono específico del combustible¹⁰”.

Los F-factor utilizados para cada combustible (gas natural y petróleo diesel) se muestran en la Tabla 15, los cuales son extraídos de la Tabla 19-2 del “METHOD 19 - DETERMINATION OF SULFUR DIOXIDE REMOVAL EFFICIENCY AND PARTICULATE MATTER, SULFUR DIOXIDE, AND NITROGEN OXIDE EMISSION RATES” de la US-EPA. Dichos factores de emisión corresponden a los factores basados en el carbono específico del combustible. En el Anexo 2.4 se muestra la tabla utilizada como referencia, el F-factor basado en el carbono específico del combustible se muestra como “F_c” en dicha tabla.

Tabla 15: F-factor a utilizar para estimación de emisión de CO₂.

Factores de emisión a utilizar			Norma de referencia
F.E. CO ₂ Gas Natural	1.040	scf/mmBTU	<i>Method 19 - Determination of Sulfur Dioxide Removal Efficiency and Particulate Matter, Sulfur Dioxide, and Nitrogen Oxide Emission Rates.</i>
F.E. CO ₂ Diesel	1.420	scf/mmBTU	

Dichos valores están en condiciones estándar, es decir a 20°C de temperatura y 1 atmósfera de presión, en la Tabla 16 se muestran los valores de los F-factor en condiciones normales en unidades de $\left[\frac{Nft^3}{mmBTU}\right]$ y $\left[\frac{Nm^3}{mmBTU}\right]$.

Tabla 16: F-factor a utilizar para estimación de emisión de CO₂ en condiciones normales.

Factores de emisión a utilizar			Cálculo de referencia
F.E. CO ₂ Gas Natural	1.058	Ncf/mmBTU	Memoria de Cálculo de Anexo 3.2
F.E. CO ₂ Gas Natural	29,952	Nm ³ /mmBTU	
F.E. CO ₂ Diesel	1.444	Ncf/mmBTU	
F.E. CO ₂ Diesel	40,896	Nm ³ /mmBTU	

Para calcular las emisiones en masa de CO₂ es necesario convertir los F-factor de la Tabla 16 a unidades de $\left[\frac{t}{mmBTU}\right]$, para ello es necesario la densidad de dicho gas en condiciones

¹⁰ Numeral 10. REQUISITOS GENERALES DEL APENDICE G, del Anexo II del Protocolo.

normales, la cual es de $1,842 \left[\frac{kg}{Nm^3} \right]$. Finalmente en la Tabla 17 se muestra la conversión de unidad de dicho F-factor para calcular la emisión en masa de CO₂ en base al consumo energético de la unidad. En el Anexo 3.2 se muestra la memoria de cálculo aplicada en esta conversión de unidades.

Tabla 17: Factor de emisión a aplicar en base a F-factor basado en el carbono específico del combustible.

Factores de emisión a utilizar (unidad de masa)			Cálculo de referencia
F.E. CO ₂ Gas Natural	0,055	t/mmBTU	Memoria de Cálculo de Anexo 3.2
F.E. CO ₂ Diesel	0,075	t/mmBTU	

La tasa de emisión en masa de CO₂ se calcula de manera distinta cuando se combustiona cada tipo de gas, el detalle del cálculo a realizar es el siguiente.

I. GAS NATURAL

En base a la tasa de consumo energético, la obtención de la tasa de emisión en masa del CO₂ se obtiene mediante la ecuación h).

$$h) \ CO2_{emis_NG} = FE_{CO_2_NG} * HI_{rate-NG}$$

Donde:

$CO2_{emis_NG}$; Tasa de emisión en masa de CO₂ $\left[\frac{t}{h} \right]$.

$FE_{CO_2_NG}$; Factor de emisión de CO₂ utilizado en combustión de gas natural, según Tabla 17 $\left[\frac{t}{mmBTU} \right]$.

II. DIESEL

En base a la tasa de consumo energético, la obtención de la tasa de emisión en masa del CO₂ se obtiene mediante la ecuación i).

$$i) \ CO2_{emis_diesel} = FE_{CO_2_diesel} * HI_{rate-oil}$$

Donde:

$CO2_{emis_diesel}$; Tasa de emisión en masa de CO₂ $\left[\frac{t}{h} \right]$.

$FE_{CO_2_diesel}$; Factor de emisión de CO₂ utilizado en combustión de diesel, según Tabla 17 $\left[\frac{t}{mmBTU} \right]$.

En la Figura 8 se muestra un esquema generalizado de la obtención de la emisión de CO₂.

7.2.5 Estimación de la tasa de emisión en masa de MP

El cálculo para obtener la tasa de emisión en masa de MP se realiza en función del consumo energético y de un factor de emisión obtenido de la AP 42 Capítulo 3 “Stationary Internal Combustion Sources. 3.1 Stationary Gas Turbines”

En la Figura 8 se muestra un esquema de la estimación de la emisión en masa de MP.

