



SOLICITUD PARA ACOGERSE A MONITOREO ALTERNATIVO LOW MASS EMISSION (LME)

CENTRAL TERMOELÉCTRICA CANDELARIA, COLBÚN UNIDAD TG-1

27 de junio de 2017
Inf01E4.I-17-038



DATOS DEL PROYECTO

Empresa : Colbún

Planta : Central Termoeléctrica Candelaria

Unidad Generadora : TG-1

Coordinador de planta : Raúl Ávila

Jefe de Proyecto : Mauricio Mera A.

Ingenieros de Proyecto : Luis Garrido M.
Ariel Geldres F.

Emisión	Datos	Preparó	Revisó	Aprobó
1	Nombre	LGM	AGF	MMA
	Fecha	02/06/2017	05/06/2017	05/06/2017
2	Nombre	LGM	AGF	AGF
	Fecha	12/06/2017	13/06/2017	13/06/2017
3	Nombre	LGM	AGF	AGF
	Fecha	19/06/2017	20/06/2017	20/06/2017
4	Nombre	LGM	APW	APW
	Fecha	27/06/2017	27/06/2017	27/06/2017



ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN.....	5
2	OBJETIVOS	5
3	JUSTIFICACIÓN SOLICITUD MONITOREO ALTERNATIVO.....	6
4	DESCRIPCIÓN DEL ESTABLECIMIENTO	7
4.1	Información general del establecimiento.....	7
4.2	Datos del establecimiento.....	7
4.3	Descripción de la Unidad de Generación Eléctrica	8
5	CALIFICACIÓN PARA MONITOREO ALTERNATIVO	9
5.1	Calificación estatus unidad dual petróleo gas.....	9
5.2	Estatus LME (Low mass emission)	10
6	PROPUESTA MONITOREO ALTERNATIVO	11
6.1	Tasas de emisión específica por combustible	11
6.1.1	Tasa de emisión específica combustible Gas Natural	11
6.1.2	Tasas de emisión específica combustible Petróleo Diésel A-1 ...	12
6.2	Determinación del consumo energético.....	13
6.3	Consideraciones D.S. N°13/2011 del MMA	14
7	CONCLUSIONES Y SOLICITUD PARA ACOGERSE A MONITOREO ALTERNATIVO.....	15
8	ANEXOS	16



Índice de Anexos

Anexo N° 1: Ruta de Cálculo determinación Estatus LME	16
Anexo N° 2: Tablas factores LM	17
Anexo N° 3: Factor de emisión EPA AP42	18
Anexo N° 4: Análisis de combustible 1, Diésel A-1	19
Anexo N° 5: Características calidad Gas Natural NCh2264	20
Anexo N° 6: Acondicionamiento de datos año 2014	21
Anexo N° 7: Metodología factor emisión SO ₂ para Diésel A-1	22
Anexo N° 8: Ecuaciones básicas	23
Anexo N° 9: Registro 168 horas de emisión de NOx y Percentil 95. Gas Natural	24
Anexo N° 10: Registro 168 horas de emisión NOx y Percentil 95. Petróleo Diésel	25



1 INTRODUCCIÓN

El presente informe técnico describe la propuesta metodológica presentada por Colbún para postular a la Unidad TG-1, perteneciente a la Central Termoeléctrica Candelaria, a la estimación de emisiones mediante monitoreo alternativo Low Mass Emission (LME). Dicho monitoreo alternativo sigue las directrices del protocolo de validación de sistemas de monitoreo continuo de emisiones, establecido en el Anexo II: Monitoreos Alternativos y Monitoreo en Fuentes Comunes, Bypass y Múltiples Chimeneas, aprobado por la Resolución Exenta N°483/13 de la SMA.

El informe se basa en los siguientes documentos:

- *“Protocolo para validación de monitoreo continuo de emisiones “CEMS” en centrales termoeléctricas, Anexo II: Monitoreos Alternativos y monitoreo en fuentes comunes, bypass y múltiples fuentes”*
- *Code of Federal Regulations (CFR) Title 40, Part 75 “CONTINUOUS EMISSION MONITORING”*
- *Compilation of air Pollutant Emission Factors (AP-42)*
- Antecedentes operacionales proporcionados por Colbún
- Registro histórico CEMS (Información oficial portal SICTER en ventanilla única) 2014-2016, incluyendo el primer trimestre 2017
- Datasheet fabricantes
- Análisis de combustible

2 OBJETIVOS

Los objetivos del presente informe técnico son los siguientes:

- Postular a monitoreo alternativo de emisiones según directrices Anexo II, Protocolo de validación de termoeléctricas.
- Demostrar que la UGE TG-1 de la central Colbún Candelaria califica como unidad LME (Low Mass Emission) debido a sus bajas emisiones anuales.
- Presentar una propuesta metodológica para la estimación de sus emisiones



3 JUSTIFICACIÓN SOLICITUD MONITOREO ALTERNATIVO

La Unidad 1 de la Central Termoeléctrica Candelaria, corresponde a una Unidad de Respaldo del sistema Interconectado Central (SIC), estando su operación definida según los requerimientos del coordinador eléctrico. En la siguiente tabla se muestra el régimen de operación de la TG-1 para los años 2014, 2015 y 2016.

Tabla 1: Régimen de operación TG-1

Año	Horas de operación [h]	Porcentaje de operación del periodo
2014	82	0,9%
2015	57	0,7%
2016	1.028	11,7%
Total 2014-2016	1.167	4,4%

Fuente: Registros horarios SICTER

Se observa que la TG-1 opera esporádicamente, en los tres últimos años sólo totaliza 1.167 horas de operación equivalentes a un 4,4% del periodo.

