

AUDITORIA TÉCNICA PARA LA VERIFICACION DEL MÍNIMO
TÉCNICO (MT) DE LAS UNIDADES GENERADORAS DE CENTRAL DE
ATACAMA

Informe Auditoría Técnica

CDEC-SING



Report No.: E-16-I-108-JS, Rev. 0

Date: Junio 2016

Project name: AUDITORIA TECNICA PARA LA VERIFICACION DE LOS MÍNIMOS TÉCNICOS DE LAS UNIDADES GENERADORES DE CENTRAL DE ATACAMA
Report title: Informe Auditoría Técnica
Customer: CDEC-SING, Apoquindo 4501 – 6 Las Condes Santiago, Chile
Contact person: Sr Patricio Valenzuela
Date of issue: Junio 2016
Project No.: 84000070
Organization unit: Energy Advisory
Report No.: E-16-I-108-JS, Rev. 0

DNV GL Energy
 Germanischer Lloyd Chile Limitada
 Avda Libertad 1405, Of 1501,
 Torre Coraceros
 Viva del Mar
 Tel: +56 2 2638 5280

Task and objective:

Prepared by:



Juan Ignacio Sanchez

Verified by:



Sjoerd van Rijen

Approved by:



Eugenio Chinchón



Lex Schut



Eduardo Pallarés

- Unrestricted distribution (internal and external)
- Unrestricted distribution within DNV GL
- Limited distribution within DNV GL after 3 years
- No distribution (confidential)
- Secret

Keywords:
[Keywords]

Reference to part of this report which may lead to misinterpretation is not permissible.

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
0		First issue			

Table of contents

1.	RESUMEN EJECUTIVO	1
1.1	ANTECEDENTES	1
1.2	CONCLUSIONES	4
2.	INTRODUCCIÓN	5
2.1	GENERALIDADES.....	5
2.2	ANTECEDENTES DE AUDITORIA 2015	6
2.3	ANTECEDENTES DE AUDITORIA 2016	8
2.4	REFERENCIAS	10
3	OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA AUDITORIA TECNICA	10
4	MÍNIMO TÉCNICO DE OPERACIÓN (MT).....	15
4.3	Limitaciones técnicas en el MT reportadas por Gas Atacama	15
4.4	Consideraciones a las limitaciones técnicas reportadas por Gas Atacama	16
4.5	Pruebas en campo realizadas para la determinación del mínimo técnico (MT) con combustible líquido (Diésel)	16
4.6	Pruebas en campo realizadas para la determinación del MT con combustible Gas Natural	18
4.7	REVISIÓN DE LOS NIVELES DE EMISIÓN EN EL MT Y CUMPLIMIENTO CON LA LEGISLACIÓN	21
4.8	Recomendaciones de ajustes o modificaciones	31
5	RESULTADOS Y CONCLUSIONES.....	49

1. RESUMEN EJECUTIVO

1.1 ANTECEDENTES

En el contexto de la actualización de parámetros técnicos del parque generador del SING, el año 2015 CDEC-SING realiza una Auditoría Técnica a Central Atacama, a efectos de verificar el parámetro Mínimo Técnico (MT) de las unidades de dicha central, cuyos resultados fueron publicados en el mes de octubre de 2015 en el sitio Web de CDEC-SING, determinando nuevos valores de MT para el ciclo 1 (CC1) y Ciclo 2 (CC2) de la empresa GasAtacama. En dicha Auditoría, el protocolo de Auditoría no pudo ser ejecutado en un 100%, debido a que el sistema de inyección de agua estaba deshabilitado por problemas de inestabilidad, según lo informado por GasAtacama, razón por la cual no fue posible verificar el MT bajo una operación con combustible diésel teniendo habilitado el sistema de inyección de agua para abatimiento de NOx.

Posteriormente, la empresa GasAtacama informa los siguientes acontecimientos:

- a) En noviembre de 2015 informa una restricción operativa (IRO nº 11802 y 11803), comunicando que, al operar con combustible diésel al valor de MT determinado en la auditoría de 2015, se producían altas emisiones de CO en el rango de cargas parciales entre 40 y 70 MW.
- b) Posteriormente, informa la habilitación del sistema de inyección de agua para abatimiento de NOx de sus unidades, lo que implicó el cambio de "Liners" del sistema de combustión de las turbinas del CC1.

Conforme a los nuevos antecedentes entregados por GasAtacama, CDEC-SING decide realizar una nueva Auditoría durante del 2016, para efectos de verificar el valor de MT, tanto para una operación con diésel o gas natural, considerando los cambios realizados a las unidades de Central Atacama.

Cabe destacar que, durante la Auditoría del 2015, no fue posible realizar pruebas en la configuración de ciclo cerrado (2TG+TV) con combustible gas natural, ya que según lo indicado por GasAtacama bajo esta modalidad de operación se superaban los límites de emisiones establecidos en la RCA 042/98, por lo que los valores de MT para esta configuración fueron estimados mediante extrapolación de las mediciones realizadas a la configuración de medio ciclo. En el caso de esta nueva Auditoría, fue posible realizar las pruebas en la configuración de ciclo cerrado con combustible gas natural, cuyos resultados y diferencias respecto a la extrapolación se entregan en el presente documento, aprovechando, durante un tiempo de solape, el proceso de detención de una TG de la unidad 1 al mismo tiempo que se iniciaba la partida de la otra TG que se encontraba detenida.

Adicionalmente, es importante señalar que las pruebas de Auditoría realizadas durante el 2016 consideraron la operación del sistema IBH (Inlet Bleed heat) en estado automático tanto para las pruebas con combustible gas natural como para las pruebas con combustible diésel. En la Auditoría del 2015 este sistema se utilizó sólo para las pruebas operativas con gas natural, [debido a que el sistema de inyección de agua no estaba habilitado] dado que las restricciones informadas por GasAtacama en el MT declarado estaban referidas al uso de combustible gas natural, y extrapoladas

por GasAtacama al uso de combustible diésel para el que, adicionalmente, no se encontraba todavía operativo el sistema de inyección de agua. Conforme a lo informado por GasAtacama, la utilización del IBH en estado automático, no es una condición de operación que haya sido utilizada en el tiempo, dado que ésta no fue establecida como operación en régimen normal durante la recepción y posterior operación de la planta. Gas Atacama informa, como respuesta al cuestionario inicial preparado en esta auditoría, que tras la consulta a GE la respuesta obtenida es que no existe ninguna restricción técnica para utilizar el sistema IBH con combustible líquido

De acuerdo con las nuevas pruebas de Auditoría realizadas durante el año 2016, los valores de MT obtenidos y la comparación con los resultados de la Auditoría del 2015, se presentan en las tablas siguientes:

TABLA COMPARATIVA DEL VALOR DE MT DETERMINADO EN AUDITORIAS 2015 y 2016

Configuración	MT Combustible Gas Natural (MW) Auditoría		MT Combustible Diesel (MW) Auditoría		MT Antes de Auditorías
	2015	2016	2015	2016	Gas- Diesel
TG ciclo abierto	45	25	28	27	95
1TG + ½ TV	(45 + 36) = 81	(45 + 36) = 81 ²	(57 + 34) = 91	(44 + 39) = 83 ³	155
2TG + 1TV	(2*45 + 82) = 172 ¹	(2*28 + 65) = 121	(2*28 + 42) = 98	(2*27 + 64) = 118 ³	310

[1] Los resultados de esta configuración con Gas fueron estimados en 2015.

[2] Se mantiene resultado del 2015, véase sección 4.6.

[3] En configuración con combustible Diesel, por el efecto del IBH y la inyección de agua operativos en las pruebas de 2016, existe mayor energía disponible en los gases de escape de las TG's, lo que provoca que el ciclo agua-vapor, y por tanto la TV, disponga de mayor energía recuperable y sea mayor su potencia generada frente a los resultados de 2015.

TABLA COMPARATIVA DEL NIVEL MINIMO DE OPERACIÓN BAJO EL CUAL SE SUPERA LA NORMA DE EMISION SEGÚN AUDITORÍAS 2015 y 2016

Configuración	Combustible Gas Natural (MW)		Combustible Diesel (MW) IRO: 11802 y 11803		Informe de Restricción Operativa (IRO) ³
	2015	2016	2015	2016	
TG ciclo abierto	60	59	28	27 ²	
1TG + ½ TV	(60 + 44) = 104	(59 + 43) = 102	(57 + 34) = 91	(44 + 39) = 83	115
2TG + 1TV	(2*60 + 100) = 220 ¹	(2*62 + 93) = 217	(2*28 + 42) = 98	(2*27 + 64) = 118 ²	220



[1] Los resultados de esta configuración con Gas fueron estimados

[2] A este nivel de operación las emisiones cumplen con los límites establecidos en el DS13 (200 mg/Nm³), no obstante, en el rango de carga de las TG 's entre los 32 y 42 MW, dichas emisiones superan las exigencias de la norma Ambiental. En el caso de la configuración 2 TG+TV, esta banda podría ser evitada operando las turbinas a gas en niveles de carga distintos (asimétrico), de manera que ninguna opere en este rango, alcanzando el mismo valor de MT y/o una revisión del ajuste realizado en el sistema de inyección de agua (véase Sec. 4.8 Recomendaciones).

[3] Restricción informada por Gas Atacama el 2015, producto de altas emisiones de CO con diésel, entre 40 y 70 MW.

1.2 CONCLUSIONES

a) OPERACION CON COMBUSTIBLE DIESEL

- Con sistema de inyección de agua, y operando con el sistema Inlet Bleed Heating en automático, se reducen las emisiones de CO por debajo de los límites aplicables de la RCA042/98, dotando a las unidades de Gas Atacama de una flexibilidad mucho mayor a la reportada en los Informes de Restricción Operativa 11802 y 11803.
- En configuración 1TG + ½ TV el MT alcanzado (83 MW) queda por debajo de los 115 MW informados por Gas Atacama sin haber excedido los límites ambientales.
- En configuración 2TG + 1TV, el MT alcanzado es de 118 MW, frente a los 220 MW comunicados en los Informes de Restricción Operativa 11802 y 11803. Cabe destacar que, en este caso, existe un rango de operación de las TG's, entre 32 y 42 MW, donde las emisiones de NOx exceden ligeramente los límites de emisión de 200 mg/Nm³ (DS13), alcanzándose valores de aprox. 225 mg/Nm³. Al respecto, el Auditor recomienda en dicho caso emplear una operación asimétrica de carga de las TG's (por ejemplo una por encima del límite de 42 MW y otra por debajo del límite de 32MW) y la revisión del ajuste del sistema de inyección de agua realizado en las TG's de la unidad dado que (véase Sec. 4.8 Recomendaciones):
 - De las pruebas realizadas, se comprueba que el ratio inyección de agua/inyección de combustible medido difiere del informado por Gas Atacama en los informes de tuning EGG0223 y EGG0224.
 - En las pruebas realizadas se comprueba que a altas cargas de la TG el ajuste de la inyección de agua mantiene una proporción de agua/combustible mayor que la necesaria para mantener los valores de las emisiones por debajo de los límites aplicables.
 - A bajas cargas, con el IBH operando, el ajuste realizado de inyección de agua es fluctuante a cargas de las TG alrededor de los 45-48 MW y su interrupción (producida cuando la carga de la TG está en 42MW) resulta prematura, y con una caída pronunciada, a la luz de las emisiones de NOx en el estrecho rango entre los 32 MW y 42 MW de carga en las TG's.
- Los resultados obtenidos en la unidad 1 con combustible Diésel, tras el ajuste del sistema de inyección de agua, las modificaciones realizadas a los liners y la utilización del sistema IBH, deberían ser extrapolables a la unidad 2 si en ella se replican estas mismas modificaciones.

b) OPERACION CON COMBUSTIBLE GAS NATURAL

- El valor de MT obtenido en la auditoría de 2015 en la configuración 1TG + ½ TV se mantiene válido (81 MW). Al igual que en 2015, desde el punto de vista ambiental, este mínimo técnico se ve operativamente restringido por debajo de los 102 MW, dado las TG pierden el modo de combustión PREMIX, con el IBH operativo, por debajo de 59 MW.
- El valor de MT calculado en la auditoría de 2015 en la configuración 2TG + 1 TV (172 MW) fueron valores estimados, extrapolados de los medidos bajo la configuración 1TG + ½ TV. Tras las pruebas

realizadas, el mínimo técnico alcanzado es de 121 MW. Este mínimo técnico, al igual que en la configuración medio ciclo, se ve ambientalmente restringido a que las TG se mantengan en modo de combustión PREMIX ($2 \times 62 + 93 \text{ MW} = 217 \text{ MW}$).

- En configuración 1TG + ½ TV, debido al comportamiento del ciclo agua vapor descrito en la Sec.4.6, se ven comprometidos por la respuesta del ciclo agua-vapor y la actuación prematura de los drenajes del sistema ACO a cargas relativamente medias en la TV (a 49 MW en la TV1C) y, tal y como se expone en dicha sección, se recomienda a Gas Atacama la revisión de este comportamiento. A ciclo completo (2TG+TV), debido al nivel de carga en la que la TV opera, no es esperable esta circunstancia (apertura de drenajes) y los mínimos técnicos y los rangos en que se superan los límites ambientales deberían ser extrapolables a la unidad 1 sin que se reproduzca esta situación.
- El funcionamiento de la unidad 1, en base a los resultados obtenidos con combustible diésel y a las pruebas con gas natural que, finalmente, tuvieron que ser descartadas y reproducidas de nuevo en la unidad 2, es en la práctica muy diferente en el ciclo agua-vapor, tal y como se expone en la Sección 4.8.1. El auditor recomienda una revisión de este funcionamiento de la unidad 1 y toma como representativo en esta auditoría la respuesta de la unidad 2.

2. INTRODUCCIÓN

2.1 GENERALIDADES

CDEC-SING está inmerso en un proceso de verificación y actualización de los parámetros técnicos de las unidades generadoras del SING, a fin de caracterizar adecuadamente la flexibilidad de las unidades disponibles en el SING. En este contexto, CDEC-SING efectuó una segunda Auditoría a la Central Gas Atacama para verificar la operación con combustible diésel teniendo el sistema de inyección de agua habilitado, según fuera informado la Central.

CDEC-SING is in a process of updating the technical parameters of the generating units of the SING, in order to characterize better what is the flexibility available in the SING, according with the Technical Annex for determining the Technical Minimum of the generation units, annex that is part of the NTSyCS.

La NTSyCS habilita a la DO (Dirección de Operación) para verificar los valores de MT declarados por los generadores realizando verificaciones a través de un Auditor independiente. Para estos efectos, el Auditor se ha basado en los requerimientos que la misma NTSyCS establece en su Anexo Técnico "Determinación de Mínimos Técnicos en Unidades Generadoras", en adelante Anexo Técnico. Los resultados obtenidos deben ser reportados en un Acta de Pruebas y en un Informe Técnico con las conclusiones de dichas pruebas y verificaciones. Este documento cubre el alcance de dicho Informe Técnico.

Technical annex allows DO (Dirección de Operación) to verify the previous reported TM values by the generators conducting on field tests by means of an independent Technical Expert. Results obtained in these field tests must be reported in a Test Report ("Acta de Pruebas") and in an Audit Report ("Informe Técnico"). This document fulfils the Audit Report scope.

En este proceso de verificación de los parámetros de MT, CDEC-SING identificó que los valores declarados por Gas Atacama eran muy restrictivos y carecían de información técnica suficiente para soportar estos valores. Los valores declarados de MT previos a la auditoría realizada en 2015 (Ref. 4) se muestran en la tabla 1.

In this process of TM and TMO update, CDEC-SING identified that parameters informed by Gas Atacama was very restrictive and did not supply enough technical background to justify these values. Values reported at that time for Gas Atacama can be found in table 1:

Tabla 1. Mínimo Técnico reportado por Gas Atacama hasta 2015
Table 1. Technical Minimum reported by Gas Atacama until 2015

Configuración	Gas Natural		Fuel Oil N°2	
	Mínimo Técnico	MCR	Mínimo Técnico	MCR
1TG + ½ TV	155.1 MW	189 MW	155.0 MW	191 MW
2TG + 1TV	310.1 MW	370 MW	310.0 MW	374 MW

2.2 ANTECEDENTES DE AUDITORIA 2015

En este sentido, en septiembre de 2015 se realizó la primera auditoría por parte de DNV GL (Ref. 4) a petición del CDEC-SING y los resultados incluidos en el Informe de Pruebas, con fecha de octubre de 2015. Los resultados informados tras dicho proceso se encuentran en la Tabla 2, basado en las pruebas realizadas sobre la unidad 2 de Gas Atacama, con combustible gas natural y con combustible líquido (Diesel):

In that sense, in September 2015 a first audit was carry on by DNV GL at the request of CDEC-SING and results were reported in the "Informe de Auditoría Técnica" (Ref. 74108200 16, Rev. 1, Ref. 4) dated in October 27th 2015. Results reported by DNV GL in this document are summarized in Table 2, based on the tests performed in Unit 2 with Natural Gas and Liquid Fuel (Diesel) fuels:

Tabla 2. Mínimo Técnico determinado en la auditoría de 2015
Table 2. Technical Minimum determined in 2015 Audit

Configuración	Gas Natural		Diesel	
	Mínimo técnico	Total	Mínimo técnico	Total
TG ciclo abierto	≤45 MW	≤45 MW	≤28 MW	≤28 MW
1TG + ½ TV	45 + 36 MW	81 MW	57 + 34 MW	91 MW
2TG + 1TV ¹	2*45 + 82 MW	172 MW	2*28 + 42 MW	98 MW

El Anexo Técnico define este parámetro como la mínima potencia bruta en la que una unidad puede operar de forma permanente, segura y estable, inyectando energía en el sistema interconectado (SI) de forma continua.

¹ Results in this configuration with Natural Gas are estimated. This configuration (2TG+TV) is nowadays not allowed due to RCA042/98, that applies with fuel Natural Gas, to restrictions in the amount of Exhaust Gases flow modelled per unit (398 m3/s) in that study. This amount is exceeded per unit if 2TG's are operating simultaneously.

The Technical Annex for the determination of the Technical Minimum defines this parameter as the minimum gross power that a unit can operate permanently, secure and stable injecting power to the SI continuously.

Adicionalmente, durante estas pruebas de MT se monitorean las emisiones para identificar si, conforme a las condiciones de las unidades, en el rango de operación establecido entre el MCR y el MT, los límites ambientales son excedidos o, en algunos casos, se identifican ciertos rangos intermedios de carga en los que se podrían exceder estos límites y, por tanto, la unidad debería transcurrir a través de los mismos de manera transitoria.

Para poder cumplir con este requerimiento, en la auditoría realizada en 2015 se registraron las emisiones de NOx y CO. De estos registros se concluyó que, bajo la utilización de combustible gas natural, para no exceder los límites de la RCA042/98 (<14.53 g/s) y el Decreto Supremo 13 (<50 mg/Nm³), éste último no aplicable todavía en 2015, el modo de combustión PREMIX en las turbinas de gas garantizan bajos valores de emisión de NOx (<15 ppmv) y que este modo de combustión puede mantenerse a cargas parciales habilitando los mecanismos que las turbinas de gas GE Frame 9 dispone (IBH – Inlet Bleed Heating). Los resultados obtenidos en la auditoría realizada en 2015 se exponen en la tabla 3:

Additionally, emission are monitored in this TM test in order to identify the operationally environmental range, that means, the Operational Minimum where applicable legal framework is not exceeded or, in some cases, ranges between the MCR and TM that must be considered as transient/prohibited ranges. According with this approach, NOx and CO emissions was registered and results with Natural Gas operation showed that, in order to do not exceed the amount of NOx limited by the RCA042/98 (<14.53 g/s) and the not applicable at that time Decreto Supremo 13 (<50 mg/Nm³), PREMIX combustion mode warranties low NOX emission values (<15 ppmv) and that this combustion mode can be extended enabling GE Frame 9 mechanisms (Inlet Bleed Heating). Results reported in 2015 Audit Report are summarized in Table 3:

Tabla 3. Mínimo Técnico manteniendo niveles de emisiones NOx determinado en la auditoría de 2015

Table 3. Technical Minimum considering NOx emission levels determined in 2015 Audit

Configuración	Natural gas	
	Mínimo Operacional con NOx < 15 ppmv	Total
TG ciclo abierto	60 MW	60MW
1TG + ½ TV	60 + 44 MW	104 MW
2TG + 1TV ²	2*60 + 100 MW	220 MW

² Results in this configuration with Natural Gas are estimated. This configuration (2TG+TV) is nowadays not allowed due to RCA042/98, that applies with fuel Natural Gas, to restrictions in the amount of Exhaust Gases flow modelled per unit (398 m³/s) in that study. This amount is exceeded per unit if 2TG's are operating simultaneously

Para el caso de combustible líquido (Diésel), la Resolución Exenta 2017 de 2006 es de aplicación para el NOx, incrementando los límites de la RCA042/98 a 177 g/s de NOx para cada una de las cuatro TG's de la instalación. En el rango desde carga base hasta el mínimo técnico mostrado en la tabla 3 con combustible diésel, el promedio horario máximo registrado en el CEMS de Gas Atacama fue de 130.33 g/s. Por lo tanto, el rango de operación que se extrae de la tabla 2 para combustible diésel no se exceden los límites establecidos en la ResEx207/06, pero sí se excedían los del DS13 que entraba en vigor en 2016, cuyos límites en el caso de NOx vienen fijados en términos de concentración (mg/Nm3).

