



**ThermoGen Power Services Inc.**  
*powerful experience*

## **Coordinador Eléctrico Nacional** **Coronel, Chile**

### **Central Coronel** **Turbina de Gas – Combustibles Diésel y Gas Natural**

Reporte de:

**Determinación de Consumo Específico según el Anexo Técnico “Consumos Específicos en Unidades Generadoras” utilizando Combustible Diésel y Gas Natural.**

### **Reporte Preliminar**

Revisión 00  
2 de Octubre, 2018

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 resultados preliminares de la prueba de Consumo Especifico realizada para la turbina de gas de Central Coronel, operando con combustibles de diésel y gas natural.

Thermogen Power Services fue la organización a cargo de ejecutar las pruebas, SAGESA operó la planta y actúo como testigo de las pruebas.

La siguiente tabla ilustra la fecha y hora de las cargas correspondientes:

Tabla 1. Fecha y hora de cargas con combustible gas natural

Punto#	Carga	Duración	Combustible	Fecha y Hora Realizada
1	5 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 10:00–10:30
2	5 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 10:30–11:00
3	18 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 12:00–12:30
4	18 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 12:30–13:00
5	24 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 14:00–14:30
6	24 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 14:30–15:00
7	29 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 15:57–16:27
8	29 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 16:27–16:57
9	35 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 17:53–18:23
10	35 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 18:23–18:53
11	40 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 22:51–23:21
12	40 MW	30 min.	Gas Natural	Agosto 22 23:21–23:51
13	46 MW	30 min.	Gas Natural	Pendiente
14	46 MW	30 min.	Gas Natural	Pendiente

Tabla 2. Fecha y hora de cargas con combustible diésel

Punto#	Carga	Duración	Combustible	Fecha y Hora Realizada
1	5 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 16:00–16:30
2	5 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 16:30–17:00
3	18 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 14:30–15:00
4	18 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 15:00–15:30
5	23 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 12:59–13:29
6	23 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 13:29–13:59
7	28 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 11:45–12:15
8	28 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 12:15–12:45
9	33 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 10:29–10:59
10	33 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 10:59–11:29
11	38 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 9:06–9:36
12	38 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 9:36–10:06
13	42 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 7:59–8:29
14	42 MW	30 min.	Diésel	Agosto 23 8:29–8:59

La metodología utilizada esta descrita en el documento “Determinación de Consumos Especificos de Unidades Generadoras según la Resolución Exenta 427 de la Comisión Nacional de Energía, Rev. 01”, publicado en agosto de 2017.

No es posible, a la fecha de publicación de este documento, finalizar los resultados porque está pendiente la realización de los puntos de prueba 13 y 14 de la tabla 1.

La turbina de gas de Central Coronel consiste en una turbina GE LM 6000 Dual. El sistema tiene la capacidad de funcionar con combustible de gas natural y diésel.

Este reporte ilustra los valores corregidos de Potencia Bruta, Potencia Neta y de Consumo Especifico.

La tabla 3, abajo ilustra los resultados corregidos de las pruebas con combustible gas natural:

Tabla 3. Resultados Corregidos Combustible Gas Natural

Carga Bruta	Carga Neta Corregida	CEN Medido (PCS)	CEN Corregido (PCS)	Flujo Combustible (PCS = 9300 kcal/Nm3)
MW	kW	kcal/kWh	kcal/kWh	Nm3/kWh
5	4802.3	6692.7	6744.3	0.725194
5	4871.5	6670.4	6709.6	0.721467
18	17537.5	3329.0	3350.6	0.360279
18	17525.1	3329.6	3351.4	0.360363
24	22960.6	2992.3	3019.3	0.324661
24	22852.9	2997.2	3025.7	0.325340
29	27439.6	2839.2	2868.6	0.308450
29	27749.0	2826.2	2851.3	0.306590
35	33480.9	2709.7	2734.2	0.294000
35	33490.1	2720.8	2744.7	0.295126
40	37767.5	2657.1	2680.2	0.288196
40	37728.5	2656.7	2680.0	0.288177

\*Para la determinación del consumo específico, se utiliza el poder calorífico superior del combustible.