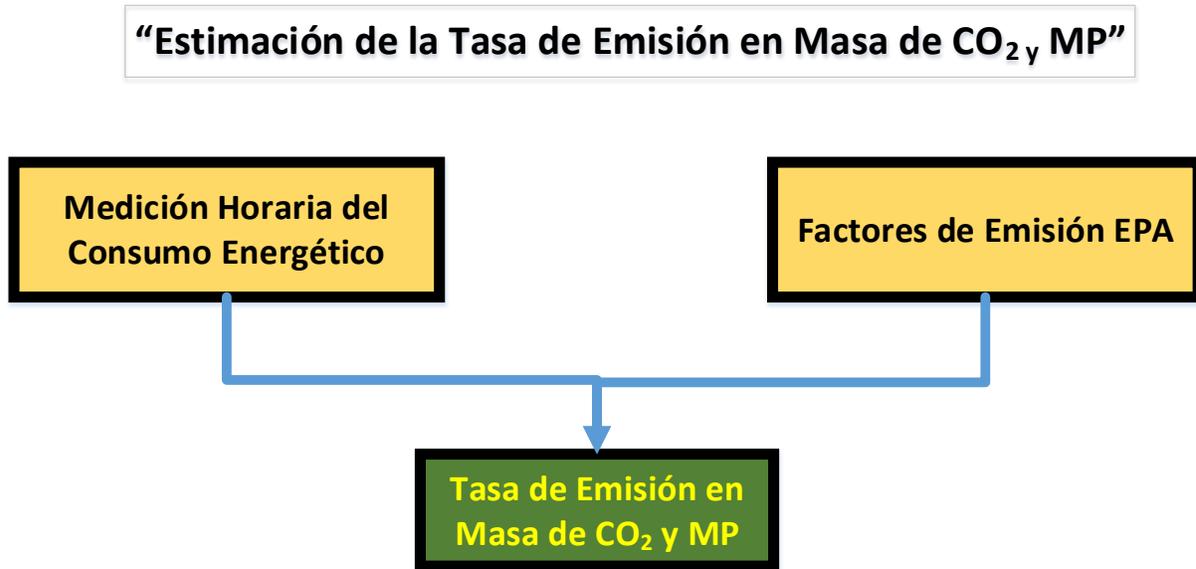


Figura 8: Esquema determinación de emisiones de CO₂ y MP.

Solamente se presentarán valores de emisión de MP cuando se combustione diesel en la unidad, esto es, en muy pocas horas del año o en ninguna. Cuando se combustione gas natural, la emisión de partículas se obviará.

El factor de emisión utilizado como referencia, se muestra en la Tabla 18, obtenido de la AP 42 de la norma EPA (ver Anexo 2.5).

Tabla 18: Factor de emisión a utilizar para estimación de emisión de MP.

Factores de emisión a utilizar			Norma de referencia
F.E. MP	4,3E-03 ¹¹	lb/mmBTU	Tabla 3.1-2a del documento “Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Chapter 3, Stationary Internal Combustion Sources. 3.1 Stationary Gas Turbines”

En base a la tasa de consumo energético, la obtención de la tasa de emisión en masa del MP se obtiene mediante la ecuación j).

$$j) \quad MP_{emis} = FE_{MP} * HI_{rate_oil}$$

¹¹ El valor utilizado corresponde al MP filtrable, dado que esta es la fracción que se mide directamente con los equipos comúnmente utilizados en los laboratorios.

Donde:

MP_{emis} ; Tasa de emisión en masa de MP $\left[\frac{lb}{h}\right]$.

FE_{MP} ; Factor de emisión de MP $\left[\frac{lb}{mmBTU}\right]$.

Es necesario aplicar un factor de conversión para convertir la tasa de emisión en masa de $\left[\frac{lb}{h}\right]$ a $\left[\frac{mg}{h}\right]$, el cual se aplica según la ecuación k).

$$k) MP'_{emis} = 453.392 * MP_{emis}$$

Donde:

MP'_{emis} ; Tasa de emisión en masa de MP $\left[\frac{mg}{h}\right]$.

7.2.6 Cálculo de flujo de gases de escape

En los apartados 7.2.3 al 7.2.5 se obtuvo la emisión en masa del SO_2 , CO_2 y MP, pero lo requerido por el D.S. N°13/11 es la concentración, por lo tanto es necesario estimar un valor para el flujo total de gases de combustión. En la Figura 9 se muestra de manera esquemática la estimación del flujo de gases de combustión.