In case of liquid fuel (Diesel) the Resolución Exenta 207/06 applies, increasing the g/s limits of NOx to 177 g/s per TG. In the range base load to the TM reported in table 3 with Diesel fuel maximum amount of NOx was 130.33 g/s hourly averaged. Then, the reported values in table 3 fulfilled the Res Ex 207/06 in terms of NOx but not DS13 (not applicable at that moment DS13 but that enter into force in 2016).

2.3 ANTECEDENTES DE AUDITORIA 2016

Esta auditoría técnica se ha realizado en Junio de 2016 a petición del CDEC-SING debido a:

- 1) La unidad 1, no probada en 2015, y parcialmente también la unidad 2 (en el caso de la TG2A) han sido actualizadas recientemente para mejorar sus valores de emisiones y cumplir con el DS13 cuando utilizan combustible diésel. Según informa Gas Atacama, el sistema de inyección de agua ha sido ajustado por el OEM y se han instalado nuevos "liners" en la TG's de la unidad 1 y en la TG2A de la unidad 2. Estas modificaciones se llevarán también a cabo en la TG2B de la unidad 2 a finales de Junio (según informa Gas Atacama). Aunque la ResEx207/06 establece unos límites de emisión en g/s que no se exceden sin sistema de inyección de agua con combustible diésel, tal y como se indica en el párrafo anterior, para cumplir los valores del DS13 respecto a concentración de NOx (<200 mg/Nm3 con combustibles líquidos), el sistema de inyección de agua con combustible Diesel debe ser el mecanismo normal de operación para garantizar límites de emisión por debajo del DS13.
- 2) Gas Atacama informa al CDEC-SING que el mínimo técnico determinado en la auditoría de 2015, en el caso de combustible líquido (tabla 2) sin exceder las restricciones ambientales aplicables, no puede ser alcanzado, debido a altas emisiones de CO que se producirían en el rango de cargas parciales en los que las TG's operan entre 40 y 60 MW. En dicho rango de operación de una TG, las emisiones de CO exceden los límites de la RCA042/98 (límites que en el caso del CO siguen siendo válidos en la reciente ResEx207/06 para combustible diésel). Con la reciente modificación realizada para la utilización del sistema de inyección de agua en la unidad 1, los valores de CO reportadas por Gas Atacama son mayores y se producen también a cargas en la TG más altas (desde los 70/80 MW hasta cargas inferiores). Por lo tanto, ambientalmente, el rango operacional disponible entre la carga base y el mínimo técnico determinado en 2015 con combustible diésel queda muy restringido según la información aportada por GasAtacama.

The technical audit that has been carried out in 2016 by DNV GL at the request of CDEC-SING is due to:

- 1) Unit 1, not tested in 2015, and partially Unit 2 (only TG2A) has been upgraded recently to improve the emission behaviour and fulfil the DS13 when using Diesel fuel. As informed by Gas Atacama, water injection has been tuned and new liners installed. These modifications will be also applied to

TG2B by the end of June (as informed by Gas Atacama). Although Res Ex 207/06 NOx limits are not exceeded without water injection at full and partial loads, to fulfil the DS13 (<200 mg/Nm3 when using liquid fuel), water injection with Diesel fuel must be the normal operation to warranty limits below DS13 in all the normal operation range.

- 2) Gas Atacama informed CDEC-SING that, operationally fulfilling the environmental constrains, Technical Minimum reported in 2015 for Diesel fuel (Table 2) cannot be reached due to high CO emissions at partial loads (between 40 and 60 MW in the TG's) that exceeds the Res Ex 207/06 (DS13 does not regulate CO emissions). With the recently water injection available, after the tuning performed in Unit 1, CO emissions reported by Gas Atacama are higher and starts to increase at higher loads (from 70/80 MW in the TG's to lower loads). Then, environmentally, the operational availability of the load range between MCR and the TM determined in 2015 with Diesel (table 2) is very restricted with the information reported by Gas Atacama.

Por lo tanto, la verificación que se realiza en 2016, y que se expone en este informe, tiene como objetivo responder a los dos puntos anteriores y, en el caso de la actualización realizada en la unidad 1, verificar si los resultados obtenidos en la misma pueden ser extrapolados a la unidad 2, una vez que se le realicen las mismas modificaciones efectuadas a la unidad 1 (a fecha de las pruebas, esta modificación también ha sido parcialmente realizada en la unidad 2 y, en particular, en la TG2A)

Then, this second TM verification has been conducted to respond these two points and, in case of the upgraded unit 1, to check that results obtained could be extrapolated to unit 2 once this upgrade was replicated (at the date of on field test, partially was done already because TG2A had been also upgraded by the same way that the TG's of unit 1 are).

De acuerdo con la NTCSyS, y en particular con el Anexo Técnico, en el contexto de esta auditoría, se ha requerido de Gas Atacama información de soporte (Ref. E-15-I-188-SB, "Cuestionario de datos de partida") y aclaraciones/ampliaciones posteriores, en particular, la disponibilidad de operar con el sistema Inlet Bleed Heating en funcionamiento con combustible Diesel, de acuerdo con las mejoras prácticas de operación.

According with NTCSyS, in particular with the Technical Annex for determining the Technical Minimum of the generation units, background information has been requested to GasAtacama (Ref. E-15-I-188-SB, Cuestionario de Datos de Partida) and subsequent clarifications, in particular, the one formally requested about the availability to operate the Inlet Bleed Heating ON with Diesel fuel in GasAtacama, in accordance with best practices in other TG's and CCTG's.

El protocolo de auditoria (Ref. E-15-I-189-SB, del 14 de abril de 2016) fue preparado y enviado al CDEC-SING conteniendo el protocolo de pruebas propuesto para GasAtacama. Dichas pruebas fueron realizadas durante los días 1 a 4 de junio de 2016. El 31 de mayo de 2016, y de acuerdo con el protocolo, se desarrollaron actividades de revisión del programa y de familiarización con la instalación. Previamente, en los días 23 y 24 de mayo de 2016, SGS Chile en representación de DNV GL asistió a la verificación del proceso de calibración de los CEMS de la unidad 1. Únicamente fue posible verificar el CEMS de la TG1B (procesos de calibración diaria y trimestral) al encontrarse el CEMS de la unidad TG1A fuera de servicio en el momento de esta verificación.

An Audit Protocol (Ref. E-15-I-189-SB, April 14th 2016) was prepared and delivered to the CDEC-SING containing the testing protocol to be carried on in Gas Atacama. The testing protocol was conducted from June 1st to 4th. May 31st, according with the protocol, was dedicated to administrative and familiarization

with the plant. Previously, in May 23rd and 24th, SGS Chile representing DNV GL verified and audited the calibration processes of the CEMS in unit 1. Only TG1B CEMS calibration processes (daily and quarterly calibration) could be verified because CEMS in TG1A was out of service.

El informe de pruebas (Ref. 3) incluye los detalles y registros medidos durante estas pruebas. Este informe de Auditoría Técnica resume los resultados obtenidos, las conclusiones en lo que al mínimo técnico respecta, los rangos de operación en los que no se exceden los límites ambientales y las recomendaciones propuestas por DNV GL.

The Test Report (Ref. 3) includes the detail and registers measured during these tests done in Gas Atacama. This Audit Report summarized the results obtained, the conclusions related to the TM and the environmentally operational range and some recommendations to be taken into consideration.

2.4 REFERENCIAS

Ref. 1. Cuestionario de datos de partida. DNV GL. E-15-I-188-SB. 8/03/2016

Ref. 2. Protocolo de Auditoría. DNV GL. E-15-I-189-SB. 14/04/2016

Ref. 3. E-16-I-107-JS. Field Test Report. Junio 2016. DNV GL.

Ref. 4. Informe de Auditoría Técnica. DNV GL 74108200 REF. 1. 27 Octubre 2015.

Ref. 5. Decreto Supremo 13 ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS. 25-02-2015.

Ref. 6. Resolución de Calificación Ambiental (RCA) N° 042 del 12 de junio de 1998 de COREMA.

Ref. 7 Resolución Exenta 207/2006 Proyecto Flexibilización Operacional para operación continua con Diesel ante restricciones de gas en el SING.

3 OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA AUDITORIA TECNICA

El objetivo de esta Auditoría Técnica es actualizar y determinar los parámetros de MT en la unidad 1 de Gas Atacama, teniendo en cuenta las distintas configuraciones del ciclo combinado y los combustibles utilizados, dada la reciente actualización de las TG de dicha unidad para mejorar los niveles de emisión y la combustión en sus turbinas de gas (ajuste del sistema de inyección de agua y nuevos liners). Adicionalmente al MT, se registran las emisiones para determinar cuál es el rango, entre el mínimo técnico y carga base, donde las emisiones no exceden los límites aplicables (DS13, RCA042/98 y ResEx207/06).

The objective of the technical audit is to update and establish the parameter of technical minimum power level operation (TM) in the Gas Atacama unit 1, taking into account the different configurations and fuels currently used, due to the recent TG update to improve the emission/combustion in their TG's (water injection tuning and new liners). Additionally to the TM, emissions are registered in order to determine what

is the operational band, between full load and the determined TM, where emissions do not exceed the applicable legal frame work (DS13, RCA042/98, ResEx207/06).

Dado que la unidad 1 y 2 son unidades gemelas, y que la unidad 2 está en proceso de ser sometida a las mismas modificaciones que en la unidad 1, otro objetivo de esta auditoría es concluir si los resultados obtenidos en la unidad 1 pueden ser extrapolados a la unidad 2 una vez la actualización de esta última haya concluido.

Because Unit 1 and 2 are twin units, and unit 2 is in process to be updated in the same way as unit 1, the objective of this audit is also to conclude if the unit 1 parameters determined can also be extrapolated to unit 2 once upgrade was concluded in this second unit.

Tal y como se indica en la Ref. 3 y en éste mismo informe, durante las pruebas realizadas en campo, algunas de las pruebas previstas en el protocolo de pruebas finalmente tuvieron que ser realizadas sobre la unidad 2, en la que como se ha indicado las actualizaciones realizadas en la unidad 1 están en proceso (actualmente, la TG2A de la unidad 2 ya ha sido actualizada, encontrándose pendiente la TG2B). En particular, las pruebas que ha debido realizarse sobre la unidad 2 son las previstas con combustible gas natural, debido a las dudas surgidas en el funcionamiento del ciclo agua-vapor de la unidad 1 durante la ejecución de estas pruebas.

En cualquier caso, los objetivos han sido logrados según se expone en este documento.

As pointed out in Ref. 3 and in this Audit Report, during on field tests, some of the test cases finally were performed in Unit 2, where upgrade in unit 1 is in process (actually, TG2A is upgraded, TG2B is pending), in particular the ones performed with Natural Gas, due to some doubts of the Unit 1 steam cycle performance. In any case, the objectives were accomplished as explained in this report.

Las pruebas realizadas en campo con fecha desde el 1 de junio hasta el día 4 son:

- 1) 1 de junio, Unidad 1, TG1B+0.5TV1C (configuración 1x1), con combustible gas natural.
- 2) 2 de junio, Unidad 2, TG2A+0.5TV2C (configuración 1x1), con combustible gas natural.
- 3) 2 de junio, Unidad 1, TG1B+0.5TV1C (configuración 1x1), con combustible diésel.
- 4) 3 de junio, Unidad 2, TG2A+TG2B+TV2C (configuración 2x1), con combustible gas natural.
- 5) 4 de junio, Unidad 1, TG1A+TG1B+TV1C (configuración 2x1), con combustible diésel.

On field tests have been performed since June 1st to 4th 2016:

- 1) June 1st, Unit 1, TG1B+0.5TV1C (1x1 configuration) was performed with Natural Gas.
- 2) June 2nd, Unit 2, TG2A+0.5TV2C (1x1 configuration) was performed with Natural Gas [same test than in 1, but performed in unit 2].
- 3) June 2nd, Unit 1, TG1B+0.5TV1C (1x1 configuration) was performed with Diesel fuel.
- 4) June 3rd, Unit 2, TG2A+TG2B+TV2C (2x1 configuration) was performed with Natural Gas.
- 5) June 4th, Unit 1, TG1A+TG1B+TV1C (2x1 configuration) was performed with Diesel fuel.

Mínimo Técnico

El MT ha sido determinado durante las pruebas realizadas en el bloque 1, en sus diferentes configuraciones (1x1 y 2x1) bajo combustible diésel. Todos los settings y modos de operación han sido considerados en GasAtacama de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y el protocolo de pruebas de la Ref. 2. En particular, tal y como se requería en dicho protocolo de pruebas, éstas fueron realizadas con el sistema IBH habilitado, en modo automático.


The technical minimum power level of operation (TM) has been determined during the field test at block one, in its different combined cycle configurations (1x1 and 2x1), when consuming Diesel fuel. All settings, operating modes are considered according to Gas Atacama manufacturer's recommendations and the Audit Protocol (Ref. 2). In particular, as requested in the Audit Protocol, tests were performed with the Inlet Bleed Heating system ON, in automatic mode.

Por otro lado, el MT, bajo el uso de combustible gas natural, ha sido determinado en la unidad 2 debido al funcionamiento no esperado en la unidad 1 tras la prueba realizada el día 1 de junio (TG1B+0.5TV1C). Aunque este no era el objetivo inicial del protocolo (Ref. 2), DNV GL considera los resultados representativos:

- 1) Los valores de MT bajo combustible gas natural ya fueron determinados en 2015 bajo la misma configuración que Gas Atacama tiene en 2016 en sus unidades.
- 2) El objetivo de las pruebas de MT bajo gas natural es el de verificar que las modificaciones realizadas en las TG's para la utilización de inyección de agua con combustible diésel no afectan el comportamiento de estas TG's cuando el combustible es gas natural, y en particular, verificar el nivel de carga en que opera el modo de combustión PREMIX y su transición a LEAN-LEAN, dado que el modo de combustión PREMIX es el que permite la operación a bajas cargas en la TG con bajos niveles de emisión.
- 3) El punto 2) ha sido cumplido dado que la TG2A (según informa GasAtacama) ha sido recientemente actualizada en línea con las TG's de la unidad 1 (únicamente la TG2B está pendiente de dicha actualización).

In the other hand, the technical minimum power level of operation (TM), when consuming Natural Gas, has been determined in block two due to the unexpected behavior of Unit 1 in the test done at the first day (1st of June, TG1B+0.5TV1C). Although this was not the original approach (in Ref. 2, Audit Protocol, it was requested that tests would be done in Unit 1), DNV GL considers the results representative because:

- 1) Natural Gas TM parameters were already done in 2015 with the same configuration that Gas Atacama has already in 2016 in its units.
- 2) The only purpose of Natural Gas TM tests were be sure that updates done for water injection operation with Diesel fuel does not affect Natural Gas behavior, in particular, the switch combustion mode from PREMIX to LEAN-LEAN, because PREMIX allows TG's operate at low load with low emissions.
- 3) Point 2) has been fulfilled because TG2A (as informed by Gas Atacama) has already upgraded (only TG2B is pending).



Por lo tanto, DNV GL considera válidos, representativos y extrapolables al CC1 los valores de MT obtenidos en el CC2.

Then, DNV GL considers valid, representative and extrapolate the Natural Gas TM results obtained from Unit 2.

Las pruebas en campo, con las excepciones anteriormente expuestas, fueron realizadas de acuerdo con el protocolo de auditoría (Ref. 2). Adicionalmente, con el acuerdo entre las partes, la regulación primaria de frecuencia, y en concreto, la banda muerta fue incrementada hasta 125 mHz, a medida que las reducciones de carga se aproximaban al MT esperado. De esta manera, se redujo en gran medida las posibles fluctuaciones que el SI introduce en las unidades durante las pruebas.

On field tests, with the above exceptions, were conducted as defined in the Audit Protocol (Ref. 2). Additionally, with the agreement of all parties, primary regulation dead band was increased (to 125 mHz) when loads close the expected TM are reached, in order to diminish as far as possible the fluctuation that the SI introduces on the unit under test.

Niveles de emisión

Los niveles de emisiones en las distintas configuraciones probadas y modos de operación (para combustible gas natural y diésel) han sido registrados durante las pruebas realizadas y reportadas en la Ref. 3.

The emission levels for different configurations and operating modes (for natural gas and diesel oil) have been monitored during the field tests and reported in Ref.3.

Previamente a las pruebas de MT realizadas, SGS Chile en representación de DNV GL, durante los días 23 y 24 de mayo, verificó y auditó el proceso de calibración (diario y trimestral) realizado en el CEMS de la unidad 1. Los métodos de referencia para la medición de SO₂/NO_x/CO/O₂/CO₂, la validez de los patrones utilizados en la calibración, y las pruebas realizadas diariamente (calibración automática diaria) y trimestral (pruebas de linealidad) fueron verificadas en el CEMS de la TG1B. El CEMS de la TG1A, requerido también en el protocolo de la Ref. 2, no pudo ser verificado dado que se encontraba fuera de servicio. SGS Chile indica que el CEMS de la TG1A difiere físicamente de la TG1B. La verificación de los CEMS's de la unidad 2 no fueron ejecutados dado que, inicialmente, no se encontraba dicha unidad en el ámbito de esta auditoría.

Prior to the on field tests for TM determination, SGS Chile on behalf of DNV GL, in May 23rd and 24th, verified and audited the calibration procedures (daily and quarterly) performed in the CEMS of the unit 1. The reference methods for SO₂/NO_x/CO/O₂/CO₂ measuring, the validity of the patterns used for calibration, and the different tests performed in the daily (automatic calibration) and quarterly (linearity tests) were witnessed in the CEMS of the TG1B. CEMS of the TG1A, as requested in Ref. 2, could not be tested because was out of Service. SGS Chile reported that CEMS in TG1A physically differs from the one of TG1B. Unit 2 CEMS's were not included in the scope of the audit (Ref. 2) but as pointed out in Ref. 3 and this Audit Report, finally it was necessary to appeal to Unit 2 for Natural Gas tests.

Este informe de auditoría asume, pese a las diferencias mencionadas, que los CEMS's asociados a los equipos TG1A, TG2A, TG2B, su metodología y criterios de aseguramiento de calidad son equivalentes a los de la TG1B verificada por SGS Chile.

This Audit Report assumes that CEMS's in TG1A, TG2A and TG2B status, methodology and Quality Assurance criteria are equivalent to the TG1B verified by SGS Chile.

Durante las pruebas de MT realizadas por DNV GL en Gas Atacama, se registraron los valores de emisiones de gases de combustión que fueran registrados por los CEMS con el propósito de, al mismo tiempo que se ejecutaban las pruebas de MT en las distintas configuraciones, establecer el comportamiento de las emisiones durante las pruebas. Para determinar estos valores, los valores ambientales límites a ser considerados (e informados por GasAtacama) se exponen en la tabla 4.

During the TM on field test performed by DNV GL in Gas Atacama, CEMS data has been registered with the purpose of, at same time TM is determined in the different configurations, establish the environmentally operational load band (the Operational Minimum or load bands between full load and the TM that must be considered transient). In order to determine these values, environmental limits considered were:

Emisión	RCA 042/98		Res Ex 207/06		DS13/11	
	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Diesel	Gas Natural	Diesel
<u>NO_x</u>	14,53 g/s	32,62 g/s		546 g/s (4 TGs) 177 g/s (1TG)	50 mg/Nm3	200 mg/Nm3
<u>CO</u>	7,48 g/s	9,47 g/s		9,47 g/s	-	-
<u>SO₂</u>	-	82,43 g/s	-	82,43 g/s	-	30 mg/Nm3
<u>MP10</u>	-	2,55 g/s	-	2,55 g/s	-	30 mg/Nm3

Nota: Emisiones comprometidas en la RCA 042/98 son en base a un bloque generador (2TGs + 1TV).

Tabla 4. Límites de emisiones aplicables informadas por Gas Atacama
Table 4. Applicable emission limits reported by Gas Atacama

Recomendaciones de ajustes

En el contexto de esta auditoría, se han realizado algunas recomendaciones identificadas para mejorar la flexibilidad y la respuesta de las unidades de GasAtacama a cargar parciales, con el foco en los parámetros de MT. También, se han realizado algunas consideraciones y recomendaciones sobre la respuesta de las unidades 1 y 2.