Tabla 4. Resultados Corregidos Combustible Diésel

Carga Bruta	Carga Neta Corregida	CEN Medido (PCS)	CEN Corregido (PCS)	Flujo Combustible (PCS = 11000 kcal/kg)
MW	kW	kcal/kWh	kcal/kWh	kg/kWh
5	4756.3	6501.7	6594.8	0.599532
5	4823.5	6504.0	6570.0	0.597269
18	16999.2	3056.8	3107.5	0.282500
18	17075.9	3056.1	3104.2	0.282199
23	21542.3	2757.4	2807.4	0.255222

23	21593.8	2755.4	2804.0	0.254906
28	26259.9	2608.1	2654.7	0.241338
28	26007.2	2608.4	2660.0	0.241821
33	31018.9	2497.3	2540.3	0.230937
33	30839.4	2497.7	2543.6	0.231234
38	35490.0	2416.4	2460.9	0.223718
38	35577.0	2416.3	2459.6	0.223597
42	39074.5	2429.8	2474.6	0.224959
42	39013.8	2429.5	2476.6	0.225145

\*Para la determinación del consumo específico, se utiliza el poder calorífico superior del combustible.

Los cálculos detallados para cada caso están incluidos en el apéndice A de este documento.

Se utilizó una combinación de datos recopilados por la instrumentación temporal y permanente para los cálculos aquí presentados.

La prueba y los cálculos se realizaron como se establece en el procedimiento de pruebas: "TP515\_CEN\_Central Coronel\_Procedimiento de Pruebas\_Rev02, 14 Agosto, 2018"

Los códigos de referencia para las pruebas son los siguientes:

- AMSE PTC 22 Gas Turbines.
- ASME PTC 19.1, Test Uncertainty.

También, se consideran las siguientes publicaciones:

- Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006.
- Resolución Exenta Número 37 de 2016, de la Comisión Nacional de Energía.
- Resolución Exenta Número 427 de 2017, de la Comisión Nacional de Energía

## CONTROL DE REVISIONES

Revisión	Fecha	Descripción	Emitido por	Revisado por
00	2/10/18	Primera emisión preliminar	J Acuña	JP Delia

## TABLA DE CONTENIDOS

RESUMEN EJECUTIVO	i
CONTROL DE REVISIONES	iv
TABLA DE CONTENIDOS	1
I. ACTIVIDADES DE LA PRUEBA	2
1.1 Ejecución de la Prueba	2
1.2 Instrumentación	2
1.3 Cálculos	2
II. DISCUSIÓN DE RESULTADOS	3
APÉNDICE A – CÁLCULOS	4
APÉNDICE B – PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS	5

## **I. ACTIVIDADES DE LA PRUEBA**

TGPS llegó a sitio el día 21 de Agosto, 2018. La instalación de los instrumentos temporales se terminó ese mismo día.

### **1.1 Ejecución de la Prueba**

La ejecución de la prueba se realizó tal y como se establece en el procedimiento de pruebas del Apéndice B, a excepción de lo siguiente:

No fue posible realizar la prueba a nivel de carga de 46 MW con gas natural, debido a que el compresor que eleva el gas natural a una presión adecuada para ser ingresado a la unidad y generar los 46 MW tuvo una falla. En el aspecto operacional lo que se conoce es que el compresor no comprimió el gas suficientemente como para elevar la demanda de combustible por la turbina de gas.

### **1.2 Instrumentación**

La instrumentación utilizada en la prueba es la misma que se describe en el procedimiento de prueba.

### **1.3 Cálculos**

Los resultados de consumo específico corregido de la prueba fueron calculados como se establece en el procedimiento de pruebas del Apéndice B, con las siguientes excepciones:

- Los resultados obtenidos un fueron corregidos para los parámetros de caída de presión a la entrada de la TG y contra presión de escape de la TG, ya que dichas variables no se encontraron en los datos del DCS enviados por SAGESA. En las conferencias telefónicas previas a las pruebas se había comentado por parte de la Central que dichas variables se encontraban en el DCS. Se intentó utilizar el diferencial de presión de la presión barométrica medida y de las presiones estáticas de presión a la entrada y salida de la TG pero las presiones del DCS son incorrectas. Las correcciones por caída de presión a la entrada y por el contrario presión de escape, son correcciones que no tienen un gran impacto en los resultados finales, por lo tanto TGPS considera que los resultados corregidos son válidos.
- Al analizar los datos se percató que algunos puntos de prueba terminaban unos minutos antes de lo reportado en el acta de pruebas; se procedió a recorrer el tiempo de inicio de prueba para estos puntos para cumplir con los 30 minutos por punto de prueba como está establecido en el procedimiento.

## **II. DISCUSIÓN DE RESULTADOS**

Los resultados de esta prueba fueron calculados utilizando los datos recolectados de la instrumentación temporal, del DCS, del flujometro de diésel y del flujometro de gas natural de la unidad.

