



ThermoGen Power Services Inc.
powerful experience

AES GENER

Llay Llay, Chile

Los Vientos TG1

Turbina de Gas a Combustible Diésel

Reporte de:

**Determinación de Parámetros para los
Procesos de Partida y Detención de
Unidades Generadoras según el Anexo
Técnico**

Reporte Final

Revisión 00
8 de Diciembre, 2017

This document is proprietary to ThermoGen Power Services Inc. (hereafter known as TGPS) and is furnished in confidence solely for use in considering the merits of this project and for no other direct or indirect use. By accepting this document from TGPS, the recipient agrees to use this document, and the information it contains, exclusively for the above stated purpose and to prohibit use of the information for performance of the proposed work by the recipient or disclosure of the information to, and use by, competitors of TGPS on behalf of the recipient, to avoid publication or other unrestricted disclosure of this document or the information it contains, to make no copies of any part thereof without the prior written permission of TGPS, and to return this document when it is no longer needed for the purpose for which furnished upon request of TGPS.

RESUMEN EJECUTIVO

El propósito de este documento es reportar los parámetros de Partida y Detención para la turbina de gas de la Central Los Vientos, Llay Llay, Chile.

La Unidad TG1 de Los Vientos está compuesta por una turbina de gas (ciclo abierto) modelo GE GT-9E.03. El sistema funciona con combustible diésel A-1.

Este reporte ilustra los valores de Combustible Consumido, Energía Eléctrica Neta Exportada, Energía Eléctrica Consumida y Tiempo Requerido para el proceso de Detención y de Partida.

La tabla 1, abajo ilustra los resultados:

Tabla 1. Resultados de Prueba de Detención y de Partida

Parámetros	Símbolo	Unidades	Detención	Partida
Combustible Diésel Consumido Total	m_T	kg	10,057.4	15,549.2
Energía Eléctrica Exportada Total	Q_T	kWh	32,826.0	48,730.0
Energía Eléctrica Consumida Total	E_T	kWh	405.1	1,120.5
Tiempo Requerido Total	T_T	h	0:49:00	1:39:00

Los datos utilizados en los cálculos de los resultados fueron recolectados de la instrumentación permanente de la planta.

CONTROL DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción	Emitido por	Revisado por
0.0	20/11/17	Primera emisión	J Acuña	JP Delia
0.1	8/12/17	Seguna emisión	J Acuña	JP Delia

TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	i
CONTROL DE REVISIONES	ii
TABLA DE CONTENIDOS	1
I. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS	2
A. Ejecución de la Prueba	2
B. Instrumentación y Datos	2
C. Cálculos	2
II. RESULTADOS	3
A. Tiempo Mínimo de Operación antes de Poder Detenerse, una vez Concluido el Procedo de Partida	3
APÉNDICE A – CÁLCULOS	4
APÉNDICE B – DATOS DE LA PRUEBA	5
APÉNDICE C – ACTAS DE LA PRUEBA	6
APÉNDICE D – ANÁLISIS DE LABORATORIO	7
APÉNDICE E – PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS	8

I. DESCRIPCIÓN DE LAS PRUEBAS

La prueba de detención comienza a partir de carga nominal y termina hasta la entrada del virador de la TG. La detención se divide en las siguientes tres etapas:

- Etapa 1: desde carga nominal (132 MW) hasta la carga de mínimo técnico (30 MW).
- Etapa 2: desde la carga de mínimo técnico (30 MW) hasta la desconexión de la TG.
- Etapa 3: desde la desconexión de la TG hasta la entrada del virador de la TG.

La prueba de partida comprende desde la orden de arranque hasta llegar a carga nominal. La partida se divide en las siguientes tres etapas:

- Etapa 4: desde la orden de arranque hasta la sincronización de la TG.
- Etapa 5: desde la sincronización de la TG hasta la carga de mínimo técnico (30 MW).
- Etapa 6: desde la carga de mínimo técnico (30 MW) hasta llegar a carga nominal (132 MW).

A. Ejecución de la Prueba

La unidad se operó bajo los lineamientos particulares de partida y detención de turbina de gas ciclo abierto siguiendo el proceso que se establece en el procedimiento de pruebas del Apéndice E.

B. Instrumentación y Datos

Los datos de prueba fueron recolectados de la instrumentación permanente de los medidores de energía neta (deliver y receiver), energía bruta, energía consumida de servicios auxiliares, de potencia del motor de arranque y de consumo de combustible. También, se recolectó la temperatura del combustible y demás datos de operación de la lista de variables anexa al procedimiento de prueba del Apéndice E.

C. Cálculos

Los resultados de las pruebas fueron realizados como se establece en el procedimiento de pruebas del Apéndice E, excepto por lo siguiente:

Energía Eléctrica Consumida

No existe un medidor que registre los consumos de servicios auxiliares propios de la unidad. Por esta razón, se utilizaron las siguientes mediciones para determinar los consumos propios:

- Energía neta deliver (energía que entra a la central medida en el medidor bi-direccional del transformador principal).
- La diferencia aritmética entre energía bruta y energía neta exportada receiver (energía que sale de la central medida en el medidor bi-direccional del transformador principal).
- Energía Auxiliar Control de Motores de la Barra LKC, de donde se alimentan los servicios generales de la central.
- Potencia del motor de arranque (la potencia medida se integra para el periodo de tiempo que el motor estuvo en línea para determinar la energía consumida).

La energía eléctrica consumida se calculó de la siguiente manera:

$$E_{ei} = (B_{ei} - Q_{ei} - Aux_{ei}) + q_{ei} + EMA_{ei}$$

donde:

B_{ei}	=	Energía eléctrica bruta, kWh
Q_{ei}	=	Energía eléctrica neta exportada (receiver), kWh
Aux_{ei}	=	Energía auxiliar control motores de la barra LKC, kWh
q_{ei}	=	Energía eléctrica neta (deliver), kWh
EMA_{ei}	=	Potencia del motor de arranque, kW

II. RESULTADOS

La Tabla 1 en el resumen ejecutivo ilustra los parámetros medidos para la partida y la detención de la TG. En la partida de la TG no hay diferencia si se parte de estado frío o caliente; los tiempos y consumos de partida son los mismos para términos prácticos. Por esta razón, solo se reportan los parámetros de una partida.

El flujo de combustible fue recolectado en flujo volumétrico. El valor de las lecturas recolectadas se multiplicó por la densidad del diésel a la temperatura promedio de cada etapa de partida/detención para determinar el flujo másico.

En el Apéndice A se detallan los cálculos realizados. El resumen de datos recolectados durante las pruebas se encuentra en el Apéndice B, en el Apéndice C se anexan las actas de la prueba y en el Apéndice D adjuntan los resultados del análisis de laboratorio del combustible utilizado en las pruebas.

A. Tiempo Mínimo de Operación antes de Poder Detenerse, una vez Concluido el Procedo de Partida

Al finalizar un proceso de partida desde estado apagado hasta carga nominal, la unidad debe llegar a su estabilización térmica definida por el fabricante. Este estado estable térmico se alcanza cuando las temperaturas entre ruedas de la turbina presentan una variación menor a 3 °C en un periodo de 15 minutos. Por lo tanto, al finalizar un proceso de partida, descrito anteriormente, la TG debe operarse por un lapso mínimo de 2 horas y 12 minutos a carga nominal antes proceder a detenerla nuevamente. La siguiente tabla ilustra el tiempo medido para alcanzar la estabilidad térmica.

Tabla 2. Tiempo Mínimo de para Estabilización Térmica de la TG

Parámetro	Símbolo	Unidades	Tiempo
Tiempo Mínimo de Operación antes de Poder Detenerse	T_M	h	2:12

APÉNDICE A - CÁLCULOS



ThermoGen Power Services Inc.
powerful experience

PARTIDA Y DETENCIÓN LOS VIENTOS TURBINA DE GAS 1 - MT 30 MW

RESULTADOS

Total Detención

Combustible Consumido	m_D	kg	10057.4
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_D	kWh	32826.0
Energía Eléctrica Consumida	E_D	kWh	405.1
Tiempo Requerido	T_D	h	0:49:00

Total Partida

Combustible Consumido	m_{AC}	kg	15549.2
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_{AC}	kWh	48730.0
Energía Eléctrica Consumida	E_{AC}	kWh	1120.5
Tiempo Requerido	T_{AC}	h	1:39:00

VALORES POR ETAPA

Detención

Etapa 1 - De Carga Nominal a MT

Combustible Consumido	m_{me1}	kg	8788.143
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_{e1}	kWh	31085.000
Energía Eléctrica Consumida	E_{e1}	kWh	301.670
Tiempo Requerido	T_{e1}	h	0:26:00

Etapa 2 - De MT a la Desconexión

Combustible Consumido	m_{me2}	kg	1039.092
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_{e2}	kWh	1741.000
Energía Eléctrica Consumida	E_{e2}	kWh	27.880
Tiempo Requerido	T_{e2}	h	0:06:00

Etapa 3 - De la Desconexión a Entrada de Virador

Combustible Consumido	m_{me3}	kg	230.167
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_{e3}	kWh	0.000
Energía Eléctrica Consumida	E_{e3}	kWh	75.520
Tiempo Requerido	T_{e3}	h	0:17:00

Partida

Etapa 4 - De Inicio de Partida a la Sincronización

Combustible Consumido	m_{me4}	kg	1225.247
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_{e4}	kWh	0.000
Energía Eléctrica Consumida	E_{e4}	kWh	691.367
Tiempo Requerido	T_{e4}	h	0:55:00

Etapa 5 - De la Sincronización a MT

Combustible Consumido	m_{me5}	kg	1096.349
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_{e5}	kWh	1910.000
Energía Eléctrica Consumida	E_{e5}	kWh	119.250
Tiempo Requerido	T_{e5}	h	0:06:00

Etapa 6 - De MT a Carga Nominal

Combustible Consumido	m_{me6}	kg	13227.624
Energía Eléctrica Neta Exportada (Receiver)	Q_{e6}	kWh	46820.000
Energía Eléctrica Consumida	E_{e6}	kWh	309.930
Tiempo Requerido	T_{e6}	h	0:38:00

CÁLCULOS INTERMEDIOS

Detención

Etapa 1

Flujo Másico de Combustible	m_{e1}	kg	8788.143
Temperatura Promedio del Combustible	$T_{comb_{e1}}$	°C	15.033
Energía Eléctrica Consumida	E_{e1}	kWh	301.670

Etapa 2

Flujo Másico de Combustible	m_{e2}	kg	1039.092
Temperatura Promedio del Combustible	$T_{comb_{e2}}$	°C	15.200
Energía Eléctrica Consumida	E_{e2}	kWh	27.880

Etapa 3

Flujo Másico de Combustible	m_{e3}	kg	230.167
Temperatura Promedio del Combustible	$Temp_{e3}$	°C	15.600
Energía Eléctrica Consumida	E_{e3}	kWh	75.520

Partida

Etapa 4

Flujo Másico de Combustible	m_{e4}	kg	1225.247
Temperatura Promedio del Combustible	$T_{comb_{e4}}$	°C	15.900
Energía Eléctrica Consumida	E_{e4}	kWh	691.367
Energía Eléctrica Consumida Motor de Arranque	EMA	kWh	216.667

Etapa 5

Flujo Másico de Combustible	m_{e5}	kg	1096.349
Temperatura Promedio del Combustible	$T_{comb_{e5}}$	°C	16.033
Energía Eléctrica Consumida	E_{e5}	kWh	119.250

Etapa 6

Flujo Másico de Combustible	m_{e6}	kg	13227.624
Temperatura Promedio del Combustible	$T_{comb_{e6}}$	°C	15.056
Energía Eléctrica Consumida	E_{e6}	kWh	309.930

APÉNDICE B – DATOS DE LA PRUEBA



Información del Proyecto

Nombre del Sitio	Los Vientos
Unidad	TG1
Propósito de la Prueba	Partida y Detención
Fecha	16-10-17

Parámetros de Partida y Detención

Proceso	Etapa	Descripción	Fecha	Hora	Flujo Volumétrico Combustible Totalizado (L)	Temperatura promedio del combustible (°C)	Energía Eléctrica Neta Deliver (kWh)	Energía Eléctrica Neta Receiver (kWh)	Energía Eléctrica Bruta (kWh)	Energía Eléctrica Control de Motores Barra LKC (kWh)	Potencia Motor de Arranque (kW)
Detención	Inicio Etapa 1	Bajada desde potencia nominal	16-10-17	2:14:00 PM	52992410.000	15.0	4393676.000	9585253.000	1516101.630	5037493.200	NA
	Fin Etapa 1	Mínimo técnico (30 MW)	16-10-17	2:40:00 PM	53002980.000		4393676.000	9616338.000	1547519.500	5037524.400	NA
	Inicio Etapa 2	Mínimo técnico (30 MW)	16-10-17	3:41:00 PM	53017850.000	15.2	4393676.000	9646226.000	1577930.120	5037604.400	NA
	Fin Etapa 2	Desconexión de la TG	16-10-17	3:47:00 PM	53019100.000		4393677.000	9647967.000	1579706.000	5037612.400	NA
	Inicio Etapa 3	Desconexión de la TG	16-10-17	3:47:00 PM	53019100.000	15.6	4393677.000	9647967.000	1579706.000	5037612.400	NA
	Fin Etapa 3	Entrada virador de la TG	16-10-17	4:04:00 PM	53019377.000		4393774.000	9647967.000	1579706.120	5037634.000	NA
Partida	Inicio Etapa 4	Orden de partida	16-10-17	10:34:00 AM	52894185.000	15.90	4393176.500	9278172.000	1205619.870	5037327.600	NA
	NA	Entrada motor de arranque	16-10-17	11:11:00 AM	NA		NA	NA	NA	NA	1300.000
	NA	Salida motor de arranque	16-10-17	11:21:00 AM	NA		NA	NA	NA	NA	1300.000
	Fin Etapa 4	Sincronización	16-10-17	11:29:00 AM	52895660.000	16.0	4393676.000	9278172.000	1205619.870	5037352.400	NA
	Inicio Etapa 5	Sincronización	16-10-17	11:29:00 AM	52895660.000		4393676.000	9278172.000	1205619.870	5037352.400	NA
	Fin Etapa 5	Mínimo técnico (30 MW)	16-10-17	11:35:00 AM	52896980.000	15.1	4393676.000	9280082.000	1207651.120	5037354.400	NA
	Inicio Etapa 6	Mínimo técnico (30 MW)	16-10-17	11:35:00 AM	52896980.000		4393676.000	9280082.000	1207651.120	5037354.400	NA
	Fin Etapa 6	Potencia nominal	16-10-17	12:13:00 PM	52912890.000		4393676.000	9326902.000	1254798.250	5037371.600	NA
		Tiempo de estabilización de las temperaturas entre ruedas después de la partida para poder deterner nuevamente	16-10-17	2:12:00 PM							

APÉNDICE C – ACTAS DE LA PRUEBA



ThermoGen Power Services Inc.
powerful experience

ACTA DE REUNIÓN DE INICIO

Asunto: Inicio de las pruebas de Partida y Detención de Los Vientos TG1

Fecha: 16 de Octubre de 2017

Asistentes: AES Gener
Richard Tapia
Juan Carlos Bugeno
Oswaldo Velásquez
Varias personas de apoyo de operación

ThermoGen Power Services Inc. (TGPS)
Jorge Acuña

1. Objeto de la reunión.

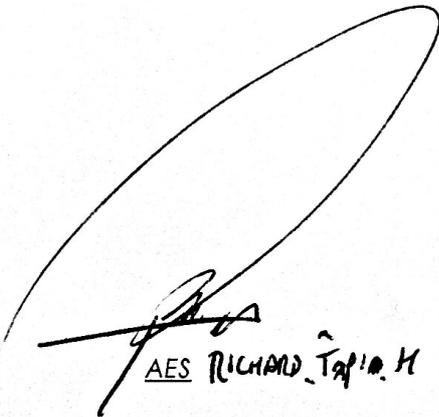
Puesta en común del plan de pruebas.

2. Estado de Documentación / Aprobación del protocolo particularizado de pruebas.

El protocolo de pruebas está aprobado, a diferencia de lo establecido en protocolo, no se realiza prueba de partida caliente, solo se realiza partida fría y detención. Durante el transcurso de las pruebas se entregarán los certificados de calibración de la sonda de temperatura de combustible y del medidor de potencia bruta.

3. Plan de Ensayos y organización de las pruebas.

Las pruebas de partida y detención se realizan el día 16 de Octubre de 2017. Se arranca la turbina desde estado frío hasta carga nominal. Posteriormente, se espera a que la unidad alcance su equilibrio térmico para poder detenerla nuevamente. Finalmente, se detiene la turbina desde carga nominal hasta entrada del virador.



AES RICHARD Tapia H



Jorge Acuña

TGPS



ThermoGen Power Services Inc.
powerful experience

ACTA DE FIN DE PRUEBAS

Asunto: Conclusión de las pruebas de Partida y Detención Los Vientos TG1
Fecha: 16 de Octubre de 2017
Prueba de partida fría – duración: 1:39 horas
Prueba de detención: – duración:

Asistentes: AES Gener
Richard Tapia
Juan Carlos Bugeno
Osvaldo Velásquez
Varias personas de apoyo de operación

ThermoGen Power Services Inc. (TGPS)
Jorge Acuña

1. Configuración de la Unidad

Etapa 1: de orden de arranque a sincronización
Etapa 2: de sincronización a mínimo técnico
Etapa 3: de mínimo técnico a potencia nominal
Etapa 4: de potencia nominal a mínimo técnico
Etapa 5: de mínimo técnico a desconexión
Etapa 6: de desconexión a entrada de virador

2. Estado de Documentación

AES Gener entrega la documentación faltante, datos digitales de energías de las pruebas, datos adicionales del Mark V e imágenes de pantallas de operación. Queda pendiente entregar reporte de análisis de la muestra de combustible.

3. Desviaciones de las Pruebas

No hubo desviaciones durante la prueba.



RICHARD TAPIA
AES



JORGE ACUÑA

TGPS

APÉNDICE D – ANÁLISIS DE LABORATORIO

Fecha: 01 dic 2017

Reporte de Análisis: OS17-01604.001 Revisión:

Sociedad Electrica Santiago SPA.

Av. Jorge Hirmas 264, Renca

Chile

1

**** Este reporte modifica, anula y sustituye el informe no.**

OS17-01604.001 de fecha 01 dic 2017 emitido por SGS. **

Los resultados mostrados en este reporte de ensayo específicamente se refieren a la(s) muestra(s) ensayada(s) según se han recibido, a menos que se indique lo contrario. Todos los ensayos se han realizado utilizando la última revisión de los métodos indicados, a menos que se indique lo contrario en el reporte. Se aplican parámetros de precisión en la determinación de los resultados anteriores. Los usuarios de los datos mostrados en este reporte deberían referirse a las últimas revisiones publicadas de la norma ASTM D-3244, IP 367 y la norma ISO 4259 cuando las utilicen para determinar la conformidad con cualquier especificación o requerimiento de proceso. Este reporte de ensayo ha sido publicado bajo las Condiciones Generales de Servicio de la Compañía (copia disponible en la página web de la compañía en www.sgs.com o bajo solicitud). Se recomienda la atenta lectura de las cláusulas sobre la limitación de responsabilidad, indemnización y jurisdicción definida en la misma. El presente reporte no podrá ser reproducido parcial o en su totalidad sin la aprobación escrita del laboratorio.

ADVERTENCIA: La muestra(s) a la que se refieren los resultados obtenidos en el presente documento fueron tomadas por el cliente o por un tercero que actúa bajo la dirección del cliente. Los resultados no constituyen garantía de representatividad de la muestra de las mercancías y se refieren estrictamente a la muestra(s). La Compañía no asume ninguna responsabilidad en relación con el origen o la fuente de la(s) muestra(s) extraída(s).

CLIENTE ORDEN NO :	LAB3-292140.V2/2017-OGC	SGS ORDEN NO.:	--
LOCALIDAD :	Renca	DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO :	Diesel - A-1
ORIGEN DE LA MUESTRA :	Tanque	ORIGEN ID :	SKID BAJA PRESION
TIPO DE MUESTRA :	Muestreo Puntual	MUESTREADO POR :	Cliente
MUESTREADO :	16 nov 2017	RECIBIDO :	23 nov 2017
ANALIZADO :	28 nov 2017 - 01 dic 2017	COMPLETADO :	01 dic 2017
Nº SELLO:	13367		
COMENTARIO MUESTRA :	OC: 4500189588		
COMENTARIO REPORTE :	Límites de Especificación, referidos al Decreto N° 66 de uso en la Región Metropolitana. Se agrega análisis de densidad a 10°C y 25°C.		

ANÁLISIS	MÉTODO	RESULTADO	UNIDAD
Densidad a 10°C	ASTM D4052	0.8338	g/mL
Densidad a 15°C	ASTM D4052	0.8304	g/mL
Densidad a 25°C	ASTM D4052	0.8240	g/mL
** Fin De Los Resultados Analíticos **			

FIRMA AUTORIZADA

FIRMA AUTORIZADA




NICOLE TAPIA
Coordinador de Laboratorio

JORGE LOPEZ
Jefe de Laboratorio

0112201717240000005023

Página 1 / 1

OGC-Es_report-2014-10-10_v59K

SGS Chile Ltda.

