

AUDITORÍA TÉCNICA DE LOS PARÁMETROS DE MÍNIMO
TÉCNICO Y TIEMPOS DE OPERACIÓN DE LAS UNIDADES
GENERADORAS DE CENTRAL ATACAMA

Informe Auditoría Técnica

CDEC-SING

Report No.: 74108200 16, Rev. 1

Date: 27 Octubre 2015



Proyecto:

AUDITORÍA TÉCNICA DE LOS PARÁMETROS DE
MÍNIMO TÉCNICO Y TIEMPOS DE OPERACIÓN DE
LAS UNIDADES GENERADORAS DE CENTRAL
ATACAMA

DNV GL Energy

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

Título:

Informe Auditoría Técnica

Cliente:

CDEC-SING,
Apoquindo 4501 – 6 Las Condes
Santiago, Chile

Contacto:

Sr Patricio Valenzuela

Fecha:

27 de Octubre de 2015

Proyecto:

74108200

Organización:

PMT

Reporte No.:

74108200 16, Rev. 1

Preparado:



Revisado:



Aprobado:



Sjoerd van Rijen

Mercedes Jul

Santiago Blanco



Juan Ignacio Sánchez

Rev. No.	Date	Reason for Issue	Prepared by	Verified by	Approved by
0	2015-10-23	Primera edición			
1	2015-10-27	Segunda edición			



Indice

Contents

1 INTRODUCCIÓN	4
1.1 ANTEDECENTES	4
1.2 REFERENCIAS	5
2 OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA AUDITORIA TECNICA	5
2.1 Mínimo Técnico de Operación	5
2.2 Niveles de emisión	5
2.3 Tiempo mínimo de operación y de detención	6
2.4 Benchmark Internacional	6
2.5 Recomendaciones de ajustes.....	6
3 MINIMO TECNICO DE OPERACIÓN (MT)	6
3.1 Limitaciones técnicas en el MT reportadas por GasATacama	6
3.1.1 Limitaciones técnicas de la turbina de gas según GasAtacama	7
3.1.2 Limitaciones técnicas de las turbinas de vapor según GasAtacama	7
3.2 Pruebas en campo realizadas para la determinación del mínimo técnico de operación (MT) con gas natural	8
3.3 Pruebas en campo realizadas para la determinación del mínimo técnico de operación (MT) con combustible líquido (diesel)	9
3.4 Revisión de los niveles de emisión operando a MT y cumplimiento normativo	10
3.5 Benchmarking del MT frente a la experiencia internacional	14
3.6 Recomendaciones de ajustes o modificaciones a MT	15
3.7 Resultados y conclusiones del MT.....	15
4 MINIMO TIEMPO DE OPERACION Y DETENCIÓN.....	17
4.1 Servicio de mantenimiento (LTSA)	17
4.2 Mínimo tiempo de operación y detención (TMO) de acuerdo a Gas Atacama	18
4.3 Operación en los últimos 4 años	19
4.4 Benchmarking del parámetro TMO frente a la experiencia internacional	21
4.5 Resultados y conclusiones TMO.....	21



1 INTRODUCCIÓN

1.1 ANTECEDENTES


CDEC-SING está conduciendo el proceso de actualización de los parámetros técnicos de las unidades generadoras del SING para caracterizar la reserva disponible del sistema y la implementación de un procedimiento de Información del Mínimo Técnico. En este proceso requiere de los parámetros de planta fundamentales que caracterizan esta reserva, tales como el mínimo técnico (MT) y el tiempo mínimo de operación y detención (TMO) de las unidades generadoras del SING.

CDEC-SING, dentro de este proceso de actualización y tras la recepción de estos datos de los distintos generadores, identifica que, en particular, las respuestas recibidas de la compañía GasAtacama son muy restrictivas y que su justificación técnica no dispone de la concreción y soporte necesario en las unidades de la mencionada planta.

Este informe comprende los resultados de la auditoría técnica de las unidades de la Central Atacama, la cual tiene como objetivo establecer las características técnicas de dicha central, en particular los valores de MT y TMO, parámetros que a priori restringen la flexibilidad del grupo, y de esta manera verificar objetivamente si las restricciones informadas por GasAtacama obedecen a restricciones técnicas. Asimismo se verifica si dichos valores de MT y TMO informados podrían obedecer a restricciones asociadas a limitaciones ambientales. Adicionalmente, y según corresponda, este informe propone recomendaciones de posibles mejoras.

Para cumplir con este objetivo, se desarrolló un protocolo de auditoría (Referencia 1), identificando las condiciones de contorno y los tests que iban a ser llevados a cabo en la central Atacama. Posteriormente, DNV GL generó un documento de benchmarking (Ref. 2) basado a la experiencia previa en Centrales de Ciclo Combinado de similar tecnología. Este documento expone información referente a los parámetros MT, TMO y niveles de emisiones en plantas de similar tecnología. Por tanto, antes del inicio de las pruebas en campo, este documento era la base de los resultados a priori esperados por DNV GL. Finalmente, en la Ref. 3, DNV GL reportó los resultados obtenidos durante las pruebas realizadas en campo siguiendo el protocolo de auditoría expuesto en la Ref. 1.

Adicionalmente, la Ref. 4 facilitada por CDEC-SING para este proyecto, fija límites de emisión y plazos que GasAtacama debiera cumplir. Esta normativa establece exigencias para el combustible gas natural y combustible líquido como límites máximos de emisión de NOx en unidades de concentración (miligramos de contaminante NOx por metro cúbico de gases emitidos en condiciones normales de temperatura y presión). Adicionalmente y previo a este Decreto Supremo de 2011, durante el proceso de autorización de para construcción de la planta, el estudio de impacto en la Ref. 5 asume unos valores de emisión proporcionados por el propio fabricante como dato de partida para los modelos de cálculo de dispersión, tanto en el caso de



uso de combustible gas natural como combustible líquido (diesel). En esta resolución ambiental, los datos provistos por el fabricante se suministran en unidades de flujo másico (gramos por segundo).

1.2 REFERENCIAS

[1] Protocolo de Auditoría. DNV GL. 240148-CHSA-R-01 Rev A. 29-07-2015

[2] Benchmark and technical background verification report. DNV GL. 74108200 15, Rev. 0 07-08-2015

[3] Field Test Report. DNV GL. 15-2337. Rev. 1 22-10-2015.

[4] Decreto Supremo 13 ESTABLECE NORMA DE EMISIÓN PARA CENTRALES TERMOELÉCTRICAS. 25-022015.

[5] Resolución de Calificación Ambiental (RCA) N° 042 del 12 de junio de 1998 de COREMA.

[6] Resolución de Calificación Ambiental (RCA) N° 207 del 27 de Octubre de 2006 DIA (Flexibilización Operacional para Operación Continua con Diesel ante Restricciones de Gas en el SING).