Debido a la naturaleza de operación de la central, la cual opera esporádicamente y su requerimiento de despacho no puede ser definido con mucha antelación, resulta logísticamente complejo coordinar las revalidaciones de los CEMS con las ETFAS. Además, en muchas ocasiones los periodos de operación de la central son menores que el tiempo requerido para realizar mediciones mediante métodos de referencia. Debido a lo anterior se considera viable realizar la estimación de emisiones atmosféricas mediante métodos alternativos.

4 DESCRIPCIÓN DEL ESTABLECIMIENTO

En esta sección se describe el establecimiento, su ubicación y características de la unidad generadora.

4.1 Información general del establecimiento

Tabla 2: Resumen datos responsables

Representante legal	Thomas Keller Lippold
Correo electrónico representante	tkeller@colbun.cl
Teléfono representante	22464000
Titular del establecimiento	Raúl Ávila
Correo electrónico titular	ravila@colbun.cl
Teléfono encargado medio ambiente	224603615
Correo encargado medio ambiente	mreyes@colbun.cl

4.2 Datos del establecimiento

La Central Termoeléctrica Candelaria se encuentra ubicada en la Comuna de Mostazal, Región del Libertador Bernardo O'Higgins. Esta central posee dos turbinas de generación de potencia aproximada 120 MWe, denominadas TG-1 y TG-2.

Tabla 3: Resumen datos establecimiento

Nombre	Central Termoeléctrica Candelaria
Dirección	Calle H-189, N°6000
Código VU	EIND002938-3
Comuna	Mostazal
Región	Libertador Bernardo O'Higgins
Coordenadas UTM WGS84	351060,0 E 6232907,0 S
Potencia (MWt) del establecimiento	893,7
N° calderas que tiene el establecimiento	0
N° turbinas que tiene el establecimiento	2



4.3 Descripción de la Unidad de Generación Eléctrica

Las turbinas presentes en la central operan en ciclo abierto, utilizando como combustible principal Gas Natural. Asimismo, pueden operar con Petróleo Diésel en caso de problemas de abastecimiento de gas. Estas turbinas cuentan con un sistema de abatimiento primario de NOx el cual previene y/o reduce la formación de NOx térmico. Este sistema se basa en la regulación de la temperatura de combustión mediante la adición de agua o vapor en la cámara de combustión.

A continuación se resumen las características principales de la turbina TG-1.

Tabla 4: Datos Unidad de Generación Eléctrica TG-1

Tipo de fuente / modelo	Turbina a gas / General Electric (GE) MS9001E	
Potencia Térmica	441,6 MWt	
Coordenadas UTM referenciales (19H)	Coord. Este: 351060,0	Coord. Sur: 6232907,0
Tipo de fuente	Ciclo abierto / Fuente Puntual	
Configuración de las chimeneas	La central posee chimenea principal	
Combustible utilizado	Gas Natural / Petróleo Diésel	
Tecnologías de abatimiento	NOx: Inyección de agua desmineralizada en el sistema de combustión.	



5 CALIFICACIÓN PARA MONITOREO ALTERNATIVO

Según en anexo II si una unidad que califica como unidad dual petróleo gas y además califica como unidad de baja emisión de masa (LME) puede utilizar y dar cumplimiento a la metodología de emisiones de baja masa incluido en la parte 75.19 vol 40 CFR. A continuación se demuestra el cumplimiento de estos requisitos.

5.1 Calificación estatus unidad dual petróleo gas

Para demostrar el estatus Dual petróleo Gas se presenta el siguiente extracto de la RCA N°355/2005

“El proyecto consiste en la operación eventual de dos turbinas con petróleo diésel como combustible alternativo al gas, en la Central Termoeléctrica Candelaria, acondicionando para ello, dos de las cuatro unidades turbogeneradores en ciclo abierto de 120 MW cada una; para lo cual, se requiere la construcción de las instalaciones de almacenamiento de combustible e infraestructura necesarias para la operación de las turbinas, en las dependencias de la Central, y el abastecimiento de petróleo diésel a través de camiones de transporte de combustible.”

De lo anterior se observa que ambas turbinas de la Central Termoeléctrica Candelaria cumple con el estatus Dual Petróleo Gas



5.2 Estatus LME (Low mass emission)

De acuerdo Anexo II del Protocolo CEMS para Termoeléctricas “Monitores Alternativos y monitoreo en fuentes comunes, bypass y múltiples fuentes”. Para calificar con el estatus LME cada UGEs debe cumplir con los siguientes límites de emisión anual, durante los últimos 3 años calendario.

- ≤ 25 ton/año SO_2
- < 100 ton/año NO_x

Para verificar el cumplimiento de estos límites se han analizado las emisiones históricas registradas por los CEMS de los años 2014, 2015 y 2016. Estos CEMS cumplen con sus validaciones en todo el periodo estudiado por lo tanto sus registros son de calidad asegurada.

Debido a que los CEMS registran las concentraciones de los contaminantes y no las emisiones máscas directamente, se procedió a calcular las emisiones según las rutas de cálculo detalladas en el Anexo 1. A continuación, se presentan las emisiones calculadas y la verificación del cumplimiento del criterio LME.

Tabla 5: Emisiones anuales TG-1

Año	Contaminante	Emisión [ton/año]	Máximo permitido [ton/año]	Estado
2014	NO_x	4,42	< 100	Cumple
	SO_2	0,01	≤ 25	Cumple
2015	NO_x	4,29	< 100	Cumple
	SO_2	0,03	≤ 25	Cumple
2016	NO_x	45,67	< 100	Cumple
	SO_2	0,21	≤ 25	Cumple

En base a los resultados obtenidos, se concluye que la unidad cumple con ambos criterios definidos para calificar como LME.

El siguiente capítulo, presenta la propuesta metodológica para estimar las emisiones de MP, NO_x , SO_2 , CO_2 y Flujo para unidad TG-1 de la central.