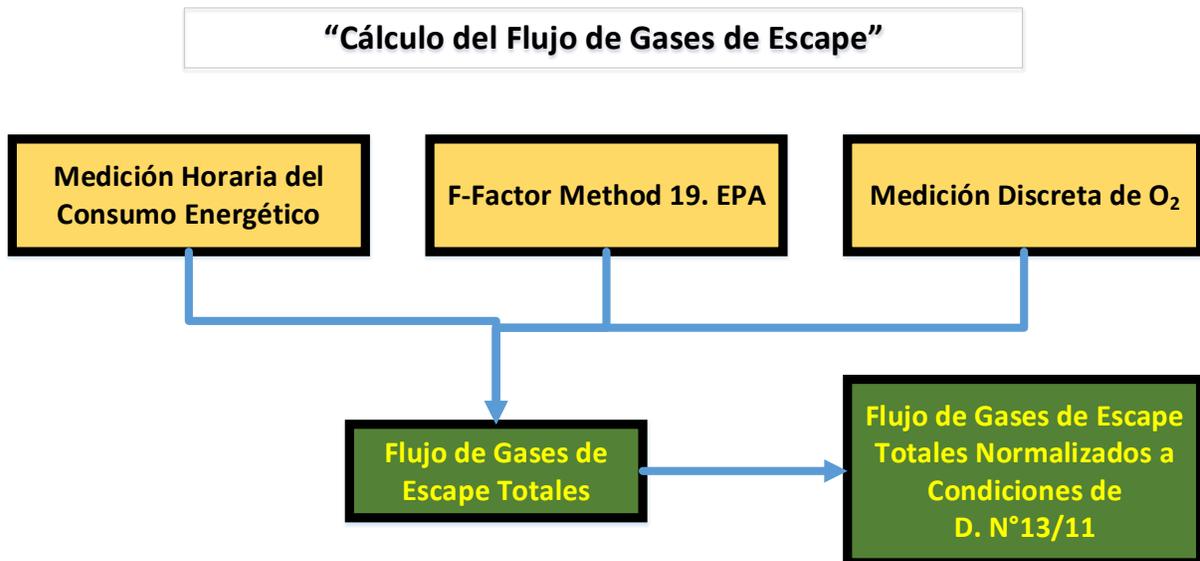


Figura 9: Esquema de cálculo del flujo de gases de escape totales.

La metodología de cálculo a aplicar para obtener el flujo total de gases de combustión es proporcional a la tasa de consumo energético aportada por el consumo de combustible durante la generación y de un F-factor independiente de cada uno de los combustibles que se combustionen en la unidad. Es la misma metodología para cuando se combustionará gas

natural y cuando se combustionará diesel, salvo que el valor del consumo energético a utilizar y del F-factor será el correspondiente para cada combustible.

Cuando se combustione gas natural, el valor del consumo energético a utilizar será el obtenido mediante la ecuación c), mientras que el valor del consumo energético a utilizar cuando se combustione diesel será el obtenido mediante la ecuación e). El F-factor a utilizar se obtiene del Método 19 de la normativa EPA denominado “SO₂ Removal & PM, SO₂, NO_x, Rates from Electric Utility Steam Generators (o de la tabla F-1 del apéndice F de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA).

El cálculo del flujo de gases de escape se obtiene utilizando la ecuación l), extraída desde el Método 19 de la EPA (ver Anexo 2.6).

$$l) \quad Q_s = F_d * (H) * \frac{20,9}{20,9 - \%O_2}$$

Donde¹²:

Q_s ; Flujo de gases escape totales en base seca $\left[\frac{ft^3}{min}\right]$.

F_d ; F-factor a utilizar, mostrado en la Tabla 19 $\left[\frac{dsft^3}{mmBTU}\right]$, el cual es diferente para cada combustible.

H ; Consumo energético de combustible $\left[\frac{mmBtu}{min}\right]$, ($HI_{rate-NG}$ para el caso del gas natural (ecuación c)) y $HI_{rate-oil}$ para el caso de combustión con diesel (ecuación e)).

$\%O_2$; Porcentaje de oxígeno en los gases de escape, en base seca [%].

En la Tabla 19 se observan los valores del F-factor utilizado en la ecuación l) para cada combustible, en el Anexo 2.4 se muestra el extracto del Método 19 de la EPA donde es extraído dicho F-factor.

Tabla 19: F-Factor para cada combustible.

F-factor			Norma de Referencia
Oil (crude, residual or distillate)	9.190	dscf/mmBTU	Tabla 19-2 del método 19 “SO ₂ Removal & PM, SO ₂ , NO _x Rates from Electric Utility Steam Generators (o de la tabla F-1 del apéndice F de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA)
Gas Natural	8.710	dscf/mmBTU	

Los valores utilizados son en condiciones estándar según dicha norma, es decir a 20 °C de temperatura y 1 atmósfera de presión.

El valor del O₂ a utilizar para calcular el flujo de gases de escape y corregirlo por O₂ como lo exige el D.S. N°13/11 se propone medirlo como referencia una vez al año de forma directa en el ducto de escape de los gases de combustión de la unidad para cuatro niveles de carga distintos aplicando la siguiente metodología:

¹² Fuente: <http://www.epa.gov/ttnemc01/methods/method19.html>

- Se utilizará como antecedente el historial de generación del año anterior a la medición de O₂.
- De dicho historial, se obtendrán los niveles de máxima y mínima carga reales de la unidad.
- El punto de mínima carga será el primero y el de máxima carga será el último de los cuatro puntos de medición a utilizar.
- Se seleccionarán dos puntos intermedios entre la máxima y mínima carga para obtener los puntos 2 y 3.
- Se realizarán ensayos de medición de O₂ (en base seca), de manera discreta, utilizando el Método CH-3 para medir el porcentaje de oxígeno de la unidad para cada nivel de carga previamente seleccionado.
- Se realizará un gráfico lineal, juntando los puntos obtenidos, insertando en el eje de las abscisas el valor de la carga, y en el eje de las coordenadas el valor del O₂ medido respectivo.
- Finalmente, esta curva se utilizará como referencia para obtener el porcentaje de O₂ de la unidad durante todo el año.
- Anualmente se deberá repetir el procedimiento y se reemplazará la curva obtenida el año anterior por la curva nueva.