Av. Tres Poniente N° 800 Maipu, Santiago, 9250000, Chile

APÉNDICE E – PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS



ThermoGen Power Services Inc.
powerful experience

AES Gener

Llay Llay, Chile

Los Vientos GT1

Turbina de Gas

Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras según el Anexo Técnico

Procedimiento de Pruebas

Revisión 01
13 de Octubre, 2017

This document is proprietary to ThermoGen Power Services Inc. (hereafter known as TGPS) and is furnished in confidence solely for use in considering the merits of the procedure and for no other direct or indirect use. By accepting this document from TGPS, the recipient agrees to use this document, and the information it contains, exclusively for the above stated purpose and to prohibit use of the information for performance of the work by the recipient or disclosure of the information to, and use by, competitors of TGPS on behalf of the recipient, to avoid publication or other unrestricted disclosure of this document or the information it contains, to make no copies of any part thereof without the prior written permission of TGPS, and to return this document when it is no longer needed for the purpose for which furnished upon request of TGPS.

Control de Revisiones

Revisión	Fecha	Descripción	Emitido por	Revisado por
0.0	27/09/17	Primera emisión	J Acuña	JP Delia
1.0	13/10/17	Segunda emisión	J Acuña	JP Delia

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	3
1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. DEFINICIONES	5
3. Parámetros	7
3.1. Parámetros Nominales de Operación	7
3.2. Límites de prueba	7
3.3. Mediciones de los Límites de la Prueba	8
4. PREPARACIÓN PARA LAS PRUEBAS PARTIDA Y DETENCIÓN	9
4.1. Condiciones del equipo	9
4.2. Alineación de Válvulas	9
5. DIVISIÓN DE RESPONSABILIDADES	10
5.1. Responsabilidades del Operador de la Planta	10
5.2. División de Responsabilidades	10
6. INSTRUMENTACIÓN Y MÉTODOS DE MEDICIÓN	11
6.1. Fuente de los datos y frecuencia de recolección	11
6.2. Clasificación de Datos	11
6.3. Calibración de los Instrumentos	11
6.4. Requerimientos de instrumentación	12
7. EJECUCIÓN DE LA PRUEBA	14
7.1. Modo de operación	14
7.2. Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido el proceso de partida	15
7.3. Recolección de datos	15
7.4. Inicio y final de la prueba	15
7.5. Desviaciones de la prueba	15
8. Resultados de la prueba	16
8.1. Parámetros de Detención	16
8.2. Parámetros de Partida	19
APÉNDICE A – BALANCE DE ENERGÍA	23
APÉNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA	24
APÉNDICE C – VARIABLES Y LISTA DE INSTRUMENTOS	25
APÉNDICE D – LISTA DE CONSUMOS AUXILIARES	26
APÉNDICE E – CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN	27
APÉNDICE F – MANUAL SECUENCIA DE DETENCIÓN Y PARTIDA	28
APÉNDICE G – REGISTRO DE DESVIACIÓN DEL PROCEDIMIENTO	29

1. RESUMEN EJECUTIVO

El propósito de este documento es describir un protocolo de pruebas para la Turbina de Gas GT1 de la Central Los Vientos como lo establece el "Anexo Técnico: Determinación de Parámetros para los Procesos de Partida y Detención de Unidades Generadoras". La prueba de partida y detención se realizará bajo las especificaciones descritas en este documento. La fecha exacta se definirá en mutuo acuerdo entre TGPS y AES Gener.

La Turbina de Gas GT1 SN890902 modelo GE GT-9E.03 se localiza en la Central Los Vientos, Llay Llay, Chile. La unidad funciona con combustible diésel.

El objetivo principal es tener un procedimiento para tener repetitividad en resultados de prueba.

Este documento expone el procedimiento a utilizar, así mismo, los cálculos de todos los valores necesarios para obtener los resultados finales. De la misma manera, se incluye la identificación de las variables necesarias a medir para ejecutar las pruebas, también, los requerimientos a cumplirse por ciertas mediciones.

En el Apéndice A, se incluyen las mediciones y resultados de la última prueba de performance a manera del balance térmico de la unidad.

2. DEFINICIONES

A los efectos de este documento se definen las siguientes expresiones:

Planta/Unidad:

Estos términos son intercambiables y representan el grupo de la turbina de gas, su equipo auxiliar y cualquier equipo necesario para la operación normal a menos que de otro modo se detalle en el presente documento.

Combustible: El combustible consumido durante la prueba de partida y detención.

CT: Consumo Total de Calor, KJ/h.

Mínimo Técnico:

Se entenderá por Mínimo Técnico la potencia activa bruta mínima con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SI en forma continua.

Procesos de Partida:

El proceso de partida de una unidad generadora es aquel que permite llevar la unidad desde el estado apagado hasta su condición de operación a Mínimo Técnico, inyectando energía al SI de manera segura y estable. Al término de este proceso, la unidad generadora se considerará en servicio.

Procesos de Partida en estado en frío:

Proceso que se inicia cuando la unidad generadora se encuentra detenida durante un tiempo mayor al tiempo declarado para estar en estado frío, y por ende debe realizar todos los procesos térmicos para pasar de su estado apagado hasta su operación a Mínimo Técnico.

Procesos de Partida en estado en caliente:

Proceso que se inicia cuando la unidad generadora está desconectada del SI, pero ha estado detenida por menos del tiempo requerido para estar en estado frío, por lo que no requiere realizar todos los procesos térmicos hasta su operación a Mínimo Técnico.

Procesos de Detención:

El proceso de detención de una unidad generadora es aquel que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema, partiendo del punto de operación a Mínimo Técnico hasta quedar en estado apagado. En el caso de unidades térmicas, corresponde al proceso que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema y alcance los distintos estados definidos por la Empresa Generadora, hasta llegar a detener por completo los procesos térmicos y alcanzar su estado apagado.

Tiempo de Partida:

Corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de partida de una unidad generadora.

Tiempo de Detención:

Corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de detención de una unidad generadora.

Condición Fuera de Servicio:

Se entenderá que una unidad generadora se encuentra fuera de servicio cuando ésta deja de inyectar energía y se encuentra desconectada del SI, verificando dicha condición a través del estado de su interruptor principal.

Estado Apagado:

Se entenderá que una unidad generadora se encuentra en estado apagado, cuando la unidad está completamente detenida. Para el caso de centrales térmicas, el estado apagado se entenderá cuando la unidad se encuentra completamente detenida y sin ningún proceso térmico en funcionamiento.

Prueba: Una serie de puntos de prueba con las mismas características con la finalidad de obtener resultados representativos.

Comité de Supervisión de Pruebas:

Un grupo de representantes de cada organización presente.

Desviación: Cualquier acción u ocurrencia que tenga lugar durante la prueba que no esté descrita o no se lleve a cabo según la descripción de este procedimiento. Una desviación será revisada y discutida por el Comité de Supervisión de Pruebas. Si la desviación es menor y su consecuencia es aceptable para el comité, entonces será documentada usando un formulario como se describe en el Apéndice G. De lo contrario, la prueba se detendrá y volverá a iniciarse cuando la desviación pueda ser fijada o evitada.

Especificación Técnica:

Documento o documentos que describen las referencias técnicas para el diseño de este sistema.

Operación Normal:

Operación de la planta donde todos los elementos de control están ajustados en modo "Automático" y no hay entradas o intervención manuales requeridas por los operadores de la planta. La intención es que la planta funcione en sus condiciones de diseño sin señales "forzadas" o manuales del sistema de control. Todas las cargas eléctricas auxiliares destinadas a estar en línea, por el balance térmico de referencia, deben estar en línea.

3. Parámetros

3.1. Parámetros Nominales de Operación

En la siguiente tabla se ilustran parámetros de operación:

Tabla 1. Parámetros de Operación

Parámetros	Unidad	Valor
Velocidad de Giro de la Turbina	RPM	3000
Carga a Valor Nominal	MW	136.7
Carga a Mínimo Técnico Declarado	MW	30

Adicionalmente:

1. La instrumentación utilizada en las pruebas deberá cumplir los requisitos especificados en este procedimiento.
2. Las propiedades del combustible deberán cumplir con las especificaciones establecidas en el manual de operación del fabricante de la turbina de gas.
3. Todos los sistemas auxiliares y equipo requerido para la operación continua normal permanecerá en servicio.

3.2. Límites de prueba

----- Límites de la prueba.

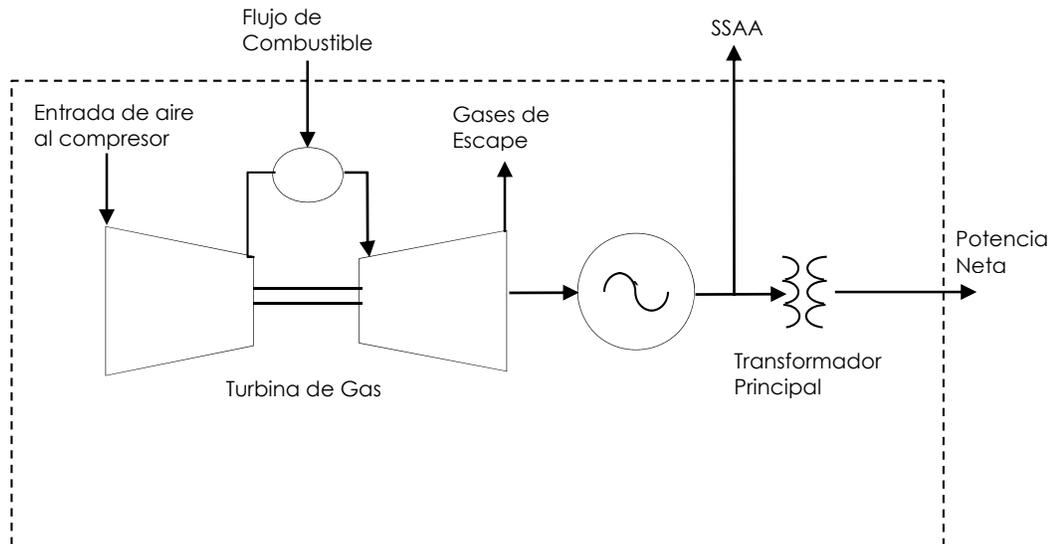


Figura 1

3.3. Mediciones de los Límites de la Prueba

Energía Eléctrica Neta Exportada:

La energía eléctrica neta exportada será medida utilizando los medidores instalados en la estación de la planta. Las mediciones serán recolectadas manualmente utilizando contadores de energía (kWh) durante los periodos de partida y detención. También, extraerán los datos del medidor con una frecuencia de 15 minutos como medida de respaldo.

Energía Eléctrica Consumida:

La energía eléctrica consumida será medida utilizando los medidores instalados en la estación de la planta. Las mediciones serán recolectadas manualmente utilizando contadores de energía (kWh) durante los periodos de partida y detención.

Flujo de Combustible:

El flujo de combustible será medido manualmente utilizando el medidor de la planta. Se recolectarán manualmente las lecturas del flujo totalizador durante las pruebas de partida y detención. También, extraerán los datos de flujo instantáneo del medidor de flujo diésel con una frecuencia de 1 segundo como medida de respaldo.

Temperatura del Flujo de Combustible:

La temperatura del combustible se medirá aguas arriba del medidor de combustible con un indicador de temperatura. Las mediciones serán recolectadas manualmente con una frecuencia máxima de 5 minutos.

Composición del Flujo de Combustible:

La composición de combustible se obtendrá de muestra de la planta.

Frecuencia del Generador:

La frecuencia del generador será medida en las terminales del generador utilizando medidor de planta. Se recolectará del sistema DCS con una frecuencia de 1 segundo.

4. PREPARACIÓN PARA LAS PRUEBAS PARTIDA Y DETENCIÓN

Para asegurar el inicio de las pruebas, es necesario tener los siguientes criterios:

4.1. Condiciones del equipo

4.1.1. Planta/ Equipo de instrumentación y Afinación

Toda la instrumentación de variables primarias para las pruebas de partida y detención deberá estar calibrada por prescripciones del capítulo 6 de este documento. Todos los certificados de calibración se presentarán al director de pruebas. Estos se incluirán en el reporte final de pruebas.

4.1.2. Limpieza del equipo

La unidad deberá estar limpia; todo el equipo estará en condiciones de trabajo normales. El funcionamiento adecuado de los instrumentos de la planta y sistema de control deben ser confirmados. La instrumentación será revisada de acuerdo a los requisitos especificados en el apartado de mediciones y toma de muestras (capítulo 6).

4.2. Alineación de Válvulas

Como norma general y salvo en los casos descritos a continuación, la alineación de las válvulas deberá coincidir con la alineación de operación normal y en proceso de transición entre operación estable. Los tipos de válvulas se dividen en dos categorías:

Válvulas manuales de aislamiento

Esta categoría incluye las válvulas manuales. Deberán permanecer en una posición determinada por operación normal durante las prueba.

Válvulas automáticas

Esta categoría incluye las válvulas no manuales. Durante las pruebas su operación será de manera automática, es decir, que podrán abrirse o cerrarse si de ser requerido.

5. DIVISIÓN DE RESPONSABILIDADES

Habr  responsabilidades compartidas entre AES Gener y TGPS para todas las actividades de las pruebas. Las responsabilidades para las partes involucradas en las pruebas son las siguientes:

5.1. Responsabilidades del Operador de la Planta

- Tomar todas las precauciones necesarias, en todo momento, para la seguridad del personal del sitio. Incluido el adoctrinamiento de las prácticas de seguridad del sitio.
- Tener la unidad disponible para la prueba.
- Recolectar los datos de las pruebas a través de la instrumentación permanente.
- Proveer personal para la recolección de datos manuales durante la prueba.
- Operar la unidad durante la prueba.

5.2. División de Responsabilidades

Las actividades de prueba restantes y la parte responsable de cada actividad se enumeran en la tabla siguiente.

Tabla 2: División de las Responsabilidades de la Prueba

Actividades	TGPS	AES Gener
Preparar el procedimiento para prueba de partida y detención.	X	
Revisar y aprobar el procedimiento de pruebas para partida y detención.		X
Obtener registros de calibración de la instrumentación permanente.		X
Proveer toda la información técnica necesaria.		X
Proporcionar un Director de pruebas para coordinar y dirigir las pruebas de partida y detención.	X	
Ejecución del programa de pruebas.	X	
Proveer análisis de combustible diésel usado en la prueba.		X
Nombrar a un único punto de contacto con la autoridad para validar la ejecución del programa de pruebas.		X
Proporcionar copias de los datos medidos a las partes involucradas.	X	
Analizar los datos obtenidos de las pruebas.	X	
Emitir el reporte final de las pruebas.	X	
Revisar y aprobar el reporte final de pruebas de partida y detención.		X

6. INSTRUMENTACIÓN Y MÉTODOS DE MEDICIÓN

6.1. Fuente de los datos y frecuencia de recolección

Los datos de prueba se recogerán utilizando instrumentación estacionaria (de la planta).

Los datos de variables primarias se recogerán al inicio y final de cada una de las etapas descritas en la sección 7.1.

Los datos de variables secundarias se recogerán con una frecuencia máxima de 1 minuto para los datos recolectados del sistema DCS.

6.2. Clasificación de Datos

La instrumentación utilizada durante la prueba deberá cumplir los respectivos requisitos de los fabricantes. Ver Apéndice C para lista de instrumentación.

Variables primarias: Estas son las variables que se utilizan en los cálculos. A su vez, en función de su impacto en el resultado, se dividen en variables primarias clase 1 y clase 2 en función de si su coeficiente de sensibilidad es mayor o menor que el 0,2% respectivamente.

Variables secundarias: Son variables que no están involucradas en los cálculos y las mediciones primarias y sólo se toman para verificar que estén dentro de un rango que no infrinja las condiciones para la realización de las pruebas. Requisitos especiales de precisión no se establecen para estas variables, a menos que se especifique lo contrario.

6.3. Calibración de los Instrumentos

6.3.1. Todos los instrumentos de la planta pertenecientes a variables primarias deberán ser calibrados lo más cerca de la ejecución de la prueba.

6.3.2. De ser necesario se efectuará la calibración in situ de instrumentos de medición de las variables primarias, si es posible, en condiciones que puedan reproducir las condiciones de trabajo de los instrumentos durante la prueba. Debe considerarse tanto las condiciones de proceso y las condiciones ambientales que pueden afectar a la medición (tales como la temperatura, presión, humedad, etc.).

6.3.3. El número de puntos de calibración se basará en las recomendaciones del fabricante para cada instrumento.

6.3.4. Para aquellas variables que las distintas partes involucradas en la realización de las pruebas consideren necesarias, una nueva calibración del instrumento se hará de nuevo después de las pruebas. Esta calibración se asegurará de que el instrumento no ha sufrido desviaciones inaceptables en la medición. Si la calibración realizada después de las pruebas muestra una diferencia mayor que la precisión especificada para la dicha medición, buenas prácticas de ingeniería tratarán de distinguir si la calibración inicial o final es la correcta. Si tal distinción no es posible, se tomará el valor medio entre las incertidumbres de la primera y segunda calibración.

6.3.5. La redundancia en instrumentación permite la reducción de la incertidumbre aleatoria de la variable medida y la medición deberá ser con los instrumentos colocados en el mismo lugar o incluso en algún otro lugar si la variable bajo prueba es conservadora, como la presión o temperatura. La redundancia se utilizará a medida de ser posible en la medición de las variables primarias de clase 1. También se recomienda el uso de instrumentos redundantes para recolectar las variables primarias clase 2.

6.4. Requerimientos de instrumentación

6.4.1. Medidas de Presión

VARIABLES PRIMARIAS DE CLASE 1 se medirán con un transmisor de presión de precisión 0.1% menor, con una incertidumbre máxima total de 0,3% en el rango de calibración para dicha medición (incluidos los equipos de acondicionamiento de la señal).

VARIABLES PRIMARIAS DE CLASE 2 se medirán con transmisores de presión de precisión 0.25% o menor, con una incertidumbre máxima de 0.5% en el rango de calibración para dicha medición (incluidos los equipos de acondicionamiento de la señal).

Las presiones correspondientes a las variables secundarias se pueden determinar con elementos que deben tener una incertidumbre total inferior a 0.6%.

6.4.2. Mediciones de Temperatura

Todos los instrumentos utilizados en la medición de las variables primarias clase 1 deben tener una incertidumbre de no más de 0.5 °C para temperaturas inferiores a 90 °C y una incertidumbre de no más de 1 °C para temperaturas superiores a 90 °C.

Los instrumentos utilizados para medir las variables primarias clase 2 deben tener una incertidumbre de no más de 1.5 °C.

Se requiere que los instrumentos utilizados para el registro de variables secundarias no tengan una incertidumbre mayor de 2.5 °C.

6.4.3. Mediciones de Caudal

Todas las mediciones de flujo deberán, en la medida de lo posible, seguir las directrices establecidas en el código ASME PTC 19.5 (2004) con respecto a incertidumbres y a las distancias anteriores y posteriores necesarios en la tubería recta para una medición de flujo adecuado.

6.4.4. Mediciones de Potencia Eléctrica

La medición de sistemas eléctricos se llevará a cabo de acuerdo con los esquemas de medición para las instalaciones de poli-fase establecidos en el código ASME PTC 22 a través de la conexión de medidores de potencia activa y/o reactiva de los transformadores de corriente y voltaje instalados para tales propósitos. Los requisitos para cada instrumento específico se detallan a continuación.

6.4.1.1. Medidores de energía activa (medidor de Watt-hora)

Se utilizarán medidores de Watt-hora para recolectar las mediciones de energía activa. Los medidores de Watt-hora utilizados en las mediciones de variables primarias de clase 1 deberán tener una incertidumbre por debajo de 0.2%. Instrumentos con incertidumbre por debajo de 0.5% se usarán en la medición de variables primarias de clase 2. No se han establecido requerimientos de precisión especiales para variables secundarias.

6.4.1.2. Medidores de potencia activa (medidor de Watts)

Un medidor de Watts se utilizará para registrar las mediciones de potencia activa instantánea.

El medidor de Watts utilizado en la medición de variables primarias de clase 1 tendrá una incertidumbre menor al 0.2% en sus lecturas. Los instrumentos con una incertidumbre

inferior a 0.5% serán utilizados en la medición de variables primarias de clase 2. No se han establecido requerimientos especiales de precisión para las variables secundarias.

Medidores de potencia reactiva (medidor de Var)

Estos medidores se utilizan para registrar las mediciones de potencia reactiva instantánea. Cuando se miden variables primarias de la clase 1 y de la clase 2, se requiere tener una incertidumbre menor al 0,5% en la lectura. No se han establecido requerimientos especiales de precisión para las variables secundarias.

6.4.5.Transformadores de voltaje

Para los transformadores de voltaje utilizados para medir la producción de energía eléctrica en el generador y después del transformador; se recomienda tener una incertidumbre inferior al 3%. En cualquier caso, las relaciones de transformación de tensión deben tenerse en cuenta durante las pruebas.

6.4.6.Transformadores de corriente

Para los transformadores de corriente utilizados para medir la producción de energía eléctrica en el generador y después del transformador; se recomienda tener una incertidumbre inferior al 3%. En cualquier caso, las relaciones de transformación de corriente deben tenerse en cuenta durante las pruebas.

6.4.7.Poder Calorífico del Combustible

Se obtendrá del análisis de las muestras de combustible.

7. EJECUCIÓN DE LA PRUEBA

7.1. Modo de operación

Se realizará una prueba de partida y una prueba de detención. Las pruebas de partida y detención se realizarán siguiendo los lineamientos establecidos en el manual "Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cracking y Cooldown" que se anexa en el Apéndice F. La siguiente figura ilustra cómo se realizarán las pruebas.