2 OBJETIVOS Y ALCANCE DE LA AUDITORIA TECNICA

El objetivo de la auditoría técnica es el de establecer los parámetros de mínimo técnico de generación (MT) y tiempos mínimos de operación y detención (TMO) de las unidades de Central Atacama. Este objetivo implica, o confirmar los valores declarados por la central o actualizar los mismos en función de los resultados obtenidos.

2.1 Mínimo Técnico de Operación

El mínimo técnico de operación (MT) ha sido determinado durante la ejecución de las pruebas en la Unidad 2 de la central Atacama, habiéndose considerado para la realización de estas pruebas los ajustes, modos de operación y combustibles (gas natural y diesel) de acuerdo con las recomendaciones del suministrador de los equipos principales (Turbina de Gas, TG, y Turbina de Vapor, TV) y del protocolo de auditoría de la Ref. 1.

Las pruebas en la instalación fueron realizadas entre las fechas del 1 de Septiembre hasta el 4 de Septiembre de 2015, y están reportados en la Ref. 3.

2.2 Niveles de emisión

Los niveles de emisión para las diferentes configuraciones y modos de operación (para gas natural y diesel) han sido monitorizados durante las pruebas en campo y reportados en la Ref. 3. La revisión 1 de este informe incluye los valores promedio horarios recogidos en el CEMS de GasAtacama en unidades de flujo másico (gr/s) de NOx durante el periodo de las pruebas para poder contrastarlos con los datos de partida utilizados en el estudio de impacto ambiental de la Ref. 5, y su posterior modificación en la Ref. 6 Los datos

de concentración de NOx por unidad de volumen (mgr/Nm3), también fueron recogidos en la Ref. 3 con una resolución de un minuto, permitiendo su contrastación con los requerimientos del Decreto Supremo 13 (Ref. 4).

2.3 Tiempo mínimo de operación y de detención

Los tiempos mínimos de operación y detención (TMO), por su naturaleza, no pueden ser determinados realizando las pruebas en campo dado que la restricción de estos tiempos, argumentada por Gas Atacama, procede de limitaciones y recomendaciones que provendrían del propio suministrador de los equipos principales (TG y TV). Por lo tanto, su determinación sólo puede ser realizada revisando la configuración de la planta, verificando las restricciones técnicas durante la operación de planta y, fundamentalmente, revisando la información disponible de los fabricantes de los equipos principales TG y TV. Dicha información es puesta a disposición para la revisión por parte de DNV GL durante la visita a planta.

Finalmente, tras el estudio de la información mostrada por GasAtacama, proveniente de los fabricantes de equipos, junto con la experiencia de DNV GL han sido las entradas de para la determinación del TMO de las unidades de Central Atacama.

2.4 Benchmark Internacional

En paralelo al alcance descrito anteriormente, DNV GL realizó un benchmarking internacional recopilando la información de las políticas de operación y mantenimiento de plantas de generación de similar tecnología con relación a los parámetros de MT y TMO. En base al conocimiento de DNV GL y la información recogida en este benchmarking, estos parámetros fueron identificados y comparados con los MT y TMO de las unidades de Central Atacama. Este informe de auditoría técnica resume los resultados de este benchmarking.

2.5 Recomendaciones de ajustes

Dentro del contexto de la Auditoría se plantean algunas recomendaciones para la realización de modificaciones y ajustes en las unidades tendientes a reducir los valores de MT y TMO. Dichas recomendaciones se describen en la misma sección donde la factibilidad de mejora ha sido determinada.

3 MINIMO TECNICO DE OPERACIÓN (MT)

3.1 Limitaciones técnicas en el MT reportadas por GasAtacama

La planta de ciclo combinado está diseñada para operar en condiciones de carga base¹. El combustible principal es gas natural, sin embargo actualmente la utilización de combustible diesel es más habitual que el uso de gas natural. De acuerdo con la información de GasAtacama, el mínimo técnico de operación² se muestra en la tabla 3.1 y se fundamenta sobre la base de que las condiciones de funcionamiento de los equipos son similares a las de carga base.

¹ Reference article: Basic Design Gas Atacama GEC Alsthom; part 1.7 basic data, page 87.

² Reference article: Determina y Justifica Min Tec y Hrs Opera Ciclos Combi c Atacama.pdf 3
Reference article: Determina y Justifica Min Tec y Hrs Opera Ciclos Combi c Atacama.pdf

Tabla 3.1 Mínimo técnico reportado por Gas Atacama

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

(MCR): maximum continuous rating

3.1.1 Limitaciones técnicas de la turbina de gas según GasAtacama

En operación con Gas Natural, la turbina de gas debe mantenerse en modo de operación PREMIX para no exceder los límites de emisión de NOx. Según GasAtacama esta condición en el modo de combustión se mantiene en el rango entre el 80% y el 100% de la capacidad de generación de las máquinas³. Operando las unidades entre esos rangos GasAtacama informa que cumple con los requerimientos de la RCA042/98 (Ref. 5) y con el DS13 (Ref. 4).


En el caso de combustible diesel, la limitación en el parámetro MT no es referida por GasAtacama a restricciones en los niveles de emisión de NOx, siendo la limitación argumentada a la consideración de que el mínimo técnico (MT) debe ser el mismo que para el combustible gas natural, dado que el combustible Diesel es un combustible de respaldo. Por lo tanto, en el caso de combustible diesel GasAtacama no especifica restricciones técnicas o de emisión, y condiciona las limitaciones a las argumentadas para combustible gas natural.

Técnicamente, bajo operación con combustible Diesel, el control de combustión turbina es distinto por diseño al de operación con gas natural (no existe el modo premix), y el control de emisiones se controla mediante la inyección de agua en el proceso de combustión de la turbina de gas, con el objetivo de mantener unos valores de emisión de NOx controlados. El diseño de las turbinas PG9171E permite esta inyección de agua (con valores que pueden llegar hasta los 28,9 ton/h) por turbina de gas cuando se está utilizando combustible líquido para reducir las emisiones de NOx, pero este sistema (según información entregada por el representante de GasAtacama en planta) no se encuentra en servicio actualmente debido a inestabilidades en el proceso de combustión. Asimismo, según el representante de GasAtacama en planta, GE procederá a resolver este problema en el futuro.

3.1.2 Limitaciones técnicas de las turbinas de vapor según GasAtacama

GasAtacama informa que el mínimo técnico en el caso de la turbina de vapor es de 55 Mw debido a un aumento de la velocidad de erosión de los álabes de las últimas etapas de la turbina de vapor.

Indica que después de los primeros años de operación de la planta, se identificó un incremento de la velocidad de erosión en los álabes de las últimas etapas de la turbina de vapor en su cuerpo de baja



presión³. Alstom, el fabricante del equipo de la turbina de vapor declara que, al 50% de carga, la velocidad de erosión es más de dos veces mayor que bajo funcionamiento a plena carga. Al respecto, Alstom en su comunicación indica que:

- i. La velocidad de erosión es normal en las condiciones actuales de operación (cargas del 50%);
- ii. Que esta erosión no presenta un riesgo mayor durante un periodo de 100.000 horas de operación;
- iii. Que la inspección de los álabes según las recomendaciones de Alstom (cada tres años) permite optimizar las acciones que fuesen, eventualmente, necesarias.