Esta medición será realizada por una Entidad de Inspección certificada por la SMA. El valor del oxígeno medido será utilizado como referencia durante el año.

Las condiciones normales exigidas por el D.S. N°13/11 son de 25°C de temperatura y de 1 atmósfera de presión, pero según la Tabla 19-2 del Método 19, dicho F-factor obtenido está a 20 °C y 1 atmósfera de presión, por ende la ecuación l) también está en estas condiciones. La ecuación m) convierte las condiciones de la ecuación l) a las condiciones normales exigidas por el D.S. N°13/11.

$$m) Q_{s_N} = Q_s * \left(\frac{P_0}{P}\right) * \left(\frac{T}{T_0}\right)$$

Donde:

Q_{s_N} ; Flujo total de gases en base seca en condiciones normales exigidas por el D.S. N°13/11, $\left[\frac{Nft^3}{min}\right]$.

P_0 ; Presión atmosférica según condiciones de ecuación l), [atm].

P ; Presión atmosférica según condiciones requeridas por D.S. N°13/11, [atm].

T ; Temperatura según condiciones requeridas por D.S. N°13/11, [K].

T_0 ; Temperatura según condiciones de ecuación l), [K].

Considerando:

$$P_0 = P = 1 \text{ [atm]}$$

$$T = 273,15 + 25 = 298,15 \text{ [K]}$$

$$T_0 = 273,15 + 20 = 293,15 \text{ [K]}$$

Con las ecuaciones l) y m) se obtiene el flujo de gases de escape en función del consumo energético (consumo de combustible) y con los requerimientos que exige el Anexo II del Protocolo, pero la unidad de este flujo es en $\left[\frac{Nft^3}{min}\right]$ y la unidad requerida para calcular la concentración de CO_2 , SO_2 , y MP es $\left[\frac{Nm^3}{h}\right]$. En la ecuación n) se detalla el factor a aplicar para convertir dicha unidad.

$$n) Q'_{s,N} = 1,70 * Q_{s,N}$$

Donde:

$Q'_{s,N}$; Flujo total de gases en base seca en condiciones normales exigidas por el D.S. N°13/11, $\left[\frac{Nm^3}{h}\right]$.

7.2.7 Cálculo de la concentración de SO_2 , CO_2 y MP

La concentración de gases contaminantes y de partículas se obtiene en función de la tasa de emisión en masa calculada en los apartados 7.2.3 al 7.2.5 de este informe y el flujo total de gases calculado en el apartado 7.2.6.

La concentración de CO_2 se determinará por cada hora de operación, utilizando las ecuaciones y valores anteriormente detallados ya sea al utilizar gas natural o diesel como combustible en la generación.

La concentración de SO_2 y MP solamente se obtendrá por cada hora de operación que se genere con diesel.

En la Figura 10 se muestra un esquema del cálculo de concentración de CO_2 , SO_2 , y MP.

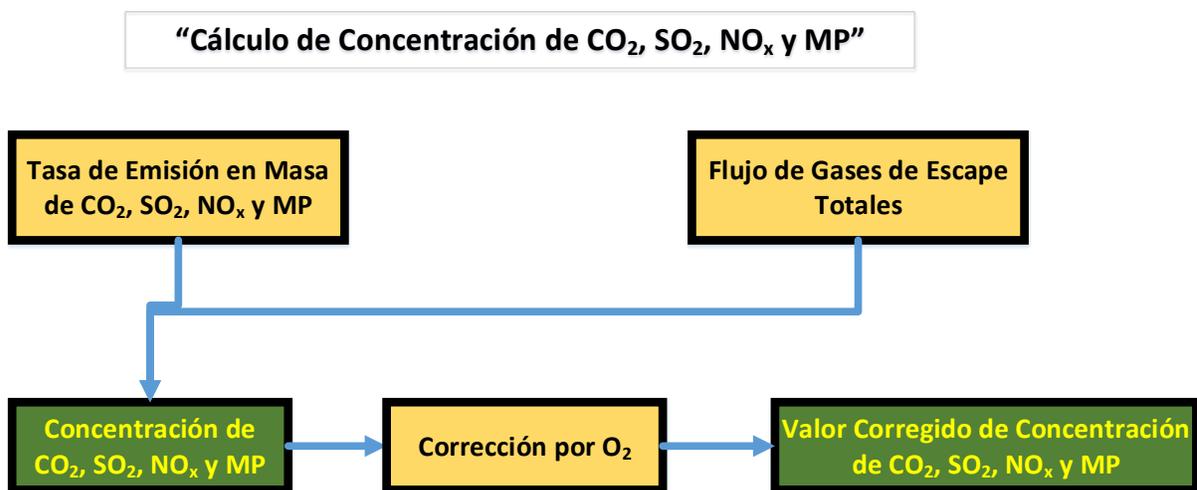


Figura 10: Esquema de cálculo de concentración de CO_2 , SO_2 y MP.