In the context of this audit, some recommendations are pointed out in order to improve the flexibility and behavior of the Gas Atacama units at partial loads, with the focus on the TM. Also, some considerations and recommendations related to the Unit 1 and unit 2 performance are done.

4 MÍNIMO TÉCNICO DE OPERACIÓN (MT)

4.3 Limitaciones técnicas en el MT reportadas por Gas Atacama

La auditoría realizada en 2015, tal y como se muestra en la Tabla 2, determinó unos valores de MT para combustible diésel de:

- 1) 91 MW potencia bruta, en la configuración 1TG + ½ TV
- 2) 98 MW potencia bruta, en la configuración 2TG+TV
- 3) 28 MW potencia bruta, cuando se opera con la TG en ciclo abierto.

Audit performed in 2015, as stated in Table 2, determined the TM with Diesel oil as fuel in the levels:

- 4) 91 MW gross power, when operating in 1TG + ½ TV configuration
- 5) 98 MW gross power, when operating in 2TG+TV configuration
- 6) 28 MW gross power, when operating in TG open cycle.

En noviembre de 2015 Gas Atacama informó al CDEC-SING (Informes de Restricción Operativa/IRO nº 11802 y 11803) la petición de actualizar los valores de MT debido a no conformidades con los límites establecidos en la RCA042/98 para el caso de las emisiones de CO.

In November 2015, Gas Atacama reported to CDEC-SING (Informes de Restricción Operativa/IRO nº 11802 and 11803) the request to update the currently TM's due to non-compliances with the RCA042/98 in case of CO emissions.

Estos IRO's solicitan que el valor de MT debe ser actualizado a los valores:

- 1) 115 MW potencia bruta, en la configuración 1TG + ½ TV
- 2) 220 MW potencia bruta, en la configuración 2TG+TV

These IRO's request that TM's must be updated to the values:

- 3) 115 MW gross power, when operating in 1TG + ½ TV configuration
- 4) 220 MW gross power, when operating in 2TG+TV configuration

Tabla 5. Mínimo técnico Auditoría 2015 vs. IRO's
Table 5. Technical Minimum in 2015 Audit vs IRO's

Configuración	Distillate #2		Distillate #2	
	Mínimo Técnico Auditoría 2015	MCR	Mínimo Técnico requerido en IRO	MCR
1TG + ½ TV	91 MW	191 MW	115 MW	191 MW
2TG + 1TV	98 MW	374 MW	220 MW	374 MW

Con respecto a los valores determinados en la auditoría de 2015 con combustible gas natural, Gas Atacama no informa de ninguna restricción operativa.

With respect to the TM when consuming Gas Natural, no issues have been informed by GasAtacama, and then values determined in the audit performed in 2015 are not questioned by Gas Atacama.

4.4 Consideraciones a las limitaciones técnicas reportadas por Gas Atacama

De acuerdo con la NTSyCS, y en particular con el Anexo Técnico, DNV GL interpreta que estas restricciones informadas por parte de Gas Atacama no son estrictamente restricciones al MT (por definición, el MT está relacionado con limitaciones técnicas que impidan la operación de forma continua, estable y segura para el sistema, sin ninguna otra consideración), sino una banda, entre el MCR y el MT, donde las unidades de GasAtacama pueden operar sin exceder ningún límite ambiental supervisado por la SMA.

According with the NTSyCS, and in particular to the Technical Annex for the determination of the TM of the generation units, DNV GL understanding is that restrictions informed by Gas Atacama are not referred to the TM (by definition, TM is related to the technical limit where unit can operate in a continuous, stable and normal operation, without any other additional consideration) but to the environmentally operational band where, within the range from the MCR and the TM, Gas Atacama units can operate without exceeding the environmental limits supervised by the SMA.

En este sentido, las IRO's recibidas de Gas Atacama, bajo la utilización de combustible diésel, no están requiriendo una actualización del MT (de acuerdo a la NTCSyS), sino más bien están identificando la banda en que la instalación puede operar sin exceder los límites de emisiones. (RCA042/98, la ResEx207/06 y el DS13).

In that sense, IRO's reported by Gas Atacama when consuming Diesel oil are not requesting an update of the TM (according with the NTCSyS), but rather they are identifying where plant can operate without exceeding the actual environmental legal framework (based on the RCA042/98, the ResEx207/06 and the DS13).

4.5 Pruebas en campo realizadas para la determinación del mínimo técnico (MT) con combustible líquido (Diésel)

Las pruebas realizadas en la unidad 1, bajo la configuración TG1B+½TV1C con combustible diésel, muestran que cuando la carga de la TG (TG1B en este caso) alcanza los 39 MW, en el ciclo agua vapor de baja presión desciende hasta alcanzar los 30°C de sobrecalentamiento por encima de la temperatura de saturación del vapor, y por tanto el sistema ACO abre las válvulas de venteo/drenaje para proteger a la TV1C. Esta situación es considerada operación no normal y la prueba se da por concluida.

Test performed in Unit 1, in the configuration TG1B+½TV1C with diesel, showed that when gasturbine load (TG1B) reached 39 MW, in the water-steam cycle, the low pressure life steam temperature decreased until

to reach 30 °C above saturation temperature and the vent/drainage valve opened to protect the steam turbine TV1C. This is considered as a not normal operation and the test is finished.

En resumen, el MT alcanzado corresponde justo al escalón de reducción anterior y se sitúa en 44 MW para la TG con la turbina de vapor (TV1C) en 39 MW. **El MT en esta configuración de medio ciclo (TG+½TV) se sitúa en 83 MW** y, bajo el criterio de DNV GL, este valor de MT puede ser extrapolado a la unidad 2 una vez las modificaciones realizadas en las TG's de la unidad 1 se realicen y se comisionen en la unidad 2.

In summary, the technical minimum load is reached in the previous step and is 44 MW for the gasturbine power with a corresponding steam turbine power of 39 MW. **The total minimum power output in the half cycle configuration (TG+½TV) is determined at 83 MW** and, under DNV GL point of view, this can be extrapolated also to unit 2 once TG's modifications done in unit 1 were conducted and commissioned in unit 2.

La prueba de ciclo completo con combustible diésel se realizó también en la unidad 1 (TG1A + TG1B + TV1C), alcanzando 21 MW en cada TG's. Reducciones inferiores de carga en la TG's no son recomendables en esta configuración debido a la protección dentro del Sistema de Control Distribuido que dispara la TV1C si, eventualmente, alguna de las TG alcanza el valor de 15 MW de potencia bruta. Lógicamente, esta no es ninguna limitación si la TG opera en ciclo abierto.

The full cycle test on diesel is also carried out on unit 1 (TG1A + TG1B + TV1C), reaching 21 MW in every TG's. Lower TG reductions are not recommended in this configuration (2TG+TV) because protection logic trips the TV if, eventually, any of the 2 TG's reaches 15 MW, but clearly this is not an issue if any TG is working in open cycle.

Con los datos registrados cuando las TG's se encuentran estables a 27 MW, con la TV1C situada en un nivel de carga de 64MW, se obtiene una situación estable lejos de cualquier eventual disparo de la TV1C. Por tanto, **el MT se determina en 27 + 27 + 64 = 118 MW**, y las limitaciones técnicas provienen del riesgo de un eventual disparo de la TV si alguna TG, en alguna fluctuación de carga, alcanzase los 15 MW. Bajo el criterio de DNV GL, estos resultados pueden ser extrapolados a la unidad 2 con los mismos criterios anteriormente mencionados.

Data are captured when the gasturbine load was 27 MW in every TG, with a resulting steam turbine load of 64 MW, showed stable a far away from the TV eventual trip. **Then, total technical minimal power is determined at 27 + 27 +64 = 118 MW**, and limitations comes from eventual protection trip of the TV if one TG reaches 15 MW. under DNV GL point of view, this can be extrapolated also to unit 2 once TG's modifications done in unit 1 were conducted and commissioned in unit 2.

La comparación de los datos obtenidos en esta auditoría frente a la realizada en 2015 debe ser efectuada teniendo en cuenta ciertas consideraciones: la actuación del IBH (recirculando una proporción de aire del compresor) y el sistema de inyección de agua (agua evaporada en el combustor de la TG para moderar su temperatura y evitar la formación de NOx, pero que se vaporiza y forma parte de los gases de escape) incrementa la entalpía de los gases de escape y el flujo, energía que es recuperada parcialmente en el HRSG y, por tanto, finalmente en la TV. Por tanto, la relación entre las potencias de la TV/TG's es mayor comparada con esta relación con los datos de 2015 (donde no estaba habilitado la inyección de agua ni el sistema IBH).

Care need to be taken when comparing the actual data with 2015 ones in any combined cycle configuration: IBH in operation and water injection system (evaporated in the TG combustor to maintain low firing

temperatures, but present in the exhaust gases as superheated steam) add to the exhaust gases extra enthalpy and flow that is recovered partially in the HRSG and, correspondingly, in the TV. Then, TV/TG's ratio is higher compared with 2015 values (where neither IBH nor water injection were operative in the Gas Atacama units).

Tabla 6. Mínimo técnico Auditoría 2015 vs. 2016 para Diésel
Table 6. Technical Minimum in 2015 Audit vs. 2016 for Diesel fuel

Configuración	Auditoría Diesel 2015		Auditoría Diesel 2016	
	Mínimo técnico	Total	Mínimo técnico	Total
TG ciclo abierto	≤28 MW	≤28 MW	≤27 MW	≤27 MW
1TG + ½ TV	57 + 34 MW	91 MW	44 + 39 MW	83 MW
2TG + 1TV	2*28 + 42 MW	98 MW	2*27 + 64 MW	118 MW

4.6 Pruebas en campo realizadas para la determinación del MT con combustible Gas Natural

Las pruebas realizadas en la unidad 2, en la configuración de medio ciclo TG2A+½TV2C con gas natural, muestran que cuando la unidad TG2A alcanza 54 MW, la combustión pasa de modo PREMIX a LEAN-LEAN (comportamiento similar al observado en la prueba fallida en la unidad 1 sobre la TG1B, aunque a efectos del MT, tal y como se indica en la Ref. 3 y en la sección de recomendaciones 3.6.1 de este documento, la prueba realizada de la unidad 1 sólo se considera representativa a efecto del paso de PREMIX a LEAN-LEAN).

Test performed in Unit 2, in the configuration TG2A+½TV2C with natural gas, showed that when gasturbine load (TG2A) reached 54 MW, the combustion mode switches from premix to lean-lean (similar behaviour than in the TG1B in the previous test performed, although as pointed out in this report, this test was discarded due to other considerations explained in the Recommendations section 3.6.1).

Al mismo tiempo, cuando la TG2A alcanza los 54 MW (estando la TV2C en 41 MW), en el ciclo agua-vapor, la temperatura de vapor de baja presión decrece hasta alcanzar un sobrecalentamiento de 30 °C por encima de saturación y los drenajes y venteos abren para proteger la TV2C. Esta situación se considera fuera de operación normal y la prueba se da por finalizada.

But, on other hand, when TG2A reached 54 MW (41 Mw in the TV2C), in the water-steam cycle, low pressure life steam temperature decreased until to reach 30 °C above saturation temperature and the vent/drainage valve opened to protect the steam turbine TV2C. This is considered as a not normal operation and the test is finished.

Una revisión más detallada de estos resultados frente a la comparación con los resultados obtenidos en la auditoría de 2015, muestra que en 2015 la TV2C alcanzó 36 MW sin que en aquella ocasión los drenajes y venteos del sistema ACO actuaran. Comparando las condiciones del vapor de baja presión al nivel de carga

alcanzado con la TV2C en estas pruebas y en las pruebas realizadas en 2015 se comprueba que no existen diferencias significativas en las condiciones del vapor a baja presión:

Further review of these results, and comparing this data with 2015 audit, shows that 36 MW was reached in the TV2C without opening the ACO valves. Comparing the steam conditions at this load level registered in 2015 and now in 2016, there are not significant differences:

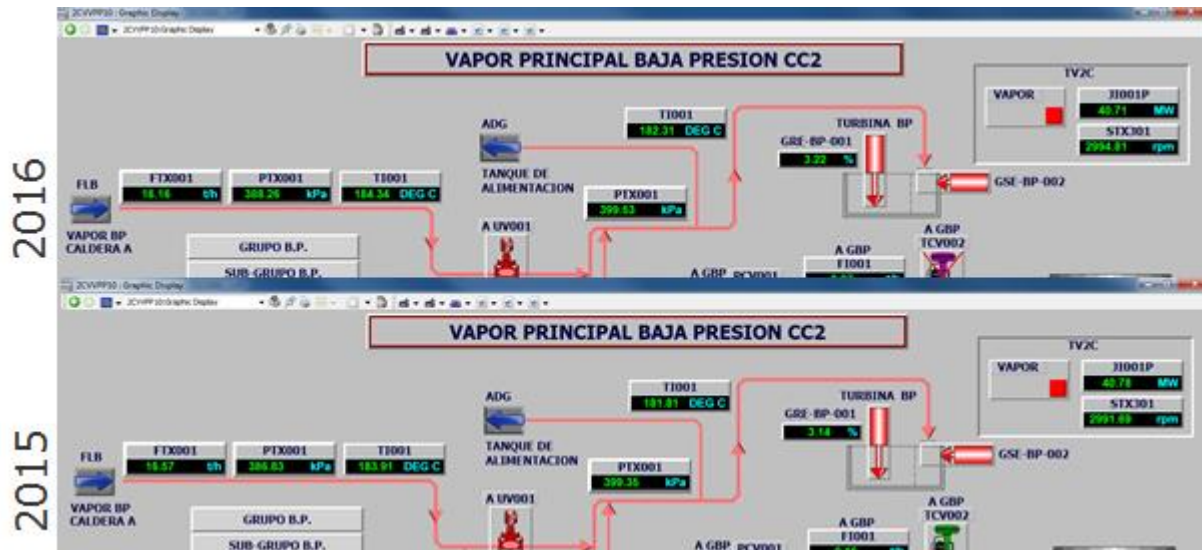


Figura 1. Condiciones del vapor BP en 2015 y 2016
Figure 1. LP steam conditions recorded in 2015 and 2016

Los resultados de 2015 muestran que las medidas registradas en LP ACO TI 001 (temperatura utilizada por la lógica de actuación del sistema ACO) y la medida de temperatura del caudal principal de vapor (LP TI 001 mostrado en la figura anterior) difiere en 0.93°C, mientras que en las pruebas realizadas en esta auditoría, el valor registrado por el sensor LP ACO TI 001 mide 1.9°C menos que la medida procedente del caudal principal de vapor LP TI 001. Este sesgo/bias entre las dos medidas, y el hecho de que la actuación de las válvulas LP del sistema ACO esté comandada por el indicador LP ACO TI 001, reduce el margen que el sistema de control calcula frente a la temperatura de saturación LP ACO TN 001 (cuyos valores en esta situación en 2015 y 2016 son valores casi idénticos, dado que casi idéntica es la presión medida) y que el ACO actúe antes en las pruebas realizadas en esta auditoría aunque las condiciones medidas del vapor de baja presión sean similares en 2015 y 2016.

2015 results showed that LP ACO TI 001 readings (the one that is used by the ACO logic) and the LP TI 001 main stream readings differs in 0.93 °C, while in the tests performed in this audit, difference in both readings is higher: LP ACO TI 001 measure is 1.9 °C bellow LP TI 001. This reduces the calculated margin in the DCS with respect the LP ACO TN 001 (the calculated saturation temperature, that comparing the values in 2015 and 2016 are almost identical, due to the almost identical LP pressure measured in these similar TV conditions) and ACO opened, although truly main life LP steam measures are the same in both cases (2015 and 2016).

Debido al impacto relevante que sobre el MT tiene esta actuación (la actuación del sistema ACO de drenajes y venteos con combustible gas natural se considera fuera de operación normal), y el alto sesgo/bias detectado en esta prueba frente a sesgo/bias registrado en 2015 en condiciones del ciclo de baja presión de vapor similares, los valores determinados de MT en 2015 se consideran como válidos y más representativos, por lo que **el MT con combustible gas natural para la configuración 1TG+0.5 TV se mantiene en 45+36 MW = 81 MW.**

Due to the impact in the TM (ACO actuation is considered not normal operation with natural gas), and the bias detected in this field test compared with 2015, 2015 TM values are maintained as valid the **technical minimum with the configuration 1TG+0.5 TV maintained in 45+ 36 MW = 81 MW.**

DNV GL recomienda la verificación del sensor LP ACO TI 001, dado que con los resultados medidos se identifican sesgos en las temperaturas de vapor de baja presión de casi 2°C que reducen el margen que el sistema ACO considera para asegurar temperaturas 30°C por encima de la temperatura de saturación en las condiciones dadas. Se recomienda realizar una calibración o verificación del aislamiento térmico del instrumento.

DNV GL recommends to verify the LP ACO TI 001 readings, in some cases biased some degrees below the main LP life steam temperatures. Recalibration or verification of the instrument insulator (2016 tests was performed at a lower average ambient temperature conditions than in 2015) is recommended.

Las pruebas realizadas a ciclo completo con gas natural (TG2A + TG2B + TV2C) también se realizaron en la unidad 2. A aproximadamente 54 MW de carga en cada una de las turbinas de gas, el modo de combustión PREMIX se pierde pasando la combustión a modo LEAN-LEAN. Es un modo de operación normal, aunque con mayores niveles de emisiones tanto en NOx como eventualmente en CO, tal y como se indica en la sección 3.5. a cargas inferiores en cada una de las TG's (25 MW), el modo de combustión LEAN-LEAN se pierde y la combustión pasa a modo PRIMARY, ciclando de nuevo a LEAN-LEAN. Reducciones de carga en las TG's por debajo de 25 MW tampoco son recomendables dado el riesgo de actuación de disparo de la TV2C si eventualmente una TG fluctúa hasta los 15 MW, pero lógicamente, esta no es una limitación aplicable si la TG opera en ciclo abierto.

The full cycle test on natural gas is also carried out on unit 2 (TG2A + TG2B + TV2C) instead of unit 1. At approximately 54 MW of load in the gas turbines (both in TG2A and TG2B), premix mode switched over to lean-lean, that is a normal combustion operation (but with emission consequences, as explained in section 3.5). But, at lower load levels in every TG (25 MW), lean-lean combustion mode is lost and switched to primary mode and cycling (lean-lean to primary <-> primary to lean-lean) was identified. Lower TG reductions (below 25 MW) are not recommended in this configuration (2TG+TV) because protection logic trips the TV if, eventually, any of the 2 TG's reaches 15 MW, but clearly this is not an issue if any TG is working in open cycle.

Los datos capturados en el paso inmediatamente anterior corresponden a cada una de las TG operando a 28 MW de carga, con una carga resultante en la TV2C de 65 MW, y un modo de combustión en cada TG estable en modo LEAN-LEAN. **Por lo tanto, el MT determinado es de 28+28+65 = 121 MW,** y las limitaciones provienen por la combinación el ciclado en el modo de combustión (LEAN-LEAN <-> PRIMARY) y que a cargas más bajas en las TG para evitar esta situación se corre el riesgo de disparo de la TV2C (15 MW en alguna TG). Desde el punto de vista de DNV GL, estos resultados son extrapolables a la unidad 1 si se reajusta la respuesta de esta unidad con combustible gas natural reportado en la Ref. 3 y en la sección 3.6.1 de recomendaciones del presente informe.

Data are captured when the gasturbine load was 28 MW in every TG, with a resulting steam turbine load of 65 MW, showed stable operation in lean-lean. Then, total technical minimal power is determined at $28 + 28 + 65 = 121$ MW, and limitations comes from combustion TG potential switching to primary/lean-lean, situation that must be avoided. Under DNV GL point of view, this can be extrapolated also to unit 1 if the unexpected performance found in Ref. 3 and explained in the recommendation section 3.6.1 of this audit report is fixed.

La comparación con el MT reportado en 2015 para la configuración 2TG + 1TV no es directa, dado que en la auditoría realizada en 2015 este valor tuvo que estimarse asumiendo que las restricciones técnicas en la configuración 1TG + ½ TV eran extrapolables a la configuración 2TG+1TV.

Comparison with 2015 data only has sense in the 1TG + ½ TV configuration, because the other configurations (2TG + 1TV and TG open cycle) were estimations done extrapolating the 1TG + ½ TV results, assuming that technical limitations could be the same. In 2016, when 2TG + 1TV could be tested with natural gas, results showed lower TM values based on actual values than the estimations done in 2015.