6 PROPUESTA MONITOREO ALTERNATIVO

En esta sección se detallan las propuestas de estimación de emisiones para SO₂, NO_x, CO₂, MP según las directrices del Anexo II del Protocolo de validación de CEMS. La estimación de la emisión se basa en factores los cuales dependen del consumo energético de la unidad generadora. Estos factores de emisión, al igual que la definición de consumo energético son presentados en las secciones 6.1.1 y 6.1.2 respectivamente.

6.1 Tasas de emisión específica por combustible

A continuación, se presentan los factores de emisión para los dos combustibles utilizados por la unidad generadora, Gas Natural y Petróleo Diésel A-1.

6.1.1 Tasa de emisión específica combustible Gas Natural

Los factores de emisión para el combustible Gas Natural siguen las directrices del *Anexo II: Monitoreos Alternativos y monitoreo en fuentes comunes, bypass y múltiples fuentes* y son indicados en la siguiente tabla.

Tabla 6: Factores de emisión combustible Gas natural TG-1.

Contaminante	Tasa de emisión	Unidad	Comentario
SO ₂	0,0006	lb/mmBtu	Tabla LM-1
NO _x	44,53 ¹	mg/m ³ N @15%O ₂	Percentil 95
CO ₂	0,059	ton/mmBtu	Tabla LM-3
MP	1,9E-03	lb/mmBtu	AP-42

¹ En el anexo 10 se presentan los registros de emisión de 168 horas de operación de calidad asegurada registrada por el CEMS, de las cuales se obtiene el valor percentil 95 según directrices 75,19 vol 40 CFR.



6.1.2 Tasas de emisión específica combustible Petróleo Diésel A-1

Los factores de emisión para el combustible Petróleo Diésel A-1 siguen las directrices del *Anexo II: Monitoreos Alternativos y monitoreo en fuentes comunes, bypass y múltiples fuentes*, y son indicados en la siguiente tabla.

Tabla 7: Factores de emisión combustible Petróleo Diésel A-1, TG-1

Contaminante	Tasa de emisión	Unidad	Comentario
SO ₂	0,001230	lb/mmBtu	75,19 vol 40 CFR
NO _x	109,33 ²	mg/m ³ N @15%O ₂	Percentil 95
CO ₂	0,081	ton/mmBtu	Tabla LM-3
MP	4,30 E-03	lb/mmBtu	AP-42

Las tasas de emisión para CO₂ y MP corresponden a factores de emisión genéricos. En el caso de la emisión de SO₂ se ha utilizado la ecuación (c) (1) (i) según CFR 40, 75.19 la cual se detalla en el anexo 8. Éste factor de emisión depende del contenido de azufre del combustible por lo que puede variar ligeramente según los futuros análisis de combustible.

² En el anexo 11 se presentan los registros de emisión de 168 horas de operación de calidad asegurada registrada por el CEMS de las cuales se obtiene el valor percentil 95 según directrices 75,19 vol 40 CFR.



6.2 Determinación del consumo energético

Los factores indicados anteriormente se basan en el *Consumo Energético* de la unidad generadora, este consumo energético es determinado a través del consumo de combustible según la siguiente ecuación.

$$HI = Q \cdot GCV$$

En donde

HI : Consumo energético medido en [mmBtu].

Q : Volumen de combustible consumido en [gal] para combustibles líquidos y en [scf] para combustibles gaseosos.

GVC : Poder calorífico superior del combustible en [mmBtu/gal] para combustibles líquidos y [mmBtu/scf] para combustibles gaseosos.

El consumo de combustible, Gas Natural y Petróleo Diésel, se registrará de forma horaria del mismo modo en que se ha hecho en los últimos 3 años de operación de la central. Es decir, el consumo de cada combustible será medido de forma independiente, generando registros horarios históricos para este parámetro. Adicionalmente, los consumos de combustibles serán contrastados con las facturas y/o los niveles de estanque con el objetivo de asegurar la calidad de la información.



6.3 Consideraciones D.S. N°13/2011 del MMA

De forma adicional se presenta el flujo de gases y concentración de O₂ que serán considerados para efectos de reportabilidad D13 para cada combustible. Estos valores corresponden al promedio de 168 horas de operación registradas por los CEMS. Estas 168 horas de operación corresponden al mismo periodo analizado para obtener el percentil 95 de concentración de NO_x.

Tabla 8: Flujo de gases y Oxígeno Gas Natural

Flujo de gases	916.202	Nm ³ /h
O ₂	15,53	%

Tabla 9: Flujo de gases y Oxígeno Petróleo Diésel

Flujo de gases	1.044.186	Nm ³ /h
O ₂	15,79	%



7 CONCLUSIONES Y SOLICITUD PARA ACOGERSE A MONITOREO ALTERNATIVO

El presente documento técnico concluye que la unidad generadora TG-1 de Colbún Candelaria cumple con los requisitos estipulados por el Anexo II del *Protocolo para validación de monitoreo continuo de emisiones en centrales termoeléctricas*, para ser consideradas LME. En consecuencia, las emisiones de esta unidad pudieran ser estimadas mediante métodos alternativos y cumplir cabalmente con la normativa ambiental vigente. De lo anterior, se solicita a la Superintendencia del Medio Ambiente, acoger la solicitud de monitoreo alternativo de emisiones para la unidad generadora TG-1 utilizando la metodología descrita en este documento técnico.

Ante la eventual aprobación de la presente propuesta metodológica, se considerará como fecha de inicio de la propuesta a la fecha de entrega de este documento en la oficina de partes de la SMA, quedando fielmente reflejado a través de la carta conductora correspondiente.

Luis Garrido M.
Ingeniero de Proyectos
Proterm S.A.