La concentración por hora para CO₂, SO₂, y MP se calcula mediante las ecuaciones o), p) y q), considerando si en la unidad se combustiona gas natural o diesel.

$$o) CO_{SO_2} = \frac{SO_2'_{rate-oil}}{Q'_{s,N}}$$

$$p) CO_{CO_2} = \frac{CO_2'_{emis_NG}}{Q'_{s,N}} \text{ (para gas natural)}$$

$$CO_{CO_2} = \frac{CO_2'_{emis_diesel}}{Q'_{s,N}} \text{ (para diesel)}$$

$$q) CO_{MP} = \frac{MP'_{emis}}{Q'_{s,N}} \text{ (para diesel)}$$

Donde:

$$CO_{SO_2}; \text{ Concentración de SO}_2 \left[\frac{mg}{Nm^3} \right].$$

$$CO_{CO_2}; \text{ Concentración de CO}_2 \left[\frac{t}{Nm^3} \right].$$

$$CO_{MP}; \text{ Concentración de MP} \left[\frac{mg}{Nm^3} \right].$$

Los resultados de concentración de las ecuaciones o) y q) se deben corregir por oxígeno en base seca, en este caso 15% para combustible líquido o gaseoso utilizado en turbinas, por lo tanto es necesario realizar dicha corrección antes de comparar el resultado obtenido con el D.S. N°13/11. Las ecuaciones r) y s) muestran dicha corrección.

$$r) CO'_{SO_2} = CO_{SO_2} * \frac{20,9-15}{20,9-O_2}$$

$$s) CO'_{MP} = CO_{MP} * \frac{20,9-15}{20,9-O_2}$$

Donde

$$CO'_{SO_2}; \text{ Concentración de SO}_2 \text{ corregida al 15\% de O}_2 \left[\frac{mg}{Nm^3} \right].$$

$$CO'_{MP}; \text{ Concentración de MP corregida al 15\% de O}_2 \left[\frac{mg}{Nm^3} \right].$$

O₂; Porcentaje de oxígeno utilizado como referencia, obtenido de curva previamente realizada [%].

Si bien El D.S. N°13/11 no restringe los niveles de concentración de CO₂, los valores resultantes de la ecuación p) serán utilizados para completar el reporte trimestral de acuerdo al Artículo 12° del D.S. N°13/11.

Las ecuaciones mostradas en el numeral 7.2 (completo) de este informe serán programadas en el PLC del sistema de adquisición y procesamiento de datos a instalar en la unidad, de modo que entregue instantáneamente en planillas Excel y por pantalla los valores de concentración requeridos por cada hora de operación.

8. Estructura de los reportes trimestrales a entregar

En este apartado se muestra de manera general la estructura que tendrán los reportes

trimestrales a entregar donde se aplica la metodología anteriormente detallada. Dichos reportes deben cumplir con los requisitos exigidos por el D.S. N°13/11 del Ministerio del Medio Ambiente y con los requisitos del Anexo II del Protocolo para el monitoreo alternativo a presentar en este informe y que se aplicará en la unidad TG Hitachi.

La estructura de los reportes trimestrales a entregar debe ser de la siguiente manera:

- 1) Introducción general de la unidad, similar a la mostrada en este informe.
 - De acuerdo al Artículo 12° letra d) del D.S. N°13/11 se incluirá la localización de la chimenea (ducto de salida de gases de combustión, en esta oportunidad), en coordenadas UTM, datum WGS-84, huso 19 o 18, según corresponda, la altura y diámetro interno y temperatura a la salida de los gases.
- 2) Antecedentes de operación:
 - Trimestre de referencia: Se incorporarán tablas con los valores medidos durante el trimestre, tales como potencia generada, producción eléctrica y horas de operación.
 - De acuerdo al Artículo 12° letra b) del D.S. N°13/11 se incluirán las horas de encendido, en régimen, las detenciones programadas y no programadas identificando el tipo de falla.
 - De acuerdo al Artículo 12° letra c) del D.S. N°13/11 se incluirá el tipo y consumo de combustible mediante medición directa del sistema de adquisición y procesamiento de datos y contrarrestado con el combustible adquirido por la unidad durante el trimestre.
- 3) Determinación de concentraciones.

De acuerdo al Artículo 12° letra a) del D.S. N°13/11, las concentraciones de gases de NO_x, SO₂ y CO₂ a incorporar al reporte trimestral en sus promedios horarios, serán obtenidas de acuerdo a la metodología de monitoreo alternativo aquí propuesta, corregido por oxígeno y normalizado a 25°C de temperatura y 1 atmósfera de presión.
- 4) Data completa del sistema de monitoreo y manejo de datos a implementar durante el trimestre, tanto los valores entregados por el equipo de medición de concentración de NO_x a instalar, los valores de flujo medido por cada hora de operación y todos los cálculos mostrados en el punto 7.2 de este informe, los cuales deben ser programados previamente en el sistema de monitoreo y manejo de datos.
- 5) Análisis, conclusiones y recomendaciones en caso que existan.
- 6) Anexos que respalden las mediciones y cálculos realizados, con la finalidad de darle trazabilidad a estos. En el punto 8.2 del presente informe se muestran algunos Anexos a considerar.