Las Tablas 1 y 2 de arriba ilustran los resultados corregidos con combustible gas natural y diésel respectivamente.

En resumen, se llevó a cabo un programa de pruebas a diferentes cargas para la determinación de consumo específico dentro del alcance especificado en el documento de "Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras según la Resolución Exenta 427 de la Comisión Nacional de Energía" Rev. 01 y como se describe en el procedimiento de pruebas del apéndice B.

Cada punto de medición corresponde a un periodo de 30 minutos. Los datos fueron recolectados de los medidores temporales de potencia bruta, potencia neta y de los parámetros ambientales. También, se recolectaron datos del sistema DCS de la instrumentación permanente de la planta, así como de los medidores de combustible diésel y gas natural.

Los resultados publicados en este reporte deberán considerarse como preliminares hasta que se emita el reporte final, cuando se reciban los resultados del análisis de poder calorífico superior del combustible de gas natural y se realicen los puntos de prueba pendientes a carga de 46 MW con gas natural.



## APÉNDICE A - CÁLCULOS



**ThermoGen Power Services Inc.**  
powerful experience

Carga	5 MW	5 MW	18 MW	18 MW	24 MW	24 MW	29 MW	29 MW	35 MW	35 MW	40 MW	40 MW
Punto de Prueba	TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	TP6	TP7	TP8	TP9	TP10	TP11	TP12
Fecha	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18	22-08-18
Inicio Prueba	10:00	10:30	12:00	12:30	14:00	14:30	15:57	16:27	17:53	18:23	22:51	23:21
Final Prueba	10:30	11:00	12:30	13:00	14:30	15:00	16:27	16:57	18:23	18:53	23:21	23:51

## PRUEBA RENDIMIENTO COMBUSTIBLE GAS NATURAL TG CENTRAL CORONEL

### RESULTADOS CORREGIDOS

Potencia Neta Corregida a la Salida de la TG	PN	kW	4802.3	4871.5	17537.5	17525.1	22960.6	22852.9	27439.6	27749.0	33480.9	33490.1	37767.5	37728.5
Heat Rate Neto Corregido a Condiciones de Referencia	CNHR	kcal/kWh	6744.3	6709.6	3350.6	3351.4	3019.3	3025.7	2868.6	2851.3	2734.2	2744.7	2680.2	2680.0
Heat Rate Neto Corregido a Condiciones de Referencia	CNHR	kJ/kWh	28237.1	28091.9	14028.3	14031.5	12641.4	12667.8	12010.2	11937.8	11447.6	11491.4	11221.6	11220.8
Potencia Bruta Corregida a Condiciones de Referencia	CPG <sub>GT</sub>	kW	4840.9	4910.9	17674.2	17664.2	23151.6	23042.9	27686.7	28008.4	33867.4	33813.3	38166.5	38148.0
Heat Rate Bruto Corregido a Condiciones de Referencia	CGHR	kcal/kWh	6699.1	6664.8	3327.6	3328.0	2997.0	3003.3	2845.5	2827.3	2705.6	2721.1	2655.0	2653.5
Heat Rate Bruto Corregido a Condiciones de Referencia	CGHR	kJ/kWh	28047.8	27904.1	13932.1	13933.6	12548.0	12574.3	11913.6	11837.5	11328.0	11392.8	11116.1	11109.8
Consumo Combustible Corregido a Condiciones de Referencia &	CEN <sub>9300</sub>	Nm <sup>3</sup> /kWh	0.725194	0.721467	0.360279	0.360363	0.324661	0.325340	0.308450	0.306590	0.294000	0.295126	0.288196	0.288177