8 ANEXOS

Anexo N° 1: Ruta de Cálculo determinación Estatus LME

Calculo emisión NOx y SO₂

La emisión de estos contaminantes se ha calculado a partir de los registros horarios reportados en SICTER. En particular, la emisión másica se ha obtenido de la multiplicación del flujo normalizado por la concentración normalizada no corregida de cada contaminante. Es decir

$$\sum_i^n \frac{C_{NCi} \cdot F_{NCi}}{1.000.000.000} [ton]$$

En donde

C_{NCi}	: Concentración de NOx o SO ₂ normalizada no corregida por oxígeno [mg/m ³ N]
F_{NCi}	: Flujo de gases salida en base seca [Nm ³ /h] (columna 15 planilla horaria)
1.000.000.000	: Conversión de unidades de [mg] a [ton]
i	: hora de operación [h]

Dado que en la planilla horaria no registra la concentración de NOx y SO₂ no corregida por oxígeno, resulta necesario calcular este valor. Para ello es necesario volver a las condiciones de oxígeno medido utilizando la siguiente ecuación.

Corrección por oxígeno

$$C_{med} = C_{corr} \cdot \frac{21 - O_{2med}}{21 - O_{2ref}}$$

En donde

C_{corr}	: Concentración corregida al 15% O ₂ en [mg/m ³ N] (planilla horaria)
C_{med}	: Concentración no corregida [mg/m ³ N]
O_{2ref}	: Oxígeno de referencia [-] (15%)
O_{2med}	: Porcentaje de oxígeno medido [-]



Anexo N° 2: Tablas factores LM

TABLE LM-1—SO₂ EMISSION FACTORS (LB/MMBTU) FOR VARIOUS FUEL TYPES

Fuel type	SO ₂ emission factors
Pipeline Natural Gas	0.0006 lb/mmBtu.
Other Natural Gas	0.06 lb/mmBtu.
Residual Oil	2.1 lb/mmBtu.
Diesel Fuel	0.5 lb/mmBtu.

TABLE LM-2—NO_x EMISSION RATES (LB/MMBTU) FOR VARIOUS BOILER/FUEL TYPES

Unit type	Fuel type	NO _x emission rate
Turbine	Gas	0.7
Turbine	Oil	1.2
Boiler	Gas	1.5
Boiler	Oil	2

TABLE LM-3—CO₂ EMISSION FACTORS (TON/MMBTU) FOR GAS AND OIL

Fuel type	CO ₂ emission factors
Pipeline (or other) Natural Gas	0.059 ton/mmBtu.
Oil	0.081 ton/mmBtu.

TABLE LM-4—IDENTICAL UNIT TESTING REQUIREMENTS

Number of identical units in the group	Number of appendix E tests required
2	1
3 to 6	2
7	3
>7	n tests; where n = number of units divided by 3 and rounded to nearest integer.

TABLE LM-5—DEFAULT GROSS CALORIFIC VALUES (GCVs) FOR VARIOUS FUELS

Fuel	GCV for use in equation LM-2 or LM-3
Pipeline Natural Gas	1050 Btu/scf.
Other Natural Gas	1100 Btu/scf.
Residual Oil	19,700 Btu/lb or 167,500 Btu/gallon.
Diesel Fuel	20,500 Btu/lb or 151,700 Btu/gallon.

TABLE LM-6—DEFAULT SPECIFIC GRAVITY VALUES FOR FUEL OIL

Fuel	Specific gravity (lb/gal)
Residual Oil	8.5
Diesel Fuel	7.4



Anexo N° 3: Factor de emisión EPA AP42

Table 3.1-2a. EMISSION FACTORS FOR CRITERIA POLLUTANTS AND GREENHOUSE GASES FROM STATIONARY GAS TURBINES

Pollutant	Emission Factors ^a - Uncontrolled			
	Natural Gas-Fired Turbines ^b		Distillate Oil-Fired Turbines ^d	
	(lb/MMBtu) ^c (Fuel Input)	Emission Factor Rating	(lb/MMBtu) ^e (Fuel Input)	Emission Factor Rating
CO ₂ ^f	110	A	157	A
N ₂ O	0.003 ^g	E	ND	NA
Lead	ND	NA	1.4 E-05	C
SO ₂	0.94S ^h	B	1.01S ^h	B
Methane	8.6 E-03	C	ND	NA
VOC	2.1 E-03	D	4.1 E-04 ^j	E
TOC ^k	1.1 E-02	B	4.0 E-03 ^l	C
PM (condensable)	4.7 E-03 ^l	C	7.2 E-03 ^l	C
PM (filterable)	1.9 E-03 ^l	C	4.3 E-03 ^l	C
PM (total)	6.6 E-03 ^l	C	1.2 E-02 ^l	C

^a Factors are derived from units operating at high loads (>80 percent load) only. For information on units operating at other loads, consult the background report for this chapter (Reference 16), available at "www.epa.gov/ttn/chief". ND = No Data, NA = Not Applicable.

^b SCCs for natural gas-fired turbines include 2-01-002-01, 2-02-002-01 & 03, and 2-03-002-02 & 03.

^c Emission factors based on an average natural gas heating value (HHV) of 1020 Btu/scf at 60°F. To convert from (lb/MMBtu) to (lb/10⁶ scf), multiply by 1020. Similarly, these emission factors can be converted to other natural gas heating values.

^d SCCs for distillate oil-fired turbines are 2-01-001-01, 2-02-001-01, 2-02-001-03, and 2-03-001-02.

^e Emission factors based on an average distillate oil heating value of 139 MMBtu/10³ gallons. To convert from (lb/MMBtu) to (lb/10³ gallons), multiply by 139.

^f Based on 99.5% conversion of fuel carbon to CO₂ for natural gas and 99% conversion of fuel carbon to CO₂ for distillate oil. CO₂ (Natural Gas) [lb/MMBtu] = (0.0036 scf/Btu)(%CON)(C)(D), where %CON = weight percent conversion of fuel carbon to CO₂, C = carbon content of fuel by weight, and D = density of fuel. For natural gas, C is assumed at 75%, and D is assumed at 4.1 E+04 lb/10⁶scf. For distillate oil, CO₂ (Distillate Oil) [lb/MMBtu] = (26.4 gal/MMBtu) (%CON)(C)(D), where C is assumed at 87%, and the D is assumed at 6.9 lb/gallon.