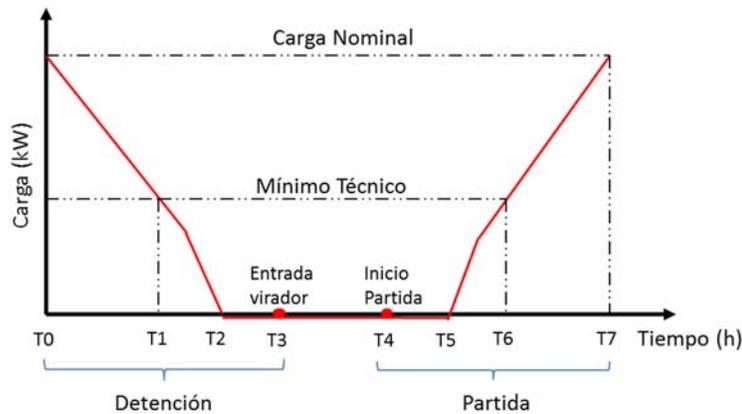


Figura 2

7.1.1. Detención

Se comenzará a bajar carga a partir de la carga nominal hasta llegar a mínimo técnico, el mínimo técnico marcará el final de la primera etapa. Después de mínimo técnico se bajará carga hasta la desconexión de la turbina de gas, la desconexión de la turbina de gas marcará el final de la segunda etapa y simultáneamente el inicio de la tercera etapa. El final de la tercera etapa estará marcado por la entrada del virador de la turbina de gas. Cuando entre en línea el virador de la turbina de gas se declarará la prueba de detención como terminada.

A continuación se enumeran la secuencia de las etapas de la detención con respecto a la Figura 2:

- Etapa 1: del punto T0 al T1
- Etapa 2: del punto T1 al T2
- Etapa 3: del punto T2 al T3

7.1.2. Partida

La prueba comenzará a cuando se dé la orden de arranque de la turbina de gas, la cuarta etapa finalizará hasta la sincronización de la turbina (3000 RPM). Se continuará subiendo carga hasta llegar a carga de mínimo técnico, la carga de mínimo técnico marcará el final de la quinta etapa. Para finalizar, se seguirá subiendo carga hasta llegar a carga nominal, el final de la sexta etapa será declarado cuando se llegue a carga nominal.

A continuación se enumeran la secuencia de las etapas de la partida con respecto a la Figura 2:

- Etapa 4: del punto T4 al T5
- Etapa 5: del punto T5 al T6

- Etapa 6: del punto T6 al T7

7.2. Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido el proceso de partida

El tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido el proceso de partida, se medirá a partir de cuándo se declaró el final de la sexta etapa (se alcanza carga nominal) hasta que el operador declare que la unidad está lista para ser detenida nuevamente (cuando la turbina alcance su estabilización térmica definida por el fabricante).

7.3. Recolección de datos

Se recolectarán datos de variables secundarias se realizará con una frecuencia de no más de 1 minuto del sistema DCS. La recolección de datos de variables primarias se realizará al inicio y final de cada una de las etapas de prueba como se menciona en la sección 7.1. Como medida de respaldo las variables primarias también se recolectaran de sus respectivos medidores con una frecuencia de 1 segundo.

Una copia de los datos crudos será distribuida a todas las partes presentes en las pruebas. El archivo original se mantendrá por la parte conductora; en este caso TGPS.

Las hojas de datos de lecturas manuales se firmarán por el individuo que toma los datos y el director de la prueba. Cada hoja será revisada y firmada por todas las partes presentes. Una fotocopia será distribuida a todas las partes. Las hojas originales se mantendrán por la parte conductora.

7.4. Inicio y final de la prueba

La parte responsable (TGPS) de la ejecución se encargará de anunciar el comienzo y el final de cada prueba. También, se asegurará de que todos los datos recogidos son de calidad suficiente para elaborar el reporte de la unidad como se describe en este procedimiento.

7.5. Desviaciones de la prueba

Todas las desviaciones de las pruebas serán discutidas por todas las partes y las que no se consideren lo suficientemente graves como para detener la prueba en el proceso será documentado a través del formulario en el Apéndice G. Se proporcionará una copia de esta forma a todas las partes después de la prueba y el formulario se incluirá en el informe de la prueba final.

8. Resultados de la prueba

La metodología descrita en esta sección detalla los cálculos necesarios para determinar los parámetros de partida y detención.

8.1. Parámetros de Detención

Los parámetros de detención se determinarán de la siguiente manera para cada una de las etapas:

8.1.1. Etapa 1

La etapa 1 es el lapso entre carga nominal y carga a mínimo técnico. Los parámetros de la etapa 1 se determinarán de la siguiente manera:

8.1.1.1. Combustible consumido en la etapa 1, kg
El caudal másico de combustible en la etapa 1 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{me1} = m_{e1} \times \rho_1$$

Donde:

m_{e1} = Volumen de combustible consumido en la etapa 1, L
 ρ_1 = Densidad del combustible de la etapa 1, kg/L

8.1.1.2. Volumen de combustible consumido en la etapa 1, L
El combustible volumétrico consumido en la etapa 1 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{e1} = m_{T1} - m_{T0}$$

Donde:

m_{T1} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al final de la etapa 1, L
 m_{T0} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al inicio de la etapa 1, L

8.1.1.3. Energía eléctrica neta exportada en la etapa 1, kWh
La energía eléctrica neta exportada en la etapa 1 se calculará de la siguiente manera:

$$Q_{e1} = Q_{T1} - Q_{T0}$$

Donde:

Q_{T1} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al final de la etapa 1, kWh
 Q_{T0} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al inicio de la etapa 1, kWh

8.1.1.4. Energía eléctrica consumida en la etapa 1, kWh
La energía eléctrica consumida en la etapa 1 se calculará de la siguiente manera:

$$E_{e1} = E_{T1} - E_{T0}$$

Donde:

E_{T1} = Lectura de la energía eléctrica consumida al final de la etapa 1, kWh
 E_{T0} = Lectura de la energía eléctrica consumida al inicio de la etapa 1, kWh

8.1.1.5. Tiempo requerido para la etapa 1, hh:mm:ss
El tiempo requerido para la etapa 1 se calculará de la siguiente manera:

$$T_{e1} = T_{T1} - T_{T0}$$

Donde:

T_{T1} = Lectura del tiempo al final de la etapa 1, hh:mm:ss
 T_{T0} = Lectura del tiempo al inicio de la etapa 1, hh:mm:ss

8.1.2.Etapa 2

La etapa 2 es el lapso entre carga a mínimo técnico y la desconexión de la turbina de gas. Los parámetros de la etapa 2 se determinarán de la siguiente manera:

8.1.2.1. Combustible consumido en la etapa 2, kg
El caudal másico de combustible en la etapa 2 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{me2} = m_{e2} \times \rho_2$$

Donde:

m_{e2} = Volumen de combustible consumido en la etapa 2, L
 ρ_2 = Densidad del combustible de la etapa 2, kg/L

8.1.2.2. Volumen de combustible consumido en la etapa 2, L
El combustible volumétrico consumido en la etapa 2 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{e2} = m_{T2} - m_{T1}$$

Donde:

m_{T2} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al final de la etapa 2, L
 m_{T1} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al inicio de la etapa 2, L

8.1.2.3. Energía eléctrica neta exportada en la etapa 2, kWh
La energía eléctrica neta exportada en la etapa 2 se calculará de la siguiente manera:

$$Q_{e2} = Q_{T2} - Q_{T1}$$

Donde:

Q_{T2} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al final de la etapa 2, kWh
 Q_{T1} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al inicio de la etapa 2, kWh

8.1.2.4. Energía eléctrica consumida en la etapa 2, kWh
La energía eléctrica consumida en la etapa 2 se calculará de la siguiente manera:

$$E_{e2} = E_{T2} - E_{T1}$$

Donde:

E_{T2} = Lectura de la energía eléctrica consumida al final de la etapa 2, kWh
 E_{T1} = Lectura de la energía eléctrica consumida al inicio de la etapa 2, kWh

8.1.2.5. Tiempo requerido para la etapa 2, hh:mm:ss
El tiempo requerido para la etapa 2 se calculará de la siguiente manera:

$$T_{e2} = T_{T2} - T_{T1}$$

Donde:

T_{T2} = Lectura del tiempo al final de la etapa 2, hh:mm:ss
 T_{T1} = Lectura del tiempo al inicio de la etapa 2, hh:mm:ss

8.1.3.Etapa 3

La etapa 3 es el lapso entre la desconexión de la turbina de gas y la detención hasta la entrada del virador de la turbina de gas. Los parámetros de la etapa 3 se determinarán de la siguiente manera:

8.1.3.1. Combustible consumido en la etapa 3, kg
El caudal másico de combustible en la etapa 3 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{me3} = m_{e3} \times \rho_3$$

Donde:

m_{e3} = Volumen de combustible consumido en la etapa 3, L
 ρ_3 = Densidad del combustible de la etapa 3, kg/L

8.1.3.2. Volumen de combustible consumido en la etapa 3, L
El combustible volumétrico consumido en la etapa 3 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{e3} = m_{T3} - m_{T2}$$

Donde:

m_{T3} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al final de la etapa 3, L
 m_{T2} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al inicio de la etapa 3, L

8.1.3.3. Energía eléctrica neta exportada en la etapa 3, kWh
La energía eléctrica neta exportada en la etapa 3 se calculará de la siguiente manera:

$$Q_{e3} = Q_{T3} - Q_{T2}$$

Donde:

Q_{T3} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al final de la etapa 3, kWh
 Q_{T2} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al inicio de la etapa 3, kWh

8.1.3.4. Energía eléctrica consumida en la etapa 3, kWh
La energía eléctrica consumida en la etapa 3 se calculará de la siguiente manera:

$$E_{e3} = E_{T3} - E_{T2}$$

Donde:

E_{T3} = Lectura de la energía eléctrica consumida al final de la etapa 3, kWh
 E_{T2} = Lectura de la energía eléctrica consumida al inicio de la etapa 3, kWh

8.1.3.5. Tiempo requerido para la etapa 3, hh:mm:ss
El tiempo requerido para la etapa 3 se calculará de la siguiente manera:

$$T_{e3} = T_{T3} - T_{T2}$$

Donde:

T_{T3} = Lectura del tiempo al final de la etapa 3, hh:mm:ss

T_{T2} = Lectura del tiempo al inicio de la etapa 3, hh:mm:ss

8.2. Parámetros de Partida

Los parámetros de partida se determinarán de la siguiente manera para cada una de las etapas:

8.2.1. Etapa 4

La etapa 4 es el lapso entre el momento de arranque de la turbina de gas y su sincronización. Los parámetros de la etapa 4 se determinarán de la siguiente manera:

8.2.1.1. Combustible consumido en la etapa 4, kg
El caudal másico de combustible en la etapa 4 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{me4} = m_{e4} \times \rho_4$$

Donde:

m_{e4} = Volumen de combustible consumido en la etapa 4, L

ρ_4 = Densidad del combustible de la etapa 4, kg/L

8.2.1.2. Volumen de combustible consumido en la etapa 4, L
El combustible volumétrico consumido en la etapa 4 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{e4} = m_{T5} - m_{T4}$$

Donde:

m_{T5} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al final de la etapa 4, L

m_{T4} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al inicio de la etapa 4, L

8.2.1.3. Energía eléctrica neta exportada en la etapa 4, kWh
La energía eléctrica neta exportada en la etapa 4 se calculará de la siguiente manera:

$$Q_{e4} = Q_{T5} - Q_{T4}$$

Donde:

Q_{T5} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al final de la etapa 4, kWh

Q_{T4} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al inicio de la etapa 4, kWh

8.2.1.4. Energía eléctrica consumida en la etapa 4, kWh
La energía eléctrica consumida en la etapa 4 se calculará de la siguiente manera:

$$E_{e4} = E_{T5} - E_{T4}$$

Donde:

E_{T5} = Lectura de la energía eléctrica consumida al final de la etapa 4, kWh
 E_{T4} = Lectura de la energía eléctrica consumida al inicio de la etapa 4, kWh

8.2.1.5. Tiempo requerido para la etapa 4, hh:mm:ss
El tiempo requerido para la etapa 4 se calculará de la siguiente manera:

$$T_{e4} = T_{T5} - T_{T4}$$

Donde:

T_{T5} = Lectura del tiempo al final de la etapa 4, hh:mm:ss
 T_{T4} = Lectura del tiempo al inicio de la etapa 4, hh:mm:ss

8.2.2.Etapa 5

La etapa 5 es el lapso entre la sincronización de la turbina de gas y la carga a mínimo técnico. Los parámetros de la etapa 5 se determinarán de la siguiente manera:

8.2.2.1. Combustible consumido en la etapa 5, kg
El caudal másico de combustible en la etapa 5 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{me5} = m_{e5} \times \rho_5$$

Donde:

m_{e5} = Volumen de combustible consumido en la etapa 5, L
 ρ_5 = Densidad del combustible de la etapa 5, kg/L

8.2.2.2. Volumen de combustible consumido en la etapa 5, L
El combustible volumétrico consumido en la etapa 5 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{e5} = m_{T6} - m_{T5}$$

Donde:

m_{T6} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al final de la etapa 5, L
 m_{T5} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al inicio de la etapa 5, L

8.2.2.3. Energía eléctrica neta exportada en la etapa 5, kWh
La energía eléctrica neta exportada en la etapa 5 se calculará de la siguiente manera:

$$Q_{e5} = Q_{T6} - Q_{T5}$$

Donde:

Q_{T6} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al final de la etapa 5, kWh
 Q_{T5} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al inicio de la etapa 5, kWh

8.2.2.4. Energía eléctrica consumida en la etapa 5, kWh
La energía eléctrica consumida en la etapa 5 se calculará de la siguiente manera:

$$E_{e5} = E_{T6} - E_{T5}$$

Donde:

E_{T6} = Lectura de la energía eléctrica consumida al final de la etapa 5, kWh
 E_{T5} = Lectura de la energía eléctrica consumida al inicio de la etapa 5, kWh

8.2.2.5. Tiempo requerido para la etapa 5, hh:mm:ss
El tiempo requerido para la etapa 5 se calculará de la siguiente manera:

$$T_{e5} = T_{T6} - T_{T5}$$

Donde:

T_{T6} = Lectura del tiempo al final de la etapa 5, hh:mm:ss
 T_{T5} = Lectura del tiempo al inicio de la etapa 5, hh:mm:ss

8.2.3.Etapa 6

La etapa 6 es el lapso entre la carga a mínimo técnico y la carga nominal. Los parámetros de la etapa 6 se determinarán de la siguiente manera:

8.2.3.1. Combustible consumido en la etapa 6, kg
El caudal másico de combustible en la etapa 6 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{me6} = m_{e6} \times \rho_6$$

Donde:

m_{e6} = Volumen de combustible consumido en la etapa 6, L
 ρ_6 = Densidad del combustible de la etapa 6, kg/L

8.2.3.2. Volumen de combustible consumido en la etapa 6, L
El combustible volumétrico consumido en la etapa 6 se calculará de la siguiente manera:

$$m_{e6} = m_{T7} - m_{T6}$$

Donde:

m_{T7} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al final de la etapa 6, L
 m_{T6} = Lectura del caudal volumétrico de combustible al inicio de la etapa 6, L

8.2.3.3. Energía eléctrica neta exportada en la etapa 6, kWh
La energía eléctrica neta exportada en la etapa 6 se calculará de la siguiente manera:

$$Q_{e6} = Q_{T7} - Q_{T6}$$

Donde:

Q_{T7} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al final de la etapa 6, kWh
 Q_{T6} = Lectura de la energía eléctrica neta exportada al inicio de la etapa 6, kWh

8.2.3.4. Energía eléctrica consumida en la etapa 6, kWh
La energía eléctrica consumida en la etapa 6 se calculará de la siguiente manera:

$$E_{e6} = E_{T7} - E_{T6}$$

Donde:

E_{T7} = Lectura de la energía eléctrica consumida al final de la etapa 6, kWh
 E_{T6} = Lectura de la energía eléctrica consumida al inicio de la etapa 6, kWh

8.2.3.5. Tiempo requerido para la etapa 6, hh:mm:ss

El tiempo requerido para la etapa 6 se calculará de la siguiente manera:

$$T_{e6} = T_{T7} - T_{T6}$$

Donde:

T_{T7} = Lectura del tiempo al final de la etapa 6, hh:mm:ss
 T_{T6} = Lectura del tiempo al inicio de la etapa 6, hh:mm:ss

APÉNDICE A – BALANCE DE ENERGÍA



Performance Test Results

GT1, SN 890902 Post Test Jul 2016

TP1 TP2 TP3

Performance @ Contract Conditions (Official Corrections)

Generator Net Output (Gross - Excitation)	kW	136565	136847	136711
Generator Net Heat Rate (LHV)	BTU/kWh	10157	10145	10165
Injection Flow	lb/hr	53838	53838	53838

Average
136708
10156

Performance @ Test Conditions

Generator Gross Output	kW	134545	134562	134465
Generator Net Output (Gross Output - Excitation)	kW	134545	134562	134465
Fuel Flow	lb/hr	73746	73683	73778
Fuel Heating Value (LHV)	BTU/lb	18403	18407	18419
Heat Consumption(LHV)	MBtu/h	1357	1356	1359
Generator Net Heat Rate (LHV)	BTU/kWh	10087	10079	10106
Compressor Pressure Ratio	ratio	13.271	13.256	13.265
Injection Flow	lb/hr	55070	55597	56802

Contract Conditions (Basis of Guarantee)

Gas Turbine Definition

Frame Size	alpha	GE GT-9E.03	GE GT-9E.03	GE GT-9E.03
Turbine Serial Number	none	890902	890902	890902

Basis of Guarantee

Load Condition (Base, Peak, Part)	alpha	Base	Base	Base
Point of Output Guarantee (Shaft, GenGross, GenNet, EquipNet, PlantNet)	alpha	GenNet	GenNet	GenNet
Ambient Pressure	psia	14.692	14.692	14.692
Compressor Inlet Temperature	DegF	59.0	59.0	59.0
Compressor Inlet Specific Humidity	lb/lb	0.00634	0.00634	0.00634
Compressor Inlet Relative Humidity	%	60.0%	60.0%	60.0%
Shaft Speed	rpm	3000	3000	3000
Power Factor	ratio	0.80	0.80	0.80
Inlet Pressure Loss	inH2O@68F	1.97	1.97	1.97
Exhaust DP Measurement Location: (AO42IN, AO42OUT, ECLASS, HRSG)	alpha	ECLASS	ECLASS	ECLASS
Guaranteed Exhaust Pressure Loss E-Class Machine	inH2O@68F	3.55	3.55	3.55
Cycle Configuration (SC or CC)	alpha	SC	SC	SC
Reference Exhaust Pressure Loss (At Reference Tx and Wx)	inH2O@68F	3.55	3.55	3.55
Reference GT Exhaust Temperature (\$26,2)	DegF	1004.5	1004.5	1004.5
Reference Stack Temperature (\$26,3)	DegF	1004.5	1004.5	1004.5
Reference GT Exhaust Flow (\$26,4)	lb/s	946.51	946.51	946.51
Type Of Fuel (Gas, Oil)	alpha	Oil	Oil	Oil
Fuel Temperature at Contract Boundary Point	DegF	80.1	80.1	80.1
H2O Injection (Water, Steam, None)	alpha	Water	Water	Water
H2O Injection Flow	lb/hr	53838	53838	53838
H2O Injection Pressure	psia	250.00	250.00	250.00
H2O Injection Temperature	DegF	100.0	100.0	100.0

Contract Liquid Fuel

LHVp	BTU/lb	18560	18560	18560
------	--------	-------	-------	-------

Exhaust Temperature Control Curve

Baseload IGV Angle (CSG/MAX)	alpha	Xc	Xc	Xc
Number of Control Curve Pieces (1, 2 or 3)	#	86.0	86.0	86.0
Slope (1 pc. or Lowest Xc:CPD Region)	F/xc or F/CPD	24.999	24.999	24.999
Corner w.r.t. Isotherm (1 pc. or Lowest Xc:CPD Region)	Xc or CPD	9.394	9.394	9.394
Isotherm (1 pc. or Lowest Xc:CPD Region)	DegF	1100	1100	1100
Injection Bias Type (Water, Steam, None)	alpha	Water	Water	Water

Test Measurements

Test Point Information

Test Date	mm/dd/yy	7/13/2016	7/13/2016	7/13/2016
Time at Start of Test	24hr	13:35	14:05	14:35
Test Duration	minutes	30	30	30
Test Point Designation	alpha	TP1	TP2	TP3
Performance Engineer		Jorge Amezcquita	Jorge Amezcquita	Jorge Amezcquita
Inlet Cooling or Fogging In Service? (Yes, No)	alpha	No	No	No
Fired Hours Since Offline Water Wash	hours	4.8	5.3	5.8

Precision GT Measurements

Ambient Pressure	psia	14.076	14.082	14.090
Ambient Dry Bulb Temperature	DegF	51.3	51.9	52.4
Ambient Relative Humidity	%	93.2%	81.7%	69.8%
Inlet Air Total Pressure Drop	inH2O@68F	2.26	2.24	2.24
Compressor Inlet Face Air Total Temperature	DegF	50.2	51.3	51.8
Compressor Discharge Pressure (CPD)	psig	171.65	171.51	171.74
Exhaust DP, Diffuser Plenum Exit Flange (E-Class)	inH2O@68F	1.80	1.67	1.77