Por otro lado, Alstom propone en su comunicación a GasAtacama mejorar la extracción de la humedad de la corriente de vapor de baja presión, realizando lo siguiente:

- a) Mantener permanentemente en operación el control de extracción de vapor al desaireador (o tanque de alimentación);
- b) Aumentar la extracción dentro de la turbina de vapor en las etapas 4 y 5 doblando el número de perforaciones en la pared interna de la carcasa de 14 a 28 de diámetro de 28 mm y de 14 a 28 de diámetro 50 mm.

Al respecto, cabe destacar que GasAtacama realizó modificaciones en la TV2C en 2008 y en la TV1C en 2010, atendiendo las recomendaciones de Alstom.

3.2 Pruebas en campo realizadas para la determinación del mínimo técnico de operación (MT) con gas natural


El valor de mínimo técnico del bloque formado por una turbina de gas y turbina de vapor (1 TG + 0.5 TV en la nomenclatura empleada por CDEC-SING) se determina en 81 MW tras la realización de las pruebas en campo. El mínimo, en el caso de la turbina de gas, se determina en 45 Mw encontrándose la turbina de vapor en 36 Mw.

La determinación de este mínimo en la configuración expuesta (1 TG + 0.5 TV) se alcanza por limitaciones en el ciclo agua-vapor, más concretamente en el evaporador de la caldera de recuperación (HRSG), al alcanzarse una situación en la que, de seguir bajando carga, la calidad del vapor de baja presión producido es baja para la turbina de vapor. En esta situación, el by-pass de baja presión abre y no sería posible mantener una operación normal (by-pass cerrado) a cargas más bajas.

Debido a restricciones ambientales informadas por GasAtacama, fruto de la interpretación de nuevas revisiones de la normativa ambiental aplicable, que afectan a la configuración ciclo cerrado operando con gas natural no fue posible realizar las pruebas previstas en la Ref. 1 en la configuración 2TG+TV. Sin embargo, DNV GL tras la realización de las pruebas en la configuración 1TG+0.5TV dispone de información suficiente para hacer una estimación del resultado de la prueba no realizada.

Al respecto, en la configuración con dos turbinas de gas, la carga mínima alcanzable en cada una de estas turbinas es esperable esté también en torno a los 42-45 Mw en cada una de las turbinas por la misma limitación en el evaporador. Si bien con dos turbinas de gas la producción de vapor será el doble que con una única turbina, la calidad del vapor producido se mantendrá igual al caso con una única turbina de gas en

³ Reference article: Alstom DB-CG02 0137 2002.pdf including Alstom report ATACAMA Erosion of blades STDF GF02-6



funcionamiento. Al duplicarse la producción de vapor, es asumible que, como mínimo, la generación producida por la turbina de vapor será el doble. El término "como mínimo" es debido a la mayor eficiencia de la turbina de vapor por el mayor caudal de vapor turbinado. El valor mínimo de generación de la turbina de vapor en esta configuración se puede estimar en aprox. 72 Mw (2*36Mw), pero probablemente mayor por el efecto de la mayor eficiencia. De las pruebas realizadas con la configuración 2TG+1TV con combustible diesel, pruebas que sí pudieron realizarse y que se exponen en las siguientes secciones, un incremento de 10 Mw en la generación de la TV es esperable. Por lo tanto, y en función de los análisis realizados se estima que el mínimo técnico del bloque en la configuración 2TG+TV es de 165 Mw a 172 Mw. De forma conservadora, se estima este mínimo en 172 Mw.

3.3 Pruebas en campo realizadas para la determinación del mínimo técnico de operación (MT) con combustible líquido (diesel)

Cuando la unidad opera con combustible líquido (diesel , Fuel Oil N° 2) con dos turbinas de gas en operación (2 TG + TV), el mínimo técnico de bloque queda determinado en 98 Mw, con cada una de las turbinas de gas a unos niveles de potencia de generación de 28 Mw y 42 Mw en la turbina de vapor. Debido a la regulación primaria de frecuencia que realiza el grupo, existe el riesgo de que si se sigue reduciendo carga en las turbinas de gas se dé una situación en que el caudal de vapor hacia la turbina de vapor descienda de manera súbita, que el control de planta dispare la turbina de vapor por dicha situación, lo que supondría una salida brusca de potencia en el SING. Conforme a lo informado por GasAtacama durante la ejecución de las pruebas, esta situación podría producirse si alguna de las turbinas de gas en operación alcanza los 15 Mw de potencia. Desde el punto de vista de DNV GL, esta limitación es verosímil por las limitaciones en el ciclo agua-vapor (caudal y calidad del vapor) a muy bajas cargas en la TG.

Cuando la unidad opera con combustible líquido (diesel, Fuel Oil N° 2) con una turbina de gas en operación (1TG+0.5TV), el mínimo técnico queda determinado en 91 Mw. Este límite queda determinado por la operación de la turbina de vapor. Durante la ejecución de esta prueba, se alcanzó una carga de 28 Mw sin ninguna restricción en el control/protección de planta. No obstante, la carga mínima continua de la turbina de vapor, antes de iniciar la parada de la turbina de vapor, es especificada por GEC-Alstom en su manual de operación (E300-996) en el 25% de la potencia nominal (136 Mw), es decir, en 34 Mw y por tanto es razonable considerar este valor como el punto mínimo de operación continua de la turbina de vapor. En base al manual de operación E300-996, este mínimo es alcanzable de manera estable sin exceder ningún límite en la turbina de vapor. Durante las pruebas realizadas por DNV GL, la carga correspondiente de la turbina de gas (cuando la turbina de vapor se encuentra en 34 Mw) es de 57 Mw, lo que corresponde con un mínimo técnico de bloque (MT) de 91 Mw.

En caso de funcionamiento de una TG en ciclo abierto, al no existir la limitación externa que introduce la TV, el MT de la TG podría ser un valor igual o inferior a 28 Mw, que ha sido el valor mínimo alcanzado por una TG en la configuración 2TG+TV. Por lo tanto, conforme a las pruebas realizadas, DNV GL estima que el valor de MT en ciclo abierto es un valor igual o inferior a 28 MW.

3.4 Revisión de los niveles de emisión operando a MT y cumplimiento normativo

Durante las pruebas con combustible gas natural en configuración 1TG + 0.5 TV, realizadas el día 3 de Septiembre de 2015, las emisiones de NOx fueron medidas y registradas según se muestran en la tabla 3.2.