Tabla 7. Mínimo técnico Auditoría 2015 vs. IRO's usando Gas Natural
Table 7. Technical Minimum in 2016 Audit vs IRO's burning Natural Gas


Configuración	Gas Natural Audit 2015		Gas Natural Audit 2016	
	Mínimo técnico	Total	Mínimo técnico	Total
TG ciclo abierto	≤45 MW	≤45 MW	<25 MW	<25 MW
1TG + ½ TV	45 + 36 MW	81 MW	45 + 36 MW	81 MW
2TG + 1TV	2*45 + 82 MW	172 MW ³	2*28 + 65 MW	121 MW

4.7 REVISIÓN DE LOS NIVELES DE EMISIÓN EN EL MT Y CUMPLIMIENTO CON LA LEGISLACIÓN

4.7.1 Combustible Gas Natural

En las pruebas realizadas con la configuración TG2A+½ TV2C se observa el siguiente comportamiento respecto a las emisiones ambientales desde la carga base hasta el MT determinado en la sección anterior con combustible gas natural:

³ Results in this configuration with Natural Gas are estimated. This configuration (2TG+TV) is nowadays not allowed due to RCA042/98, that applies with fuel Natural Gas, to restrictions in the amount of Exhaust Gases flow modelled per unit (398 m3/s) in that study. This amount is exceeded per unit if 2TG's are operating simultaneously.

- 
- Las emisiones de NOx se controlan por debajo de los límites de la RCA042/98 (14.53 g/s) hasta el paso de combustión en modo PREMIX a LEAN-LEAN, paso que se produce cuando la TG lleva a un nivel de carga de 54 MW.
 - Las emisiones de NOx se controlan por debajo de los límites del DS13/11 (50 mg/Nm3) hasta el paso de combustión en modo PREMIX a LEAN-LEAN, paso que se produce cuando la TG lleva a un nivel de carga de 54 MW.
 - Las emisiones de CO exceden los límites de la RCA042/98 (7.48 g/s) en el paso previo a la pérdida del modo PREMIX, a potencia de la TG de 58.2MW.

Este comportamiento se muestra en las siguientes figuras:

For the test carried on with TG2A +½ TV2C, it can be observed the following behaviour regarding the legislation from baseload to MT:

- NOx is controlled under RCA042/98 limit (14.53 g/s) until the change of the combustion mode to lean-lean what happened at around 54MW of the TG.
- NOx is controlled under DS13/11 limit (50 mg/Nm3) until the change of the combustion mode to lean-lean what happened at around 54 MW of the TG.
- CO exceeds the RCA042/98 limit (7.48 g/s) prior to the end of the premix combustion mode what happens around 58.2 MW.

These emissions and behavior are represented in the next plots:

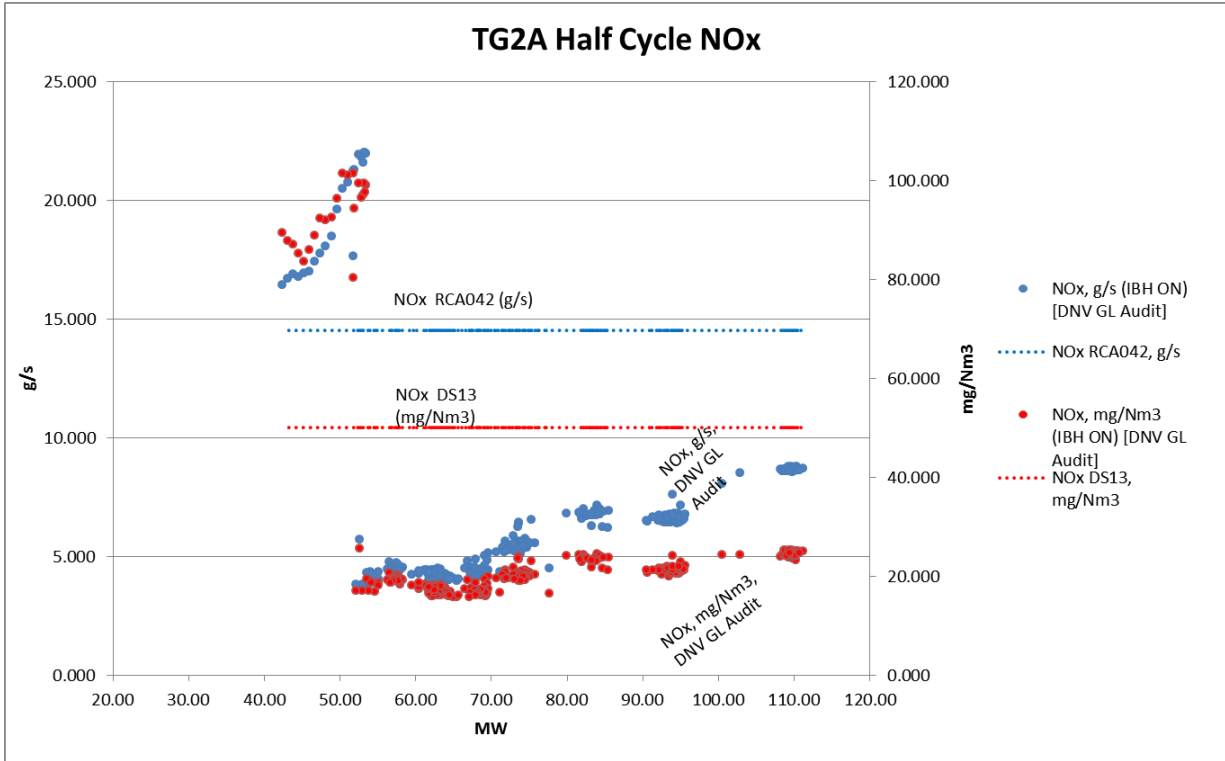


Figura 2. Emisiones de NOx para la TG2A en medio ciclo con Gas Natural.
Figure 2. NOx Emissions for TG2A in half cycle with Natural Gas

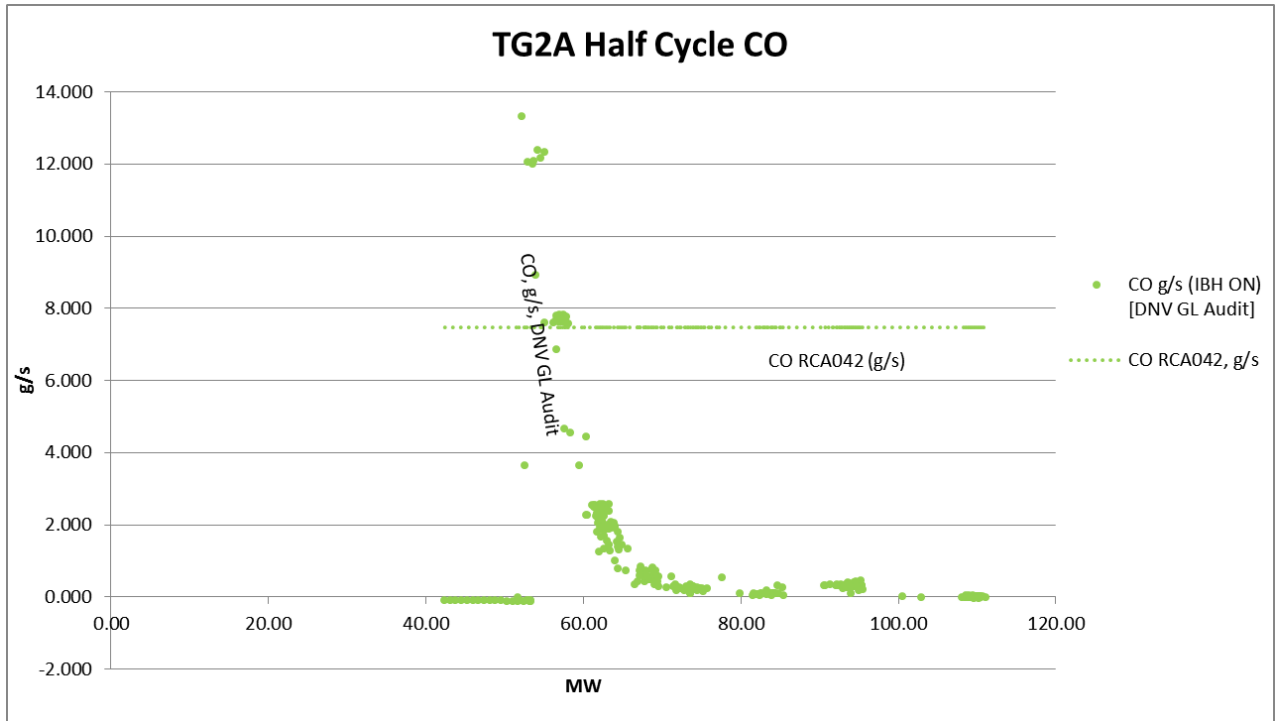


Figura 3. Emisiones de CO para la TG2A en medio ciclo con Gas Natural
Figure 3. CO Emissions for TG2A in half cycle with Natural Gas

Para la configuración de ciclo completo con gas natural (TG2A+TG2B+TV2C), las emisiones registradas en la TG2B a cargas parciales son mucho más elevadas que las registradas en las distintas pruebas realizadas con gas natural como combustible en las TG1B, TG2A en pruebas previas. Las emisiones de CO son en esta TG2B mucho más elevadas de lo esperado, mientras que las emisiones de NOx más reducidas de lo esperado. Esta situación es sintomática de una pobre combustión, síntoma que es confirmado por GasAtacama que informa que la TG2B está al final de su periodo de mantenimiento y que, en pocas semanas, se va a llevar a cabo su nuevo mantenimiento en el cuál también se van a llevar a cabo las modificaciones realizadas en las TG's de la unidad 1 para su funcionamiento con el sistema de inyección de agua para la utilización de combustible diésel. Por lo tanto, DNV GL no considera representativos los registros obtenidos del CEMS de la TG2B, y son los registros del CEMS de la TG2A lo que se asumen también esperables en la TG2B a ciclo completo.

For the test of the full cycle, emissions observed in the turbine TG2B were not as expected. The CO emissions were too high while NOx emissions were lower than they should be. This performance seems an indication of a poor combustion in the TG2B, indication that is confirmed based on the information received from Gas Atacama, that informs that this gas turbine is at the end of the maintenance period and that in some weeks, maintenance (and updates for water injection purpose for diesel fuel) is going to be performed. In order to solve this issue emissions from turbine TG2A are taken as basis and the full cycle emissions will be considered as twice the emission of TG2A, neglecting TG2B emissions.

Teniendo en cuenta la consideración previa (es decir, que se asume que las emisiones de la TG2B son equivalentes a las registradas en la TG2A), los resultados son:

- Las emisiones de NOx se controlan por debajo de los límites de la RCA042/98 (14.53 g/s) hasta el paso de combustión en modo PREMIX a LEAN-LEAN, paso que se produce cuando la TG lleva a un nivel de carga de 54 MW.
- Las emisiones de NOx se controlan por debajo de los límites del DS13/11 (50 mg/Nm3) hasta el paso de combustión en modo PREMIX a LEAN-LEAN, paso que se produce cuando la TG lleva a un nivel de carga de 54 MW.
- Las emisiones de CO exceden los límites de la RCA042/98 (7.48 g/s) en el paso previo a la pérdida del modo PREMIX, a potencia de la TG de 61.4MW.

After this assumption is applied, results regarding emissions legislation are:

- NOx is controlled under RCA042/98 limit (14.53 g/s) until the change of the combustion mode to lean-lean what happened at around 54MW of the TG.
- NOx is controlled under DS13/11 limit (50 mg/Nm3) until the change of the combustion mode to lean-lean what happened at around 54 MW of the TG.
- CO exceeds the RCA042/98 limit (7.48 g/s) until the end of the premix combustion mode what happens around 61.4 MW.

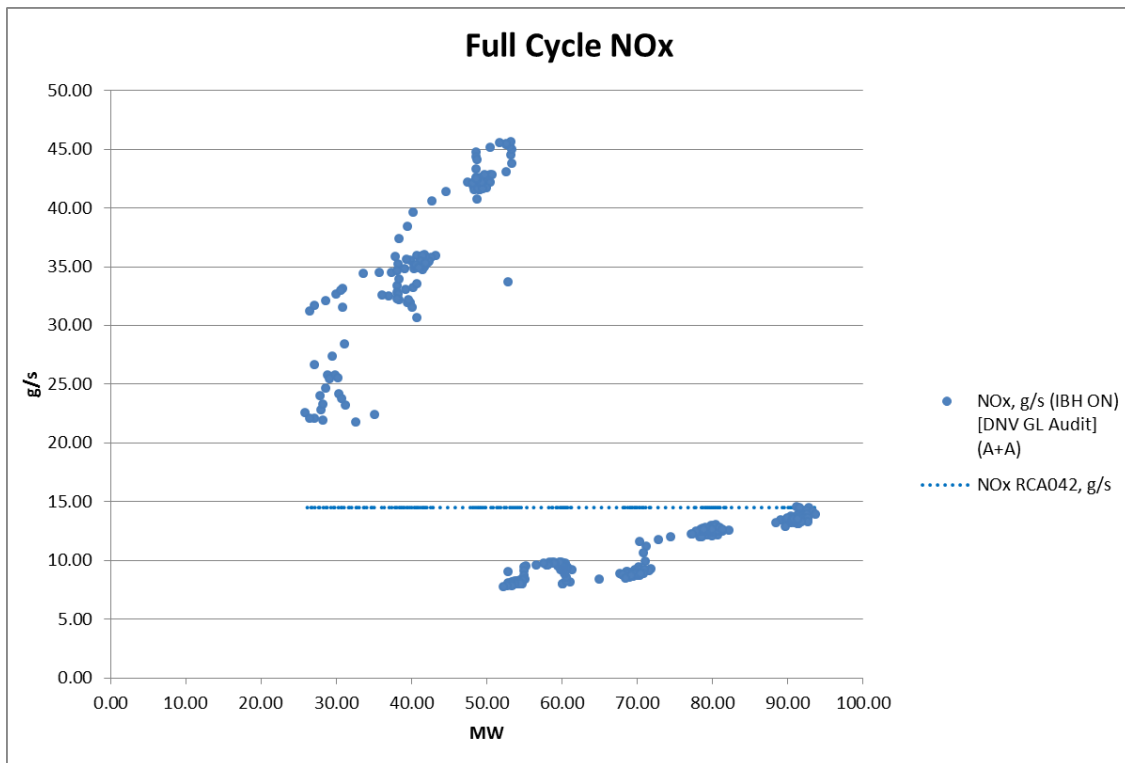


Figura 4. Emisiones de NOx para la Unidad 2, extrapoladas de la TG2A, usando Gas Natural
Figure 4. NOx Emissions for Unit 2 based on 2* emission of TG2A, firing Natural Gas

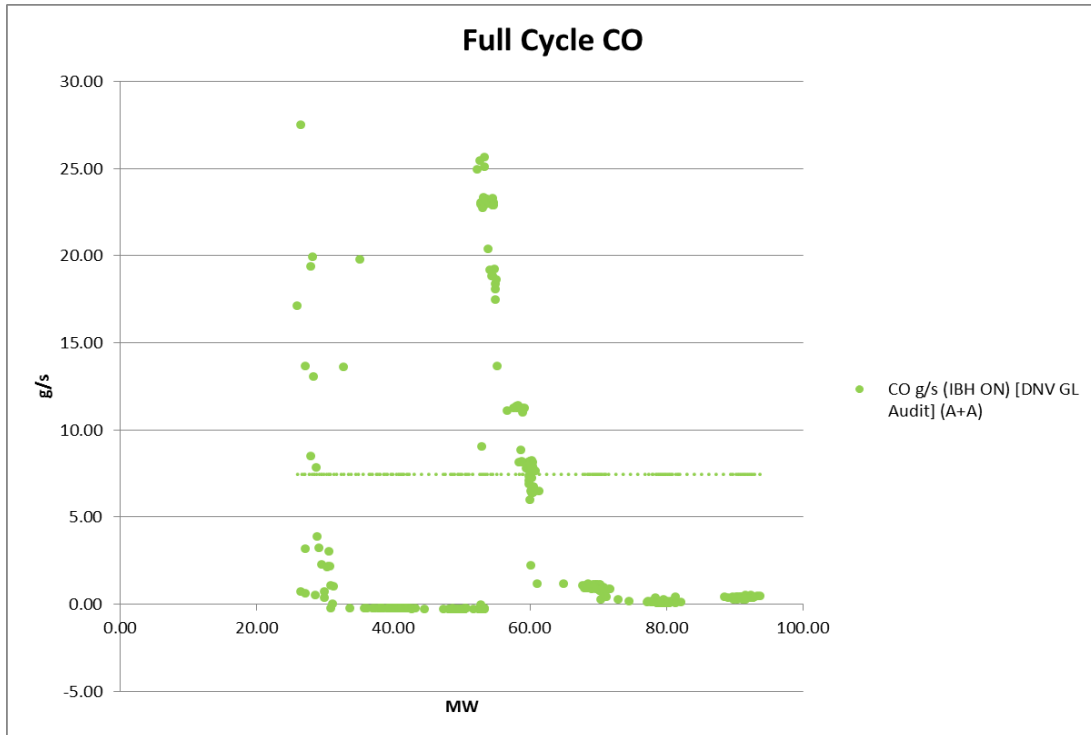


Figura 5. Emisiones de CO para la Unidad 2, extrapoladas de la TG2A, usando Gas Natural
Figure 5. CO Emissions for Unit 2 based on 2* emission of for TG2A, firing Natural Gas

La conclusión tras la revisión de estos niveles de emisión cuando se utiliza combustible gas natural es que, tanto en la configuración de ciclo abierto, medio ciclo (1TG + ½ TV) y ciclo completo (2TG + TV), los valores de MT determinados en la Sec. 3.4 no pueden alcanzarse sin exceder los límites de emisiones aplicables. La operación de cualquier TG con combustible gas natural por debajo de los 58.2MW, primero por el transitorio de altas emisiones de CO (que a cargas inferiores vuelve a normalizarse) y segundo por los altos niveles de NOx (al pasar de modo PREMIX a LEAN-LEAN) que exceden los límites de la RCA042/98 en todo el rango de funcionamiento en modo LEAN-LEAN.

Main conclusion is that when consuming natural gas as fuel, in any possible configuration (open cycle, half a cycle and full cycle), the TM values determined in Section 3.4 cannot be reached without exceeding the environmental limits. The operation of any TG below 58.2MW, first due to transient CO increase (that at lower power levels in the TG is normalized again) and secondly due to the increase of the NOx emissions (just when PREMIX is lost) that in LEAN-LEAN exceed always the RCA042/98 limits, will exceed the actual limit emissions.

Tabla 8. Mínimo técnico y nivel mínimo de operación bajo el cual se supera la norma de emisión resultado de la Auditoría de 2016 con combustible Gas Natural
Table 8. Technical Minimum and minimum operational level in compliance with emission limits in 2016 Audit with Natural Gas

Configuración	Mínimo técnico	Total	Nivel mínimo de operación respetando los límites de emisiones	Total	Banda prohibida o de tránsito
TG ciclo abierto	<25 MW	<25 MW	59 MW	59 MW	NONE
1TG + ½ TV	45 + 36 MW	81 MW	59 + 43 MW	102 MW	NONE
2TG + 1TV	2*28 + 65 MW	121 MW	2*62 + 93 MW	217 MW	NONE

4.7.2 Combustible líquido (Diesel)

Las pruebas realizadas con combustible diésel, reportadas en la Ref. 3 y en la sección 3.4 de este documento, muestran que la operación con el sistema IBH en operación, junto con el sistema de inyección de agua:

- Controlan las emisiones de CO de tal forma que no se exceden los límites de la RCA042/98 (9.47 g/s) en todo el rango desde carga nominal hasta el MT.
- Que el NOx se mantiene siempre por debajo de los límites de la ResEx207/06 (177g/s) en todo el rango de operación desde la carga nominal hasta el MT.
- Que el NOx se controla por debajo del límite establecido en el DS13 (200 mg/Nm3) excepto en el rango de carga de las TG's entre los 42 y 32 MW.

The tests carried on with Diesel fuel and reported in Ref. 3 show that with IBH in operation jointly with the water injection:

- CO is controlled and does not exceed the RCA042/98 limits (9.47 g/s).
- NOx is controlled below the ResEx207/06 (177 g/s).
- NOx is controlled below the DS13 (200 mg/Nm3) except in the range where a TG is operated between approx. 32 and 42 MW.

Como también se comprueba, TG1A y TG1B, ambas con el Sistema IBH en operación y con las actualizaciones realizadas (ajuste sistema inyección y liners), operan de una manera muy similar.

As can be shown, TG1A and TG1B, both with IBH in operation and recently commissioned (water injection and liners) operates in a very similar way.