Control System GT Measurements

Fired Hours	hours	13091.5	13092.0	13092.5
Atmospheric Pressure	in Hg	28.579	28.589	28.605
Inlet Pressure Drop	inH2O@68F	1.61	1.53	1.51
Compressor Inlet Temperature	DegF	52.1	53.2	53.6
Compressor Inlet Dew Point Temperature	DegF	51.4	49.9	45.7
Compressor Inlet Specific Humidity	lb/lb	0.009	0.008	0.007
Inlet Guide Vane Angle	degrees	86.0	86.0	86.0
Shaft Speed	rpm	2998.0	2998.2	2999.2
Compressor Discharge Pressure	psig	172.42	172.27	172.46
Compressor Pressure Ratio	psia/psia	13.339	13.322	13.328
Compressor Discharge Temperature	DegF	658.2	659.7	661.1
Liquid Fuel Flow	lb/s	20.97	20.95	20.96
Water Injection Flow	lb/s	15.30	15.44	15.78
Water Injection Temperature	DegF	55.0	55.0	55.0
Wheelspace Temp, 1st Fwd Inner Left (FLA)	DegF	736.8	737.5	738.3
Wheelspace Temp, 1st Fwd Inner Right	DegF	737.4	737.5	738.7
Wheelspace Temp, 1st Aft Left	DegF	847.6	848.5	849.8
Wheelspace Temp, 1st Aft Right	DegF	832.3	833.1	834.4
Wheelspace Temp, 2nd Fwd Left	DegF	833.8	834.8	836.5
Wheelspace Temp, 2nd Fwd Right	DegF	826.2	827.1	828.5
Wheelspace Temp, 2nd Aft Left	DegF	-108.9	-108.9	-108.9
Wheelspace Temp, 2nd Aft Right	DegF	718.8	719.5	721.0
Wheelspace Temp, 3rd Fwd Left	DegF	761.9	762.8	764.3
Wheelspace Temp, 3rd Fwd Right	DegF	762.3	762.8	764.3
Wheelspace Temp, 3rd Aft Left	DegF	444.5	445.7	446.7



Performance Test Results

GT1, SN 890902 Post Test Jul 2016

	TP1	TP2	TP3
Wheelspace Temp, 3rd Aft Right	DegF 468.0	469.0	470.2
Exhaust Temperature Demand (Primary)	DegF 1001.2	1001.6	1001.5
Exhaust Temperature Demand (Secondary)	DegF 1051.5	1051.8	1051.4
Exhaust Temperature (TTXM)	DegF 1001.2	1001.6	1001.5
Exhaust Temperature Spread	DegF 87.6	88.0	88.0

Generator Measurements

Gross Output (Precision Metering)	kW 134545	134562	134465
Gross Output (Station Metering)	kW 134746	134558	134670
Gross Output (Control System Metering)	kW 134749	134554	134678
Power Factor (Precision Metering)	ratio 0.999	0.999	0.998
Power Factor (Control System Metering)	ratio 0.998	0.998	0.998
Power Factor (Other Metering)	ratio 0.998	0.998	0.998
Excitation (Amount After Power Metering)	kW 0.0	0.0	0.0

Fuel Temperature at Boundaries

Flowing Temperature (at Contract Boundary Point)	DegF 51.2	51.2	51.1
Flowing Temperature (At Final Inlet to GT)	DegF 51.2	51.2	51.1

Fuel Temperature at Metering

Flowing Temperature at Meter, (Precision Instrument)	DegF 51.2	51.2	51.1
Flowing Temperature at Meter, (Station Instrument)	DegF 50.9	50.9	50.8

Fuel Pressure

Flowing Pressure at Meter (Absolute)- P1	psia 70.00	70.00	70.00
--	------------	-------	-------

Fuel Flow Indicator

Flow Indicator- F11	0.390	0.390	0.390
Units of Flow Indicator 1	acfs	acfs	acfs

Fuel Meter 1

Type Of Meter	alpha	Positive Displacement	Positive Displacement	Positive Displacement
Meter Cal. Factor (Positive Displacement)	----	1.0006	1.0006	1.0006

Oil Fuel Characteristics

Sample Analysis Ref Temp 1	DegF 45.0	45.0	45.0
Sample Analysis Ref Temp 2	DegF 60.0	60.0	60.0
Sample Analysis Ref Temp 3	DegF 80.0	80.0	80.0
Sample Analysis SG @ Ref Temp 1	0.8438	0.8438	0.8437
Sample Analysis SG @ Ref Temp 2	0.8384	0.8384	0.8385
Sample Analysis SG @ Ref Temp 3	0.8326	0.8326	0.8326
Sample Analysis HHV _v	BTU/lb 19641.0	19639.5	19647.0
Sample Analysis %Hydrogen	% 13.6	13.5	13.5

GE Stability Criteria

Wheelspace Temperatures (Allowable = +/- 5 F Over 15 Minutes)	DegF 1.1	1.4	0.9
---	----------	-----	-----

Stability Criteria (PTC22-2005)

Power (Max Std. Dev.= 1.3%)	% 0.28%	0.24%	0.31%
Power Factor (No PTC22 limit)	% 0.04%	0.05%	0.05%
Rotating Speed (0.65%)	% 0.07%	0.07%	0.08%
Barometric Pressure (Max Std. Dev.= 0.33%)	% 0.01%	0.02%	0.03%
Inlet Air Temperature (Max Std. Dev.= 1.3°F)	DegF 0.4	0.8	0.5
Exhaust Temperature (No PTC22 limit)	DegF 0.7	0.7	0.7
Absolute Exhaust Backpressure (Max Std. Dev.= 0.33%)	% 0.1%	0.1%	0.1%
Fuel Flow (Max Std. Dev.= 1.3%)	% 0.19%	0.3%	0.19%

Primary Calculations

H2O Injection Rates

Control Calculation				
Water Injection Flow for NOx or Power Aug	lb/hr 55070.1	55597.0	56802.3	
Total H2O Injection Flow	lb/hr 55070.1	55597.0	56802.3	

Oil Fuel Properties (Test Lab Analysis)

Temperature of Fuel @ Test	DegF 51.2	51.2	51.1
SG of Fuel @ Test Fuel Temperature	ratio 0.8415	0.8415	0.8416
Density of Water @ Test Fuel Temperature	lb/gallon 8.3427	8.3427	8.3428
Density of Water @ Test Fuel Temperature	lb/ft3 62.4119	62.4120	62.4122
Specific Heat	BTU/lbR 0.4298	0.4298	0.4298
LHV _v	BTU/lb 18403	18407	18419

Fuel Flow Calculation 1

Meter Type	alpha	Positive Displacement	Positive Displacement	Positive Displacement
Selected Temperature	DegF 51.2	51.2	51.1	
Selected Pressure	psia 70.0	70.0	70.0	
Selected Flow Indicator (DP, mass flow, volume flow)	0.390	0.390	0.390	
Flow Indicator Units	acfs	acfs	acfs	
Fluid Density	lb/ft3 52.52	52.52	52.52	
Fluid Absolute Viscosity	Centipoise 6.75	6.75	6.76	
Fluid Isentropic Exponent	none -1.00	-1.00	-1.00	
Mass Flow Rate, qm	lb/hr 73746.0	73683.2	73778.0	

Measurements Used for Official Calculations

Ambient Pressure	psia 14.076	14.082	14.090
Inlet Pressure Loss	inH2O@68F 2.26	2.24	2.24
Ambient Temperature	DegF 51.3	51.9	52.4
Ambient Specific Humidity	lb/lb 0.0078	0.0070	0.0060
Ambient Relative Humidity	% 93.2%	81.7%	69.8%
Compressor Inlet Temperature (Downstream of Coolers and IBH)	DegF 50.2	51.3	51.8
Compressor Inlet Specific Humidity (Downstream of Coolers and IBH)	lb/lb 0.0078	0.0070	0.0060
Compressor Inlet Relative Humidity (Downstream of Coolers and IBH)	% 93.2%	81.7%	69.8%
Shaft Speed	rpm 2998.0	2998.2	2999.2
Compressor Pressure Ratio	psia/psia 13.271	13.256	13.265
Water Injection Flow	lb/hr 55070.1	55597.0	56802.3
Water Injection Pressure	psia 186.46	186.31	186.51
Water Injection Temperature	DegF 55	55	55
Fuel Flow	lb/hr 73746.0	73683.2	73778.0
Liquid Fuel Temperature	DegF 51.2	51.2	51.1
Liquid Fuel Specific Heat	BTU/lbR 0.4298	0.4298	0.4298
Liquid Fuel LHV _v	BTU/lb 18403	18407	18419
Exhaust Pressure Loss	inH2O@68F 1.80	1.67	1.77
Exhaust Pressure Loss (Projected to Guar CIT)	inH2O@68F 1.67	1.55	1.66
Exhaust Gas Temperature	DegF 1001.2	1001.6	1001.5
Generator Net Output	kW 134545	134562	134465
Generator Power Factor	ratio 0.9988	0.9987	0.9980



Performance Test Results

GT1, SN 890902 Post Test Jul 2016

Test Corrections (From Official Correction Curves)

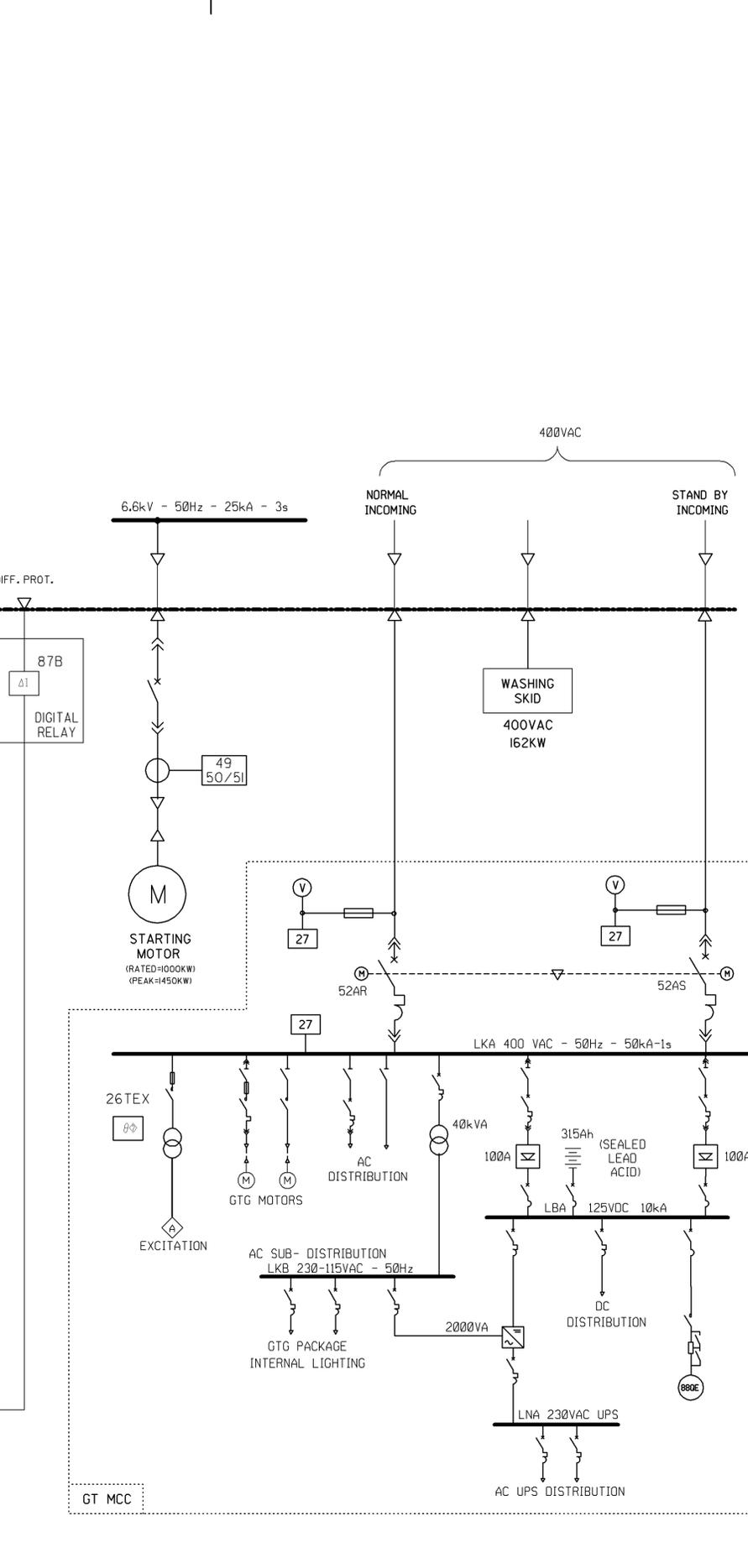
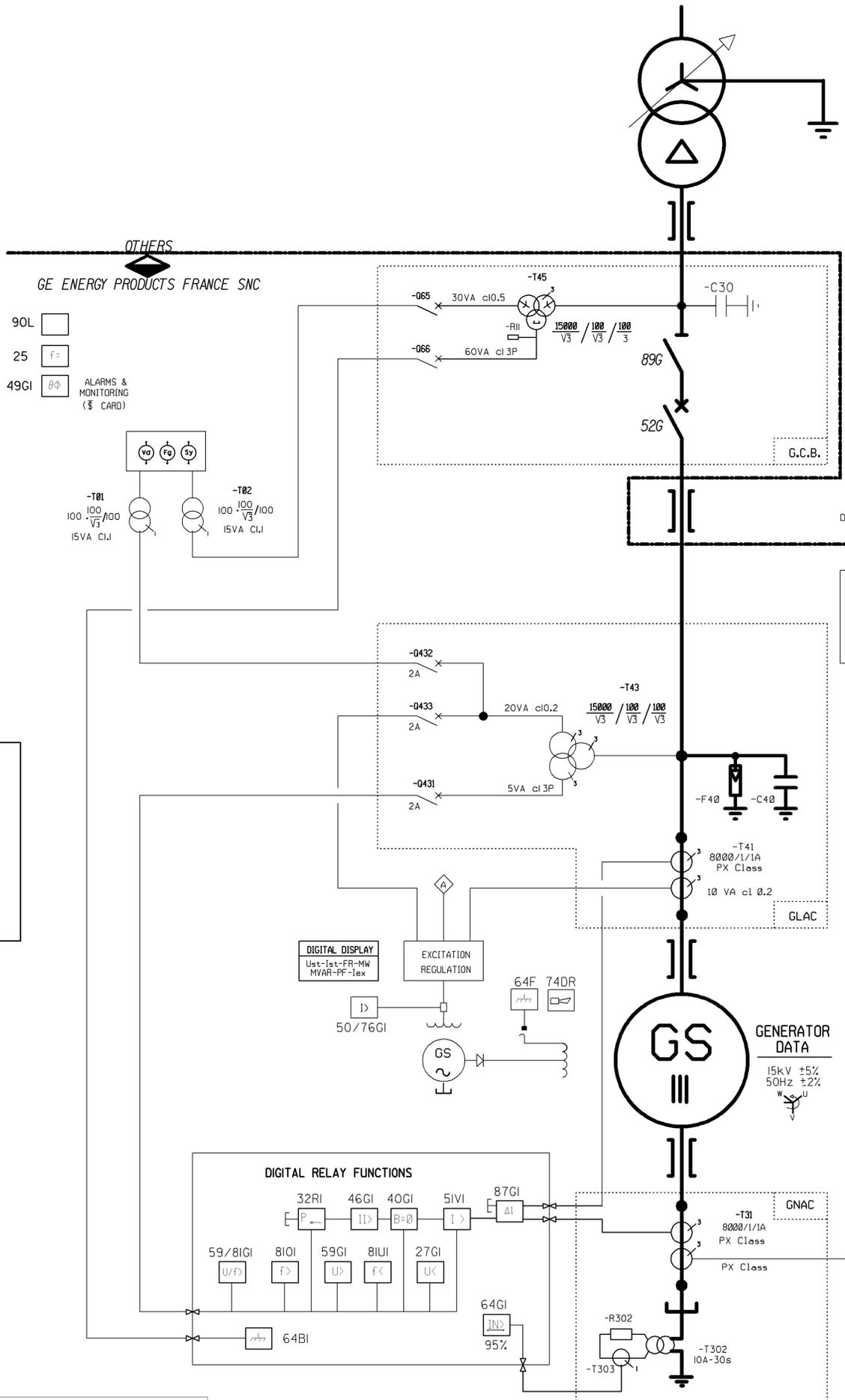
Output

		TP1	TP2	TP3
Inlet Temperature	ratio	0.9705	0.9739	0.9757
Inlet Humidity	ratio	1.0003	1.0002	1.0001
Ambient Pressure	ratio	1.0448	1.0444	1.0437
H2O Injection	ratio	1.0016	1.0009	0.9998
Shaft Speed	ratio	1.0008	1.0007	1.0003
Generator Power Factor	ratio	0.9971	0.9971	0.9971
Inlet Pressure Loss	ratio	1.0012	1.0011	1.0011
Exhaust Pressure Loss (Test DP to Ref DP at Test CIT on CC)	ratio	0.9972	0.9970	0.9972
Exhaust Pressure Loss (Ref DP to Guar DP at Guar CIT at Tf=C)	ratio	0.9999	0.9999	0.9999
Total Exhaust Pressure Loss (Measured To Rated)	ratio	0.9971	0.9969	0.9971
Fuel Temperature	ratio	1.0000	1.0000	1.0000
Fuel Composition	ratio	1.0009	1.0009	1.0009
Control Temperature (From GTP)	ratio	1.0021	1.0021	1.0020
Total Contract Correction	ratio	1.0150	1.0170	1.0167
Contract Corrected Generator Net Output	kW	136565	136847	136711

Heat Rate

Inlet Temperature	ratio	1.0062	1.0055	1.0051
Inlet Humidity	ratio	0.9991	0.9994	0.9997
Ambient Pressure	ratio	0.9994	0.9994	0.9994
H2O Injection	ratio	0.9991	0.9988	0.9982
Shaft Speed	ratio	0.9999	0.9999	0.9999
Generator Power Factor	ratio	1.0029	1.0029	1.0029
Inlet Pressure Loss	ratio	0.9997	0.9997	0.9997
Exhaust Pressure Loss (Test DP to Ref DP at Test CIT on CC)	ratio	1.0018	1.0020	1.0019
Exhaust Pressure Loss (Ref DP to Guar DP at Guar CIT at Tf=C)	ratio	1.0001	1.0001	1.0001
Total Exhaust Pressure Loss (Measured To Rated)	ratio	1.0019	1.0021	1.0020
Fuel Temperature	ratio	0.9996	0.9996	0.9996
Fuel Composition	ratio	0.9994	0.9995	0.9995
Control Temperature	ratio	0.9999	0.9999	0.9999
Total Contract Correction	ratio	1.0070	1.0065	1.0059
Contract Corrected Generator Net Heat Rate (LHV)	Blu/kWh	10157	10145	10165

APÉNDICE B – DIAGRAMA UNIFILAR DE LA PLANTA



ANSI	DESIGNATION	IEC	ANSI	DESIGNATION	IEC
12	OVERSPEED DEVICE	n >	50N	OVERCURRENT RELAY NEUTRAL	IN >
13	SYNCHRONOUS SPEED DEVICE	n	51	TIME-LAG OVERCURRENT RELAY	1 >
14	UNDERSPEED DEVICE	n <	51	INVERSE TIME OVERCURRENT RELAY	1 >
15	SPEED MATCHING DEVICE	n =	51N	TIME-LAG OVERCURRENT RELAY NEUTRAL	IN >
21	DISTANCE OR UNDER IMPEDANCE RELAY	Z <	51V	TIME-LAG OVERCURRENT RELAY + VOLTAGE RESTRAINT	1 > U
21	DISTANCE OR UNDER REACTANCE RELAY	X <	53	EXCITATION INCREASE RELAY	80
21	DISTANCE OR OVERADMITTANCE RELAY	Y >	55	POWER FACTOR RELAY	COS
23	TEMPERATURE CONTROL DEVICE	θ	56	EXCITATION RELAY	B.
25	VOLTAGE COMPARISON DEVICE	U =	58	RECTIFIER FAILURE RELAY	1 > =
25	PHASE ANGLE COMPARISON DEVICE	p =	59	OVERVOLTAGE RELAY	U >
25	FREQUENCY COMPARISON DEVICE	f =	59N	NEUTRAL OVERVOLTAGE RELAY	UN >
25	COUPLING DEVICE	→	59-81	OVERINDUCTION RELAY	U/f >
25	SYNCHRONISING OR SYNCHRONISCHER DEV.	Uf =	60	VOLTAGE BALANCE RELAY	Ud
26	THERMOMETER DETECTOR	θ	60	CURRENT BALANCE	Id
27	UNDERVOLTAGE RELAY	U <	63	PRESSURE SWITCH	P
27	NO-VOLTAGE RELAY	U = 0	64	FRAME LEAKAGE RELAY	1 >
30	ANNONCIATOR RELAY	⊗	67	DIRECTIONAL OVERCURRENT RELAY	1 >
32	DIRECTIONAL ACTIVE POWER RELAY	P →	67N	DIRECTION/HOMOPOLAR OVERCURRENT RELAY	IN
32	DIRECTIONAL REACTIVE POWER RELAY	Q →	74	ALARM RELAY	1 >
32	REVERSE ACTIVE POWER RELAY	P ←	78	MEASURING RELAY AND PHASE-ANGLE PROTECTION	1 >
32	REVERSE REACTIVE POWER RELAY	Q ←	79	RECULOSING RELAY	1 >
37	UNDERCURRENT RELAY	I <	81	FREQUENCY RELAY	f
37	UNDERPOWER RELAY	P <	87	DIFFERENTIAL PROTECTIVE RELAY	Δ1
39	MECHANICAL CONDITION MONITOR	↔	87N	DIFFERENTIAL PROTECTIVE RELAY	Δ1 +
40	EXCITATION FAULT RELAY	B <	63	BUCHHOLZ RELAY	1 >
40	NO-EXCITATION RELAY	B = 0			
46	PHASE-BALANCE OR REVERSE PHASE CURRENT RELAY	11 >	71	LEVEL CONTACTOR	1 >
47	VOLTAGE RELAY	U	90L	ACTIVE POWER REGULATOR	1 >
49	THERMAL RELAY	θ			
49	THERMOSTAT	θ			
50-78	DC OVER CURRENT RELAY	1 >			

∇	SWITCH	⊕	RESID. CURRENT TRANSFORMER	⊕	CAPACITOR	+	MANUALLY OPERATED
∇	DISCONNECTOR	∩	SCHUNT	≡	CAPACITOR VOLTAGE DIVIDER	⊗	ELECTROMAGNETIC ACTUATOR
∇	CIRCUIT BREAKER	⊕	INDICATING INSTRUMENT	⊗	INDUCTOR WINDING	⊗	PNEUMOR HYDRAULIC CONTROL
∇	CONTACTOR	⊕	RECORDING INSTRUMENT	⊗	BATTERY	⊕	REVERSE
∇	CONTACTOR POLE	⊕	ENERGY METER	⊗	RECTIFIER	⊕	KEY ALWAYS FREE
∇	SWITCH DISCONNECTOR POLE	⊕	IMPULSE COUNTER	⊗	CONVERTOR-TRANSUDCTOR	⊕	KEY FREE IN THIS POSITION
⊕	FUSE	⊕	MEASURING RELAY	⊕	PLUG AND SOCKET	⊕	KEY EMPRISED IN THIS POSIT.
⊕	MAGNET.THERMAL EFFECT	⊕	SIGNAL LAMP	⊕	ELECTRICAL CONTROL	⊕	ISOLATED PHASE BUS DUCT
∇	3 WAYS SWITCH	∇	LIMITER	∇	LINK	∇	CABLE
⊕	ROTATING MACHINE	∇	DOBBLE DISCONNECTOR	∇	INVERTER	∇	OVERHEAD LINE
⊕	TRANSFORMER 2 WINDINGS	∇	SPARKGAP	∇	EARTH	∇	CARRIER LINE TRAP
⊕	TRANSFORMER 3 WINDINGS	∇	LIGHTNING ARRESTER	∇	PULSE	∇	PLUG male
⊕	AUTO-TRANSFORMER	∇	RESISTOR	∇	MECHANICAL INTERLOCK	∇	PLUG female
⊕	CURRENT TRANSFORMER	∇	VARIABLE RESISTOR	∇	KEY OPERATED	∇	POWER LINE CARRIER COUP.DEV.