Table 3.2 Emisiones de NOx en el mínimo técnico (3 Septiembre de 2015)

		Carga mínima estable	Carga mínima estable con NO _x < 15 ppm
Power TG2A	MW	41.6	59.6
Power TG2B	MW	0.0	0.0
Power TV2C	MW	35.7	44.1
Block power	MW	77.3	103.7
NOx	vppm	40.88	13.79
NOX	mg/Nm ³ @ 15% O ₂	79,2	28,3
CO	vppm	3.30	3.47

Operando con una turbina de gas, como anteriormente se ha expuesto, el mínimo técnico del grupo se alcanza con una potencia generada en la turbina de gas de aproximadamente el 37,5% de su potencia nominal, registrando unos valores de emisiones de NOx de aproximadamente 41 ppm (79.2 mg/Nm³ @ 15% O₂). El mínimo técnico estable de la unidad manteniendo las emisiones de NOx por debajo de 15 ppm (combustión en modo pre-mix) es de 103,7 Mw y se alcanza con la turbina de gas a una carga parcial del 54%.

En concreto, aplicando la fórmula de conversión:

$$[\text{mg/Nm}^3 @ 15\% \text{ O}_2] = \text{vppm} * 2.054 * (20.95 - 15) / (20.95 - \text{O}_2)$$

Las emisiones del grupo a 103,7 MW fueron de 28,3 mg/Nm³.

Los límites de emisión para combustible gas natural establecidos en el decreto DS13 (Ref. 4) para fuentes emisoras existentes son:

NO_x: 50 mg/Nm³ con combustible gas (valores promedio horario exigible como mínimo el 70% de las horas de funcionamiento, según DS13)

Los límites de emisión para combustible gas natural tomados como punto de partida en los modelos para el estudio de impacto ambiental de la instalación (RCA042/98) están en unidades de caudal de NOx emitido y son de 29.069 g/s para toda la planta en su conjunto. Este dato procede, según se indica en la propia RCA, de los datos proporcionados por el propio fabricante GE, son valores promedio por hora, y DNV GL interpreta que son para la planta en su conjunto, es decir, para la suma de las dos unidades de las que está compuesta la planta de GasAtacama.

En la Ref. 3 se comprueba que los valores horarios medios registrados por el CEMS de la planta, en la configuración probada (1TG+0.5 TV) de la unidad 2 son:

Table 3.3 Emisiones de NOx medias horarias registradas en el CEMS (3 Septiembre de 2015)

TG2A	ppm	mg/Nm3	Kg/h	g/s
Inicio	NOx	NOx	NOx	NOx
09/03/2015 10:00	83.9	157.8	172.6	47.94
09/03/2015 11:00	13.6	25.6	33.3	9.25
09/03/2015 12:00	12.8	24.1	30.1	8.36
09/03/2015 13:00	13.1	24.6	27.5	7.64
09/03/2015 14:00	12.7	23.9	24.9	6.92
09/03/2015 15:00	14	26.3	25.5	7.08
09/03/2015 16:00	43.1	81.1	73.6	20.44

Aunque se trata de valores medios horarios, se comprueba que mientras las emisiones de NOx se encuentran por debajo de los 15 ppm, las emisiones de NOx en g/s están en el rango de 9.25 g/s y 7.08 g/s, descendiendo de acuerdo con el descenso de potencia del grupo hasta su mínimo técnico ambiental expuesto en la tabla 3.2. El valor medio horario registrado a las 10:00 h (47,94 g/s) corresponde al periodo previo a las pruebas, donde la planta se encontraba operando con combustible Diesel, y el valor promedio horario registrado a las 16:00 h (20.44 g/s) corresponde a un valor de potencia del grupo sobrepasado ya del MT ambiental.

Por lo tanto, teniendo en cuenta los registros de emisiones de NOx, DNV GL puede establecer el mínimo técnico de operación sin exceder los límites de emisión exigidos en el decreto DS13 (Ref. 4), estableciéndolo como se justifica en los párrafos anteriores en 103.7 Mw para cada unidad en configuración 1TG+0.5TV usando combustible gas natural.

El mínimo técnico determinado para la configuración 1TG+0.5TV tampoco excede el límite tomado como dato de partida para la RCA de 26,069 g/s para la planta, o del 50% de este valor (14.53 g/s) para una unidad individualmente en configuración 1TG+0.5TV.

En caso de una configuración en ciclo abierto de una turbina de gas, se puede establecer su mínimo técnico sin exceder el cumplimiento normativo ambiental en 59.6 Mw, dado que esta es la contribución del ciclo aire-gas en la configuración 1TG+0.5TV anteriormente descrita (tabla 3.2).

Durante las pruebas de MT con combustible Diesel, realizadas el día 4 de Septiembre de 2015, las emisiones de NOx fueron medidas y registradas según se muestran en la tabla 3.4.

Table 3.4 Niveles de emision de NO_x en el mínimo técnico de operación

		Carga mínima estable 1 TG	Carga minima estable 2 TG's
Power TG2A	MW	56.7	28.9
Power TG2B	MW	0.0	28.2
Power TV2C	MW	33.9	41.5
Block power	MW	90.6	98.57
NOx	vppm	87.0	41.8
NOx	mg/Nm3 @ 15% O2	219,6	152,04
CO	vppm	3.6	2.5

La carga mínima estable (MT) durante la utilización de combustible diesel operando con una turbina de gas (1TG+0.5TV) se alcanza a una carga parcial de la turbina de gas de aproximadamente el 51% (56.7 Mw) en el que se registran unos niveles de emisiones de 87 ppm de NOx. En la configuración de dos turbinas de gas utilizando combustible diesel (2TG+TV), el mínimo técnico de operación del grupo se alcanza con cada una de las turbinas de gas a una carga parcial del 25%, registrándose unos niveles de emisión de NOX del 41.8 ppm. Debido al hecho de que no existe, para la combustión con diesel, ningún efecto por cambio del modo de combustión (premix y lean-lean son modos de combustión durante la operación con gas natural), y a que durante la ejecución de las pruebas el sistema de inyección de agua no estaba en servicio, las emisiones de NOx muestran una tendencia continua y decreciente desde carga base hasta el MT, desde 200 ppm hasta 85.86 ppm respectivamente.

Aplicando la fórmula de conversión:

$$"[mg/Nm3 @ 15\% O2] = vppm * 2.054 * (20.95 - 15) / (20.95 - O2)"]$$

Los niveles de emisión del bloque a 98.57 Mw (MT determinado en la configuración 2TG+TV) son de 152.04 mg/Nm³.