^g Emission factor is carried over from the previous revision to AP-42 (Supplement B, October 1996) and is based on limited source tests on a single turbine with water-steam injection (Reference 5).

^h All sulfur in the fuel is assumed to be converted to SO₂. S = percent sulfur in fuel. Example, if sulfur content in the fuel is 3.4 percent, then S = 3.4. If S is not available, use 3.4 E-03 lb/MMBtu for natural gas turbines, and 3.3 E-02 lb/MMBtu for distillate oil turbines (the equations are more accurate).

^j VOC emissions are assumed equal to the sum of organic emissions.

^k Pollutant referenced as THC in the gathered emission tests. It is assumed as TOC, because it is based on EPA Test Method 25A.

^l Emission factors are based on combustion turbines using water-steam injection.



ISO 9001:2008

Anexo Nº 4: Análisis de combustible 1, Diésel A-1



OIL TEST INTERNACIONAL

Oil Test Internacional de Chile S.A.

Nueva de Matte # 1679 (Ex 1423) Independencia, Santiago - Chile
Fono: (56) (2) 3671732 (56) (2) 3677744; E-mail: jherrera@oiltestam.com
Acreditación LE 1016 de acuerdo a NCH-ISO 17025:02005



SISTEMA NACIONAL
DE ACREDITACION

INN - CHILE

Cliete : COLBUN S.A.
Dirección : CAMINO VECINAL S/N PARCELA 14B SAN FCO. DE MOSTAZAL
Ref. Cliente : OC.
Nuestra Ref. : OTICH16-20292 / CCD-251
Lugar : CENTRAL TERMoeLECTRICA CANDELARIA
Producto⁽¹⁾ : PETROLEO DIESEL GRADO A1
Muestra Obtenida por⁽²⁾ : OIL TEST INTERNACIONAL DE CHILE S.A.
Muestra obtenida de : ESTANQUE ALMACENAMIENTO 2000 M³
Fecha de Muestreo : 21-12-2016
Analizada por : OIL TEST INTERNACIONAL DE CHILE S.A.
Fecha de Informe : 30-12-2016

REPORTE DE ANALISIS

Prueba	1	2	Unidades	Métodos	Especificaciones	Resultados
Viscosidad Cinemática a 37,8°C			cSt	ASTM D445-15a	5,8 máx.	2,856
Gravedad Específica 15,6°C			-	ASTM D1298-12b	Informar	0,8383
Contenido de Humedad R.K.F.		X	ppm	ASTM D1744-13	Informar	59
Color			Nº	ASTM D1500-12	Informar	L 0,5
Agua y Sedimentos			% v/v	ASTM D1796-11 e1	0,1 máx.	0,000
Partículas Contaminantes			mg/gal.	ASTM D6217-11	Informar	16,48
Punto de Inflamación			°C	ASTM D93-16	Informar	61,0
Destilación, Temp 90 % rec.			°C	ASTM D86-16a	338 máx.	331,5
Punto de Escurrimiento			°C	ASTM D97-16	<7 ° amb. mín.	-15
Cenizas			ppm	ASTM D482-13	100 máx.	14
Sodio - Potasio		X	ppm	ASTM D3605-16	1,0 máx.	<0,15
Plomo			ppm	ASTM D3605-16	1,0 máx.	<0,29
Vanadio			ppm	ASTM D3605-16	0,5 máx.	<0,17
Calcio			ppm	ASTM D3605-16	2,0 máx.	<0,11
Hierro		X	ppm	EAA	Informar	<1,00
Cenizas + Vanadio		X	ppm	Calculado	Informar	14
Residuo Carbón Ramsbottom, 10 % res.		X	% m/m	ASTM D524-15	0,25 máx.	0,07
Residuo Carbón Conradson, 10 % res.			% m/m	ASTM D189-06 (14)	Informar	0,02
Azufre			% m/m	ASTM D4294-16e1	1,0 máx.	0,0010
Hidrógeno	X	X	% m/m	ASTM D5291-10	12,7 mín.	13,22
Aromaticos Totales	X	X	% Vol.	ASTM D1319-14	Informar	24,7
Poder Calorífico Superior			Kcal/Kg	ASTM D4868-00 (10)	Informar	10925
Poder Calorífico Inferior			Kcal/Kg	ASTM D4868-00 (10)	Informar	10247
Índice de Cetano			Nº	ASTM D976-06 (11)	Informar	51,3

Observaciones:

1= Ensayo Sub Contratado

2= no se encuentra dentro del Alcance de Acreditación

Análisis desarrollados de acuerdo a Protocolo GE 41047k



JORGE HERRERA GEDERLINI
GERENTE DE LABORATORIO

⁽¹⁾ Descrito según el cliente

⁽²⁾ Los análisis reportados corresponden a la muestra suministrada al laboratorio por (ver arriba "Muestra obtenida por")

Este reporte de análisis no puede ser reproducido parcialmente sin la autorización por escrito de OIL TEST INTERNACIONAL DE CHILE S.A.