CENTRAL DE RESPALDO SAN PEDRO
PROYECTO TURBINA A GAS 125 MW
V REGION

REFERENCE NBER : **E0542 000 IAO SD 001** REVISION : **A**

ECH. / SCALE	DATE	23/09/2005	23/09/2005	23/09/2005
None	NOM / NAME	FORN JACQUES	CHRIST JEAN-YVES	TENAILLE THIERRY
FORMAT / SIZE	VISA	FORN JACQUES	CHRIST JEAN-YVES	TENAILLE THIERRY
A1	REDIGE / MADE	VERIFIE / CHECKED	APPROUVE / APPROVED	

TITRE/TITLE
GENERAL DOCUMENTATION-SINGLE-LINE ELECTRICAL DIAGRAM
GAS TURBINE UNIT - SINGLE LINE

CE DOCUMENT PROPRIETE EXCLUSIVE DE
GE Energy Products France SNC. EST STRICTEMENT
CONFIDENTIEL. IL NE PEUT ETRE COMMUNIQUE, COPIE OU
REPRODUIT SANS SON AUTORISATION ECRITE PREALABLE.
© GE Energy Products France SNC

GE Energy

N° 218D1437

This document, exclusive property of
GE Energy Products France SNC
is strictly confidential. It must not
be communicated, copied or reproduced
without our previous written consent.

Rev. C **IM-2005005858** Section Doc.

SHT.N 1/1 (1)

APÉNDICE C – VARIABLES Y LISTA DE INSTRUMENTOS

Lista de Variables e Instrumentación

GT instrumentation						
Parameter	Tagname	CLASS - Primary (P) or Secondary (S)	Instrument	# per GT	Location	Manual(M) or Mark V
Ambient Pressure	P _{AMB}	S	Absolute Pressure Transmitter	1	GT Centerline	Mark V
Ambient Pressure	AFPAP	S	Absolute Pressure Transmitter	3	GT Centerline	Mark V
Ambient Pressure	AFPAP_P	S	Absolute Pressure Transmitter	3	GT Centerline	Mark V
Ambient Humidity	RH	S	Electronic Humidity Sensor	1	Near GT Inlet	Mark V
Comp Inlet Humidity	CMHUM	S	Electronic Humidity Sensor	1	GT Inlet Duct	Mark V
Ambient Air Temperature	T _{AMB}	S	Resistance Temperature Device	4	GT Inlet Filter House	Mark V
Compressor Inlet Temp	CTIM	S	Resistance Temperature Device	4	GT Inlet Duct	Mark V
Compressor Inlet System Total Pressure Drop	P _{I(inlet)}	S	Kiel Probes w/ Transmitter	2	GT Inlet Duct	Mark V
Comp Inlet System Total Pressure Drop	AFPCS	S	Kiel Probes w/ Transmitter	2	GT Inlet Duct	Mark V
Comp Bellmouth Static Pressure Drop	P _{S(inlet)}	S	Pressure Taps w/ Transmitter	4 or 6	GT Inlet Bellmouth	Mark V
Comp Bellmouth Static Pressure Drop	AFPBD	S	Pressure Taps w/ Transmitter	1	GT Inlet Bellmouth	Mark V
Comp Inlet Air Flow	AFQ	S	Calculation	1	N/A	Mark V
GT IGV Angle	CSGV	S	LVDT Pickup	1	N/A	Mark V
Inlet Bleed Heat Valve Position	CSBHX	S	Feedback Calculation	1	Bleed Heat Valve	Mark V
Compressor Discharge Pressure	P2	S	Pressure Taps w/ Transmitter	1	Compressor Discharge	Mark V
Compressor Discharge Pressure	CPD	S	Pressure Taps w/ Transmitter	3	Compressor Discharge	Mark V
Comp Pressure Ratio	CPR	S	Calculation	1	N/A	Mark V
Inlet Bleed Heat Flow	CQBH	S	Calculation	1	Bleed Heat Valve	Mark V
Comp Discharge Temp	CTD	S	Thermocouple	3	Compressor Discharge	Mark V
Total Fired Hours	TFT_T	S	Calculation	1	N/A	Mark V
Wheelspace Temp 1st Fwd Inner	TTWS0.3 CI1, TTWS0.3 CI2	P	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	Mark V
Wheelspace Temp 1st Fwd Outer	TTWS0.3 CO1, TTWS0.3 CO2	P	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	Mark V
Wheelspace Temp 1st Aft	TTWS1AO1, TTWS1AO2	P	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	Mark V
Wheelspace Temp 2nd Fwd	TTWS2FO1, TTWS2FO2	P	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	Mark V
Wheelspace Temp 2nd Aft	TTWS2AO1, TTWS2AO2	P	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	Mark V

Lista de Variables e Instrumentación

Parameter	Tagname	CLASS - Primary (P) or Secondary (S)	Instrument	# per GT	Location	Manual(M) or Mark V
Wheelspace Temp 3rd Fwd	TTWS3FO1, TTWS3FO2	P	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	Mark V
Wheelspace Temp 3rd Aft	TTWS3AO1, TTWSAO2	P	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	Mark V
Shaft Speed	TNH_RPM or TNH_V	P	Speed Pickup	1	Turbine Shaft	Mark V
Corrected Shaft Speed	TNHCOR	P	Calculation	1	N/A	Mark V
GT Exhaust Temp	TTXM	S	Control System TCs	31	Gas Turbine Exhaust Diffuser	Mark V
Demand Exhaust Temp	TTRXP	S	Calculation	1	N/A	Mark V
Exhaust Temp Spread	TTXSP1	S	Calculation	1	N/A	Mark V
Exhaust Temp Coefficient	TKXCOEF	S	Constant	1	N/A	Mark V
GT Exhaust Back Pressure	AFPEP	S	Pancake Probe w/ Transmitter	2	Gas Turbine Exhaust Diffuser Outlet Plane	Mark V
Generator Power Output	KW _{GT}	P	Watt Transducer	1	Generator Terminals	Mark V
Generator Power Output (per phase)	SGPO	P	Watt-hour Meter	3	Generator Terminals	Mark V
Generator Power Output	DWATT	P	Watt Transducer	1	Generator Terminals	Mark V
Generator Power Factor	PF	P	VAR Transducer	3	Generator Terminals	Mark V
Generator Power Factor	DPF	S	Calculation	1	Generator Terminals	Mark V
Exciter Field Voltage	EX2K_FLD_V	P	Volt-meter	1	Exciter Field	Mark V
Exciter Field Current	EX2K_FLD_A	P	Ammeter	1	Exciter Field	Mark V
Liquid Fuel Flow Rate	Qd	P	Wheel meter	1	Flow Meter	Mark V
Aux Equipment Electrical Loads	Paux	P	Watt Transducer	1	Auxiliary Equipment Transformer	Mark V

APÉNDICE D – LISTA DE CONSUMOS AUXILIARES

**GAS TURBINE MCC
BALANCE OF POWER**

Mark	Designation	Characteristics						Normal operation characteristics				
		Power kW	cos.	Eff %	Real Power kW	cos.	Eff %	Active power kW	RéactP kVAR	Current A	ld/ln	Starting time
400 V-AC												
88QA-1	Lube oil auxiliary pump motor	90	0,92	95	90,00	0,92	95	94,7	40,4	148,6	8,6	3s
88QB-1/2	Jacking oil pump	18,5	0,85	89,6	18,50	0,85	89,6	20,6	12,8	35,1	6,8	3s
88TK-1/2	Exhaust frame blower	45	0,92	92,8	45,00	0,92	92,8	48,5	20,7	76,1	8,5	5s
88BT-1/2	GT compartment cooling air fan motor	23	0,87	90	23,00	0,87	90	25,6	14,5	42,4	7,5	5s
88HQ-1	Auxiliary hydraulic oil pump	15	0,87	90	15,00	0,87	90	16,7	9,4	27,7	7,5	3s
88QV-1	Oil mist eliminator motor fan	7,5	0,84	85	7,50	0,84	85	8,8	5,7	15,2	8,5	5s
88VG1/2	Load coupling compartment ventilation fan moto	7,5	0,84	85	7,50	0,84	85	8,8	5,7	15,2	7,7	5s
88FM-1	AC Flow divider starting motor	0,37	0,7	71	0,37	0,7	71	0,5	0,5	1,1	4,8	5s
88TM-1	Torque adjuster drive motor	1,5	0,64	72	1,50	0,64	72	2,1	2,5	4,7	4,7	1s
88TG-1	Turning gear motor	30	0,82	89	30,00	0,82	89	33,7	23,5	59,3	4,6	3s
88AB-1	Atomizing air booster motor	15	0,87	90	15,00	0,87	90	16,7	9,4	27,7	8,5	3s
88FD-1/2	Distillate fuel forwarding pump	18,5	0,89	91	18,50	0,89	91	20,3	10,4	33,0	8,4	3s
88VL-1/2	Gas comp ventilation	0,4	0,7	70	0,40	0,7	70	0,6	0,6	1,2	7,5	5s
88WN	Water injection pump	90	0,88	95	90,00	0,88	95	94,7	51,1	155,4	8,6	3s
088FC-1/2/6/7/11/12/16/17/21	Fin fan cooler permanent	15	0,76	89	15,00	0,76	89	16,9	14,4	32,0	5,6	5s
088FC-3/8/13/18/23/28	Fin fan cooler regulation	15	0,76	89	15,00	0,76	89	16,9	14,4	32,0	5,6	5s
88WC-1/2	Water pump	75	0,89	93	75,00	0,89	93	80,6	41,3	130,8	5,9	3s
23HA	Auxiliary compartment heater	18	1	100	18,00	1	100	18,0		26,0	1	0s
23HT	Turbine compartment space heater	18	1	100	18,00	1	100	18,0		26,0	1	0s
23HG	Generator compart. Heater	5,6	1	100	5,60	1	100	5,6		8,1	1	0s
23QT	Lube oil heater	20,4	1	100	20,40	1	100	20,4		29,4	1	0s
SAP052TTA	Air processing unit	37	0,9	90	37,00	0,9	90	41,1	19,9	65,9	8	2s
TEV001JA	Unit Circuit Breaker supply	0,55	0,7	72	0,55	0,7	72	0,8	0,8	1,6	5,6	2s
TAC088WP1	Sump tank	1,1	0,86	77	1,10	0,86	77	1,4	0,8	2,4	1	0s
TEX001TR	Excitation transformer	5	0,91	90	5,00	0,91	90	5,6	2,5	8,8	4	1s
TRE052CD-1/2	Air conditioner	10	0,8	87	10,00	0,8	87	11,5	8,6	20,7	10	3s
TRE052BC-1/2	Battery charger	15	0,81	100	15,00	0,81	100	15,0	10,9	26,7	10	1s
TCA 001AR	Air filter supply	7,8	0,8	100	7,80	0,8	100	7,8	5,9	14,1	1	1s
88JS1/2	Water injection air duct fan	0,5	0,75	66	0,50	0,75	66	0,8	0,7	1,5	2	1s
23JS1/2	Air inlet water injection compartment heater	5	1	100	5,00	1	100	5,0		7,2	3	0s
23WR1/2	Heater of water injection compartment	3	1	100	3,00	1	100	3,0		4,3	4	0s
Sub dist Transformer	Miscellaneous consumers	40	0,9	100	40,00	0,9	100	40,0	19,4	64,2	10	0s

Inedida

*87 Δ
28 A*

*23,4 A
9 A*

113,4 A

CONSUMERS CHARACTERISTICS

**GAS TURBINE MCC
BALANCE OF POWER**

Mark	Equipment	Designation	Qty	Power		Cold		Sequences								GT normal operation	
				Acti. (kW)	Reac. (kVAR)	kW	kVAR	Turn Gear	Start order	14HT 6%	14HM 10%	28FDX Flam.	14HA 50%	14HC 60%	14HS 95%	Sync. 52G	kW
400 V-AC																	
88QA-1	Lube oil auxiliary pump motor		1	94,7	40,4			94,7	94,7	94,7	94,7	94,7	94,7				
88QB-1/2	Jacking oil pump		1	20,6	12,8	20,6	12,8	20,6	20,6	20,6	20,6						
88TK-1/2	Exhaust frame blower		2	97,0	41,3						97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	97,0	41,3
88BT-1/2	GT compartment cooling air fan motor		1	25,6	14,5				25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	14,5
88HQ-1	Auxiliary hydraulic oil pump		1	16,7	9,4				16,7	16,7	16,7	16,7	16,7				
88QV-1	Oil mist eliminator motor fan		1	8,8	5,7			8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	5,7
88VG1/2	Load coupling compartment ventilation fan motor		1	8,8	5,7						8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	5,7
88FM-1	AC Flow divider starting motor		1	0,5	0,5						0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
88TM-1	Torque adjuster drive motor		1	2,1	2,5				2,1	2,1	2,1	2,1					
88TG-1	Turning gear motor		1	33,7	23,5			33,7	33,7								
88AB-1	Atomizing air booster motor		1	16,7	9,4			16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7	16,7			
88FD-1/2	Distillate fuel forwarding pump		1	20,3	10,4	20,3	10,4	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3	10,4
88VL-1/2	Gas comp ventilation		2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2
88WVN	Water injection pump		1	94,7	51,1									94,7	94,7	94,7	51,1
088FC-1/2/6/7/11/12/16/17	Fin fan cooler permanent		12	202,2	173,0						202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	173,0
088FC-3/8/13/18/23/28	Fin fan cooler regulation		6	101,1	86,5									101,1	101,1	101,1	86,5
88WC-1/2	Water pump		1	80,6	41,3			80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	41,3
23HA	Auxiliary compartment heater		1	18,0		18,0		18,0									
23HT	Turbine compartment space heater		1	18,0		18,0		18,0									
23HG	Generator compart. Heater		1	5,6		5,6		5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6		
23QT	Lube oil heater		1	20,4		20,4		20,4									
SAP052TTA	Air processing unit		1	41,1	19,9	41,1	19,9	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	41,1	19,9
TEV001JA	Unit Circuit Breaker supply		1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
TAC088WP1	Sump tank		1	1,4	0,8	1,4	0,8	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,8
TEX001TR	Excitation transformer		1	5,6	2,5											5,6	2,5
TRE052CD-1/2	Air conditioner		2	23,0	17,2	23,0	17,2	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	17,2
TRE052BC-1/2	Battery charger		1	15,0	10,9	15,0	10,9	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	10,9
TCA 001AR	Air filter supply		1	7,8	5,9	7,8	5,9	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	5,9
88JS1/2	Water injection air duct fan		1	0,8	0,7					0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7
23JS1/2	Air inlet water injection compartment heater		1	5,0		5,0		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	
23WR1/2	Heater of water injection compartment		1	3,0		3,0		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	
Sub dist Transformer	Miscellaneous consumers		1	40,0	19,4	40,0	19,4	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	19,4
Total power kW				1030,8	607,3	241,2	99,2	475,8	463,7	430,0	633,0	739,3	718,7	716,6	801,0	784,3	784,3
Total power kVA				1196,4		260,8										935,2	
Page 4																	

START UP SEQUENCE

Ø 0,84 Прометrio.

**GAS TURBINE MCC
BALANCE OF POWER**

Mark	Designation	Qty	Power		GT normal operation		Sequences								Cold			
			Acti. (kW)	Reac. (kVAR)	kW	kVAR	52G open	14HS 94%	14HC 50%	14HA 10%	28FDX Flam.	14HM 9,5%	14HT 6%	Turn Gear	14HR Stop	kW	kVAR	
400 V-AC																		
88QA-1	Lube oil auxiliary pump motor	1	94,7	40,4				94,7	94,7	94,7	94,7	94,7	94,7	94,7				
88QB-1/2	Jacking oil pump	1	20,6	12,8							20,6	20,6	20,6	20,6	20,6	12,8		
88TK-1/2	Exhaust frame blower	2	97,0	41,3	97,0	41,3	97,0	97,0	97,0	97,0								
88BT-1/2	GT compartment cooling air fan motor	1	25,6	14,5	25,6	14,5	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6	25,6			
88HQ-1	Auxiliary hydraulic oil pump	1	16,7	9,4				16,7	16,7	16,7	16,7							
88QV-1	Oil mist eliminator motor fan	1	8,8	5,7	8,8	5,7	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8			
88VG1/2	Load coupling compartment ventilation fan motor	1	8,8	5,7	8,8	5,7	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8				
88FM-1	AC Flow divider starting motor	1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5											
88TM-1	Torque adjuster drive motor	1	2,1	2,5														
88TG-1	Turning gear motor	1	33,7	23,5									33,7	33,7				
88AB-1	Atomizing air booster motor	1	16,7	9,4				16,7	16,7									
88FD-1/2	Distillate fuel forwarding pump	1	20,3	10,4	20,3	10,4	20,3	20,3	20,3	20,3	20,3				20,3	10,4		
88VL-1/2	Gas comp ventilation	2	1,1	1,2	1,1	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,2		
88WN	Water injection pump	1	94,7	51,1	94,7	51,1	94,7	94,7										
088FC-1/2/6/7/11/12/16/1	Fin fan cooler permanent	12	202,2	173,0	202,2	173,0	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2	202,2			
088FC-3/8/13/18/23/28	Fin fan cooler regulation	6	101,1	86,5	101,1	86,5	101,1	101,1	101,1	101,1	101,1							
88WC-1/2	Water pump	1	80,6	41,3	80,6	41,3	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6	80,6			
23HA	Auxiliary compartment heater	1	18,0													18,0		
23HT	Turbine compartment space heater	1	18,0													18,0		
23HG	Generator compart. Heater	1	5,6					5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6	5,6			
23QT	Lube oil heater	1	20,4													20,4		
SAP052TTA	Air processing unit	1	41,1	19,9	41,1	19,9										41,1 19,9		
TEV001JA	Unit Circuit Breaker supply	1	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8		
TAC088WP1	Sump tank	1	1,4	0,8	1,4	0,8	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	0,8		
TEX001TR	Excitation transformer	1	5,6	2,5	5,6	2,5	5,6											
TRE052CD-1/2	Air conditionner	2	23,0	17,2	23,0	17,2	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	17,2		
TRE052BC-1/2	Battery charger	1	15,0	10,9	15,0	10,9	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	10,9		
TCA 001AR	Air filter supply	1	7,8	5,9	7,8	5,9	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	5,9		
88JS1/2	Water injection air duct fan	1	0,8	0,7	0,8	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8			
23JS1/2	Air inlet water injection compartment heater	1	5,0		5,0		5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0			
23WR1/2	Heater of water injection compartment	1	3,0		3,0		3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0			
Sub dist Transformer	Miscellaneous consumers	1	40,0	19,4	40,0	19,4	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	40,0	19,4		
Total power kW			1030,8	607,3	784,3	509,3	743,2	870,8	776,1	759,4	683,1	545,0	545,0	578,7	569,8	241,2 99,2		
Total power kVA			1196,4		935,2												260,8	
Page 5																		