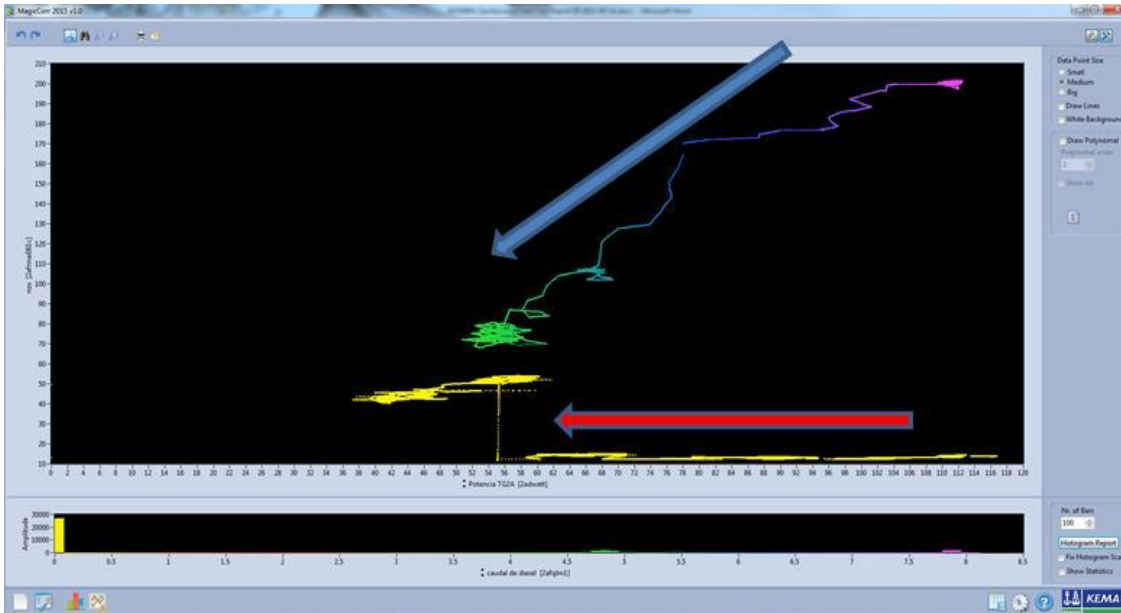
Los niveles de emisión del bloque a 90.06 Mw (MT determinado en la configuración TG+0.5TV) son de 219.6 mg/Nm³.

En la Ref. 3 se recogen los valores horarios medios registrados por el CEMS de la planta, en ambas configuraciones probadas (1TG+0.5 TV de la unidad 2 entre las 10:00h y las 12:00 h; 2TG+TV entre las 13:00 h y las 17:00 h) y que se extraen a continuación:

Table 3.5 Emisiones de NOx medias horarias registradas en el CEMS (4 Septiembre de 2015)

TG2A	ppm	mg/Nm ³	Kg/h	g/s	TG2B	ppm	mg/Nm ³	Kg/h	g/s
Inicio	NOx	NOx	NOx	NOx	Inicio	NOx	NOx	NOx	NOx
09/04/2015 10:00	192.1	361.3	469.2	130.33					
09/04/2015 11:00	86.9	163.5	179.3	49.81					
09/04/2015 12:00	74.5	140.1	153.4	42.61					
09/04/2015 13:00	74.5	140.1	153.2	42.56	09/04/2015 13:00	73.7	138.6	139.4	38.72
09/04/2015 14:00	74.5	140.1	152.7	42.42	09/04/2015 14:00	87.1	163.8	162.1	45.03
09/04/2015 15:00	62.2	117	127	35.28	09/04/2015 15:00	72.3	136	134.8	37.44
09/04/2015 16:00	48.5	91.2	99.2	27.56	09/04/2015 16:00	53.3	100.3	98.7	27.42
09/04/2015 17:00	44.7	84.1	91.3	25.36	09/04/2015 17:00	41.1	77.3	74.3	20.64

Como se comprueba, con combustible Diesel, el MT no viene condicionado por las restricciones ambientales, dado que las emisiones de NOx siguen un comportamiento decreciente con la potencia de la unidad. De hecho, (véase Ref. 3), es a plena carga de las TG's donde las emisiones de NOx superarían los 210 ppm y siguen una tendencia decreciente durante las pruebas de descenso de carga realizados hasta alcanzar el MT. La comparación entre este comportamiento en la evolución del NOx con combustible Diesel y GN se expone en la Ref. 3 y se muestra de nuevo en la siguiente figura extraída del citado informe de tests.




También, como se comprueba en la tabla 3.5 con los datos procedentes del CEMS, al inicio de las pruebas (con la TG2A en plena carga entre las 9:30 h y 10:30h) los registros promedio horario son de 361,3 mg/Nm³ de NO_x, siendo los valores definidos en la DS13 para fuentes emisoras existentes de 200 mg/Nm³ utilizando combustible líquido.

El estudio de impacto ambiental (RCA042/98) toma como datos de partida los datos suministrados por el fabricante GE (según RCA) y en este caso son de 65,240 g/s para la planta en su conjunto. Como se comprueba, este valor se excedería a plena carga con una única unidad en configuración 1TG+0.5TV con combustible diesel.

No obstante, la RCA 207/2006 (Ref. 6) sobreesee esta limitación y la fija en 546 g/s para toda la planta, por lo que la configuración 1TG+0.5TV (130,33 g/s NO_x de emisión a plena carga) operando desde plena carga hasta su MT y la configuración 2TG+TV (cuyas emisiones se estiman en 2*130,33 g/s NO_x a plena carga) desde plena carga hasta su MT, no exceden el umbral de 546 g/s.

3.5 Benchmarking del MT frente a la experiencia internacional

Un valor común de la carga mínima estable en una instalación típica de ciclo combinado con combustible dual con turbinas de gas reforzadas se alcanza en el rango entre el 25 y el 50% de su capacidad máxima de carga. Estos valores son típicos cuando no se limitan por restricciones de emisión de NO_x. El mínimo técnico, sin embargo, atendiendo a limitaciones de NO_x queda comprendido típicamente entre el 50 y el 60% de la capacidad de la unidad cuando el combustible utilizado es gas natural, debido al paso en la turbina de gas de modo premix a modo lean-lean en cargas inferiores.



En ciclo abierto y sin restricciones en la emisión de NO_x, una TG típicamente puede alcanzar un mínimo técnico estable de operación inferior, siendo técnicamente posible alcanzar rangos de entre el 5% y el 10%.

La mínima carga en continuo para el caso de las turbinas de vapor, típicamente está comprendida entre el 22 y el 40% de su capacidad nominal.

3.6 Recomendaciones de ajustes o modificaciones a MT

En los párrafos anteriores se expone los valores típicos del benchmarking internacional de instalaciones similares, y como se puede comprobar, los resultados de las pruebas realizadas en campo son coherentes con estos valores.

Las pruebas realizadas con gas natural se ejecutaron con el sistema de control IBH (Inlet Bleed Heat) en operación. Es recomendable operar la planta con este control habilitado, y es un control estándar que GE suministra en sus turbinas PG9171E. Si bien, su funcionamiento reduce ligeramente la eficiencia de la planta cuando ésta funciona a cargas parciales, es recomendable su utilización como un control típico dado que:

- Permite aumentar la flexibilidad de la planta en relación a los niveles de emisiones de NO_x.
- Da una protección adicional al compresor de la TG cuando éste está funcionando con bajos caudales de aire.
- En climas fríos, decremента la formación de hielo.

Adicionalmente, se comprueba de las pruebas realizadas en campo, que el funcionamiento de la planta con combustible gas natural logra reducir los niveles de NO_x a valores sustancialmente menores que con combustible diesel.