Anexo N° 5: Características calidad Gas Natural NCh2264

NCh2264

Tabla 1 - Características de calidad en el gas natural

Característica		Unidad de medida	Límite	Método de ensayo ⁵⁾
1	Poder calorífico superior:	kJ/m^3 (kcal/m^3)	42 635 máx. (10 200 máx.)	NCh2380
		kJ/m^3 (kcal/m^3)	36 995 mín. (8 850 mín.)	
2	Índice de Wobbe	kJ/m^3 (kcal/m^3)	52 125 máx. (12 470 máx.)	NCh2380
		kJ/m^3 (kcal/m^3)	47 235 mín. (11 300 mín.)	
3	Densidad relativa	-	informar	NCh2380
4	Gases inertes, total	% (V/V)	4 máx.	ASTM D 1945
5	Punto de rocío de hidrocarburos	°C	-4 máx. a 5 500 kPa abs.	ASTM D 1142
6	Dióxido de carbono, (CO_2)	% (v/v)	2,0 máx.	ASTM D 1945
7	Oxígeno (O_2)	% (v/v)	0,2 máx.	ASTM D 1945
8	Sulfuro de hidrógeno (H_2S)	mg/m^3	3 máx.	ISO 6326-4 ³⁾
9	Azufre total:	mg/m^3 mg/m^3	15 máx. ¹⁾ 65 máx. ²⁾	ASTM D 5504 ⁴⁾ ASTM D 5504 ⁴⁾
10	Agua	mg/m^3	65 máx.	ASTM D 1142

1) Antes de la adición de odorante.

2) Después de la adición de odorante.

3) Alternativamente, pueden usarse los métodos ASTM D 2725 o ASTM D 4810; en caso de arbitraje debe usarse el método ISO 6326-4.

4) Alternativamente, puede usarse el método ASTM D 4468; en caso de arbitraje debe usarse el método ASTM D 5504.

5) En Anexo B de esta norma se incluyen, en carácter informativo, los títulos y alcance de las normas ASTM que se incluyen en esta tabla.

Anexo N° 6: Acondicionamiento de datos año 2014

Acondicionamiento de flujo

Durante el año 2014 se registraron valores anómalos de flujo, en ocasiones se obtuvo valores que sobrepasaban hasta 80 veces el flujo nominal de la turbina. Físicamente esta situación es imposible y altera de forma negativa los resultados por lo que deben ser tratados. Dado que el año 2014 aún no entraba en vigencia el procedimiento de reemplazo de datos, estos valores de flujo errados han sido limitados de con el siguiente criterio.

El flujo de gases de la turbina en régimen oscila entre 1.100.000 - 1.300.000 m³N/h, si bien se pudo haber limitado el flujo máximo a 1.300.000 m³N/h, se ha preferido utilizar un criterio más conservador escogiendo el máximo del rango de medición del CEMS. El rango de medición del CEMS de flujo se muestra en la siguiente tabla

Componente	Marca	Modelo	N° Serie	Rango	Principio funcionamiento
FLUJO	MONITORING SOLUTIONS	CEMFLOW	011713-000-1059-UMCR	0 - 1.700.000 m ³ N/h	PRESIÓN DIFERENCIAL

Finalmente se han limitado los valores de flujo a 1.700.000 m³N/h, es decir todo registro de flujo del año 2014 que sobrepase este valor se ha reemplazado por 1.700.000 m³N/h.

Acondicionamiento de concentración

Del mismo modo en este periodo existen algunos registros de concentraciones negativas de NO_x y SO₂ lo cual es físicamente imposible. Estos valores negativos de concentración han sido reemplazados por 0.



Anexo N° 7: Metodología factor emisión SO₂ para Diésel A-1

La estimación de emisión de SO₂ se realizará según el apéndice D del método Low Mass Emission. La siguiente ecuación describe la obtención del factor de emisión.

$$F_{eSO_2} = 1,01 \cdot s$$

En donde

F_{eSO₂}: Factor de emisión [lb/mmBtu]

S: Contenido de azufre del combustible [%]

El contenido de azufre utilizado corresponde al promedio de los análisis de combustible realizados durante el año 2016.

Fecha	Contenido de azufre % m/m
ene-16	0,0027
feb-16	0,0006
mar-16	0,0011
abr-16	0,0009
may-16	0,0012
jun-16	0,0011
jul-16	0,0012
ago-16	0,0012
sep-16	0,0013
oct-16	-
nov-16	0,0011
dic-16	0,0010
Promedio	0,00122



Anexo N° 8: Ecuaciones básicas

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

$$E = \frac{F \cdot HI}{2,2}$$

En donde:

E : Emisión en [kg]

F : Tasa de emisión en [lb/mmBtu]

HI : Consumo energético en [mmBtu]

En el caso del CO₂ la tasa de emisión es expresada en [ton/mmBtu], por lo que la emisión resultante es en toneladas.