En el siguiente apartado se detalla la manera en que se obtendrán los parámetros adicionales a los ya calculados por la metodología, que son solicitados en el Artículo 12° del D.S. N°13/11 y que forman parte del reporte trimestral.

8.1 Obtención de parámetros adicionales a los calculados, de acuerdo al Artículo 12° del D.S. N°13/11

Los cálculos mostrados en este apartado no harán referencia al NO_x, dado que los parámetros requeridos por el Artículo 12° del D.S. N°13/11 que incluyen dicho gas contaminante, serán entregados de manera directa por el equipo de medición de concentración de NO_x que se instalará en la unidad.

1) Parámetros en ppm:

La concentración de SO₂ en unidades de ppm, se obtiene mediante la ecuación t). Cabe recordar que este valor solamente se obtendrá cuando la unidad opere con diesel.

$$t) \text{ PPM}_{SO_2} = \frac{CO'_{SO_2}}{2,62}$$

Donde:

PPM_{SO_2} ; Concentración de SO₂ en ppm.

2,62; Factor de conversión de concentración para el SO₂, basado en el peso molecular de este gas contaminante @ 25°C y 1 atmósfera de presión.

2) Emisión/Energía.

La ecuación u) muestra cómo obtener la concentración de SO₂ en unidades de mg/MWh promedio para cada hora de operación para diesel.

$$u) \text{ C}_{SO_2} = \frac{SO_2'_{rate-oil}}{Gen_{neta}}$$

Donde:

C_{SO_2} ; Concentración de SO₂ $\left[\frac{mg}{MWh}\right]$.

Gen_{neta} ; Generación eléctrica por cada hora de operación de la unidad $\left[\frac{MWh}{h}\right]$.

Para determinar los miligramos totales que la unidad emite por hora es necesario conocer cuántos minutos la unidad operó durante aquella hora (información obtenida del sistema de adquisición y procesamiento de datos). Lo anterior será utilizado para integrar la tasa de emisión durante los minutos que operó.

La ecuación v) muestra cómo obtener la concentración de MP en unidades de mg/MWh por cada hora de operación. Cabe recordar que este valor solamente se obtendrá cuando la unidad opere con diesel.

$$v) \text{ C}_{MP} = \frac{MP'_{emis}}{Gen_{neta}}$$

Donde:

$$C_{MP}; \text{Concentración de MP } \left[\frac{mg}{MWh} \right].$$

La emisión de material particulado al igual que el punto anterior deberá considerar los minutos en que la unidad operó durante las horas de operación.

3) Porcentaje de oxígeno

Para el porcentaje de oxígeno se utilizará un valor referencial que será medido de manera directa y discreta en la unidad una vez al año utilizando Método CH-3A como se detalló anteriormente.

4) Humedad en % de H₂O

La humedad en los gases de combustión se estimará en función del contenido de carbono, hidrógeno y azufre del combustible, el cual será independiente del combustible que se utilice en la generación.

Para aplicar dicha metodología, se utilizarán valores característicos de la fracción másica y del peso molecular de carbono, hidrógeno y azufre de cada combustible.

En la Tabla 20 se muestran los valores característicos de la fracción másica de los elementos requeridos para cada combustible.

Tabla 20: Fracción másica a utilizar como referencia para calcular % de humedad.

Valores típicos de fracción másica de cada combustible			
Combustible	Fracción másica de carbono Y_c (%)	Fracción másica de hidrógeno Y_H (%)	Fracción másica de azufre Y_s (%)
Gas Natural	74,9	24,81	0,0
Diesel	86,4	13,18	0,7

En la Tabla 21 se muestran los valores característicos de las masas moleculares de los elementos requeridos para cada combustible.

Tabla 21: Masas moleculares a utilizar para calcular % de humedad.

Masas moleculares requeridas		
Masa molecular de carbono MM_c (kg/kmol)	Masa molecular de hidrógeno MM_H (kg/kmol)	Masa molecular de azufre MM_s (kg/kmol)
12,01	1,008	32,06

La humedad se calculará por cada hora de operación de la unidad, independiente del combustible que se combustione, utilizando los valores de referencia mostrados en la Tabla 20 y la Tabla 21. En las ecuaciones w) a la aa) se detalla la metodología de cálculo de dicha variable, la cual se obtiene en función del exceso de aire que se utilice en la turbina.

$$w) G_{st} = 22,4 \left[\frac{Y_c}{MM_c} + \frac{Y_H}{MM_H} + \frac{Y_s}{MM_s} \right] + 0,79 * Ast$$

$$x) Gr = \left(G_{st} + \frac{Ast * \%EA}{100} \right)$$

$$y) Grs = G_{st} - 0,2443 * \frac{Y_H}{2} + \frac{Ast * \%EA}{100}$$

$$z) V_{agua} = Gr - Grs$$

$$aa) B_{ws} = \frac{V_{agua}}{Gr}$$

Donde:

G_{st} ; Gases estequiométricos de combustión $\left[\frac{m^3}{kg_{combustible}} \right]$.