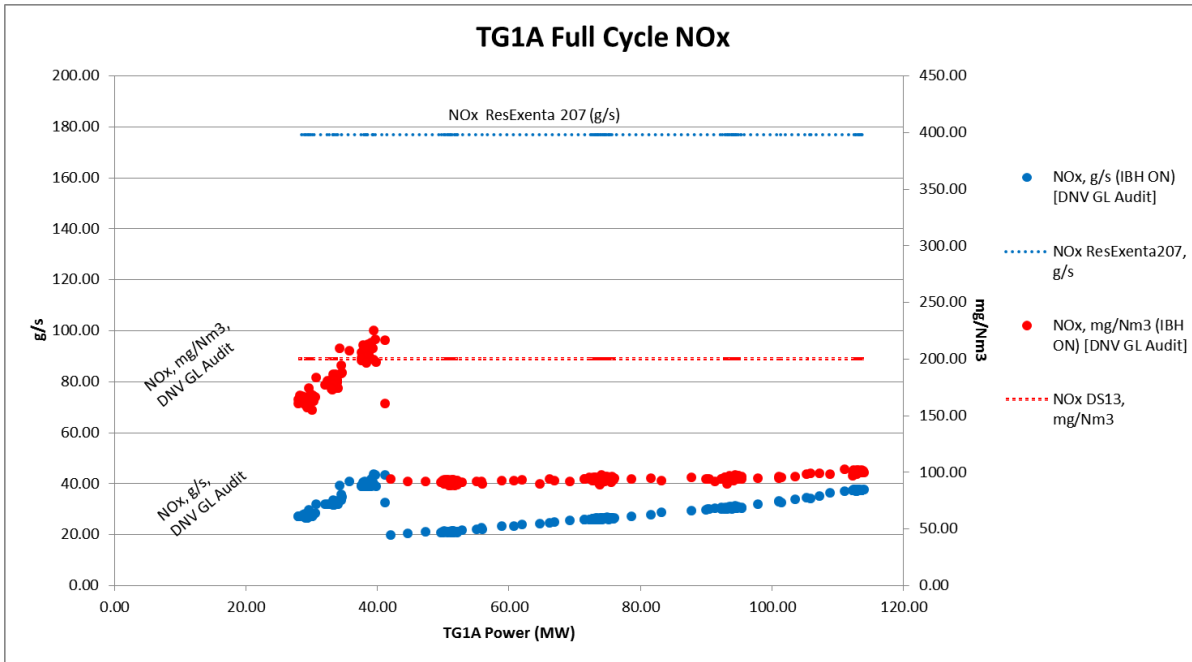


Figura 6. Emisiones de NOx para la TG1A a ciclo completo con combustible líquido
Figure 6. NOx Emissions for TG1A at full cycle with liquid fuel

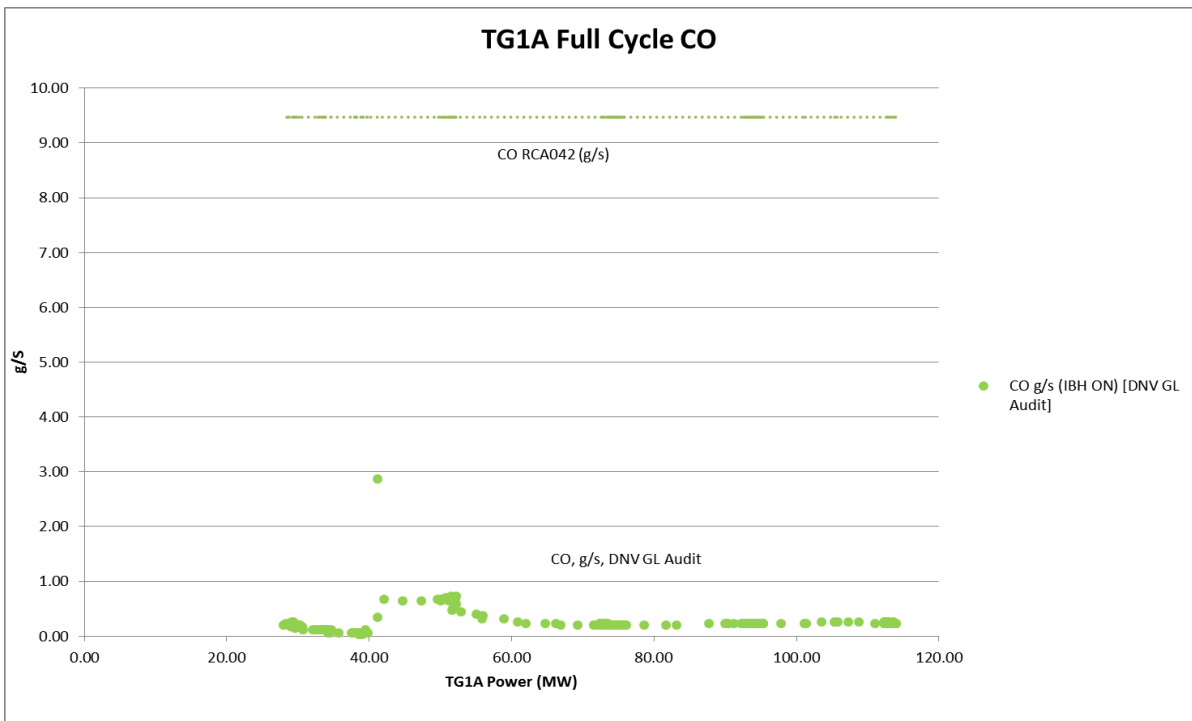


Figura 7. Emisiones de CO para la TG1A a ciclo completo con combustible líquido
Figure 7. CO Emissions for TG1A at full cycle with liquid fuel

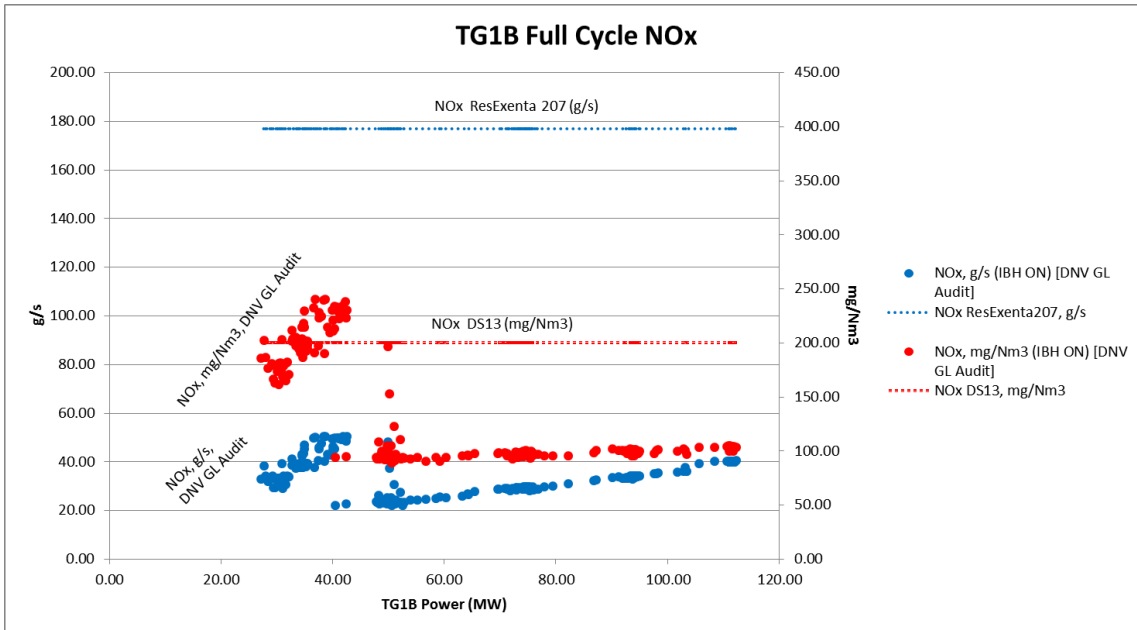


Figura 8. Emisiones de NOx para la TG1B en ciclo completo con combustible líquido
Figure 8. NOx Emissions for TG1B at full cycle with liquid fuel

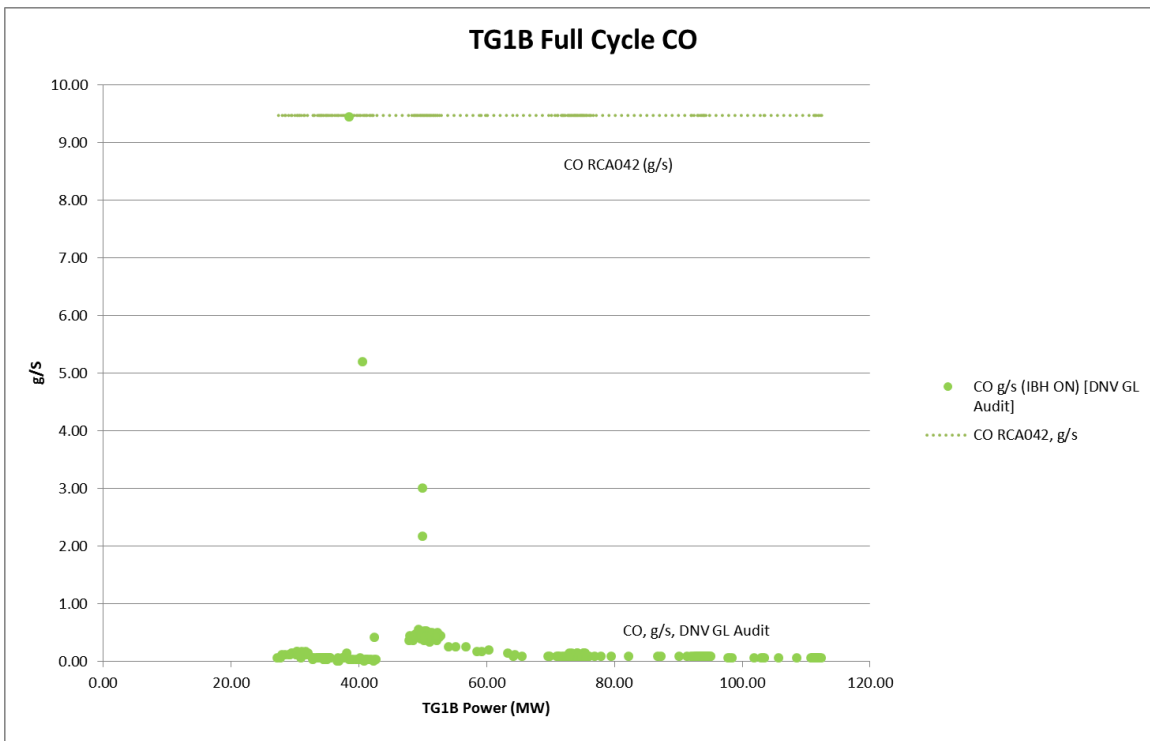


Figura 9. Emisiones de CO para la TG1B en ciclo completo con combustible líquido
Figure 9. CO Emissions for TG1B at full cycle with liquid fuel

Las principales conclusiones son:

- En la operación con una TG en ciclo abierto, el valor de MT determinado en la Sec. 3.4 puede ser alcanzado sin exceder los límites de emisiones aplicables en NOx y CO, excluyendo el rango entre los 32 y 42 MW donde las emisiones de NOx exceden el límite del DS13.
- En la operación con la configuración 1TG + ½ TV, el MT determinado en la Sec. 3.4 puede ser alcanzado sin exceder los límites de emisión. Las restricciones ambientales se exceden a un valor de carga de la TG inferior, pero en los cuales la TV no puede operar debido a apertura de drenajes.
- En la operación en la configuración 2TG+1TV hasta el valor de MT determinado en la Sec. 3.4 eventualmente las TG's pueden transcurrir por la banda de potencias de entre 32 y 42 MW donde la emisión de NOx excede los valores del DS13, pero desde el punto de vista de DNV GL esta situación no debería considerarse como una banda restringida o una limitación ambiental para alcanzar el MT:
 - o Esta situación operativa puede administrarse operando de manera asimétrica cada TG cuando se alcanza esta banda de potencias, es decir, a niveles distintos de carga.
 - o Adicionalmente, dado que son los límites del DS13 los que son excedidos y éste establece flexibilidad, la estrategia de operación indicada en el punto anterior puede llevarse a término mediante actuación del operador de planta.
 - o Tal y como se indica en la Sec. 4.8 la estrategia en el ajuste del sistema de inyección de agua realizado debe ser revisado:
 - Con (configuración en la que se han realizado estas pruebas) o sin (operación previa de Gas Atacama cuyos registros de emisiones han sido reportados como respuesta a la petición de información realizada en esta auditoría) IBH en operación, a cargas intermedias-altas en la TG el ratio de inyección de agua/combustible resulta sobredimensionado teniendo en cuenta los límites de emisión de NOx de la instalación.
 - Con IBH en operación, a cargas entorno a los 45-48 MW, el ajuste realizado actúa de manera brusca (se interrumpe y se reinicia la inyección de agua con variaciones abruptas, de entre 0 a aprox. 2 kg/s).
 - Con IBH en operación, la interrupción de la inyección de agua por debajo de 42 MW, produce un incremento transitorio en las emisiones de NOx que excede los límites del DS13 y que se mantiene hasta cargas en la TG por debajo de los 32 MW.
 - Tal y como se expone en la Sección 4.8.2, el ajuste informado por Gas Atacama en lo que a ratio entre inyección de agua/inyección de combustible según los documentos EGGO223 y EGGO224 de Noviembre de 2015 (Tuning Report) no coinciden con los valores medidos durante las pruebas, especialmente en la TG1A.

Main conclusions are:

- When operating with a TG in open cycle, TM can be reached without exceeding any emissions limits. But the environmentally operational band must exclude the 32 to 42 MW of load in order to do not exceed the NOx limits established in the DS13.
- When operating with 1TG + ½ TV, TM can be reached without exceeding any emission limits. Environmental restrictions arise at lower TG loads that cannot be reached due the TV restrictions.
- When operating with 2TG + 1TV, eventually one of the two TG can elapse in the prohibited band (32 to 42 MW), but from DNV GL point of view this must be not considered formally a prohibited band or limitation to the TM determined because:

- This situation can be solved configuring different TG settings (one above 42 MW and the other below 32 MW) and then band is skipped.
- Limitations exceed comes from the DS13 that establishes flexibility (average times).
- As pointed out in Section 4.8, the tuning strategy of the water injection must be reviewed:
 - With and without IBH in operation, at partial – high loads in the TG the water/fuel ratio results in a over injection of water taken into account the applicable NOx limits.
 - With IBH in operation, at partial loads in the range of 45-48 MW, the tuning performed actuates abruptly: water injection is interrupted and restarted with water flows between 0 and approx. 2kg/s).
 - With IBH in operation, the interruption of water with TG loads below 42 MW produced a transient increase of NOx that exceeds the DS 13 limits, excess that is maintained until TG reaches approx. 32 MW.
 - As pointed out in Sec. 4.8.2, the water injection adjustment informed by Gas Atacama in the unit 1 (EGGO223 and EGGO224 dated in November 2015) differ from the ones measured in the tests performed, especially in TG1A.

Tabla 9. Mínimo técnico y nivel mínimo de operación bajo el cual se supera la norma de emisión resultado de la Auditoría de 2016 con combustible Diésel

Table 9. Technical Minimum and Technical minimum operational level in compliance with emission limits in 2016 Audit with Diesel fuel

Configuración	Mínimo técnico	Total	Nivel mínimo de operación bajo el cual se supera la norma de emisión	Total	Banda prohibida o de tránsito
TG ciclo abierto	<27 MW	<27 MW	<27 MW	<27 MW	42 - 32 MW
1TG + ½ TV	44 + 39 MW	83 MW	44 + 39 MW	83 MW	NONE
2TG + 1TV	2*27 + 64 MW	118 MW	2*27 + 64 MW	118 MW	TG 42- 32 MW

4.8 Recomendaciones de ajustes o modificaciones

4.8.1 Respuesta del ciclo agua-vapor de la unidad 1

Durante la ejecución de las pruebas realizadas con combustible gas natural sobre la unidad 1 (pruebas realizadas el 1 de junio de 2016 con la configuración TG1B+½TV1C), pruebas previstas en la Ref. 2, se encontró una respuesta no prevista en el ciclo agua-vapor que, bajo acuerdo entre las partes, motivó que se consideraran los resultados no representativos y que esta misma configuración se probara de nuevo en la unidad 2, en la configuración de medio ciclo TG2A+½TV2C. Esta solución es acorde con el propósito de la auditoría dado que:

- 1) El sistema de inyección de agua, que era el propósito principal de la auditoría por su efecto relevante en el MT y en las emisiones de planta, no es utilizado con combustible gas natural.

- 2) El propósito de la realización de las pruebas con combustible gas natural, es el de verificar que las modificaciones realizadas a la TG para su utilización con combustible diésel, no afecta el funcionamiento con combustible gas natural dado que las modificaciones realizadas en las dos TG's de la unidad 1 han sido ya realizadas, según Gas Atacama, en la TG2A de la unidad 2, los resultados son considerados como representativos.

During the tests performed with Natural Gas in the Unit 1 (test performed 1st of June 2016 with the configuration TG1B+½TV1C), test specified in the Ref. 2, an unexpected behavior was identified that, with the agreement between the parties, was considered not representative and the repetition of this test in unit 2 was agreed (in configuration TG2A+½TV2C). This agreement is aligned with the Audit purpose because:

- 1) Water Injection, that, as pointed out in this document, has a relevant effect in the MT and environmentally operational minimum. Although it is only commissioned in Unit 1, water injection systems is not used when gas natural is the fuel used.
- 2) Other upgrades done in the TG's of unit 1 have been also upgraded in the TG2A of the unit 2.

En cualquier caso, DNV GL ha analizado los resultados obtenidos en la unidad 1 con combustible gas natural y el objetivo de esta sección es tratar de identificar la respuesta obtenida y, en la medida de lo posible, identificar recomendaciones o verificaciones.

In any case, DNV GL has analyzed the results from unit 1 obtained in this test with natural gas and the objective of this section is try to understand this behavior and point out some recommendations.

Antes del inicio de las pruebas con gas natural en la unidad 1 el día 1 de junio de 2016, la unidad 1 se encontraba operando con combustible diésel. Bajo la utilización de este combustible, es decir operación normal en el ciclo agua-vapor, y en particular en el desaireador, a unos settings de presión y temperatura más elevados que cuando el combustible utilizado es gas natural. Típicamente, cuando las TG operan con combustibles líquidos, la estrategia de control del DCS en lo que al ciclo de agua-vapor respecta es el de extraer menos calor de los gases de escape para evitar alcanzar la temperatura de rocío en el HRSG. Esta preconfiguración para combustible líquido se obtiene presurizando el desaireador con la válvula de control de baja presión LP PCV002 de la línea que proviene del sobrecalentador, antes de la entrada al cuerpo de baja de la TV, mientras que con gas natural el desaireador es presurizado típicamente a través de la válvula de control LP PCV001, con vapor de la extracción de la TV de baja presión. Este modo de funcionamiento con gas natural es beneficioso para el rendimiento del ciclo.

Before the test was started, the unit 1 was dispatched from the CDEC-SING to operate with diesel fuel. When using diesel fuel, normal operation is to work in the water-steam cycle, and in particular in the deaerator, at higher pressures and temperatures than with natural gas as fuel in the TG. Typically, when burning liquid fuels the control strategy in the water-steam cycle is to extract less heat in the HRSG that means to cool down less the exhaust gases, in order to prevent reaching the dew point in the HRSG last stages. This water-steam reconfiguration strategy done in the DCS is basically obtained pressurizing the deaerator with LP steam (PCV002) obtained from the LP superheater while with natural gas deaerator is pressurized with LP steam (PCV001) from the TV extraction, resulting in a higher unit efficiency.

LP PCV002 es un lazo de control ajustado para mantener la presión del desaireador a 55 KPa(a) cuando el combustible utilizado en las TG es diésel. Eventualmente, si es requerido un aporte adicional de vapor para

elevar la presión, el control PCV003 con vapor del colector de alta presión, podría actuar en caso de que fuese necesario. En la siguiente figura se muestra el mímico del desaireador:

PCV002 is a control loop adjusted to maintain the deaerator pressure at 55 KPa(a) when using Diesel fuel in the TG's. Eventually, if required to maintain deaerator pressure, HP steam can be taken through PCV003 from HP common collector. Figure 10 shows the mimic of the deaeration system.