SHUT DOWN SEQUENCE

APÉNDICE E – CERTIFICADOS DE CALIBRACIÓN

AIA N°280 /2017	Empresa Coordinadora	AES GENER	Nombre S/E	Las Vegas
	Nombre Clave Medidor	Los Vientos	Nombre Instalación	Sala de Control ABB
	Nombre Instalación	Sala de Control ABB	Nombre Alimentador	
	Fecha Ejecución Auditoría	20 de Abril del 2017	Fecha medidor	20 de Abril del 2017

REGISTRO DE HORA

	Inicio	Final
Auditoría (GPS)	-	-
Medidor	14:15	17:15

FECHA BATERÍA

--

Antecedentes de los Medidores

	Medidor SS/EE	Medidor Remarcador
Marca	Schneider Electric	-
Modelo	P8600A4C0H5E0A0A	-
Tipo	Switch Board	-
N° de Serie	PT-0511A005-00	-
N° de Elementos	3	-
Constante de Lectura	1	-
Clase Presición	0.2 %	-
Customer	8600A_FAC_V3.1.0.0.0	-
Año de Fabricación	2005	-

LECTURAS MEDIDOR S/E

IDENTIFICADOR DISPLAY	ENCONTRADAS	DEJADAS	UNID.
ENERGÍA ACTIVA DIRECTA	3810537,250	3810537,250	KWH
ENERGÍA REACTIVA DIRECTA	4865910,500	4865910,500	KVARH
ENERGÍA ACTIVA REVERSA	3495676,750	3495676,750	KWH
ENERGÍA REACTIVA REVERSA	729048,375	729048,375	KVARH
DEMANDA MAX. DIRECTA	2076,790	2076,790	KW
DEMANDA MAX. REVERSA	137551,156	137551,156	KW
TIEMPO USO BATERÍA	35,600	35,600	D-H-M

LECTURAS MEDIDOR REMARCADOR

ENCONTRADAS	DEJADAS	UNID.
-	-	KWH
-	-	KVARH
-	-	KWH
-	-	KVARH
-	-	KW
-	-	KW
-	-	D-H-M

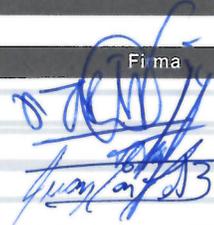
SELLOS

ENCONTRADOS	DEJADOS	UBICACIÓN
8562568	8598181	Cubierta
	N° de Folio: 36351	Carcaza

Constante de Energía

	Inicio	Final
TT/PP	115000/115 (V)	115000/115 (V)
TT/CC	800/5 (A)	800/5 (A)
Peso pulso	1000 wh/imp	1000 wh/imp
Cte.	160000	160000

Responsable de la Empresa Coordinadora y Auditora

	Nombre Empresa	Nombre Responsable	Firma
1	Tecnored S.A	Aarón Núñez Gilberto.	
2	Tecnored S.A	Mauricio Flores Ayala	
3	AES GENER	Juan Carlos Buguño/ Cesar Palacios	

Observaciones/Comentarios

Se realizó verificación de Medidor ION 8600 N° PT-0511A005-00, tipo Switch Board.
 Medidor no tiene asociado un Block de Pruebas, pero tiene borneras deslizables previo a él.
 La comunicación del medidor es vía Ethernet
 Coordinandas de ubicación 6364288 311617
 N° IP: 10.248.24.254 Gateway:10.248.24.129 Mask: 255.255.255.128

ANTECEDENTES DEL CLIENTE	
Solicitud	: Correo
Fecha Calibración	: 29.01.2016
Medidor	: ION 7650
Cliente	: AES Gener
Instalación	: TG-Generador
Subestación	: Los Vientos

ANTECEDENTES DEL MEDIDOR	
Marca	: Schneider Electric
Modelo	: M7650A0E0B5E0A0E
N° de Serie	: PJ-1105B308-02
Estado	: En servicio
Año Fabricación	: 2011
Clase Exactitud (%)	: 0.2
Constante Med.	: 1

PATRON DE CALIBRACIÓN	
Marca	: MTE
Modelo	: PTS 3.3C
N° Serie	: 49089
Clase de Exactitud	: 0,05
Trazabilidad	: Laboratorio Tecnoled

CONDICIONES DE MEDIDA	
Tipo de Medida	: W,ESTRELLA/ACTIVO
Tensión Aplicada	: 63,5 (V)
Corriente Nominal	: 5 (A)
N° de Elementos	: 3
Método Calibración	: Comparación Directa
Frecuencia (Hz)	: 50 (HZ)
Temperatura (C°)	: 16
Humedad (%)	: 48
Calibrador	: G. Vega - F. Cifuentes

RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA									
				Componente Activa Directa			Componente Activa Reversa		
N	Fase	Cte.%	Factor	Error (%)	Incert (%)	Límite Norma (%)	Error(%)	Incert (%)	Límite Norma (%)
1	123	100	1	-0.066	± 0,06	± 0.2	-0.063	± 0,06	± 0.2
2	123	100	0.5	-0.052	± 0,06	± 0.3	-0.049	± 0,06	± 0.3
3	123	10	1	-0.088	± 0,06	± 0.2	-0.084	± 0,06	± 0.2
4	123	10	0.5	-0.065	± 0,06	± 0.3	-0.065	± 0,06	± 0.3
5	1	100	1	-0.073	± 0,06	± 0.3	-0.071	± 0,06	± 0.3
6	2	100	1	-0.064	± 0,06	± 0.3	-0.064	± 0,06	± 0.3
7	3	100	1	-0.050	± 0,06	± 0.3	-0.052	± 0,06	± 0.3
8	1	100	0.5	-0.079	± 0,06	± 0.4	-0.077	± 0,06	± 0.4
9	2	100	0.5	-0.054	± 0,06	± 0.4	-0.056	± 0,06	± 0.4
10	3	100	0.5	-0.008	± 0,06	± 0.4	-0.007	± 0,06	± 0.4

RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA									
				Componente Reactiva Directa			Componente Reactiva Reversa		
N	Fase	Cte.%	Factor	Error (%)	Incert (%)	Límite Norma (%)	Error(%)	Incert (%)	Límite Norma (%)
1	123	100	1	-0.073	± 0,06	± 2.0	-0.071	± 0,06	± 2.0
2	123	100	0.5	-0.057	± 0,06	± 2.0	-0.056	± 0,06	± 2.0
3	123	10	1	-0.094	± 0,06	± 2.0	-0.092	± 0,06	± 2.0
4	123	10	0.5	-0.073	± 0,06	± 2.0	-0.074	± 0,06	± 2.0
5	1	100	1	-0.058	± 0,06	± 3.0	-0.054	± 0,06	± 3.0
6	2	100	1	-0.091	± 0,06	± 3.0	-0.087	± 0,06	± 3.0
7	3	100	1	-0.063	± 0,06	± 3.0	-0.059	± 0,06	± 3.0
8	1	100	0.5	-0.048	± 0,06	± 3.0	-0.046	± 0,06	± 3.0
9	2	100	0.5	-0.054	± 0,06	± 3.0	-0.053	± 0,06	± 3.0
10	3	100	0.5	-0.063	± 0,06	± 3.0	-0.060	± 0,06	± 3.0

OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES DE LA CALIBRACION

Los errores encontrados cumplen con la Normativa Vigente IEC 62053-22 (ITEM 8.1) y IEC 62053-23 (Item 8.1). Tecnoled S.A. declina toda responsabilidad por el uso indebido que se hicieran de este certificado. Este documento no puede ser reproducido en forma parcial.



Por el Laboratorio de Calibración
 Jefe Laboratorio de Medidas

TECNORED S.A.
 C° El Plomo 3819 Barrio Industrial Curauma, Valparaíso
 Fono: 56-32-2452580 fax: 56-32-2452571
 www.tecnored.cl ventas@tecnored.cl





CERTIFICADO DE CALIBRACION

Magnitud Temperatura

LABORATORIO DE CALIBRACIÓN DE INDUTECNICA

LCT-2924
LC-072
10-2017

Certificado de Calibración N° : LCT-2924

Sello de calibración:

Cliente **SOCIEDAD ELECTRICA DE SANTIAGO S.P.A.**
AV.JORGE HIRMAS N° 2964.
RENCA, SANTIAGO.

Orden de trabajo **46397.**

Número de páginas del certificado **2**

Fecha de Calibración **12-10-2017**

Fecha Vencimiento (a solicitud del cliente)

Este certificado de calibración documenta la trazabilidad a los patrones nacionales, que realizan las unidades de medida de acuerdo con el Sistema Internacional de Unidades (SI).
 El usuario está obligado a recalibrar el instrumento a intervalos apropiados.
 Este certificado de calibración sólo puede ser difundido completamente y sin modificaciones. Los extractos o modificaciones requieren la autorización del laboratorio de calibración otorgante.
 Certificados sin firma y sello carecen de validez.

Descripción del objeto calibrado.

MARCA	MODELO	N° DE SERIE	CAPACIDAD	RANGO DE CALIBRACION	RESOLUCION
BTU CONTROLS	TERMOMETRO BIMETALICO Ø ESFERA 3" CONEXIÓN INFERIOR.	T2017-619	0° A 50 °C	0°C A 50 °C	1,0 °C

Descripción de Patrones empleados:

PATRON	N° DE SERIE	CERTIFICADO	VIGENCIA	TRAZABILIDAD
Sistema termométrico (Sensor-Indicador) Modelo 1521	A7A668	SMI-68697TE	13-09-2017	SMI

Condiciones ambientales	Temperatura Ambiente	Humedad Relativa	Lugar de Calibración
	21°C ± 3°C	50% ± 10 % H.R.	En laboratorio

LC 072 : TEMPERATURA LC 071 : PRESION

Fecha de Emision
13-10-2017

Indutécnica Jefe de Laboratorio de
SERGIO GONZALEZ F.
 Ing. en Automatización y Control Industrial

Persona a cargo de la calibración
Sergio González Fuentes

CERTIFICADO DE CALIBRACION

Magnitud Temperatura

Página 2 de certificado de calibración de 13-10-2017

LCT-2924

Procedimiento de calibración aplicado La calibración fue desarrollada de acuerdo a los requerimientos de procedimiento de INDUTECNICA PTI-LC-T-004.

Método de calibración Por comparación directa del calibrando con termómetro de referencia Patrón-indicador insertos ambos en un generador de calor de pozo seco.

Profundidad de inmersión del calibrando y patrón en horno usado como fuente de calor. 10 centímetros.

Resultados.

<i>Valor Nominal</i>	<i>Patrón</i>	<i>Calibrando</i>	<i>Error</i>	<i>Incertidumbre</i>
(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)
50	50,06	50,0	-0,1	0,9
30	30,00	30,0	0,0	0,9
20	19,98	20,0	0,0	0,9
10	9,92	10,0	0,1	0,9
0	-0,09	0,0	0,1	0,9

Los valores declarados son válidos al momento de la calibración.

Incertidumbre de Medición.

La incertidumbre informada corresponde a la incertidumbre expandida que resulta de la incertidumbre combinada multiplicada por el factor de cobertura $k=2$. La incertidumbre fue determinada de acuerdo al procedimiento de INDUTECNICA PTI-LC-T-004 El valor verdadero del mensurando está dentro del intervalo informado con un nivel aproximado del 95% de confianza. Una estimación para cambios futuros no ha sido incluida.

Identificación.

Sobre el instrumento calibrando se ha dispuesto una marca de identificación etiqueta:
LCT-2924 LC-072- 10-2017.

Observaciones.

Fin del certificado de calibración

LC 072 : TEMPERATURA

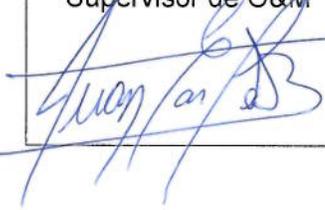
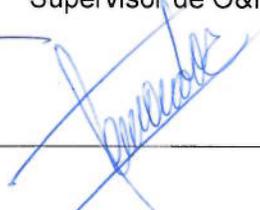
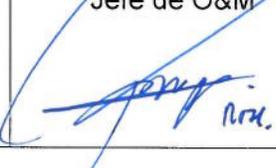
LC 071 : PRESION

APÉNDICE F – MANUAL SECUENCIA DE DETENCIÓN Y PARTIDA

CONTENIDO

1. OBJETIVO
2. ALCANCE
3. DEFINICIONES
4. RESPONSABILIDADES
5. RECURSOS
6. DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD
7. MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RIESGOS
8. CONTROL AMBIENTAL
9. CONTROL DE REGISTROS
10. DOCUMENTOS DE REFERENCIAS
11. ANEXOS
12. CONTROL DE MODIFICACIONES

FORMALIZACION PROCEDIMIENTO

ELABORO	REVISO	APROBO	FECHA
Juan C. Buguño Ayala Supervisor de O&M	Fernando Neira C. Supervisor de O&M.	Richard Tapia Jefe de O&M	15-08-2017
			

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

1. OBJETIVO

El objetivo principal del siguiente procedimiento es establecer claramente el paso a paso para arrancar la turbina desde su posición de reposo ó bien desde la velocidad de virado. La turbina debe llegar a una velocidad de auto sustentación y para ello requiere de equipos auxiliares que colaboren para cumplir el objetivo. Además el presente documento establece el procedimiento para realizar una detención normal como de emergencia de la unidad, refiriéndose también al procedimiento de puesta en virado o cooldown.

2. ALCANCE

El presente documento es aplicable solo para la operación de la turbina instalada en Central Los Vientos en caso que no este disponible el modo Telecomando desde Central Nueva Renca.

Establece el procedimiento a seguir por el Operador de terreno y Jefe de Turno, en el momento de la partida, parada normal o emergencia y virado (cooldown) de la turbina en modo local.

En condiciones normales, a la unidad se le debe dar partida remota automática, vía PLC desde sala de control de Central Nueva Renca por medio de la HMI de Telecomando.

El procedimiento que será descrito en las siguientes páginas se llevará a cabo desde sala de control y/o desde PEEC, cumpliendo con la verificación de todos los check list de la unidad de respaldo de Central Los vientos.

La responsabilidad de ejecutar el presente procedimiento recae en primera instancia en el personal de operaciones en turno.

Todo lo anterior bajo las estrictas normas de seguridad establecidas según reglamento interno de AES.

3. DEFINICIONES

HMI: Human Machine Interface.

PLC: Control Logia Programmable.

PEECC: Packaged Electronic & Electrical Cabinet Control

CNR: Central Nueva Renca.

4. LISTADO DE PERSONAL Y SUS RESPONSABILIDADES:

Jefe de Central:

- Debe conocer y velar por la aplicación de los procedimientos para asegurar un trabajo correcto y seguro bajo el cumplimiento de estándares Gener.

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

 Eléctrica Santiago <small>Compañía Eléctrica AS S.A. Control</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

Jefe de O & M:

- Debe aprobar y autorizar el uso del presente procedimiento de trabajo para asegurar un trabajo correcto y seguro bajo el cumplimiento de estándares Gener.

Supervisor de O&M:

- Debe verificar que se cumplan los procedimientos e informar de cualquier condición anormal y/o sub-estándar de las maniobras a realizar. Prestar apoyo cuando corresponda a Operador TG.

Operador de S/C CNR:

- Coordinar la puesta en servicio y la desconexión de la unidad al sistema eléctrico. Verificar desde sala de control que los sistemas auxiliares se encuentren operativos y se cumplan las secuencias de operación, durante la puesta en servicio y el proceso de desconexión de la turbina.

Operador TG:

- Verificar en terreno la operatividad de cada sistema, ejecutando los CHECK LIST a cada uno de ellos antes del arranque de la unidad. Durante los procesos de puesta en servicio y desconexión de la unidad, debe verificar el correcto cumplimiento de las secuencias de funcionamiento de los sistemas auxiliares y equipos, con especial cuidado de cerciorarse de que la unidad entre en virado al culminarse el proceso de desconexión o shutdown de la unidad.

5. RECURSOS

Ítem	5	Maquina/Herramienta/ Insumo	
1		Radio Portátil en frecuencia 2 y linterna.	1 Pz
2		Procedimiento de Operación específico.	1 Pz
3		EPP obligatorios (Antiparras, casco, bototos)	1 Pz

6. DESCRIPCIÓN DE LA ACTIVIDAD:

6.1 Secuencia a seguir en el trabajo

- Ronda Check List de sistemas en terreno, previa al arranque de la unidad.
- Chequeo de operación de equipos en terreno durante el arranque y detención de la unidad.
- Operación de unidad desde sala de control CNR con apoyo local del operador TG.

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

 Eléctrica Santiago <small>Asociación ASES-CENAP</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

6.2 Desarrollo del AST

A. Procedimiento de Puesta en Servicio de la Unidad

Las condiciones iniciales son:

1. Confirmar solicitud de entrada en servicio de la unidad, por el despacho de carga de la empresa.
2. Recordar que desde que CNR nos solicita en servicio se tiene un tiempo de 1 Hora para Sincronizar.
3. Confirmar que no exista la disponibilidad de puesta en servicio en modo Telecomando.
4. Solicitar presencia de Jefe de Turno y esperar su arribo a la Central en caso que no este en turno.
5. Verificar en terreno que no este ejecutándose ningún trabajo en la unidad.
6. Verificar en libro de permisos de la sala de control que no exista ningún permiso de trabajo abierto.
7. Verificar la disponibilidad de los sistemas realizando la ronda de *CHECK LIST GENERAL*. (30 minutos como máximo)

Si la unidad a estado fuera de servicio por un largo periodo y/o posterior a un mantenimiento de gran envergadura, se debe realizar los CHECK LIST INDIVIDUALES para cada un de los sistemas de la unidad.

- | | |
|---|---------------------|
| 1. Sistema de Lubricación. | Documento N° (0416) |
| 2. Sistema de aire de atomización. | Documento N° (0425) |
| 3. Sistema de inyección de agua DEMI. | Documento N° (0462) |
| 4. Sistema de agua enfriamiento. | Documento N° (0420) |
| 5. Sistema de combustible líquido. | Documento N° (0424) |
| 6. Sistema de aire de sello y enfriamiento. | Documento N° (0417) |
| 7. Sistema ventilación y calefacción. | Documento N° (0436) |

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

 Eléctrica Santiago <small>una empresa de AES Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

- | | |
|-----------------------------------|---------------------|
| 8. Sistema suministro hidráulico. | Documento N° (0434) |
| 9. Sistema álabes guía IGVs. | Documento N° (0469) |
| 10. Sección entrada de aire. | Documento N° (0471) |
| 11. Sistema purga combustible. | Documento N° (0477) |
| 12. Sistema equipos de partida. | Documento N° (0421) |

8. Chequear que se encuentren operativas las protecciones.

a) Sistema de detección y protección contra incendio.

- Sistema extinción CO2. [Válvulas de descarga abiertas].
- Sistema Red Húmeda. [Presión sobre los 98 PSI].
- Sistema espuma. [Nivel TK y presión sobre 800 KPa].

b) Sistema de baterías.

- Banco baterías de respaldo de 125 (V) operativo. [Tensión en panel].

9. Confirmar posición Abierta de las Bleed Valves o Anti bombeo. (Compartimiento de turbina e indicación en rojo de mímico del HMI).

10. Confirmar posición cerrado (33°) de los IGV en el momento de partida de la unidad. (Compartimiento de la turbina y HMI)

11. Verificar niveles y volúmenes mínimos de operación desde la pantalla del BOP, tanto para Agua DEMI (150 m3), Agua Cruda (5,5 m) y petróleo (350 m3).

12. Verificar niveles correctos de los aceites en bomba Ppal de combustible PF1, bomba de inyección DEMI 88WN y compresor auxiliar de aire de atomización 88AB.

13. Chequear la posición de las puertas de los compartimientos de la turbina, intake de aire, accesorios y carga, las que se deben encontrar cerradas.

14. Verificar que el sistema de control MK5 se encuentre operativo, observando el retorno de valores de proceso en la pantalla de la HMI.

 Eléctrica Santiago <small>una empresa AES Cerrito</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

15. La HMI no debe indicar ninguna alarma en el momento de la partida de la unidad. Si existen investigar y reconocer.
16. Comprobar en la pantalla de la HMI que los permisos aprueben la partida de la turbina, seleccionando en el menú (de color verde oscuro a la derecha de la pantalla) la secuencia:
Aux / Start Check
17. En la pantalla del Start Check, todos los permisos deben indicar color verde, observándose en la parte inferior de la pantalla el mensaje **"READY TO START"**.
 - o *(Solo si esta seleccionado MODE SELEC en OFF aparece un campo rojo en pantalla de HMI, indicando esta situación normal antes del arranque). cualquier revisión en terreno ante un arranque fallido o alarma presente, se debe dejar comando de HMI en modo OFF y en STOP, antes que operador TG comience con revisión de equipos, previa coordinación con operador sala de control CNR-LVI.*
18. Comprobar en pantalla del HMI que se encuentre habilitado el sistema de inyección de agua desmineralizada a la turbina, seleccionando en el menú (de color verde oscuro a la derecha de la pantalla) la secuencia:
Control / Water Injection
En cuya pantalla se deben seleccionar el siguiente comando.
Puesta en Servicio del Sistema de Inyección Agua DEMI.
WATER INJECT CONTROL Modo ON
19. Una vez realizado todos los puntos anteriores, es posible dar partida a la unidad, seleccionando en la pantalla principal de la HMI los siguientes comandos cumpliendo la secuencia mostrada.
20. Colocar en servicio Bomba de impulsión de agua desmineralizada desde pantalla de BOP.