**Anexo N° 9: Registro 168 horas de emisión de NOx y Percentil 95. Gas Natural**

FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3	FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3	FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3	FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3
24-01-2017 12:00	41,41	26-01-2017 17:00	41,81	10-03-2017 19:00	37,69	15-03-2017 0:00	28,94
24-01-2017 13:00	41,99	26-01-2017 18:00	41,33	10-03-2017 20:00	37,71	15-03-2017 6:00	6,20
24-01-2017 14:00	36,47	26-01-2017 19:00	40,12	10-03-2017 21:00	36,82	15-03-2017 7:00	38,26
24-01-2017 15:00	42,68	26-01-2017 20:00	38,88	10-03-2017 22:00	37,16	15-03-2017 8:00	37,40
24-01-2017 16:00	44,17	26-01-2017 21:00	38,65	10-03-2017 23:00	36,33	15-03-2017 9:00	35,33
24-01-2017 17:00	44,52	26-01-2017 22:00	38,37	11-03-2017 0:00	43,53	15-03-2017 10:00	34,88
24-01-2017 18:00	44,53	26-01-2017 23:00	55,30	13-03-2017 7:00	25,61	15-03-2017 11:00	35,25
24-01-2017 19:00	44,16	27-01-2017 0:00	57,39	13-03-2017 8:00	31,38	15-03-2017 12:00	35,43
24-01-2017 20:00	43,45	27-01-2017 11:00	40,02	13-03-2017 9:00	38,94	15-03-2017 13:00	35,51
24-01-2017 21:00	42,43	27-01-2017 12:00	39,77	13-03-2017 10:00	38,19	15-03-2017 14:00	15,97
24-01-2017 22:00	42,03	27-01-2017 13:00	39,71	13-03-2017 11:00	38,04	15-03-2017 15:00	37,47
24-01-2017 23:00	41,50	27-01-2017 14:00	34,34	13-03-2017 12:00	38,06	15-03-2017 16:00	37,47
25-01-2017 0:00	30,84	27-01-2017 15:00	40,37	13-03-2017 13:00	38,60	15-03-2017 17:00	39,46
25-01-2017 6:00	5,03	27-01-2017 16:00	40,05	13-03-2017 14:00	16,03	15-03-2017 18:00	36,71
25-01-2017 7:00	39,98	27-01-2017 17:00	40,43	13-03-2017 15:00	39,61	15-03-2017 19:00	35,79
25-01-2017 8:00	40,75	27-01-2017 18:00	40,38	13-03-2017 16:00	40,26	15-03-2017 20:00	35,38
25-01-2017 9:00	39,66	27-01-2017 19:00	40,06	13-03-2017 17:00	39,44	15-03-2017 21:00	34,99
25-01-2017 10:00	39,46	27-01-2017 20:00	40,10	13-03-2017 18:00	37,87	15-03-2017 22:00	34,91
25-01-2017 11:00	40,38	27-01-2017 21:00	59,12	13-03-2017 19:00	36,57	15-03-2017 23:00	34,64
25-01-2017 12:00	41,80	28-01-2017 8:00	0,53	13-03-2017 20:00	35,46	16-03-2017 0:00	8,24
25-01-2017 13:00	41,34	28-01-2017 12:00	39,32	13-03-2017 21:00	34,82	17-03-2017 8:00	17,74
25-01-2017 14:00	35,94	28-01-2017 13:00	39,55	13-03-2017 22:00	34,76	17-03-2017 9:00	34,75
25-01-2017 15:00	43,30	28-01-2017 14:00	34,41	13-03-2017 23:00	34,35	17-03-2017 10:00	34,41
25-01-2017 16:00	43,81	28-01-2017 15:00	39,96	14-03-2017 0:00	39,79	17-03-2017 11:00	34,24
25-01-2017 17:00	44,70	28-01-2017 16:00	39,57	14-03-2017 6:00	27,46	17-03-2017 12:00	34,57
25-01-2017 18:00	43,89	28-01-2017 17:00	39,60	14-03-2017 7:00	34,11	17-03-2017 13:00	34,94
25-01-2017 19:00	43,56	28-01-2017 18:00	39,93	14-03-2017 8:00	33,92	17-03-2017 14:00	33,26
25-01-2017 20:00	44,26	28-01-2017 19:00	40,04	14-03-2017 9:00	33,78	17-03-2017 15:00	36,21
25-01-2017 21:00	42,76	21-02-2017 20:00	33,21	14-03-2017 10:00	33,35	17-03-2017 16:00	36,19
25-01-2017 22:00	42,06	08-03-2017 8:00	55,71	14-03-2017 11:00	33,48	17-03-2017 17:00	72,91
25-01-2017 23:00	41,78	09-03-2017 8:00	31,44	14-03-2017 12:00	33,75	21-03-2017 10:00	4,95
26-01-2017 0:00	41,57	10-03-2017 8:00	19,72	14-03-2017 13:00	33,56	21-03-2017 11:00	35,99
26-01-2017 1:00	5,38	10-03-2017 9:00	35,15	14-03-2017 14:00	15,76	21-03-2017 12:00	36,22
26-01-2017 8:00	22,72	10-03-2017 10:00	35,72	14-03-2017 15:00	35,04	21-03-2017 13:00	36,49
26-01-2017 9:00	42,43	10-03-2017 11:00	35,94	14-03-2017 16:00	35,54	21-03-2017 14:00	36,92
26-01-2017 10:00	40,47	10-03-2017 12:00	36,20	14-03-2017 17:00	40,98	21-03-2017 15:00	36,78
26-01-2017 11:00	41,06	10-03-2017 13:00	36,51	14-03-2017 18:00	35,24	21-03-2017 16:00	36,42
26-01-2017 12:00	41,45	10-03-2017 14:00	16,00	14-03-2017 19:00	35,02	21-03-2017 17:00	36,49
26-01-2017 13:00	41,86	10-03-2017 15:00	38,55	14-03-2017 20:00	34,75	22-03-2017 8:00	16,87
26-01-2017 14:00	36,06	10-03-2017 16:00	38,91	14-03-2017 21:00	34,29	22-03-2017 9:00	83,23
26-01-2017 15:00	42,23	10-03-2017 17:00	38,90	14-03-2017 22:00	34,61	23-03-2017 8:00	16,42
26-01-2017 16:00	41,95	10-03-2017 18:00	38,33	14-03-2017 23:00	34,88	24-03-2017 8:00	63,17