Y_c ; Fracción másica de carbono del combustible, obtenida de Tabla 20 [%].

Y_H ; Fracción másica de hidrógeno del combustible, obtenida de Tabla 20 [%].

Y_s ; Fracción másica de azufre del combustible, obtenida de Tabla 20 [%].

MM_c ; Masa molecular del carbono, obtenida de Tabla 21 $\left[\frac{kg}{kmol} \right]$.

MM_H ; Masa molecular del hidrógeno, obtenida de Tabla 21 $\left[\frac{kg}{kmol} \right]$.

MM_s ; Masa molecular del azufre, obtenida de Tabla 21 $\left[\frac{kg}{kmol} \right]$.

Ast ; Aire estequiométrico de combustión $\left[\frac{m^3}{kg_{combustible}} \right]$.

Gr ; Gases reales de combustión $\left[\frac{m^3}{kg_{combustible}} \right]$.

$\%EA$; Porcentaje de exceso de aire [%].

Grs ; Gases reales de combustión secos $\left[\frac{m^3}{kg_{combustible}} \right]$.

V_{agua} ; Volumen de agua contenida en los gases de combustión $\left[\frac{m^3}{kg_{combustible}} \right]$.

B_{ws} ; Humedad en base volumétrica de los gases de combustión [%].

Esta metodología de cálculo corresponde a una metodología realizada por JHG Ingeniería en base la experiencia de trabajos en terreno. En el Anexo 3.3 se muestra en detalle la metodología utilizada como referencia, la cual es para calcular carga en calderas, pero las ecuaciones para obtener la humedad en dicha memoria de cálculo son válidas para cualquier proceso de combustión.

En la Tabla 22 se muestran los valores del aire estequiométrico y de los gases estequiométricos a utilizar para cada combustible.

Tabla 22: Constantes a utilizar para estimar el porcentaje de humedad.

Combustible	Aire estequiométrico (m ³ /kg comb)	Gases estequiométricos (m ³ /kg comb)
Gas Natural	14,38	12,86
Diesel	12,23	11,41

5) Flujo de gases de salida en Nm³/h.

Se obtendrá de acuerdo a los cálculos presentados en el punto 7.2.6 de este informe.

6) Temperatura de combustión mínima y máxima en °C.

La medición de temperatura se realizará de manera continua mediante una o más termocuplas ubicadas en el mismo sitio de muestreo de la sonda de medición de NO_x. Se dará aviso en cada reporte trimestral el valor de la temperatura máxima y mínima obtenida en dicho periodo, además del valor de la potencia generada en ese instante.

7) Concentración de dióxido de carbono (CO₂) en % y t/MWh.

La concentración de CO₂ en las unidades requeridas para cada hora de operación se obtiene mediante las ecuaciones bb) y cc).

$$\text{bb) } \%CO_2 = 55.556 * C'_{CO_2}$$

$$\text{cc) } C'_{CO_2} = \frac{CO_{2emis}}{Gen_{neta}}$$

Donde:

$\%CO_2$; Porcentaje de CO₂ en los gases de escape.

C'_{CO_2} ; Concentración de CO₂ $\left[\frac{t}{MWh}\right]$.

55.556; Factor de conversión de concentración a porcentaje para el CO₂, basado en el peso molecular de este gas contaminante.

En el Anexo 3.4 se muestra un glosario y el resumen de todas las ecuaciones mostradas en el monitoreo alternativo presentado en este informe. Desde la ecuación a) hasta la ecuación cc).

8.2 Anexos a entregar en los reportes trimestrales

Los anexos a entregar en los reportes trimestrales son para respaldar los cálculos y mediciones aplicados en la metodología y obtener la trazabilidad requerida, estos serán:

- 1) Todos los valores y datos requeridos por el D.S. N°13/11 obtenidos por el equipo de medición de concentración de NO_x a instalar en la unidad.
- 2) Data con valores medidos directamente en la unidad: potencia bruta y neta y producción eléctrica generada por cada hora de operación y el flujo horario de combustible.
- 3) Resultados de análisis del combustible cada vez que el proveedor haga entrega de estos.
- 4) La data del sistema de adquisición y almacenamiento de datos, junto con la memoria de cálculo utilizada por este sistema para aplicar la metodología, entregada en planillas Excel por el sistema de adquisición y procesamiento de datos.
- 5) Los valores resultados de las mediciones anuales de O₂ y %H₂O de los gases de escape

en la chimenea, además de los informes entregados por el laboratorio que realizó dichas mediciones y los certificados de calibración de los equipos con que se realizaron dichas mediciones. Estos valores se entregarán solamente cuando se realicen, por ende se entregarán en un solo reporte por año.

- 6) Documentación de respaldo, que certifique la fecha y cantidad de combustible entregado, por cada compra de combustible.

Toda la información obtenida, será almacenada al menos tres años en caso de ser necesaria por la autoridad.