Reconocimiento general de alarmas

MASTER RESET

Selección de combustible (nuestro caso siempre Diesel)

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

 Eléctrica Santiago <small>Instalaciones ASES Control</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

FUEL SELECT Modo DISTILLATE

Arranque a los sistemas auxiliares

COOL DOWN CONTROL Modo ON

- Verificar la partida automática de la bomba auxiliar de lubricación 88QA, bomba de levante 88QB, bomba agua enfriamiento 88WC-1 y eliminador de vahos 88QV.

Puesta en Virado de la Turbina (10 minutos mínimo y temperatura cabezal aceite Superior a 30 C°).

MODE SELECT Modo COOLDOWN

- Posterior al impulso inicial que da el motor de partida 88CR al eje de la unidad, se debe verificar la partida del motor de virado 88TG, cuando el eje durante el descenso de velocidad alcance los 99 rpm.

Arranque de la Turbina

MODE SELECT Modo de partida en AUTO

Luego seguir con:

MASTER CONTROL Modo START

Al comenzar el proceso de arranque de la unidad, se deben chequear los siguientes puntos.

- Posterior a 30(s) de la orden de arranque a la unidad, verificar que entren E/S el motor de partida 88CR, la bomba forward 88FD-1, la bomba auxiliar hidráulica 88HQ y el compresor auxiliar de aire atomización 88AB.

 Eléctrica Santiago <small>Unidad Generadora A35 Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

- Durante la secuencia de partida, verificar que ocurra el encendido de la turbina chequeando la intensidad de llama, seleccionando en el menú (de color verde oscuro a la derecha de la pantalla del HMI) la secuencia:

Aux / Flame

El encendido ocurre al 15.8% de la velocidad de la unidad (474 rpm) y se debe verificar la entrada en funcionamiento del ventilador del compartimiento de carga 88VG-1, el bloque permanente de ventiladores del Fin Fan Coolers 88FC_P.

- Verificar al 60 % de la velocidad de la unidad (1800 rpm); la detención del motor de partida 88CR y que no gire el eje del mismo, en terreno.
- Verificar al 95% de la velocidad de la unidad (2850 rpm); la detención de la bomba auxiliar hidráulica 88HQ, la bomba auxiliar de lubricación 88QA, la bomba y el compresor auxiliar de aire atomización 88AB.

En este mismo instante se debe verificar la entrada E/S de los ventiladores del exhaust 88TK-1y2.

21. Una vez que la unidad alcanza las 3000 (rpm) se debe verificar que se encuentre en control por velocidad, seleccionando en el menú (de color verde oscuro a la derecha de la pantalla) la secuencia:

Control / FSR control

En cuya pantalla se debe observar que la barra SPD pase a color verde

22. Una vez la unidad alcance las 3000 RPM el Operador debe realizar una ronda de inspección al Compartimiento de Accesorios, Compartimiento Turbina y Generador verificando que no existan filtraciones de Combustible, Agua o Aceite. De encontrar alguna filtración debe informar al Supervisor de O&M indicando los siguientes datos en forma clara:

- Lugar del Hallazgo
- Equipo Afectado
- Tipo de filtración, (Menor: Indicar en lo posible cantidad de gotas por minuto.

Medía: para los casos en donde la filtración es un flujo continuo pero menor

 Eléctrica Santiago <small>Generación y Operación</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

Mayor: Filtración que no se puede controlar en forma inmediata y afecta la continuidad de la operación de la unidad).

De acuerdo a la información recibida y lo observado en terreno el Jefe de Turno deberá evaluar los pasos a seguir:

- a.) Continuar con la sincronización de la unidad y mantener en observación la filtración.
- b.) Avisar a Despacho de Carga de la anomalía presentada que deberá ser corregida antes de sincronizar.
- c.) Dar Orden de detención a la unidad y avisar a Despacho de carga de la condición que deja Indisponible la unidad hasta corregir la anomalía presentada.

Además en caso de existir alguna filtración se debe comunicar al Jefe de Operación y Mantenimiento para coordinar la reparación correspondiente lo antes posible.

23. Una vez verificado lo anterior se debe proceder a sincronizarla al sistema eléctrico, seleccionando en el menú (de color verde oscuro) la secuencia:

Control / Synchro

En cuya pantalla se deben seleccionar los siguientes comandos cumpliendo la secuencia mostrada.

Sincronización de la Unidad con el Sistema Eléctrico

GENERATOR SYNC. MODE Modo **AUTO**

- Verificar en HMI que ha cerrado el interruptor 52G del generador.

Selección de Carga para la Unidad

Para carga parcial:

LOAD SELECT Modo **PRESELECT Ld**

 Eléctrica Santiago <small>Una empresa de AES Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

Para carga base:

LOAD SELECT

Modo **BASE LOAD**

24. Una vez sincronizada la unidad se debe setear en 20 MW y verificar los siguientes datos en terreno en conjunto con Operador S/C de CNR.

- Operador S/C CNR indicara a Operador Los Vientos que unidad alcanzo 20 MW, este realizara chequeo de sistemas en terreno durante 5 min app. (Presión de cámaras de combustible, filtraciones, fugas.)
- Operador Los Vientos indica a Operador S/C CNR que unidad esta Ok, y lista para subir a 40 MW.
- Operador S/C CNR indicara a Operador Los Vientos que unidad alcanzo 40 MW, este realizara chequeo de sistemas en terreno durante 5 min app. (Presión de cámaras de combustible, filtraciones, fugas.)
- Operador Los Vientos indica a Operador S/C CNR que unidad esta Ok, y lista para subir a 60 MW.
- Operador S/C CNR en HMI seleccionara modo ON Water Injection Control.
- Operador S/C CNR indicara a Operador Los Vientos que unidad alcanzo 60 MW, este realizara chequeo de sistemas en terreno durante 5 min app. (Presión de cámaras de combustible, filtraciones, fugas.)
- Operador Los Vientos indica a Operador S/C CNR que unidad esta Ok, y lista para subir a 90 MW.
- Operador S/C CNR indicara a Operador Los Vientos que unidad alcanzo 90 MW, este realizara chequeo de sistemas en terreno durante 5 min app. (Presión de cámaras de combustible, filtraciones, fugas.)
- Operador Los Vientos indica a Operador S/C CNR que unidad esta Ok, y lista para subir a 110 MW.
- Operador S/C CNR indicara a Operador Los Vientos que unidad alcanzo 110 MW, este realizara chequeo de sistemas en terreno durante 5 min app. (Presión de cámaras de combustible, filtraciones, fugas.)
- Operador Los Vientos indica a Operador S/C CNR que unidad esta Ok, y lista para subir a Carga Base.
- Operador S/C CNR indicara a Operador Los Vientos que unidad alcanzo Carga Base, este realizara chequeo final de sistemas. (Presión de cámaras de combustible, filtraciones, fugas.)

 Eléctrica Santiago <small>una empresa AES Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

Desde el arranque hasta que la unidad toma su carga de operación se deben visualizar continuamente las pantallas de la HMI verificando el correcto funcionamiento de los sistemas.

Condiciones finales:

El eje de la unidad está rotando a 3000 rpm y el generador esta sincronizado al sistema eléctrico con una carga determinada.

B. Procedimiento Operación Parada (Shutdown) Normal:

La operación de shutdown normal se ejecuta desde HMI de Central Nueva Renca en modo Telecomando, de no contar con la factibilidad de realizarlo bajo este modo el retiro de la unidad se debe ejecutar en forma local desde HMI de Sala de Control de Central los Vientos a partir de los siguientes estados de funcionamiento de la turbina:

- Sistema sincronizado a la red.
- Turbina a gas, a velocidad plena 3000 [rpm] y sin carga.

1. Para iniciar la detención de la unidad se debe seleccionar en la HMI lo siguiente:

Iniciar Descenso de Carga en escalones de 20 MW con un minuto de estabilización en cada escalón.

Comprobar bajando los 30 MW la salida de servicio del sistema de Inyección de agua a la turbina verificando la detención de la bomba 88WN.

En los últimos 10 MW bajar en escalones de 5 MW para originar la apertura de interruptor 52G por potencia inversa.

 Eléctrica Santiago <small>Compañía Eléctrica ASES Chile</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

Abierto interruptor 52G dejar Fuera de Servicio la Unidad (Parada Normal)

MASTER CONTROL

Modo STOP.

- Verificar en pantalla del HMI la apertura de las Bleed Valves al abrir el 52G.
- **Cuando la unidad se encuentre, a velocidad plena (3000 rpm) y sin carga.**
 - Verificar que inicie el descenso de velocidad de la unidad.
 - Verificar al 95% de la velocidad de la unidad; la partida de la bomba auxiliar de lubricación 88QA (si falla la 88QA debe partir la de emergencia 88QE), la bomba auxiliar hidráulica 88HQ y el compresor auxiliar de aire de atomización 88AB. Además de la detención de los ventiladores del exhaust 88TK-1.
 - Verificar al 40% de la velocidad de la unidad 1200 (rpm); la pérdida de llama donde se detienen la bomba forwarding de combustible 88FD-1, el ventilador del compartimiento de turbina 88BT-1 y la bomba auxiliar de aceite hidráulico 88HQ
 - Verificar a las 180 (rpm) de la unidad; la partida de la bomba de levante 88QB, de los descansos del generador.
 - Verificar al las 99 (rpm) de la unidad; la partida del motor de virado 88TG.
 - Después de 1 hora de que la unidad pierde la llama, verificar que parta el ventilador del compartimiento de turbina 88BT-1 y en este mismo momento se detenga el ventilador del compartimiento de carga 88VG-1.

Condiciones finales:

El eje está rotando a la velocidad de virado (entre 120 y 135 rpm dependiendo de la temperatura del aceite) para permitir que el ciclo de enfriamiento de la turbina sea realizado. En este ciclo de enfriamiento el virado se mantiene en servicio 14 horas por enclavamiento de la lógica. Posterior a este periodo se puede detener la unidad siempre y cuando la temperatura entre ruedas de la turbina no exceda los 85 °C.

Es posible realizar la secuencia de partida en cualquier momento, una vez que la unidad entro en virado.

C. Procedimiento Operación Parada (Shutdown) de Emergencia o TRIP:

Esta operación, manual o automática (por la acción de una protección) consiste en el **cierre rápido de la válvula de combustible** (VS1) para detener instantáneamente el flujo de diesel hacia la turbina.

Esta acción puede ocurrir con la turbina a carga preseleccionada, carga base, partida o en la condición de parada (shutdown) normal:

1. La detención de emergencia de la unidad se realiza de la siguiente manera.

Dejar de Emergencia Fuera de Servicio la Unidad

Presionando alguno de los botones de TRIP o parada de emergencia, 2 ubicados en el compartimiento de accesorios y uno en el panel del MKV ubicado en el PEECC.

- La secuencia es similar a la del shutdown normal, con la perdida instantánea de llama. Una alarma indica la causa de la falla.
- Se debe verificar en la HMI si el corte de flujo de combustible ha operado.

Condiciones finales:

 Eléctrica Santiago <small>Unidad Operativa AES Chile</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

El eje queda rotando a la velocidad de virado (entre 120 y 130 rpm dependiendo de la temperatura del aceite). La puesta en servicio se realizara con la autorización del Jefe de Operación y Mantenimiento una vez se haga la investigación correspondiente a las causas del trip y se haya solucionado completamente el problema con el fin de asegurar la disponibilidad del 100% de la Unidad.

D. Procedimiento Operación del Virado (Cooldown).

Esta operación consiste en el encendido del motor de virado 88TG que realiza la rotación a 120 rpm del eje de la unidad.

Las condiciones iniciales son:

1. Verificar en terreno que no este ejecutándose ningún trabajo en la unidad.
2. Verificar en libro de permisos de la sala de control que no exista ningún permiso de trabajo abierto.
3. Verificar la disponibilidad de los sistemas realizando la ronda de **CHECK LIST GENERAL**.
4. La disponibilidad de combustible no es requerida si la máquina no va a ser encendida.
5. Verificar que el sistema de control MK5 se encuentre operativo, observando el retorno de valores de proceso en la pantalla de la HMI.
6. La HMI no debe indicar ninguna alarma en el momento de la partida de la unidad. Si existen investigar y reconocer.
7. Comprobar en la pantalla de la HMI que los permisivos aprueben la partida de la turbina, seleccionando en el menú (de color verde oscuro a la derecha de la pantalla) la secuencia:

Aux / Start Check

8. En la pantalla del Start Check, todos los permisivos deben indicar color verde, observándose en la parte inferior de la pantalla el mensaje "READY TO START"

 Eléctrica Santiago <small>de la Empresa AES Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

(Solo si esta seleccionado MODE SELEC en OFF aparece un campo rojo en pantalla de HMI, indicando esta situación normal antes del arranque)

- Una vez realizado todos los puntos anteriores, es posible dar partida al virado de la unidad, seleccionando en la pantalla principal de la HMI los siguientes comandos cumpliendo la secuencia mostrada.

Reconocimiento general de alarmas

MASTER RESET

Arranque a los sistemas auxiliares

COOL DOWN CONTROL Modo ON

- Verificar la partida automática de la bomba auxiliar de lubricación 88QA, bomba de levante 88QB, bomba agua enfriamiento 88WC-1 y eliminador de vahos 88QV.

Puesta en Virado de la Turbina (temperatura cabezal aceite superior a 30 C°).

MODE SELECT Modo COOLDOWN

Luego seguir con:

MASTER CONTROL Modo START

Al comenzar el proceso de arranque del virado, se deben chequear los siguientes puntos.

- Verificar en el HMI que posterior a 30(s) de la orden de arranque del virado, parta el motor de partida 88CR de la unidad.

 Eléctrica Santiago <small>una empresa ASES Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

- Posterior al impulso inicial que da el motor de partida 88CR y al periodo que el eje de la unidad se mantiene en velocidad de CRANK, se debe verificar la partida del motor de virado 88TG, cuando el eje durante el descenso de velocidad alcance los 99 rpm.

Condiciones finales:

El eje está rotando a la velocidad de virado (entre 120 y 130 rpm dependiendo de la temperatura del aceite). Es posible realizar la secuencia de partida posterior a dejar la unidad en virado por lo menos durante 10 minutos, transcurrida desde que la unidad efectivamente inicio el virado con puesta en servicio desde velocidad Cero.

INTERRUPCIÓN DE LA SECUENCIA DE VIRADO

El periodo de virado es necesario para enfriar la línea de eje después de una parada. Esta operación se lleva a cabo a baja velocidad por el motor 88 TG, mientras que la bomba de aceite auxiliar está funcionando.

La pérdida de alimentación de corriente alterna (CA) a nivel de los auxiliares hace que el motor de virado 88 TG y la bomba de aceite de lubricación auxiliar 88 QA se detengan. La bomba de aceite de lubricación de emergencia 88 QE funcionará para permitir la línea de eje en una completa detención. Posteriormente, la bomba de aceite de lubricación de emergencia 88 QE se apaga y reinicia a intervalos cíclicos por periodos de funcionamiento cortos con el fin de enfriar los cojinetes. La integridad de la línea de eje se preserva así.

Por el contrario, la ausencia de rotación implica un riesgo de deformación reversible del eje el que no tiene consecuencias para la turbina de gas, sino que tendrá un impacto al reiniciar y por lo tanto indisponibilidad en la entrega de generación de energía para la red.

En esta situación, compruebe que la bomba de aceite de lubricación de emergencia 88QE realiza sus secuencias cíclicas, tome medidas correctivas cuando sea necesario para restaurar la fuente de alimentación de CA y a continuación, reinicie la secuencia de giro por 24 a 48 horas como una función de la duración de la interrupción y la temperatura entre ruedas wheelspace. Monitoree la

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

 Eléctrica Santiago <small>Compañía de Energía Eléctrica</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

velocidad de giro, si cae considerablemente, compruebe si hay ausencia de ruido de fricción en el compresor axial.

Si la turbina debe ser utilizada para la generación de energía, deje la turbina en la secuencia de virado durante diez minutos y luego lleve a cabo la secuencia de arranque normal. El nivel de vibración puede aumentar rápidamente después de la ignición durante la velocidad de aceleración: en este caso de un comando de detención tan pronto como se haya alcanzado los 20 mm / s de umbral, mantener la secuencia de giro durante unos minutos y luego reinicie la turbina de gas.

Proceda de la misma manera si el nivel de vibración llega a 20 mm / s con el segundo intento.

E. Procedimiento Operación del Crank (Purga).

Esta operación consiste en el encendido del motor de partida 88CR que realiza la rotación estable a 750 rpm del eje de la unidad. Esta función se ocupa habitualmente para apresurar el enfriamiento de la unidad o reducir las vibraciones en el arranque y debe ser ejecutada solo bajo la autorización del Jefe de Operación y Mantenimiento.

Las condiciones iniciales son:

1. Verificar en terreno que no este ejecutándose ningún trabajo en la unidad.
2. Verificar en libro de permisos de la sala de control que no exista ningún permiso de trabajo abierto.
3. Verificar la disponibilidad de los sistemas realizando la ronda de **CHECK LIST GENERAL**.
4. La disponibilidad de combustible no es requerida si la máquina no va a ser encendida.
5. Verificar que el sistema de control MK5 se encuentre operativo, observando el retorno de valores de proceso en la pantalla de la HMI.
6. La HMI no debe indicar ninguna alarma en el momento de la partida de la unidad. Si existen investigar y reconocer.
7. Comprobar en la pantalla de la HMI que los permisivos aprueben la partida de la turbina, seleccionando en el menú (de color verde oscuro a la derecha de la pantalla) la secuencia:

 Eléctrica Santiago <small>una empresa de AES Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

Aux / Start Check.

8. En la pantalla del Start Check, todos los permisos deben indicar color verde, observándose en la parte inferior de la pantalla el mensaje **READY TO START**.
(Solo si esta seleccionado MODE SELEC en OFF aparece un campo rojo en pantalla de HMI, indicando esta situación normal antes del arranque)
9. Una vez realizado todos los puntos anteriores, es posible dar partida al virado de la unidad, seleccionando en la pantalla principal de la HMI los siguientes comandos cumpliendo la secuencia mostrada.

Reconocimiento general de alarmas

MASTER RESET

Arranque a los sistemas auxiliares

COOL DOWN CONTROL Modo ON

- Verificar la partida automática de la bomba auxiliar de lubricación 88QA, bomba de levante 88QB, bomba agua enfriamiento 88WC-1 y eliminador de vahos 88QV.

Puesta en Crank de la Turbina

MODE SELECT Modo CRANK

Luego seguir con:

MASTER CONTROL Modo START

Al comenzar el proceso de arranque del Crank, se deben chequear los siguientes puntos.

- Verificar en el HMI que posterior a 30(s) de la orden de arranque del Crank, parta el motor de partida 88CR de la unidad.

	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

- Verificar la partida automática de la bomba Forwarding 88FD-1 en la pantalla de motores del HMI.

Condiciones finales:

El eje está rotando a la velocidad de crank, a 750 rpm. Es posible realizar la secuencia de partida o detención en cualquier momento.

7. MEDIDAS DE PREVENCIÓN DE RIESGOS

7.1 Desarrollo del AST

ANÁLISIS SEGURO DE TRABAJO - AST		
Empresa	Eléctrica Santiago SpA.	
Supervisor	Fernando Alfredo Neira Cano	
Proyecto	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.	
Etapa del Trabajo	Riesgos Asociados	Medidas de Control Preventivo
1.-Ronda Check List previa en Terreno.	1.- Colocar en servicio un equipo o la unidad con desconocimiento de la presencia del Operador de terreno al interior de los compartimientos. 2.- Golpe o caída por zona con desniveles de terreno y atravesio de tuberías.	1.- Utilizar EPP y linterna, avisar a operador S/C CNR el ingreso a los distintos Compartimientos. 2.- Transitar con precaución utilizando senderos habilitados.

2.- Chequeo de operación de equipos en servicio.	1.- Proyección de partículas a los ojos. 2.- Exposición a altos ruidos. 3.- Quemadura por contacto con superficie con alta temperatura.	1.- Uso obligatorio de gafas de seguridad (antiparras). 2.- Uso obligatorio de fonos adosados a casco en zonas donde sea indicado por señalética. 3.- Uso de guantes de cuero, ropa de trabajo y no entrar en contacto físico con los equipos. 4.- Mantener en todo momento comunicación con operador S/C CNR.
3.- Operación de unidad desde sala de control CNR con apoyo local del operador TG.	1.- Descoordinación con personal de CNR y mala operación de sistemas y equipos. 2.- Falla operacional.	1.- Mantener en todo momento comunicación con operador S/C CNR. 2.- Coordinar maniobras con CNR.