3.7 Resultados y conclusiones del MT

Las pruebas de auditoría realizadas en la planta han permitido establecer el mínimo técnico de operación (MT), tanto para combustible gas natural como para combustible líquido (diesel). Los resultados se exponen en la tabla 6.1. En el caso de operación con gas natural, los resultados se han obtenido con el control Inlet Bleed Heating habilitado.


Table 6.1 Mínimo técnico establecido conforme a la Auditoría técnica

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	2*45 + 82 MW	172 MW	2*28 + 42 MW	98 MW

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

Para una operación con gas natural, el valor de MT establecido de 81 Mw para el medio ciclo (1TG+0.5TV), obedece a limitaciones en el evaporador de baja presión, ya que por debajo de este nivel, empezaría a producir vapor de una calidad pobre para su expansión en la turbina de vapor. Por otro lado, el mínimo técnico estable, considerando emisiones de NOx (< 15 ppm y combustión en modo premix) se establece en 60 Mw de la turbina a gas, lo que equivale aproximadamente al 54% de su capacidad, valor coherente con los datos de benchmarking. Por lo tanto, teniendo en cuenta esta limitación ambiental, el mínimo ambiental de operación de la planta en la configuración 1TG + ½ TV utilizando como combustible gas natural es de 104 Mw.

Para una configuración 2TG + TV, y dadas las restricciones informadas por GasAtacama, no fue posible realizar las pruebas en esta configuración. No obstante, y conforme a los resultados de las pruebas, se cuenta con información suficiente para estimarla. Al respecto y dado que las TG no pueden operar por debajo de 60 Mw respetando los límites ambientales (NOx<15 ppm), la contribución de las TG en este mínimo será de 2*60 MW. Si bien con dos turbinas de gas la producción de vapor será el doble que con una única turbina, la calidad del vapor producido se mantendrá igual al caso con una única turbina de gas en funcionamiento. Al duplicarse la producción de vapor, es asumible que, como mínimo, la generación producida por la turbina de vapor será el doble. El término "como mínimo" es debido a la mayor eficiencia de la turbina de vapor por el mayor caudal de vapor turbinado. El valor mínimo de generación de la turbina de vapor en esta configuración se puede estimar en aprox. 88 Mw (2*44Mw), pero probablemente mayor por el efecto de la mayor eficiencia (de las pruebas realizadas con la configuración 2TG+1TV con combustible diesel, pruebas que sí pudieron realizarse y que se exponen en las siguientes secciones), es esperable un incremento de 12 Mw en la generación de la TV.



Por lo tanto, y en función de los análisis realizados se establece que el mínimo ambiental del bloque en la configuración 2TG+TV es de 220 Mw.

Para una configuración TG en ciclo abierto, el mínimo técnico ambiental es de 60 Mw.

Para una operación con combustible diésel, el valor de MT establecido de 91 Mw para el medio ciclo (1TG+0.5TV), obedece a la limitación de la turbina de vapor, dado que por debajo de un nivel de carga del 25%, esta turbina entra en el rango recomendado por el fabricante para iniciar una parada normal.

Para una operación con combustible diésel, el valor de MT establecido de 98 Mw para el ciclo completo (2TG+TV), y obedece a la limitación de seguridad, dada por el riesgo de que las TG's, por regulación primaria, alcancen los 15 Mw y el sistema de control actúe sobre la TV disparándola.

Para una operación en ciclo abierto con una turbina de gas operando con combustible diesel, el mínimo técnico se establece en 28 Mw, ya que éste fue el valor mínimo alcanzado en las TG's para las pruebas realizadas en las configuraciones probadas con combustible Diesel.

4 MINIMO TIEMPO DE OPERACION Y DETENCIÓN

4.1 Servicio de mantenimiento (LTSA)

Conforme a la información puesta a disposición a DNV GL, el primer LTSA (Long Term Services Agreement), entre Gas Atacama Chile S.A. (la propiedad) y General Electric International ICN (el mantenedor), para mantenimientos planificados y no planificados, fue firmado en Marzo de 2003. Por otro lado, la primera enmienda a este contrato fue firmado en Junio de 2003, la segunda en Diciembre de 2008 y una tercera y última enmienda en Septiembre de 2014. Esta tercera enmienda⁴ fue firmada entre Gas Atacama y GE con el objetivo de mejorar las condiciones contempladas en el contrato. Esta enmienda se concreta en:

- El mantenedor ejecutará acciones de mantenimiento no planificados hasta un cierto tope.
- Por encima de ese tope, las acciones de mantenimiento no planificado se considerará "extra work" y los pagos se realizarán de acuerdo a unas tasas establecidas y facturadas a GasAtacama como trabajo adicional.
- La propietaria está obligada a dejar disponible la unidad para el mantenimiento no planificado.

El último Addendum, especifica las situaciones donde se genera un "extra work" entre las cuales se hallan:

- Eventos justificables.
- Operación indebida.
- Realización de CMU's (conversiones, modificaciones o actualizaciones).

⁴ Reference article: Amendment 3 to second amended and restated long term supply of parts & long term services contract between Gas Atacama and GE, dated September 1st, 2014

- Reparación o reemplazo de ítems fuera de alcance
- Modificación a los criterios operativos que fijan el tipo y costo de mantenimiento.
- Suministro de servicios de mantenimiento planificado o no planificado alcanzado ya el intervalo de mantenimiento o FFH (Factored Fire Hours).

Conforme a la información dispuesta por GasAtacama, el LTSA define algunos criterios operativos, bajo lo cual se estiman y establecen el tipo y costos de mantenimiento. Asimismo, el LTSA fija reglas para revisar si uno o más de los criterios han sido excedidos, entre otros si ocurre lo siguiente:

- En promedio durante el último año se ha registrado más de 1 Factored Start cada 40 Factored Fire Hours.
- Operación de las unidades fuera de las hipótesis de operación base (por ejemplo, menos de 4000 horas de funcionamiento por año, o periodos donde interfiere o ha interferido la operación de planta con acciones de mantenimiento programadas)
- Operación en punta de más de 15 horas durante el año operativo.

De lo anterior, y conforme al registro operativo, aparentemente las unidades habrían estado superando algunos criterios operativos, debido a que el año 2014 las unidades estuvieron en funcionamiento menos de 4000 horas operativas por año en los últimos cuatro años.

Al respecto, cabe destacar que conforme a la documentación relacionada con el LTSA que mantiene la propietaria de la central para su mantenimiento planificado y no planificado con General Electric International ICN (el mantenedor), no se evidencia ningún aspecto contractual que impida que las unidades puedan superar los criterios operativos bajo los cuales se establecieron los tipos y costos de mantenimiento, y por el contrario el contrato establece los criterios bajo los cuales GE deberá ser remunerada por actividades extras ("Extra Works") o por régimen operativo inferior al esperado, sin que esto implique pérdidas de garantías o finalización del contrato.