9. Descripción técnica de los equipos a utilizar

Para aplicar la metodología anteriormente mostrada, es necesario utilizar dos equipos o sistemas importantes en la unidad, uno de ellos es el sistema de adquisición y manejo de datos (DAHS), requerido por el apéndice D de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA utilizado para medir el consumo de combustible (consumo energético) por cada hora de operación en la unidad, y el otro sistema corresponde al equipo de medición de concentración de NO_x, que medirá dicha concentración por cada hora de operación. Ambos equipos o sistemas deben funcionar de igual manera independiente del combustible que se utilice en la generación eléctrica, teniendo en consideración los factores y ecuaciones que difieren para cada uno, como se explicó en detalle anteriormente.

9.1 Descripción del sistema de adquisición y procesamiento de datos a implementar

El sistema de adquisición y procesamiento de datos recibirá distintas señales para posteriormente procesarlas, realizar cálculos y entregar los resultados obtenidos como salidas en planillas Excel.

El sistema debe contar con tres etapas principales:

- I. Entrada de datos.
- II. Procesamiento de datos.
- III. Reporte de resultados.

9.2 Descripción del sistema de medición de NO_x a implementar

El sistema de monitoreo continuo de concentración de NO_x a instalar en la unidad, corresponderá a un sistema de tipo extractivo en base seca, cuyo principio de

funcionamiento corresponde al método de quimioluminiscencia. De manera general, deberá contener los siguientes sub-sistemas:

- I. Analizador de NO-NO₂.
- II. Transporte y acondicionamiento de muestra.
- III. Sonda tomamuestra de acero inoxidable.
- IV. Datalogger.
- V. Caseta para instalación de equipos.
- VI. Gases patrones EPA.
- VII. Set de repuestos básicos.

10. Demostración que la alternativa propuesta es consistente con los objetivos del monitoreo alternativo

Los objetivos del monitoreo, según el Anexo II del Protocolo, corresponden a implementar un sistema alternativo al CEMS exigido por el D.S. N°13/11 con la finalidad de medir o estimar las emisiones CO₂, SO₂, NO_x y MP en unidades que utilicen como combustible diesel o gas.

La metodología presentada cumple con los requisitos que impone el D.S. N°13/11, permitiendo obtener todos los parámetros que este decreto exige, incluyendo las condiciones que requiere respecto a oxígeno, temperatura y presión atmosférica.

Dado que la norma utilizada como referencia para la aplicación de monitoreos alternativos está basada en la normativa EPA, todos los factores y valores utilizados como constantes, se obtuvieron de la misma normativa EPA, incluyendo algunas ecuaciones. Por este motivo se puede concluir que la metodología propuesta es consistente con los objetivos del monitoreo alternativo establecido en el Anexo II del protocolo.

11. Conclusiones y recomendaciones

La unidad TG Hitachi de la Central Tres Puentes califica para todos los monitoreos alternativos descritos en el Anexo II del Protocolo, a excepción de la metodología peak dual petróleo-gas y LME. Por factibilidad de implementación se escoge la metodología que utiliza los apéndices D y G de la Parte 75, Volumen 40 del CFR de la US-EPA, para determinar los gases contaminantes y el uso del AP-42 para determinar el material particulado.

Debido al historial de los últimos tres años anteriores de la unidad, no es posible estimar la concentración de NO_x mediante monitoreo alternativo, por ello se propone la instalación de un equipo de medición de concentración de NO_x en el ducto de escape de la unidad, cuya medición se centrará solamente a dicho gas contaminante y la temperatura de los gases de escape.

La metodología seleccionada entrega emisiones en unidades de mg/h en base al consumo energético del combustible. Debido a que el marco regulatorio (D.S. N°13/11) requiere que

las unidades de generación transparenten sus concentraciones y las comparen a los límites establecidos, es que se ha propuesto el cálculo de la concentración utilizando el flujo de gases estimado de acuerdo a ecuaciones EPA y utilizándolo posteriormente para estimar las concentraciones de la unidad.

La metodología presentada será utilizada en los reportes trimestrales para informar las concentraciones horarias en reemplazo de un CEMS. Lo anterior irá acompañado de la documentación de respaldo (memorias de cálculo y antecedentes aportados de la unidad generadora).

EDELMAG comenzará a trabajar en la implementación de la metodología de monitoreo alternativo propuesta en este informe una vez que la SMA haya aprobado su implementación, para ello se trabajará por etapas para lograr la instalación y puesta en marcha final de los equipos necesarios a instalar. El tiempo aproximado de puesta en marcha de la metodología se estima en un año a partir de la aprobación de este informe por parte de la SMA. En la Tabla 23 se muestra un cronograma con las etapas más importantes a realizar para la puesta en marcha de la metodología y el tiempo (en semanas) aproximado que demoraría cada etapa.

Tabla 23: Cronograma implementación sistema de monitoreo alternativo

N°	Ítem	Duración (semanas)
1	Especificación técnica de los equipos requeridos	4
2	Gestión de cotización y adquisición de equipos requeridos	4
3	Suministro de equipos	25
4	Instalación de equipos	6
5	Calibración y puesta en marcha (marcha blanca)	4
6	Validación	4
7	Comunicación a SMA	4