7.2 EPP:

- Casco
- Antiparras
- Calzado de seguridad
- Guantes de cuero
- Ropa de trabajo.
- Calzado de seguridad dieléctricos
- Protectores auditivos (fonos adosados al casco)
- Linterna (Cargada y encendida si corresponde).
- Radio de comunicación portátil. (Cargada y encendida)

8. CONTROL AMBIENTAL

CHECK	ASPECTO AMBIENTAL	IMPACTO AMBIENTAL	MEDIDA DE CONTROL
N/A	Generación de RISES (Residuos Industriales Sólidos) Ej.: Chatarra, escombros, ceniza, otros.	Contaminación del suelo. Contaminación visual.	Disposición en puntos de acopio identificados, o lo establecido según contrato(aplicable a empresa contratista)
N/A	Generación de RESPEL(Residuos Industriales Peligrosos) Ej.: Hidrocarburos o	Contaminación del Suelo. Contaminación del Agua.	Disposición en Bodega de Residuos Peligrosos, o lo establecido según contrato(aplicable a empresa

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

	elementos contaminados con estos, Asbesto, Lana mineral, tubo fluorescentes, pinturas, otros.	Contaminación del Aire. Contaminación a las Personas.	contratista)
N/A	Generación de RILES(Residuos Industriales Líquidos) Ej.: Agua con aceite, lubricantes, otros.	Contaminación del Agua. Contaminación del Suelo. Contaminación a las Personas.	Disposición en bodega de Residuos peligrosos, mantener elementos absorbentes en la eventualidad de derrames del producto o lo establecido según contrato(aplicable a empresa contratista)
N/A	Generación de Residuos Domésticos Ej.: Restos de comida, vidrio, papel, cartón, otros	Contaminación del Agua. Contaminación del Suelo.	Disposición en puntos de acopio identificados, o lo establecido según contrato(aplicable a empresa contratista)
X	Emisión de Ruido Ej.: Funcionamiento de maquinaria u equipos, otros.	Contaminación a las Personas. Contaminación Acústica.	Uso de protector auditivo.
X	Emisión de Calor Ej.: Soldadura, otro.	Contaminación del Aire.	Disponer soldadura utilizada en lugar de acopio de chatarra, o lo establecido según contrato(aplicable a empresa contratista)
X	Emisión de Material Particulado Ej.: Producto de trabajos, producto de transito de vehículos o maquinaria.	Contaminación del Aire. Contaminación del Agua. Contaminación del Suelo.	Evaluar alternativas para minimizar emisiones, (Ej.:Humectar zona de trabajo)
N/A	Emisión de Ondas Radioactivas Ej.: Producto de Trabajos de Medición, otros	Contaminación a las Personas.	Dar aviso, y abandonar zona de trabajo hasta ser informado del término de la medición.
X	Consumo de Energía Eléctrica Ej.: Consumo de equipos, oficinas, otros.	Agotamiento de Recursos.	Ejecutar acciones en pro de la optimización del recurso.

 Eléctrica Santiago <small>Compañía de Energía Eléctrica</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

X	Consumo de Combustible Ej.: Requerido por maquinaria	Agotamiento de Recursos.	Verificar adecuado funcionamiento de maquinaria o equipo
X	Consumo de Agua Ej.: Trabajos de limpieza, producto de consumo en faena, otros.	Agotamiento del Recurso.	Ejecutar acciones en pro de la optimización del recurso.
N/A	Consumo de reactivos Químicos	Agotamiento del Recurso.	Verificar correcto estado de contenedores, optimizar uso, disponer contenedor como RESPEL.
X	Potencialidad de Derrames Ej.: Trabajo de mantención de motores, transporte de lubricantes, producto de fuga en equipos, otros.	Contaminación del Suelo. Contaminación del Agua. Contaminación a las Personas.	Evaluar potencialidad de derrame antes de la ejecución de trabajos, Mantener en zona de trabajo elemento para contener derrames generados.

9. CONTROL DE REGISTROS.

Nombre del registro	Código	Retención			Disposición
		Medio	Tiempo	Responsable custodia	
Procedimiento de Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.	LOV-OP-P-24	Papel	1 año.	Encargado de control documental.	Centro Documental.

10. DOCUMENTOS DE REFERENCIA.

Nombre del documento	Código	Tipo de documento (Interno/externo)	Disponible en:
Manual Operación y Mantención de GE.	OMMO_4_9E_E0542_EN_V1_A	Interno	Digital (Alchemy) Impreso (Archivo Técnico)

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

 Eléctrica Santiago <small>Empresario Asociado</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

11. ANEXOS

Anexo 1: Hoja de registro de Toma de Conocimiento del PTS

Anexo 2: Diagrama de flujo en caso de emergencia HAZMAT

Anexo 3: Diagrama de flujo ante accidentes personales.

Anexo 4: Diagrama puntos de encuentro ante Emergencias.

12. CONTROL DE MODIFICACIONES

Las modificaciones que se hagan al Procedimiento deberán quedar registradas en la siguiente tabla:

Revisión	Fecha	Descripción de Modificaciones
0	30-10-12	Se incorpora condicional de utilización de Procedimiento solo en caso de puesta en servicio Local por pérdida de comunicación de Telecomando ó a solicitud del Jefe de Turno de Central Nueva Renca.
01	Enero 2013	Se incorpora alcance en proceso de aumento o disminución de carga en forma escalonada con tiempo de estabilización.
02	Marzo 2014	Se incorporan planilla de Control Ambiental, Diagrama de flujo en caso de accidente, Diagrama de flujo en caso de emergencia HAZMAT
03	Marzo 2015	Se señala documento de referencia y sus medios de disponibilidad. Implementación de mejoras y diagrama puntos de encuentro ante Emergencias.
04	Marzo 2016	Se agrega secuencia ante interrupción de virado.
05	Mayo 2017	Se agrega Pauta de puesta en servicio con detalles de cargas y verificaciones en el proceso de arranque.
06	Agosto 2017	Se agregan pasos de verificación en terreno de la unidad en el punto n° 17 se agrega dejar comando HMI en modo OFF y en stop al momento operador TG haga revisiones en terreno.

Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

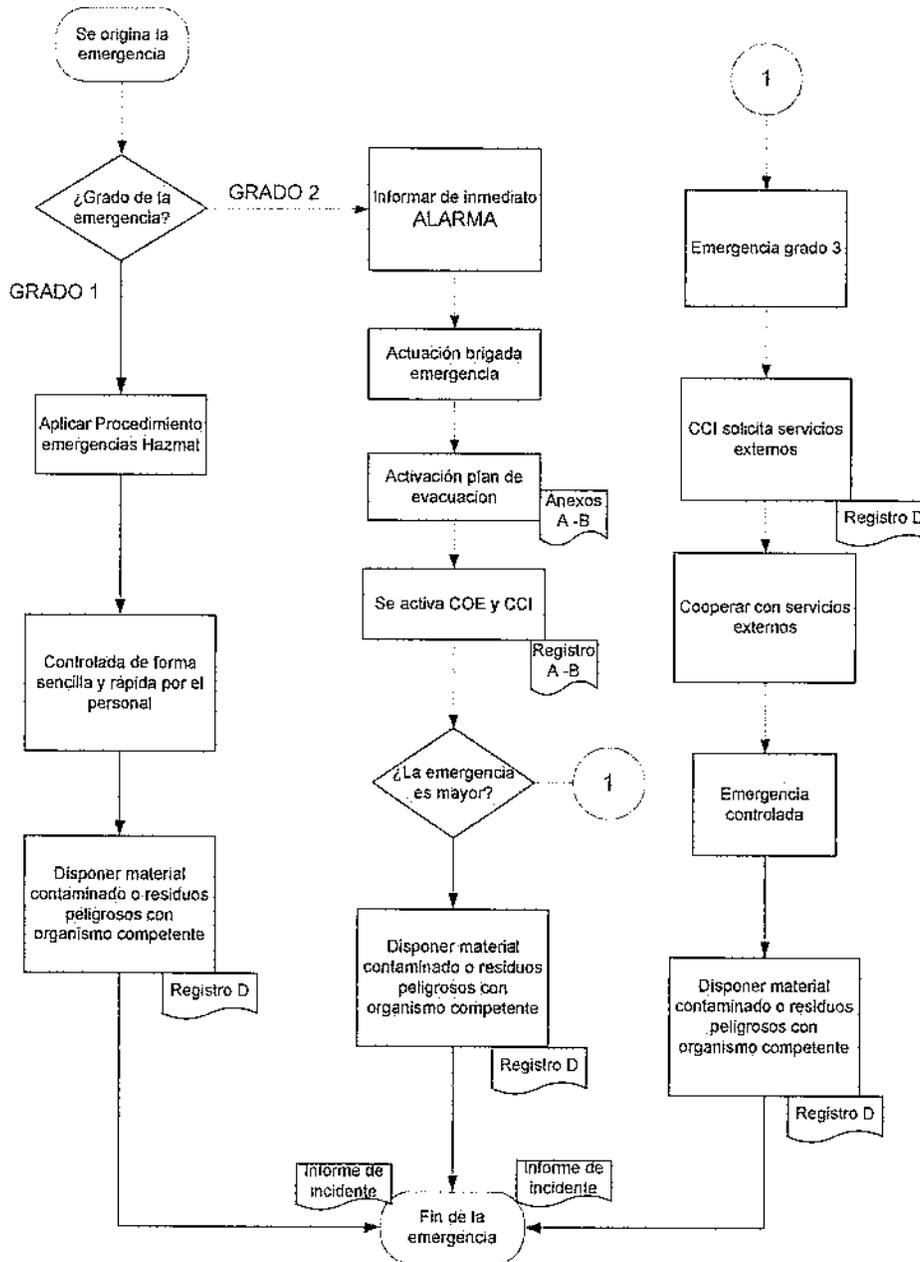
 Eléctrica Santiago <small>una empresa AES Gener</small>	Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) Cranking y Cooldown.
	LOV-OP-P-24
	Versión: 6

ANEXO 1: HOJA DE REGISTRO DE TOMA DE CONOCIMIENTO DEL PTS

		
Toma de Conocimiento del Procedimiento Seguro de Trabajo (PTS)		
Nombre PTS: <u>Partida, Shutdown (Emergencia y Normal) LOV-OP-P-24</u>		
Área: <u>Operaciones</u>	Proyecto: <u>C. La Viñeta</u>	
Relator: <u>Juan C Bugno</u>	Cargo: <u>Infm. de Mantto</u>	
RUT: <u>11.280.869-4</u>	Firma: <u>[Signature]</u>	Fecha: <u>20-09-17</u>
Nombre	RUT	Firma
1. <u>Fernando Vera C</u>	<u>15.158.446-2</u>	<u>[Signature]</u>
2. <u>RICHARD TAPIA M</u>	<u>13.880.455-0</u>	<u>[Signature]</u>
3. <u>Miguel PATRICK ALV V</u>	<u>16.209.109-5</u>	<u>[Signature]</u>
4. <u>Fabian OLIVERA O.</u>	<u>17.160.146-1</u>	<u>[Signature]</u>
5. -		
6. -		
7. -		
8. -		
9. -		
10. -		
11. -		
12. -		
13. -		
Temas tratados:		
<u>- Procedimiento adjunto</u>		
Acuerdos tomados:		
<small>Con sus firmas, el informante declara haber dado cumplimiento a lo dispuesto en el Art. 21 del D.S. N° 40 respecto de la obligación de informar en forma oportuna y conveniente acerca de los riesgos que entrañan sus labores, de las de las medidas preventivas y de los métodos de trabajo correctos al trabajador individualizado; y éste último haber recibido dicha información.</small>		

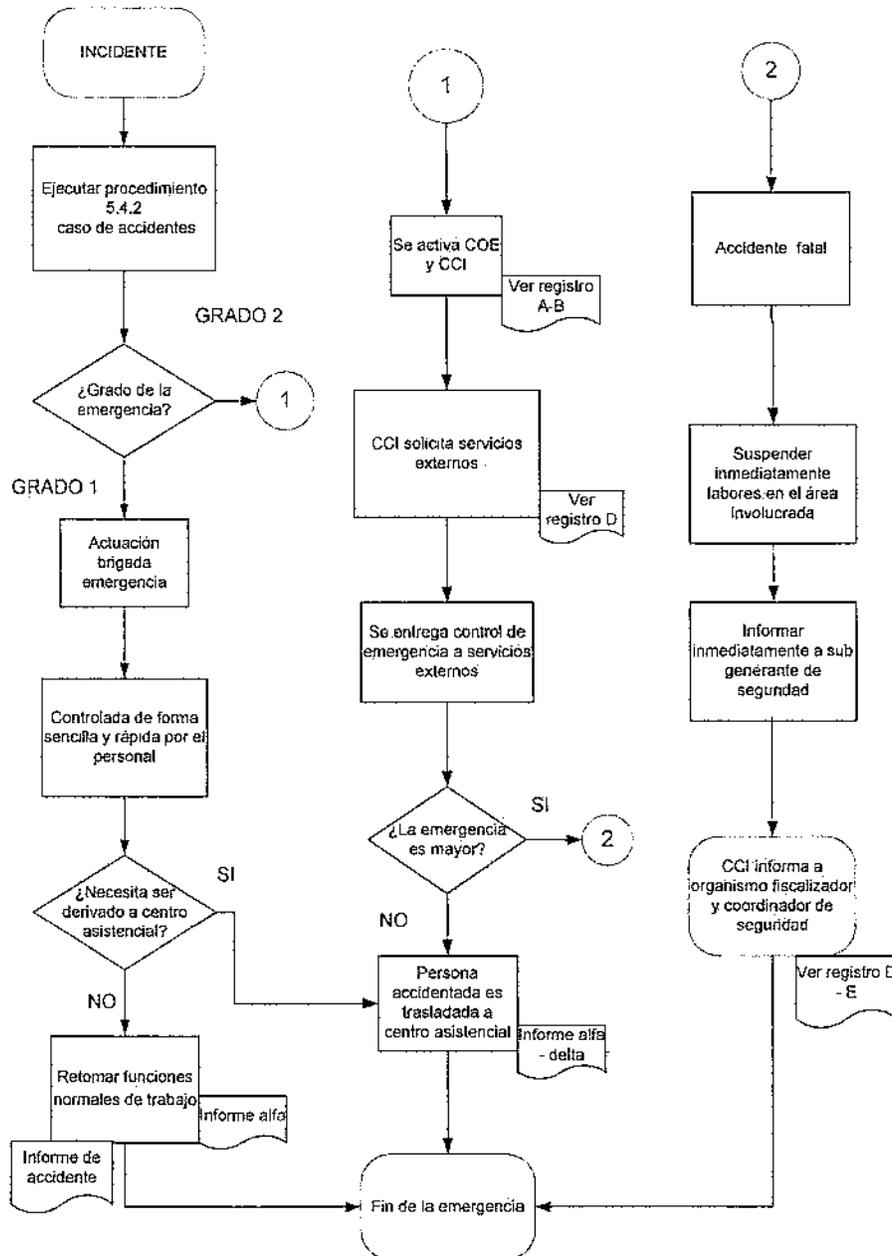
Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

ANEXO 2: DIAGRAMA DE FLUJO EN CASO DE EMERGENCIA HAZMAT
 DIAGRAMA DE FLUJO EMERGENCIAS HAZMAT



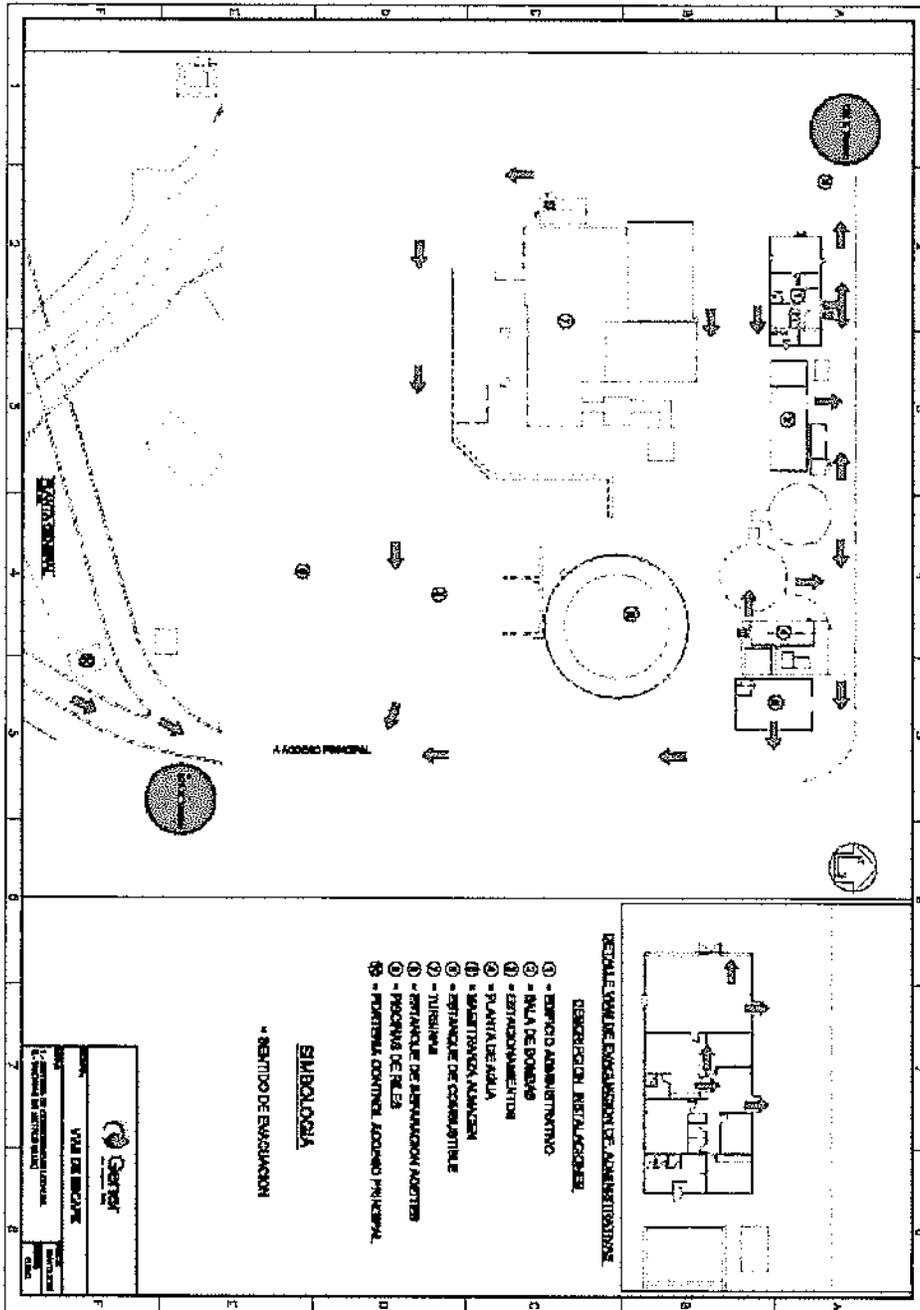
ANEXO 3: DIAGRAMA DE FLUJO ANTE ACCIDENTES PERSONALES.

DIAGRAMA DE FLUJO EN CASO DE ACCIDENTES PERSONALES



Este documento al ser impreso o al estar fuera de Intranet se considera una "COPIA NO CONTROLADA", a menos que tenga el timbre de control.

ANEXO 4: DIAGRAMA DE PUNTOS DE ENCUENTRO ANTE EMERGENCIAS.



APÉNDICE G – REGISTRO DE DESVIACIÓN DEL PROCEDIMIENTO

FORMA DE DESVIACIÓN DE PRUEBA

Día: _____

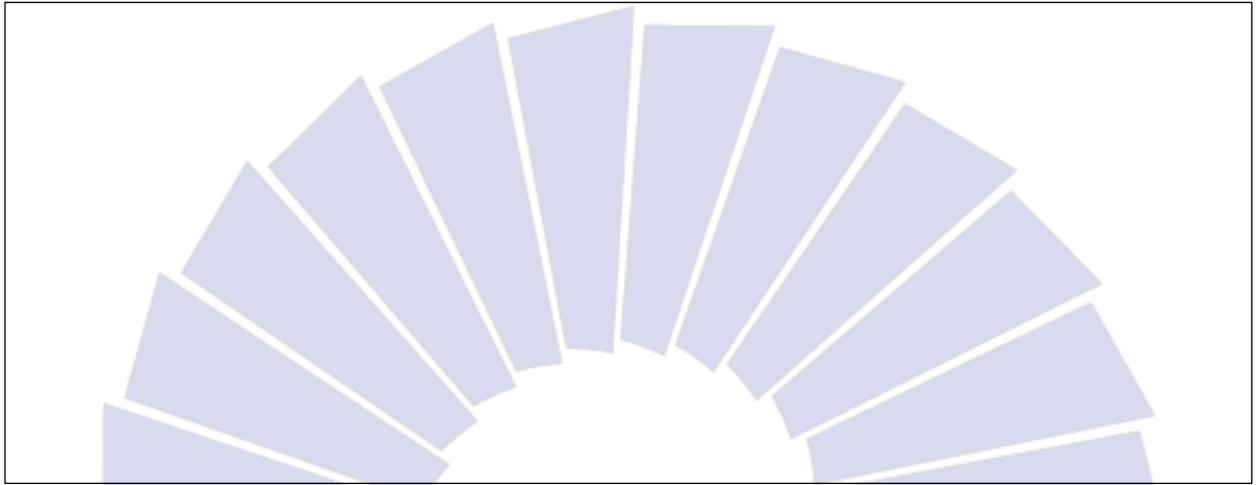
Tiempo: _____

Carga: _____

Combustible: _____

Unidad/TP: _____

DESCRIPCIÓN DE LA DESVIACIÓN:



DISCUSIÓN Y RESOLUCIÓN:



AES GENER

TGPS