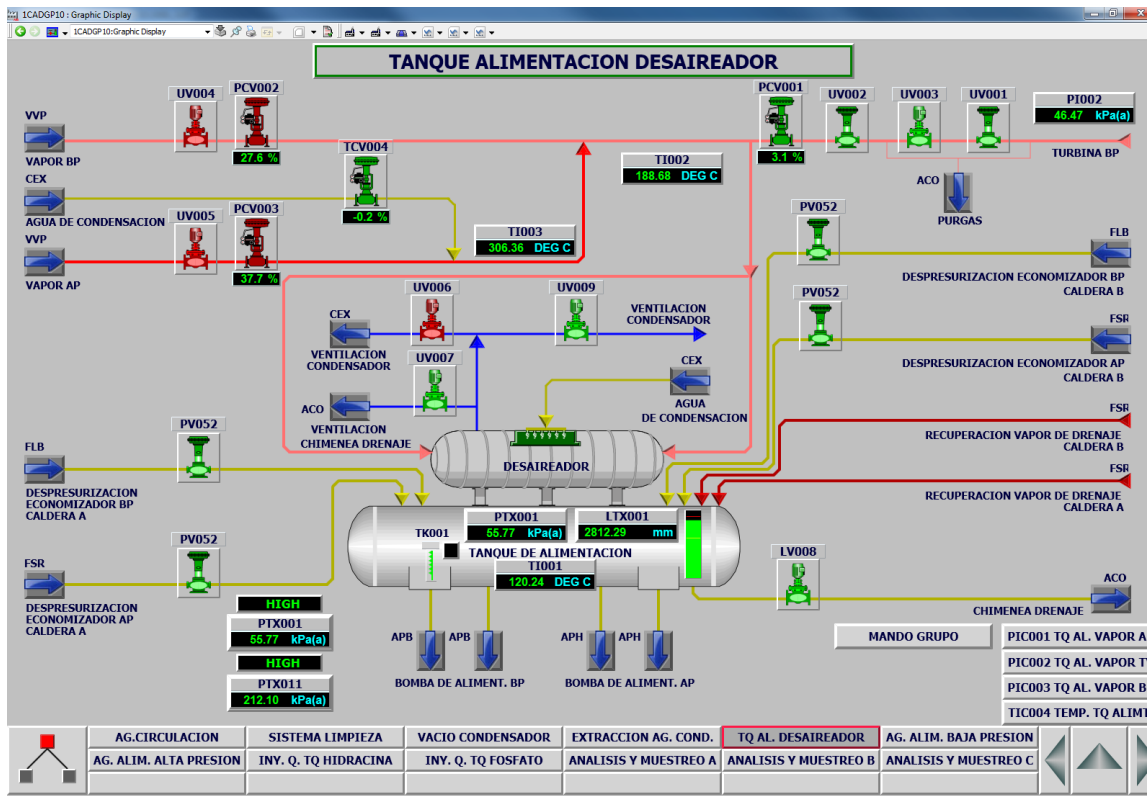


Figura 10. Posición de la válvula de control de presión del desgasificador cuando opera con Diesel en carga base (unidad 1)

Figure 10. Deaerator pressure control valve alignment when operating with Diesel fuel at full load (unit 1)

Por otro lado, cuando el combustible utilizado en las TG's es gas natural, la PCV001 asume el protagonismo del control del desaireador, y la PCV002 una fuente auxiliar de vapor prevista para operación a cargas parciales si PCV001 no es capaz de mantener por sí sola la presión. El lazo de control detrás de la PCV001 calcula una demanda de apertura de la válvula que es el mínimo de:

- 1) Un lazo de control Proporcional-Integral para mantener un set de presión en el desaireador de 26 KPa(a).
- 2) Una función líneal que depende, como variable independiente, de la potencia de la TV. Cuando la potencia de la TV es <30 MW, la demanda de apertura es 0%, cuando la TV >70 MW la demanda de apertura es del 100%. Entre 30MW < TV < 70MW, la demanda es la interpolación lineal entre ambos extremos.

In the other hand, when burning natural gas in the TG's, PCV001 is the main valve to pressurize the deaerator, and PCV002 an auxiliary source that is expected to operate at partial loads if PCV001 cannot maintain the deaerator pressure. PCV001 is a control loop that set the valve demand to the minimum of:

- 1) A PI loop adjusted to maintain the deaerator at 26 kPa(a).
- 2) A linear function that depends on the TV power generation. When TV is <30 MW, PCV001 maximum demand is 0%, when TV is > 70 MW maximum demand is 100%. When 30 MW < TV < 70 MW, maximum demand is a linear interpolation.

El lazo PCV002 es un proporcional-integral con un set ligeramente por debajo del de la PCV001 cuando se opera con gas natural en las TG's para conseguir su funcionamiento como soporte a la PCV001 si esta última, por si mismo, no es capaz de mantener la presión del desaireador. Por tanto, dado que no hay ningún lazo de control coordinando ambas PCV (un control deslizante), la válvula PCV002 puede estar parcialmente abierta al mismo tiempo que la PCV001.

PCV002 PI loop is adjusted to a slightly lower setpoint than PCV001 when operating with natural gas in the TG's to achieve this collaborative support when PCV001, by itself, is not enough to maintain deaerator pressure. Then, because there is not a sliding pressure control coordinating both control valves, PCV002 can be partially open, maintaining deaerator pressure, while PCV001 is working.

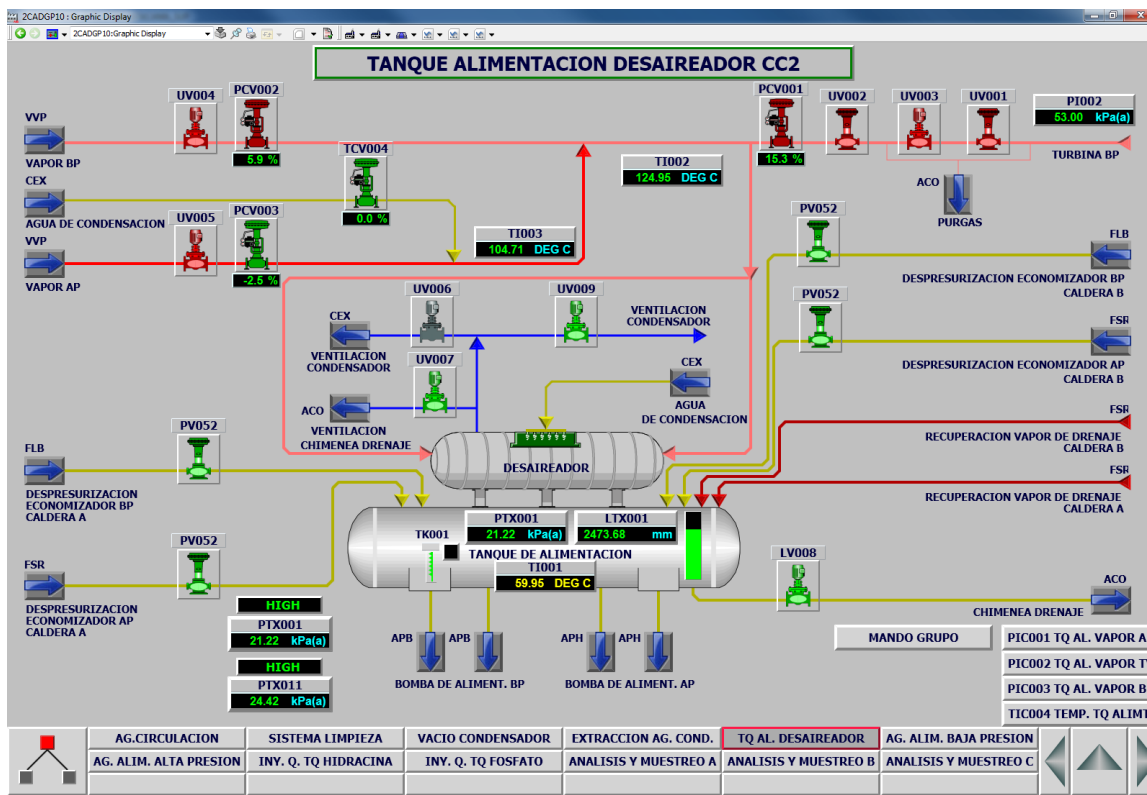


Figura 11. Posición de la válvula de control del desgasificador cuando opera con gas natural a plena carga (unidad 2)
Figure 11. Deaerator pressure control valve alignment when operating with natural gas fuel at full load (unit 2).

Durante las pruebas, cuando el combustible de la TG pasa de diésel a gas natural, como paso previo a realizar las pruebas de MT, Gas Atacama identifica que la presión en el desaireador está requiriendo un tiempo excesivamente largo para su estabilización. Una revisión de campo es realizada por Gas Atacama para verificar la situación de las válvulas y descartar algún bloqueo o malfunción. Finalmente, no se encuentra evidencia de ninguna malfunción en el sistema del desaireador y finalmente la unidad 1 se estabiliza a las 12:30 am del día 1. En ese momento, se inicia la ejecución del protocolo de pruebas de la Ref. 2.

When TG fuel was switched from Diesel to natural gas, in the prior steps to perform the test scheduled in the Ref. 2, Gas Atacama informed that pressure in the deaerator took abnormal time to stabilize. On field review was done by GasAtacama due to the hypothesis that valves alignment required by this new deaerator control pressure strategy was not correct (valve blockage or malfunction). Finally, no evidence of malfunction in the deaerator was found, and the stabilization of the unit 1 was reached at 12:30 am. Then test protocol started.

En esta situación, los datos del DCS muestran que la demanda de apertura de la PCV001 es muy alta (50% de apertura) cuando la unidad 1 está a plena carga comparado con la demanda en la que típicamente la unidad 2, en estas mismas condiciones, estabiliza el desaireador (PCV001 en aprox. 15.3%). Distintas hipótesis podrían explicar esta situación:

- 1) Discrepancia entre la demanda y la respuesta real (posición) de la válvula.
- 2) Algún bloqueo en la línea de extracción de vapor de baja presión de la TV (esta línea está provista de válvulas para evitar flujo inverso "check valves")
- 3) Alguna fuga de vapor desde el desaireador (hipótesis que se descarta tras la revisión in situ realizada).
- 4) Distinto ajuste en el sistema de control en el ciclo agua vapor entre las unidades 1 y 2.

Review of the DCS data shows that PCV001 demand is very high (approx. 50%) at full load in unit 1 compared with the PCV001 demand in unit 2 at the same load conditions (approx. 15.3%). Different hypothesis could explain this situation:

- 1) Mismatch between the demand and the actual control valve opening.
- 2) Blockage in the LP extraction pipe (that is provided with check valves to avoid reverse flow to the turbine).
- 3) Inadvertent steam flow from the deaereter (hypothesis discarded after the onfield review done).
- 4) DCS tuning differences between unit 1 and 2, that delays the PCV002 steam support actuation in unit 1 to maintain deaerator pressure.

El protocolo de auditoría, no obstante, se ejecuta de acuerdo con la Ref. 2, reduciendo la carga de la TG1B en escalones desde su situación a plena carga (115 MW, estando la TV1C en 61 MW) hasta alcanzar 69 MW (estando la TV1C en 49 MW). Pero en esta situación, la válvula de control de admisión de vapor de baja presión (GRE-BP-001) de la turbina TV1C comienza a ciclar entre un 0% y una apertura mínima para poder mantener la presión en el domo de baja presión del HRSG. En la práctica, desde el DCS se muestra que la

válvula de control de admisión a la turbina de vapor de baja presión llega al final de carrera cerrado, como se muestra en el mímico de la figura 12:

Audit protocol was performed, according with the Ref. 2, reducing TG1B power in steps from 115 Mw (TV1C at 61 MW) to 69 MW (TV1C at 49 MW). But at this stage, the LP control valve (GRE-BP-001) admission demand to the LP TV1C started to cycle between 0% and minimum opening in order to maintain the upstream LP pressure in the boiler. In practice, close limit ("final de Carrera cerrado") is received from field in the mimic shown in figure 6:

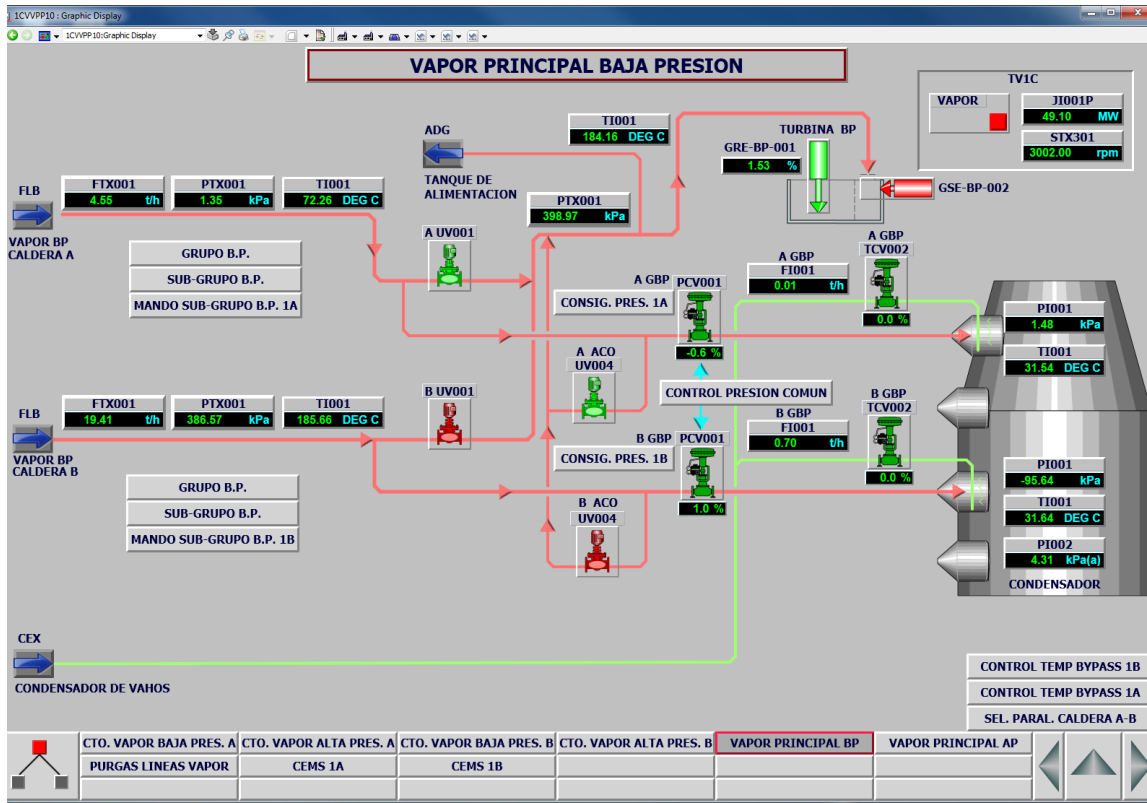


Figura 12. Admisión de vapor BP en la TV1C a 49.1MW (unidad 1)
Figure 12. LP TV1C admission at 49.10 Mw in the TV1C (unit 1).

En esta situación (cierre de la admisión de vapor de baja presión a TV1C), y dado que no hay un flujo de vapor desde esta línea de vapor al desaireador para mantener la presión de éste a través de la PCV002 (pese a que el control PCV001 sigue demandando vapor desde la extracción de turbina sin conseguir alcanzar el setpoint), el sistema de actuación ACO actúa para purgar el vapor del colector B, venteando a la atmósfera. Esta situación no es operación normal con combustible gas natural. Posteriormente se verificó que esta situación no se da en la unidad 2 en las mismas condiciones y niveles de carga, como se verifica en la figura 7:

At this stage, and because deaerator PCV002 is not demanding steam to maintain the pressure (although PCV001 control loop is still demanding high TV2C LP steam in the turbine extraction), ACO system (steam purge from the LP collector B) starts to vent to the atmosphere. This situation is not normal operation with

natural gas, and not normal at these relatively high partial loads. Additionally, this situation is not reached in Unit 2 at the same and even lower load conditions as shown in figure 13:

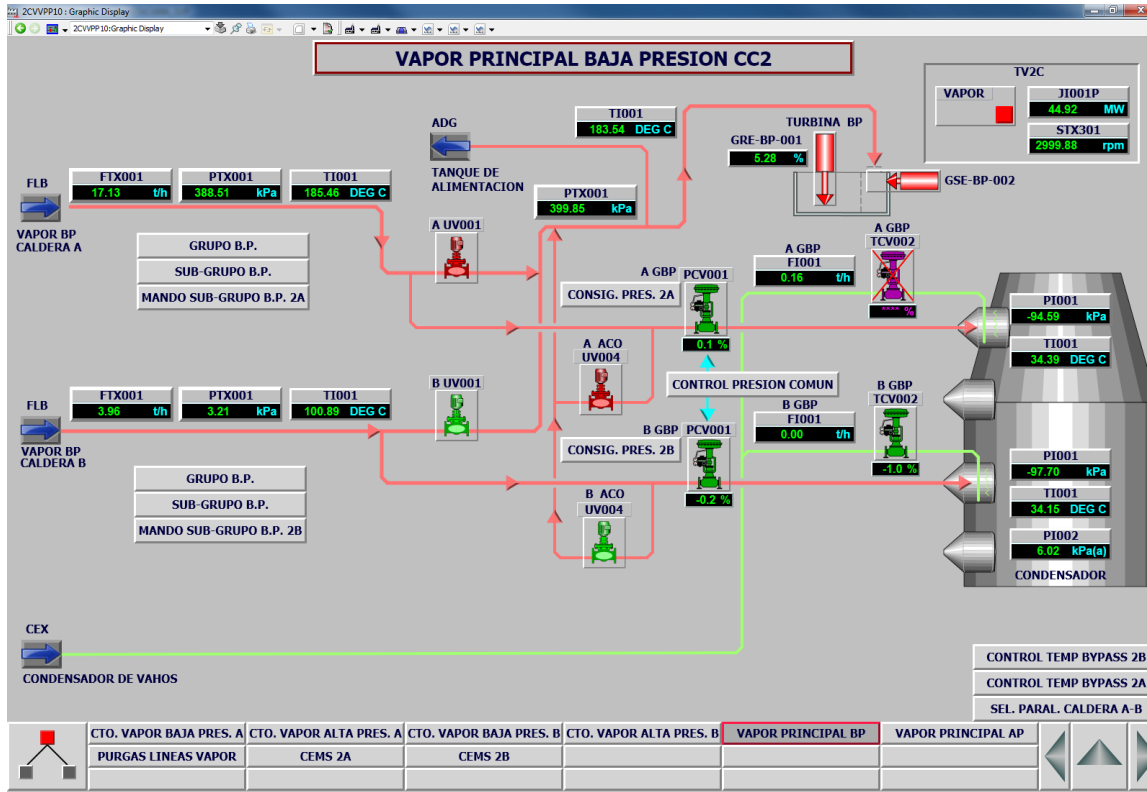


Figura 13. Admisión de vapor BP en la TV2C a 44.92MW (unidad 2)
Figure 13. LP TV1C admission at 44.92 Mw in the TV2C (unit 2).

Adicionalmente, durante las pruebas realizadas en la unidad 1, pero con combustible diésel el día 4 de junio en la configuración TG1A+TG1B+TV1C, bajo la hipótesis de que el ciclo agua-vapor, tal y como se ha expuesto en esta sección se configura de una manera diferente y el control de presión no es llevado desde la extracción de baja presión de la TV1C, se inician las pruebas previstas en la Ref. 2. En estas pruebas se comprueba que la válvula de admisión de vapor de alta presión a la TV1C (GR-AP-001), a valores de carga relativamente altos de la TV1C, cicla entre demandas del 80% y 30% pese a que la unidad se encuentra en una situación de carga estable. La presión del colector de HP no experimenta esa fluctuación. Como puede comprobarse en la figura 14, la demanda de admisión de vapor de alta presión tiene un comportamiento errático. En ese momento, se realiza por parte de Gas Atacama y DNV GL una comprobación en campo para verificar que el posicionador responde a la demanda calculada por el DCS. No se encuentra, en esa verificación, ninguna discrepancia y se verifica que el posicionador actúa según el ciclado de la demanda antes expuesto. Por tanto, aparentemente la válvula actúa según la demanda de apertura requerida.

Additionally, during the test done during June 4th with Diesel fuel in Unit 1 in configuration TG1A+TG1B+TV1C, and with the hypothesis in mind that the abnormal behavior of the Unit 1 could not be caused neither by any deaerator related issue nor LP TV1C admission, special attention was focused in the

TV1C. The HP pressure admission control valve (GR-AP-001) demand, at relatively high TV1C power output, was also cycling, varying the demand between values from 80% and 30% that did not correspond to any high pressure fluctuation (assuming that valve position responds properly to the control demand). As can be seen in figure 14, HP control valve demand seems to be erratic. On field check was done by DNV GL and Gas Atacama to verify in the valve positioner was coherent to the demand calculation and with the DCS indications, and no mismatch was found. Then, one can assume that HP control valve is actuating to the control demand calculated.