Percentil 95= 44,53 mg/m³N @15%O₂

**Anexo N° 10: Registro 168 horas de emisión NOx y Percentil 95. Petróleo Diésel**

FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3	FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3	FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3	FECHA/HORA	CONCENTRACION_NO X_MG/NM3
08-07-2016 23:00	71,09	13-07-2016 13:00	76,50	28-01-2017 11:00	92,08	17-03-2017 20:00	96,39
09-07-2016 0:00	90,62	13-07-2016 14:00	76,06	21-02-2017 21:00	90,00	17-03-2017 21:00	79,50
09-07-2016 8:00	114,84	13-07-2016 15:00	75,94	21-02-2017 22:00	87,50	17-03-2017 22:00	80,74
09-07-2016 9:00	71,26	13-07-2016 16:00	77,10	21-02-2017 23:00	92,20	21-03-2017 18:00	109,34
09-07-2016 10:00	64,78	13-07-2016 17:00	78,46	22-02-2017 0:00	86,30	21-03-2017 19:00	102,75
09-07-2016 11:00	65,18	13-07-2016 18:00	75,70	07-03-2017 8:00	88,23	21-03-2017 20:00	85,20
09-07-2016 12:00	68,89	13-07-2016 19:00	75,44	07-03-2017 9:00	71,06	21-03-2017 21:00	75,52
09-07-2016 13:00	73,96	13-07-2016 20:00	74,77	07-03-2017 10:00	71,39	21-03-2017 22:00	75,19
09-07-2016 14:00	74,15	13-07-2016 21:00	74,34	07-03-2017 11:00	71,64	22-03-2017 10:00	98,89
09-07-2016 15:00	74,29	13-07-2016 22:00	74,80	07-03-2017 12:00	72,71	22-03-2017 11:00	99,12
09-07-2016 16:00	74,64	13-07-2016 23:00	74,42	07-03-2017 13:00	76,46	22-03-2017 12:00	94,21
09-07-2016 17:00	73,94	14-07-2016 0:00	87,23	07-03-2017 14:00	65,55	22-03-2017 13:00	90,68
09-07-2016 18:00	73,15	14-07-2016 1:00	144,00	07-03-2017 15:00	84,52	22-03-2017 14:00	71,70
09-07-2016 19:00	72,08	14-07-2016 6:00	114,84	07-03-2017 16:00	84,17	22-03-2017 15:00	85,92
09-07-2016 20:00	71,70	14-07-2016 7:00	80,68	07-03-2017 17:00	85,31	22-03-2017 16:00	85,74
09-07-2016 21:00	71,68	14-07-2016 8:00	78,31	07-03-2017 18:00	84,52	22-03-2017 17:00	87,63
09-07-2016 22:00	71,21	14-07-2016 9:00	72,88	07-03-2017 19:00	82,58	22-03-2017 18:00	112,21
09-07-2016 23:00	71,82	14-07-2016 10:00	67,27	07-03-2017 20:00	81,31	22-03-2017 19:00	107,65
10-07-2016 0:00	110,63	14-07-2016 11:00	65,59	07-03-2017 21:00	79,23	22-03-2017 20:00	83,49
11-07-2016 8:00	54,75	14-07-2016 12:00	67,49	07-03-2017 22:00	77,51	22-03-2017 21:00	85,79
11-07-2016 9:00	73,82	14-07-2016 13:00	69,51	07-03-2017 23:00	76,06	22-03-2017 22:00	47,99
11-07-2016 10:00	67,91	14-07-2016 14:00	71,02	08-03-2017 9:00	70,31	23-03-2017 9:00	72,65
11-07-2016 11:00	67,78	14-07-2016 15:00	74,80	08-03-2017 10:00	69,17	23-03-2017 10:00	68,79
11-07-2016 12:00	72,64	14-07-2016 16:00	76,57	08-03-2017 11:00	70,49	23-03-2017 11:00	70,31
11-07-2016 13:00	70,39	14-07-2016 17:00	75,55	08-03-2017 12:00	72,28	23-03-2017 12:00	72,33
11-07-2016 14:00	72,24	14-07-2016 18:00	75,72	08-03-2017 13:00	74,55	23-03-2017 13:00	75,74
11-07-2016 15:00	72,80	14-07-2016 19:00	75,57	08-03-2017 14:00	70,17	23-03-2017 14:00	71,49
11-07-2016 16:00	72,43	14-07-2016 20:00	75,44	08-03-2017 15:00	84,14	23-03-2017 15:00	84,39
11-07-2016 17:00	72,43	14-07-2016 21:00	74,65	08-03-2017 16:00	89,37	23-03-2017 16:00	85,00
11-07-2016 18:00	71,79	14-07-2016 22:00	82,62	09-03-2017 9:00	100,71	23-03-2017 17:00	85,00
11-07-2016 19:00	71,26	14-07-2016 23:00	75,57	09-03-2017 10:00	71,17	23-03-2017 18:00	83,54
11-07-2016 20:00	71,08	15-07-2016 0:00	71,81	09-03-2017 11:00	91,86	23-03-2017 19:00	104,62
11-07-2016 21:00	70,78	15-07-2016 1:00	137,50	09-03-2017 12:00	99,13	23-03-2017 20:00	78,44
11-07-2016 22:00	71,34	21-09-2016 12:00	71,37	09-03-2017 13:00	101,42	23-03-2017 21:00	102,73
11-07-2016 23:00	83,02	21-09-2016 13:00	90,40	09-03-2017 14:00	93,01	24-03-2017 9:00	71,70
12-07-2016 0:00	117,36	16-11-2016 11:00	20,96	09-03-2017 15:00	109,31	24-03-2017 10:00	72,05
13-07-2016 7:00	57,87	12-01-2017 16:00	39,39	09-03-2017 16:00	80,82	24-03-2017 11:00	72,04
13-07-2016 8:00	77,91	28-01-2017 1:00	6,80	09-03-2017 17:00	107,99	24-03-2017 12:00	73,14
13-07-2016 9:00	76,52	28-01-2017 2:00	100,13	09-03-2017 18:00	107,11	24-03-2017 13:00	87,66
13-07-2016 10:00	76,48	28-01-2017 3:00	74,98	09-03-2017 19:00	72,38	24-03-2017 14:00	67,28
13-07-2016 11:00	76,53	28-01-2017 9:00	115,58	17-03-2017 18:00	95,85	24-03-2017 15:00	109,08
13-07-2016 12:00	76,54	28-01-2017 10:00	93,00	17-03-2017 19:00	106,05	24-03-2017 16:00	52,47

Percentil 95= 109,33 mg/m³N @15%O₂