4.2 Mínimo tiempo de operación y detención (TMO) de acuerdo a Gas Atacama

Gas Atacama expone que General Electric fija un criterio para la determinación de las inspecciones de mantenimiento programadas basada en las horas de operación y el número de arranques de planta. La turbina de gas debe incurrir en menos de 450 arranques por cada 12000 Factored Firing Hours. Esto se traduce en 26.67 horas entre dos arranques. Asimismo indica que una unidad se puede aproximar a una zona de falla antes de cumplir con las horas de operación requeridas para una inspección planeada si los ciclos de arranque/parada son inferiores a 26.67 horas. Sin embargo, el LTSA establece un ratio de 1 Factored Start cada 40 Factored Fired Hours en promedio anual para cada unidad.

Al respecto, GasAtacama podría superar los ciclos de arranque establecidos en el LTSA con GE, y no seguir el criterio mencionado de 40 Factored Fired Hours por arranque (véase Sec. 4), lo que se traduciría en un "Extra Work" que implicaría sólo un costo adicional de mantenimiento, situación que ya está contemplada en el mismo LTSA.

Respecto al tiempo de detención, y conforme a la información dispuesta por GasAtacama en el contexto de la presente Auditoría, no se ha puesto en conocimiento de DNV GL ninguna restricción que justifiquen los tiempos que fueron informados por GasAtacama para la turbina de gas (GE) y turbina de vapor (GEC Alstom).

4.3 Operación en los últimos 4 años

Las horas de operación bajo funcionamiento con gas natural o diesel se muestra en las siguientes figuras para las cuatro turbinas TG-1A, TG-1B, TG-2A y TG-2B.

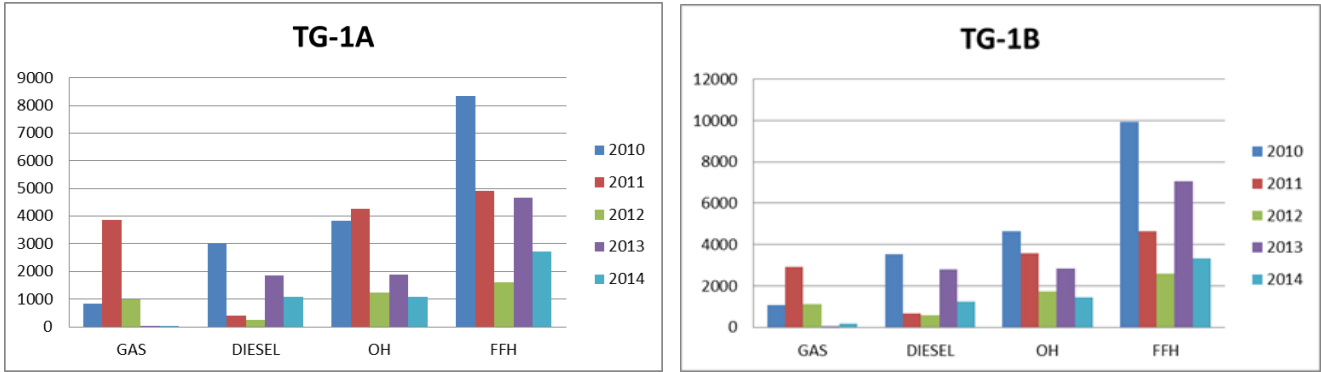


Figure 5.1 Yearly Operating Hours and Factored Firing Hours of TG-1A and TG-1B

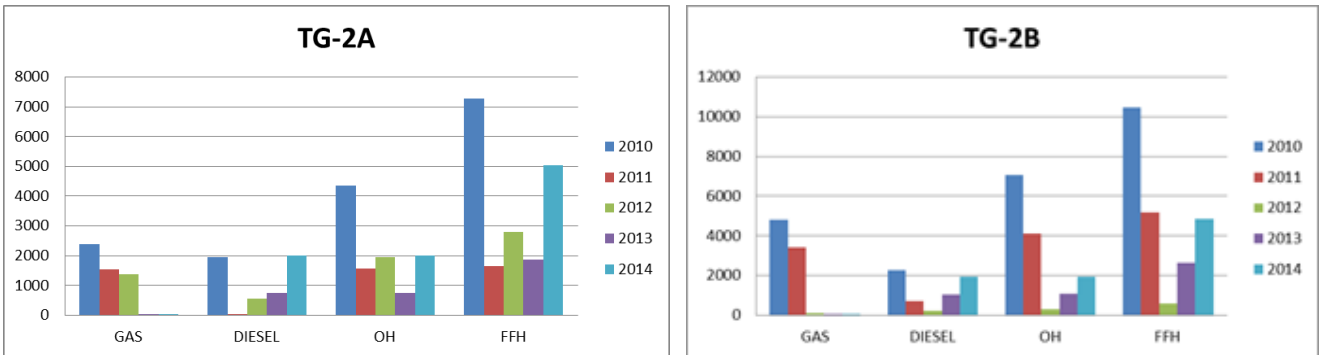


Figure 5.2 Yearly Operating Hours and Factored Firing Hours of TG-2A and TG-2B

Las horas de fuego equivalente FFH (Factored Firing Hours) se calculan con la siguiente fórmula según el LTSA:

$$FFH = (K + M \cdot I) \cdot (G + 2.5 \cdot D) \text{ donde:}$$

G = Annual base load operating hours on natural gas

D = Annual base load operating hours on diesel oil

K; M and I = Water injection constants (M=0; K=1; I=0)

De estas figuras se puede concluir que en los últimos dos años (2013 y 2014) las unidades han operado con combustible diesel como combustible principal en lugar de con gas natural. En mucho de los casos, las unidades han estado en servicio más de 500 horas operativas al año con combustible diesel. Debido a la amplia utilización de combustible diesel a lo largo de estos años, las horas de fuego equivalente (FFH) son elevadas.

El número de ciclos de arranque/parada, las horas operativas por cada arranque y las horas de fuego equivalente se muestran en las siguientes figuras:

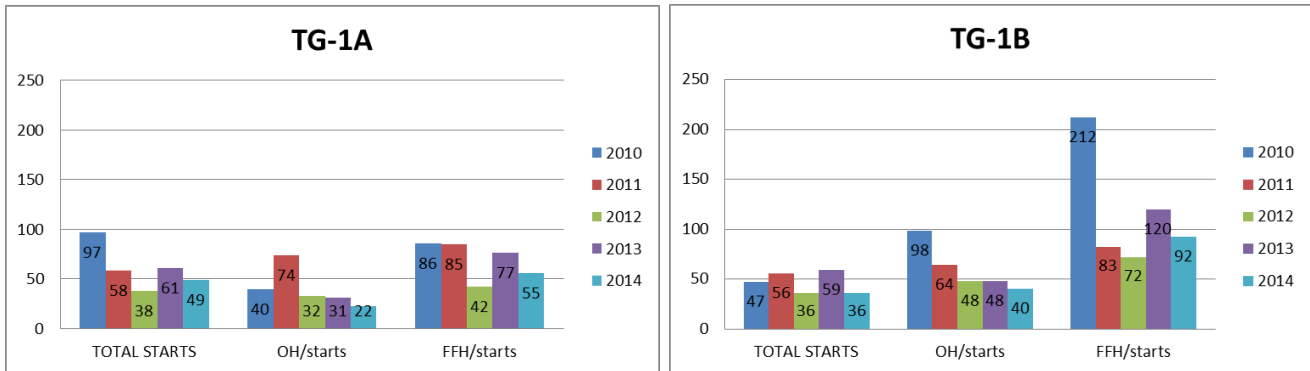


Figure 5.3 Yearly starts, OH per start and FFH per start of TG-1A and TG-1B

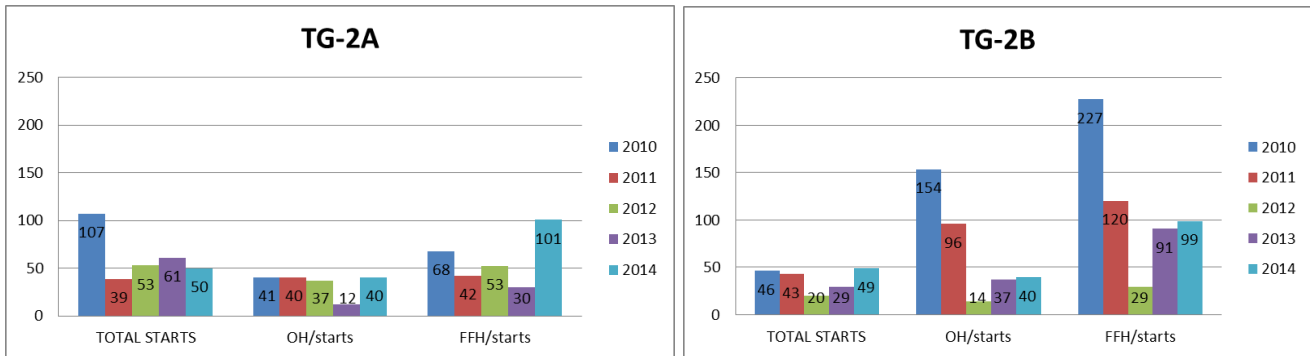


Figure 5.4 Yearly starts, OH per start and FFH per start of TG-2A and TG-2B

De estas figuras se puede concluir que las turbinas de gas realizan ciclos de arranque/parada semanalmente. Por otro lado, se observa que el número de horas de fuego equivalente (FFH) por arranque alcanza valores por encima de 40 horas, manteniéndose sólo la TG-2A y TG2B por debajo en los años 2013 y 2012, respectivamente.

4.4 Benchmarking del parámetro TMO frente a la experiencia internacional

Típicamente, los tiempos de arranque para una planta de ciclo combinado equipada con turbina de gas del tipo E va desde 90 minutos (arranque caliente) a 240 minutos (arranque frío) en un arranque normal. Una vez la planta ha sido arrancada, no es recomendable una parada inmediata. Los valores de benchmarking para el tiempo mínimo de operación es alrededor de 1 a 2 horas para una central de ciclo combinado con turbine tipo E. Una vez la unidad es parada, tampoco es recomendable su arranque inmediato. La práctica común para el tiempo mínimo de detención bordea en entre 60 a 120 minutos.

Los valores anteriormente mencionados son válidos para las unidades de central Atacama, por lo que no habría justificación para que la planta deba estar en funcionamiento un tiempo mínimo de 30 horas o que la planta deba permanecer 30 horas parada antes de un nuevo arranque.


En el caso de funcionamiento con TG en ciclo abierto, sin las limitaciones térmicas del ciclo agua-vapor, la experiencia de DNV GL es que, salvo en paradas intempestivas no programadas en las que es práctica común un tiempo mínimo de detención de 1 hora, tras una parada programada no existe un tiempo mínimo de detención como práctica habitual en otras instalaciones similares.

4.5 Resultados y conclusiones TMO

En relación con los parámetros TMO, algunos criterios operativos establecidos en el contrato de mantenimiento (LTSA), se han superado en el pasado en particular el criterio de las 40 horas de fuego equivalente por arranque, utilizado por GasAtacama para justificar el valor de tiempo mínimo de operación. Al respecto, cabe destacar lo siguiente:

- a) El LTSA gestiona valores promedio anuales, no valores puntuales, y durante la revisión realizada por DNV GL no se identificó ninguna restricción respecto a valores puntuales de horas equivalente de fuego por arranque menores a las 40 horas, siempre y cuando se mantenga el valor medio anual especificado en el LTSA.
- b) La práctica común y las recomendaciones técnicas aconsejan un tiempo mínimo de operación y detención entre 1 y 2 horas en configuración de ciclo cerrado. Por otro lado, la práctica común y recomendaciones, indican que en ciclo abierto las TG no tienen un tiempo mínimo relevante de operación y bajo una detención programada las TG no tienen tiempo de detención, salvo salidas intempestivas en las que el estándar se recomienda de una hora.
- c) El contenido del LTSA, y en particular en el tratamiento de superación de los criterios operativos, no implica pérdidas de garantía o terminación del contrato, sino reducción de los periodos de mantenimiento y costes adicionales.
- d) Aparentemente, esta circunstancia, revisando el histórico de operación de planta, ya ha debido darse en el pasado.

Los datos de benchmarking muestran que un tiempo mínimo de operación (TMO) entre 60 y 120 minutos para una unidad de ciclo combinado con turbina de gas E-Type son los valores típicos. Una vez que la unidad



se detiene, no debería arrancarse de nuevo de forma inmediata. Una práctica común como tiempo de detención es también alrededor de 60 o 120 minutos. En ciclo abierto, no se tiene constatación de recomendación o práctica alguna que aconseje tiempos de operación o detención, salvo si la detención tiene un origen intempestivo no programado, por disparo de la TG, en cuyo caso sí es recomendable extender este tiempo a 60 minutos. Durante la auditoría técnica realizada por DNV GL no se ha encontrado ningún antecedente o evidencia que indique que estos valores no sean aplicables a Gas Atacama. Asimismo, durante esta auditoría, tampoco se ha encontrado evidencia o puesto en conocimiento de DNV GL antecedentes que indiquen que las limitaciones de tiempos de operación y detención puedan provenir de restricciones de la turbina de vapor. Por lo tanto, las restricciones en los tiempos TMO informadas por GasAtacama, más allá de las expuestas anteriormente, no tienen sustento técnico y por lo tanto no deberían ser diferentes a las prácticas comunes en plantas de tecnología similar.

Por lo tanto, en el contexto de la presente Auditoría, habiendo requerido a GasAtacama todos los antecedentes que permitan justificar las limitaciones de tiempo mínimo de operación y detención de las unidades de Central Atacama, por ella informadas al CDEC-SING, y no existiendo evidencia o antecedentes que hayan sido entregados por parte de GasAtacama para justificar dichas limitaciones técnicas para la turbina de gas (GE) y turbina de vapor (GEC Alstom), los valores expuestos anteriormente deben ser de aplicación.



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.