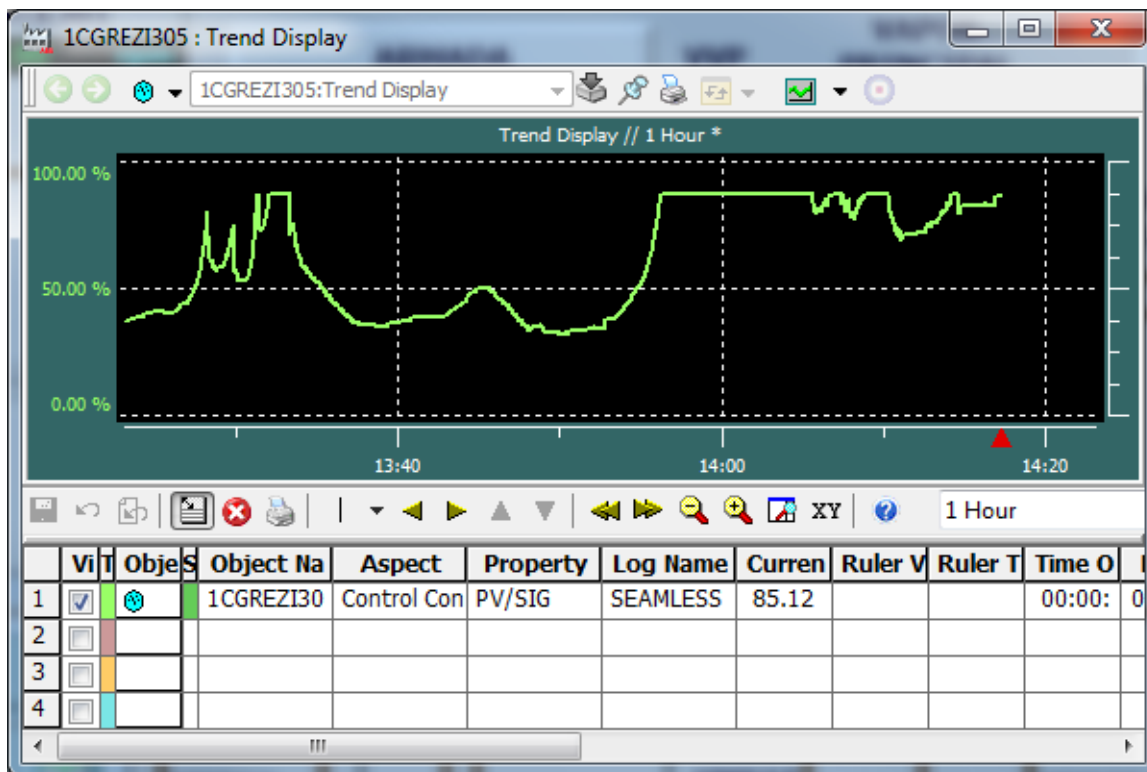



Figura 14. Apertura de la válvula de AP en la unidad 1
Figure 14. HP valve opening at Unit 1

Durante la ejecución de estas pruebas con el personal de operación de Gas Atacama, surge la cuestión de cómo en la práctica responde la TV1C en los procesos de arranque. Según la información recabada, los procesos de calentamiento en la TV1C, desde un arranque frío o templado, son mucho más dificultosos comparados con el arranque de la unidad TV2C. Mantener controlado el calentamiento de la TV1C para evitar dilataciones diferenciales elevadas es un proceso más complejo que en la unidad 2.

When discussing with Gas Atacama operation team this issue, question about the TV1C startup performance arise. Apparently, TV1C cold/warm startup is very difficult compared with TV2C, and maintain proper rotor/stator heat up limit trends are clearly worse in unit 1.

Asumiendo que las unidades 1 y 2 son gemelas, DNV GL recomienda a Gas Atacama realizar una revisión del sistema de admisión de alta presión a turbina porque no parece responder de una manera suave en



comparación con la unidad 2 y a los propios balances térmicos de diseño de Alstom. Esta comparación puede verificarse también en la figura 15, donde se muestra la demanda de la válvula de alta presión de la unidad 1 (en color verde) frente a la de la unidad 2 (en azul) en potencias equivalentes. Aparentemente, la unidad 1 salta entre dos estados y no hay una transición por demandas intermedias (70%-60%-50%).

Although out of the scope of this TM audit, and assuming that both units are twin, DNV GL recommends Gas Atacama to inspect the HP admission steam circuit because seems to do not work properly when compared with Unit 2 behavior and Alstom design heat balances. This also can be concluded from Fig. 15 where unit 1 HP valves (in green) and unit 2 valves (in blue) are drawn.

Este funcionamiento de la admisión en alta presión de vapor puede ser el motivo de:

- 1) El funcionamiento fuera de diseño del vapor de baja presión, que puede explicar el cierre anticipado de la válvula de admisión de baja presión y la consiguiente apertura anticipada del sistema de purgas y venteos (ACO), así como las dificultades del control que la válvula PCV001, por el que circula vapor de baja presión de la extracción de la turbina, para mantener la presión en el desaireador.
- 2) La dificultad en el control de proceso de calentamiento de la TV1C en los arranques.
- 3) Pérdida de potencia en la TV1C por la mayor caída de presión en la admisión de vapor a turbina.
- 4) Funcionamiento fuera de diseño en las últimas etapas de la turbina de baja presión.

This could be the explanation to:

- 1) Off design low LP steam operation, that could explain the abnormal LP control admission behavior, the unexpected purge of the LP steam line and the poor PCV001 deaerator control when operating with natural gas in the TG's.
- 2) Unnecessary stress during the TV1C startup due to the difficulty to control the HP steam admission in the heat up process.
- 3) TV1C power reduction due to HP undesired pressure drop in the admission of the turbine.
- 4) Off design LP operation at the latest low pressure stages of the TV1C.

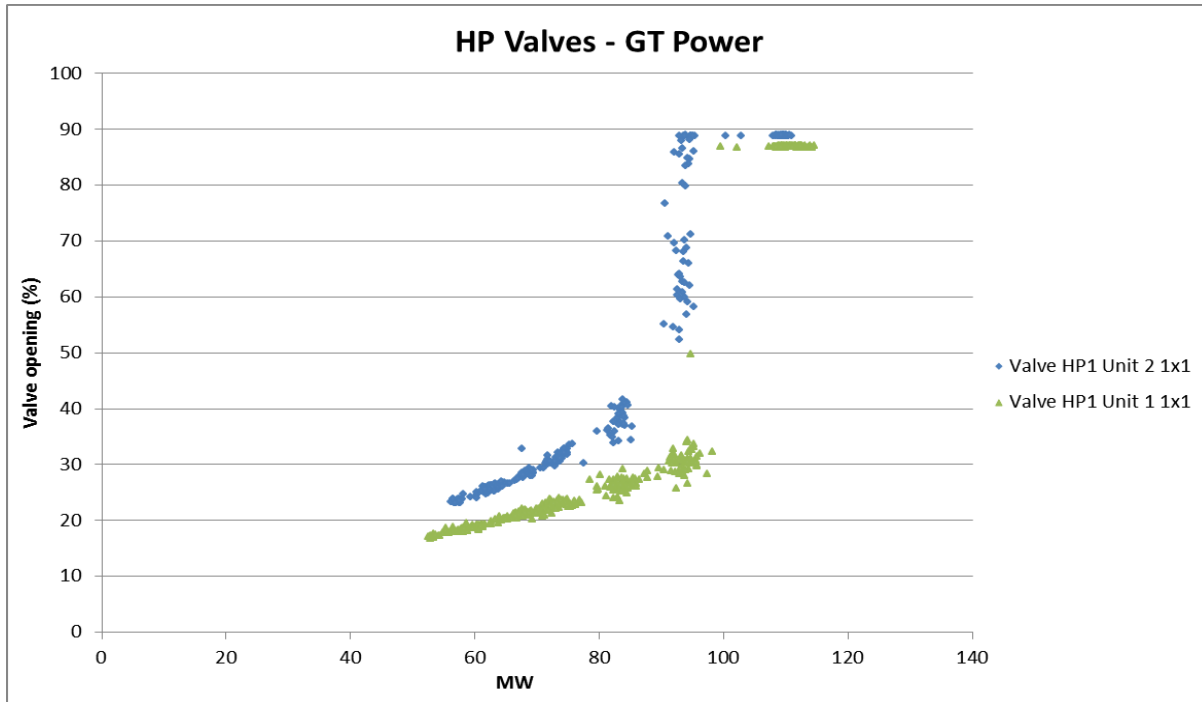


Figura 15. Comportamiento de la válvulas de vapor AP en la unidad 1 y 2
Figure 15. HP Steam Valves behavior for Unit 1 and 2

Otra posibilidad es que entre las dos unidades existan mayores diferencias de diseño y/o que el ajuste del sistema de control difiera en la unidad 1, muy fluctuante, frente a la unidad 2, mucho más progresivo.

En el corto plazo, en lo que al MT se refiere, el punto de vista de DNV GL es que los datos obtenidos de la unidad 2 con combustible gas natural pueden ser extrapolados a la unidad 1 modificando los settings del DCS en el ciclo agua vapor, como por ejemplo, reajustando la operación del control PCV002 a cargas parciales para mantener la presión en el desaireador, de tal forma que:

- Se evite el venteo de vapor a la atmosfera por el cierre de la admisión de vapor de baja presión a turbina (actuación del sistema ACO).
- Se resuelvan las limitaciones del sistema de control PCV001 para mantener la presión del desaireador.

Other explanation could be that both units are not twin or DCS control tuning differs very much from Unit 1, very fluctuating, from Unit 2.

In the short term, and for TM purposes, DNV GL position is that results obtained in Unit 2 with TG's operating with natural gas can be extrapolated to the Unit 1 modifying the DCS tuning in the steam cycle, i.e. adjusting the PCV002 operation at partial loads to maintain the deaerator pressure, and then avoiding:

- Purge when LP control admission to the TV1C is closed.
- PCV001 deaerator control valve limitations to maintain the pressure.

4.8.2 Ajuste Sistema de inyección de agua Unidad 1.

Las pruebas realizadas de MT sobre la unidad 1 con combustible diésel, con el sistema IBH en operación e inyección de agua, muestran que el ajuste actual realizado por GE (proporción "caudal de agua"/"caudal de fuel") produce una reducción de las temperaturas de combustión que logra reducciones del NOx (tanto en g/s como en mg/Nm³) mucho más bajas que los límites establecidos en la ResEx207/06 (Ref. 7) y del DS13 (Ref. 5). Este resultado de las pruebas también era el previsible dado que los "Service Request" (ERP Project # 10241387 and ERP Project # 10240913) generados por GE en noviembre de 2015 especifican que "In compliance with current national regulation (DS13/11), customer states NOx emission range at 60-80 ppm corrected @15% O₂", es decir, en valores de entre 120 y 164 mg/Nm³.

TM tests performed in Unit 1, with IBH in operation and the water injection, with Diesel fuel show that the actual tuning performed by GE (water injection /fuel flow ratio) result in NOx emission levels (both in gr/s and in gr/Nm³) much lower than the limits requirements from ResEx207/06 (Ref. 7) and DS13 (Ref. 5). This issue was also expected prior to perform the on field test during June, because service requests (ERP Project # 10241387 and ERP Project # 10240913) reported by GE in November 2015 pointed out that "In compliance with current national regulation (DS13/11), customer states NOx emission range at 60-80 ppm corrected @15% O₂", that means between 120 and 164 mg/Nm³.

Los datos registrados durante las pruebas en campo muestran que el ajuste realizado queda más cerca del segundo límite (sobre 105 mg/Nm³) cuando el sistema de inyección de agua está en operación. Aunque las pruebas realizadas se ejecutaron con el sistema IBH en operación (para controlar las emisiones de CO), también la información de referencia recibida de GasAtacama muestran valores de NOx similares (véase figura 16 curva "Conc NOx con H₂O"). En términos de g/s (ResEx207/06), la ventana de optimización es aún mayor (los valores máximos reportados por Gas Atacama son de 40 g/s siendo el límite de la ResEx 177 g/s) como se muestran en la curva "Flujo masico NOx con H₂O". Por tanto, desde un punto de vista de eficiencia, existe margen de maniobra para un reajuste más fino del sistema de inyección, que reduzca el consumo de agua, para que cumplir simultáneamente con ambos límites de emisión (ResEx207/06 y DS13).

Data registered during the on field test show that the adjustment done is closest to the second limit (around 105 mg/Nm³) while water injection is operating on. Although test was performed with IBH in operation (to improve the reported CO emissions level reported by GasAtacama), also background information supplied by GasAtacama showed these figures (see figure 16 "Conc NOx con H₂O"). In terms of g/s (ResEx207/06), the roominess is higher (max amount of g/s reported by Gas Atacama is 40 g/s while ResEx limits are 177 g/s) as can be seen in the figure 16 ("Flujo masico NOx con H₂O"). Then, from cost efficient approach, water injection could be retuned in order to reduce the amount of water used, accomplishing at the same time the environmental limits.

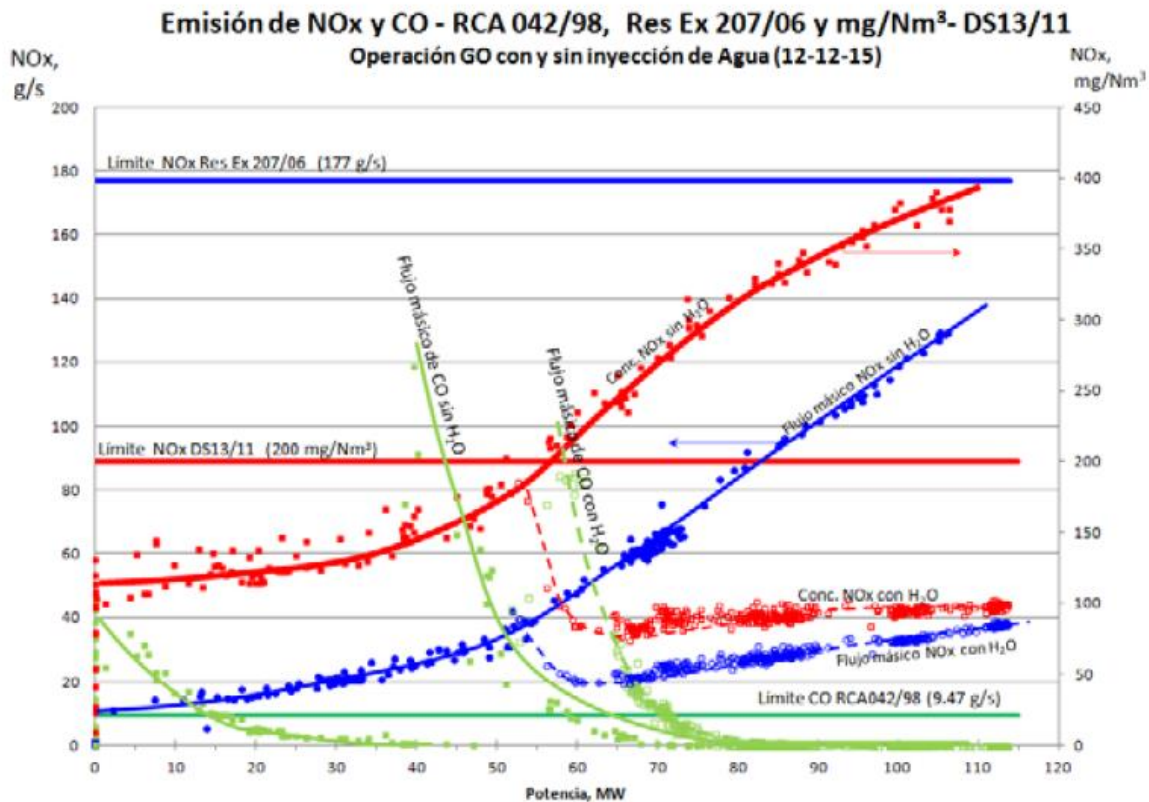


Figura 16. Emisiones de CO y NOx para una TG con combustible líquido reportados por GasAtacama
Figure 16. CO and NOx Emissions for a GT with liquid fuel reported by GasAtacama

Con el Sistema IBH en operación en la unidad 1, el margen de optimización del sistema de inyección de agua para el control del NOx es muy similar.

No obstante, con el sistema IBH en operación existe otro punto de atención que debe ser tenido en cuenta en la revisión del ajuste del sistema de inyección que se recomienda en esta sección:

- Sin el IBH en operación, y tal como se muestra en la Fig. 16, la interrupción a bajas cargas de la inyección de agua eleva las emisiones de NOx de forma abrupta a los valores previos antes de que el sistema de inyección estuviese operativo en la planta, pero por debajo de los límites de NOx fijados por la ResEx207/06 y el DS13/11.
- Con el IBH en operación, también se produce el efecto anterior, pero las emisiones de NOx producidas tras la interrupción del sistema de inyección de agua exceden ligeramente el límite del DS13 de 200 mg/Nm³ (no los de la ResEx207/06 que están fijados en 177 g/s) como se muestra en la Fig. 17.

With IBH in operation in unit 1, right side of the previous figure reported by Gas Atacama (from partial to full load) is also showed, and same conclusions (need of retuning of water injection ratio) can be reached.

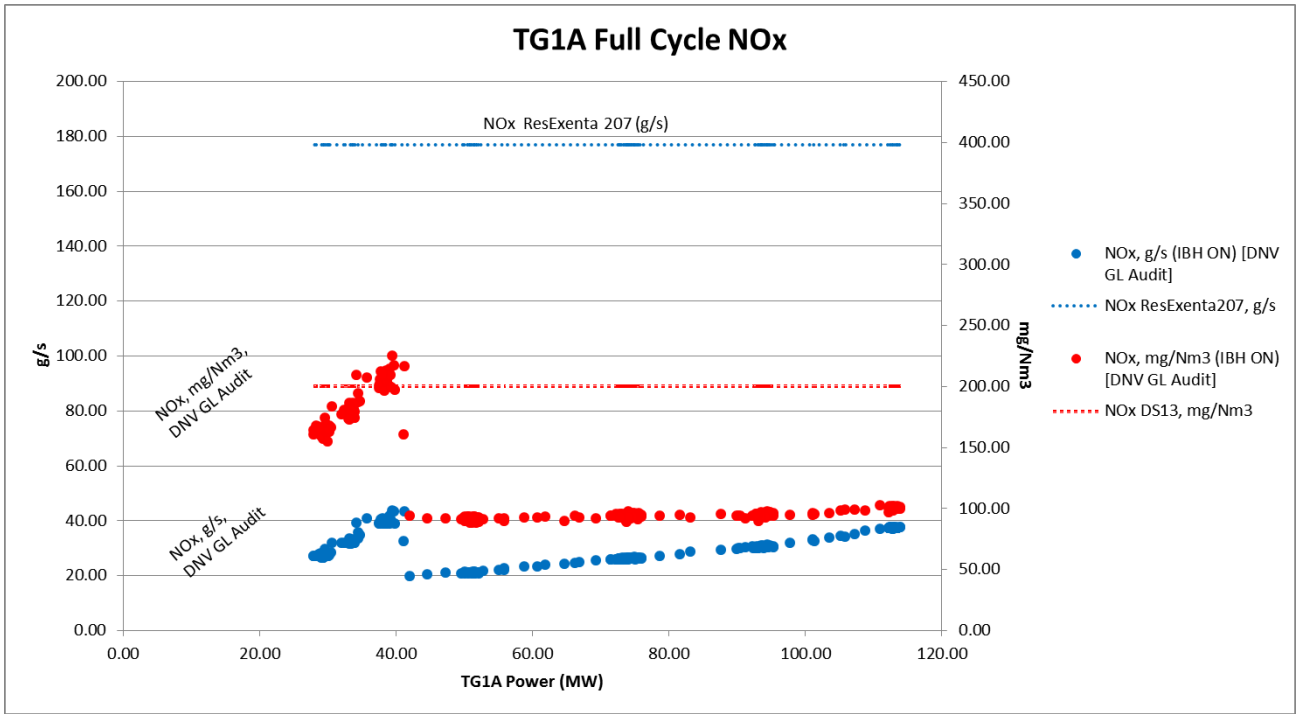


Figura 17. Emisiones de NOx para la TG1A a ciclo completo con combustible líquido, IBH e inyección de agua

Figure 17. NOx Emissions for TG1A at full cycle with liquid fuel, IBH and water injection

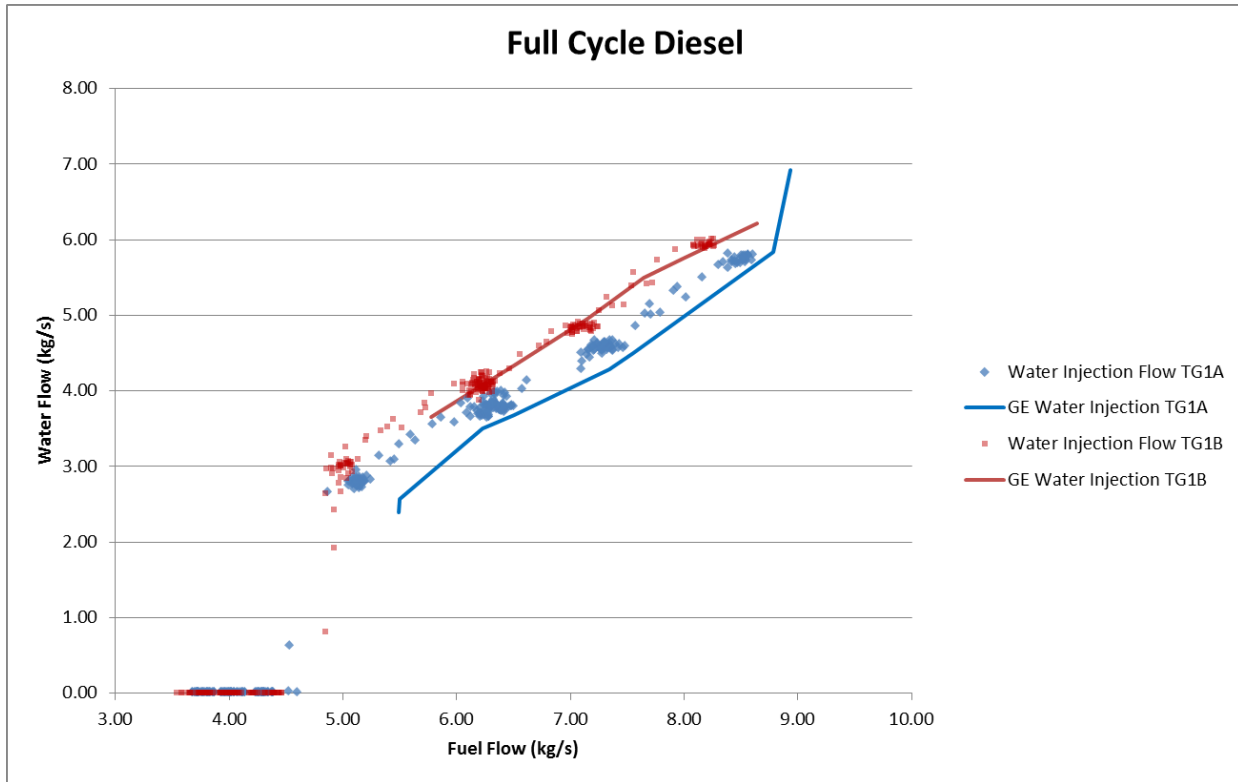


Figura 18. Inyección de agua en las pruebas realizadas comparada con la recogida en los informes de GE (EGGO 223 y EGGO 224)

Figure 18. Water Injection in the Audit compared with curves provided in GE reports (EGGO 223 and EGGO 224)

Adicionalmente, el comportamiento observado de la inyección durante las pruebas de agua no coincide con el esperado según las curvas resultantes tras el ajuste por parte de GE (informes EGG0223 y EGG0224).

- En el caso de la TG1A, la inyección de agua sigue una tendencia similar a la curva de ajuste, pero se observa un sesgo horizontal hacia caudales de inyección mayores.
- En la TG1B, el comportamiento se ajusta a la curva, pero continúa para valores más bajos de caudal de fuel, fuera del rango informado en el informe EGG0224.

Additionally the water injection behavior observed during the Audit does not match with the tuning curves provided by GE:

- Water injection of TG1A shows an offset compared with the tuning curve but follows the same tendency.
- In TG1B, the water injection follows the adjusting curve, but extends its operation for lower fuel flows than determined by the reference curve.

Esta diferencia fue explicada por Gas Atacama, ya que el ajuste hecho por GE se había realizado para el funcionamiento de la planta sin IBH.

Gas Atacama stated that this difference is due to the Water Injection adjustment, which had been done for operation without IBH.

Por este motivo, junto con los mencionados anteriormente sería recomendable realizar una revisión del ajuste conforme al funcionamiento de la planta con IBH y conforme a la normativa actual de emisiones.

For the abovementioned reasons, it is recommended to perform an adjustment of the water injection system keeping in mind the operation with IBH and the current emissions legislation.

4.8.3 Corrección MP en el CEMS de la TG1B.

Las pruebas de MT realizadas en la unidad 1 en ciclo completo con combustible diésel muestran valores elevados de emisiones de material particulado (MP) únicamente en la TG1B. Las emisiones de MP en la TG1A y en la TG1B cabría esperarse fueran similares (mismo combustible, misma carga, mismo estado de mantenimiento, mismo diseño).

TM tests performed in Unit 1 using 2 gas turbines and diesel fuel showed elevated values for the PM emissions only for Unit TG1B. PM emissions for TG1A and TG1B should be similar since both are using the same fuel and working at the same load with very similar flow rates for the fuel.

Las medidas del CEMS de MP están en mg/m³. Estos valores son convertidos y corregidos dentro del CEMS a otras unidades (mg/Nm³ y kg/h). Se observa que la medida en mg/m³ en el CEMS de la unidad 1 y de la unidad 2 es muy similar, como se comprueba en las siguientes figuras.

CEMS measures PM emissions in mg/m³, these values are afterwards converted and corrected to other units such as corrmg/Nm³ or kg/h. It is observed that the measured value in mg/m³ is very similar for both gasturbines as can be seen in the figures below.

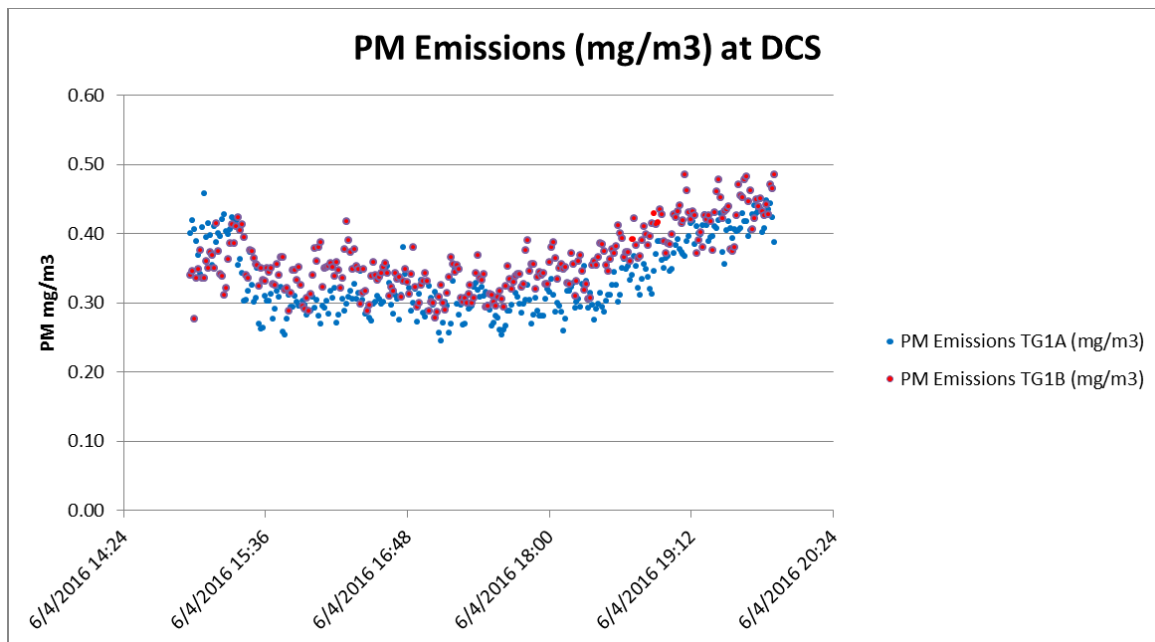


Figura 19. Emisiones de MP(mg/m³) en el DCS de la Unidad 1
Figure 19. PM emissions (mg/m³) at DCS of Unit 1

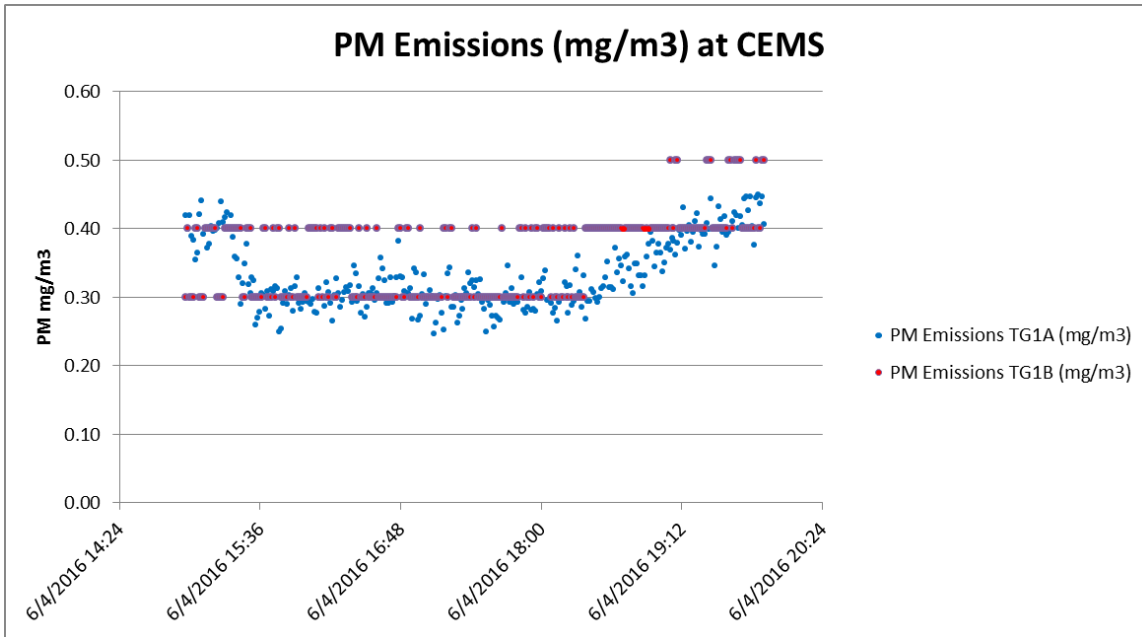


Figura 20. Emisiones de MP (mg/m3) en el CEMS de la TG1A y TG1B
Figure 20. PM emissions (mg/m3) at TG1A and TG1B CEMS

De las dos figuras anteriores también se comprueba que el CEMS de la unidad TG1B tiene una resolución inferior comparada al CEMS de la TG1A y la propia información que envía al DCS.

It is also noticed in figure 19 that sensitivity for the stored data in CEMS is lower than for the DCS (only for TG1B).

En cualquier caso, en lo que respecta a la conversión de unidades, los valores de emisiones de MP de la TG1B son mucho mayores que en la TG1A. De hecho, en mg/Nm³ la diferencia es del doble, lo cual hacer pensar que existe algún tipo de error en la conversión de unidades.

However after the conversion to other units, TG1B values are much higher than for TG1A. This can be seen in the figures below where PM emissions for TG1B are more than double TG1A PM emissions.

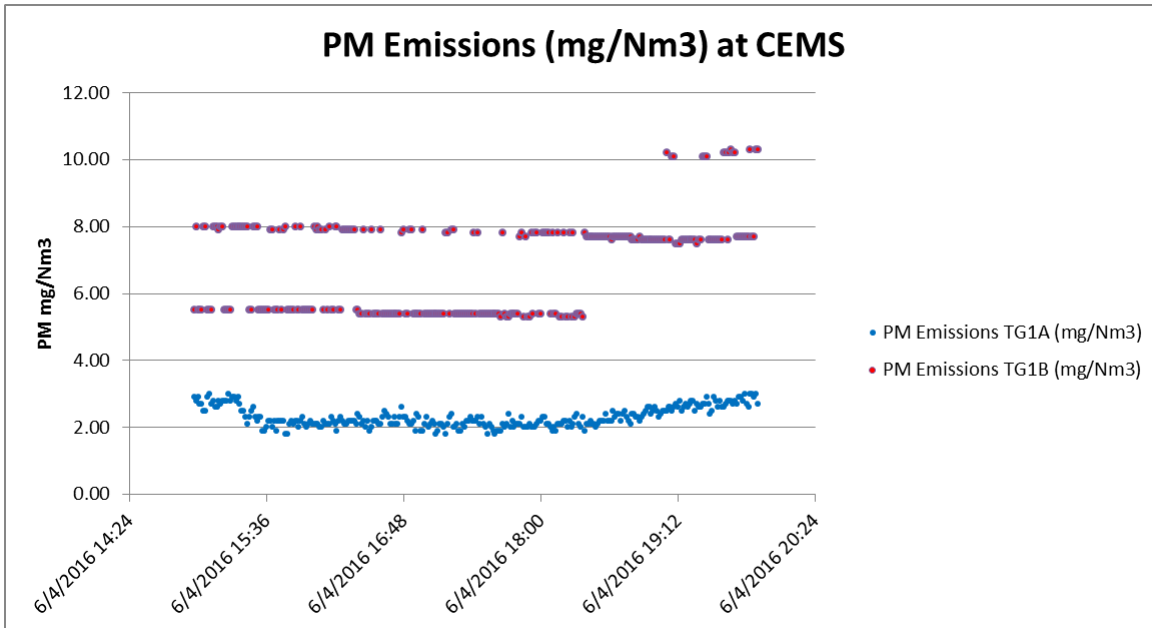


Figura 21. Emisiones de MP (mg/NM3) en los CEMS de la TG1A y TG1B
Figure 21. PM Emissions (mg/Nm3) at TG1A and TG1B CEMS

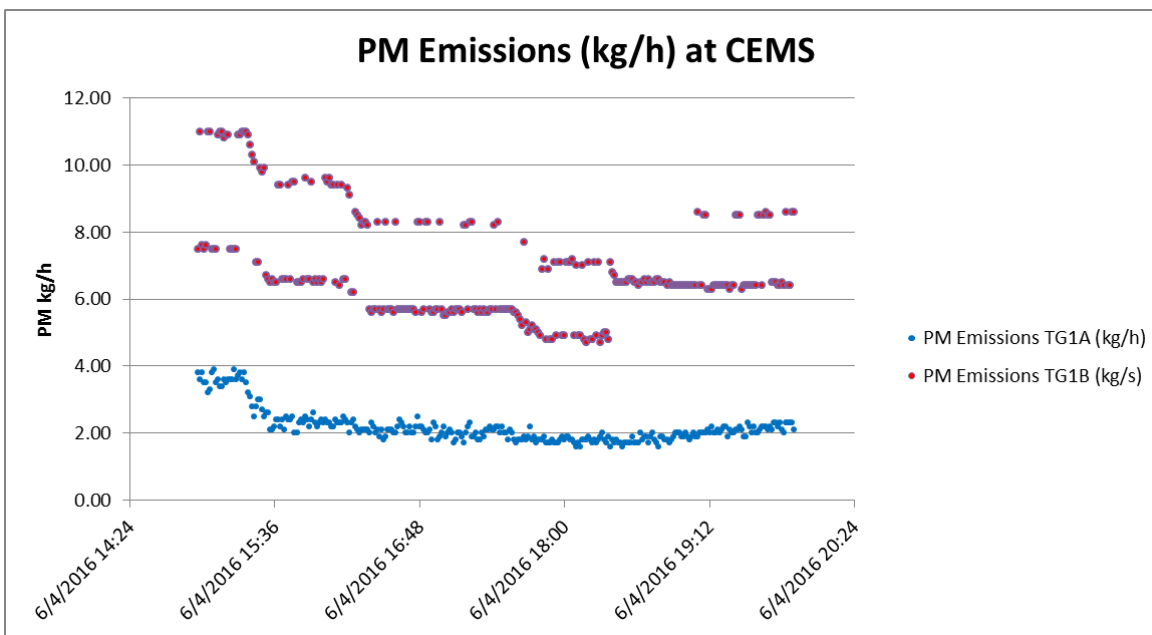


Figura 22. Emisiones de MP (kg/h) en los CEMS de la TG1A y TG1B
Figure 22. PM Emissions (kg/h) at TG1A and TG1B CEMS



5 RESULTADOS Y CONCLUSIONES

Tabla 10. Mínimo técnico según la auditoría técnica
Table 10. Minimum technical load according to technical audit

Configuration	Natural gas		Distillate #2	
	Minimum technical load	Total	Minimum technical load	Total
1TG + ½ TV	45 + 36 MW (* data from 2015)	81 MW	44 + 39 MW	83 MW
2TG + 1TV	2*28 + 65 MW	121 MW	2*27 + 64 MW	118 MW

Tabla 11. Nivel mínimo de operación bajo el cual se supera la norma de emisión según la auditoría técnica
Table 11. Minimum operational level in compliance with emission limits according to technical audit

Configuration	Natural gas		Distillate #2	
	Minimum Operational load	Total	Minimum Operational load	Total
1TG + ½ TV	59 + 43 MW	102 MW	44 + 39 MW	83 MW
2TG + 1TV	2*62 + 93 MW	217 MW	2*27 + 64 MW	118 MW (TG's between 32 to 42 MW need to be avoided)

Las principales conclusiones son:

- a) OPERACION CON COMBUSTIBLE DIESEL
 - Operando con combustible Diésel, con Sistema de inyección de agua, la operación con sistema Inlet Bleed Heating en automático reduce las emisiones de CO por debajo de los límites aplicables de la RCA042/98, dotando a las unidades de Gas Atacama de una flexibilidad mucho mayor a la reportada en los Informes de Restricción Operativa 11802 y 11803. De hecho, en la configuración 1TG + ½ TV el mínimo técnico alcanzado (83 MW) queda muy por debajo de los 115 MW informados por Gas Atacama sin haber excedido los límites ambientales. Por tanto, el mínimo técnico no se ve mermado operativamente por ninguna restricción por emisiones de NOx y CO.

- Operando con combustible Diésel, en las mismas condiciones que en el caso anterior, pero en la configuración 2TG + 1TV, el mínimo técnico alcanzado es de 118 MW, frente a los 220 MW informados en los Informes de Restricción Operativa 11802 y 11803, y al igual que en la configuración de medio ciclo, este mínimo técnico no se ve mermado operativamente por ninguna restricción ambiental por emisiones de NOx y CO.
- Sin embargo, en este caso, en el rango de operación entre 32 y 42 MW (rango en el que se interrumpe la inyección de agua, pero las temperaturas de combustión en la TG son lo suficientemente altas para favorecer la generación de NOx a concentraciones superiores a las del DS13) en alguna de las 2 TG del ciclo completo, las emisiones de NOx exceden ligeramente los límites de emisión de 200 mg/Nm³ (DS13), alcanzándose valores de aprox. 225 mg/Nm³. No obstante, esta eventualidad es salvable si, en caso de que la unidad en su totalidad (2TG+TV) se sitúe en un rango de carga en que las TG's queden dentro de esa banda (entre 32 y 42 MW), se dispone de forma asimétrica la carga en las TG (una por encima del límite de 42 MW y otra por debajo del límite de 32MW). Adicionalmente, un reajuste del sistema de inyección de agua según las recomendaciones expuestas en la Sec. 4.8.2 también permitiría limitar este efecto en el rango de potencias de la TG entre 32 y 42 MW.
- Los resultados obtenidos en la unidad 1 con combustible Diésel, tras el ajuste del sistema de inyección de agua, las modificaciones realizadas a los liners y la utilización del sistema IBH, deberían ser extrapolables a la unidad 2 si en ella se replican estas mismas modificaciones

b) OPERACION CON COMBUSTIBLE GAS NATURAL

- Los valores obtenidos en la auditoría de 2015 de mínimo técnico en la configuración 1TG + ½ TV son mantenidos como válidos (81 MW). Al igual que en 2015, en este valor de mínimo técnico se registran emisiones por sobre las exigencias ambientales, lo que se resuelve a partir de un nivel de operación de 102 MW, dado que requiere que la TG no opere por debajo de 59 MW, rango en el que se pierde el modo de combustión PREMIX con el IBH operativo.
- Los valores de la auditoría de 2015 de mínimo técnico en la configuración 2TG + 1 TV (172 MW) eran valores estimados, extrapolados de los medidos bajo la configuración 1TG + ½ TV. Tras las pruebas realizadas, el mínimo técnico alcanzado es de 121 MW. En este mínimo técnico, al igual que en la configuración medio ciclo, se registran emisiones por sobre las exigencias ambientales, lo que se resuelve a partir de un nivel de operación de 217 MW, donde las TG mantienen el modo de combustión PREMIX (2*62 + 93 MW =217 MW).
- En la configuración 1TG + ½ TV, debido al comportamiento del ciclo agua vapor descrito en la Sec. 3.6.1, se ven comprometidos por la respuesta del ciclo agua-vapor y la actuación prematura de los drenajes del sistema ACO a cargas relativamente medias en la TV (a 49 MW en la TV1C) y, tal y como se expone en dicha sección, se recomienda a Gas Atacama la revisión de este comportamiento. A ciclo completo (2TG+TV), debido al nivel de carga en el que la TV opera, los mínimos técnicos y los rangos que se superan los límites ambientales deberían ser extrapolables a la unidad 1 sin que se reproduzca esta situación.



About DNV GL

Driven by our purpose of safeguarding life, property and the environment, DNV GL enables organizations to advance the safety and sustainability of their business. We provide classification and technical assurance along with software and independent expert advisory services to the maritime, oil and gas, and energy industries. We also provide certification services to customers across a wide range of industries. Operating in more than 100 countries, our 16,000 professionals are dedicated to helping our customers make the world safer, smarter and greener.