### RESULTADOS CÁLCULADOS

Potencia Neta Medida TG	PN <sub>GT</sub>	kW	4989.4	5003.2	18065.0	18056.8	24097.0	24080.0	29097.4	29065.0	35086.6	35050.2	39481.8	39462.8
Potencia Bruta Medida TG	PG <sub>GT</sub>	kW	5021.8	5036.0	18186.0	18180.0	24268.0	24250.0	29320.0	29300.0	35440.0	35340.0	39840.0	39840.0
Heat Rate Neto	NHR	kcal/kWh	6692.7	6670.4	3329.0	3329.6	2992.3	2997.2	2839.2	2826.2	2709.7	2720.8	2657.1	2656.7
Heat Rate Neto	NHR	kJ/kWh	28021.2	27927.6	13937.8	13940.4	12528.3	12548.6	11887.0	11832.9	11345.1	11391.4	11124.6	11123.1
Heat Rate Bruto	GHR	kcal/kWh	6649.6	6627.0	3306.8	3307.0	2971.2	2976.2	2817.6	2803.6	2682.7	2698.5	2633.2	2631.5
Heat Rate Bruto	GHR	kJ/kWh	27840.4	27745.7	13845.1	13845.9	12440.0	12460.6	11796.8	11738.0	11231.9	11297.9	11024.6	11017.8
Calor Total del Consumido (PCS)	CT	kJ/h	139808815	139727482	251786605	251718902	301894484	302170101	345881555	343923358	398059628	399269466	439218699	438947503
Poder Calorífico Superior del Combustible NG (Cromatógrafo)	PCS	kJ/Nm <sup>3</sup>	38775.1	38775.1	38782.5	38782.5	38775.2	38775.2	38663.0	38663.0	38664.3	38664.3	38658.4	38658.4
Poder Calorífico Superior del Combustible NG (Cromatógrafo)	PCS	kcal/Nm <sup>3</sup>	9261.3	9261.3	9263.1	9263.1	9261.3	9261.3	9234.5	9234.5	9234.8	9234.8	9233.4	9233.4

### REFERENCIAS

Temperatura Ambiente	Tambref	C	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55
Humedad Relativa	RHref	%	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Caída de Presión a la Entrada de la TG	IPLref	In H2O	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60
Contra Presión de Escape de la TG	EPLref	In H2O	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Factor de Potencia	Fpref	Ratio	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Frecuencia del Generador de la TG	Freq Gen	Hz	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Poder Calorífico Superior Referencia NG	PCS <sub>Ref</sub>	kJ/Nm <sup>3</sup>	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24	38937.24

### VALORES MEDIDOS

#### Ambiente

Temperatura Ambiente	Tamb	C	11.266	12.508	12.129	12.102	10.205	9.800	9.139	10.403	10.364	10.492	10.609	10.562
Presión Barométrica	Pamb	bara	1.013	1.012	1.012	1.011	1.010	1.010	1.011	1.010	1.011	1.011	1.013	1.013
Humedad Relativa	RH	%	51.101	50.782	51.216	51.349	50.530	50.724	53.047	51.357	52.364	51.957	53.345	53.008

#### Composicion del Combustible

Methane (CH4)	Mole Frac	0.96330	0.96330	0.96323	0.96323	0.96354	0.96354	0.96761	0.96761	0.96780	0.96780	0.96796	0.96796
Nitrogen (N2)	Mole Frac	0.00039	0.00039	0.00032	0.00032	0.00032	0.00032	0.00045	0.00045	0.00031	0.00031	0.00034	0.00034
Carbon Dioxide (CO2)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Ethane (C2H6)	Mole Frac	0.03308	0.03308	0.03320	0.03320	0.03283	0.03283	0.02832	0.02832	0.02830	0.02830	0.02811	0.02811
Propane (C3H8)	Mole Frac	0.00275	0.00275	0.00277	0.00277	0.00281	0.00281	0.00304	0.00304	0.00303	0.00303	0.00304	0.00304
Water (H2O)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Hydrogen Sulfide (H2S)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Hydrogen (H2)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Carbon Monoxide (CO)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Oxygen (O2)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Isobutane (C4H10)	Mole Frac	0.00026	0.00026	0.00027	0.00027	0.00027	0.00027	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030	0.00030
N-Butane (C4H10)	Mole Frac	0.00018	0.00018	0.00018	0.00018	0.00018	0.00018	0.00021	0.00021	0.00020	0.00020	0.00020	0.00020

Isopentane (C5H12)	Mole Frac	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003	0.00003
N-Pentane (C5H12)	Mole Frac	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00002	0.00002	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001
Hexanes, Avg. (C6H14)	Mole Frac	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001	0.00001
Heptanes, Avg. (C7H16)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Octanes, Avg. (C8H18)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Nonanes, Avg. (C9H20)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Decanes, Avg. (C10H22)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Helium (He)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Argon (Ar2)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000
Air (N2O2)	Mole Frac	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000	0.00000

Propiedad del Gas de la Prueba

Suma de Componentes	Mole Frac	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
LHV, dry	kJ/kg	49700.929	49700.929	49706.174	49706.174	49707.093	49707.093	49712.189	49712.189	49724.637	49724.637	49723.021	49723.021	
LHV, dry (101.3 kpa, 15C)	Kcal/Nm3	8347.808	8347.808	8349.457	8349.457	8347.826	8347.826	8322.832	8322.832	8323.075	8323.075	8321.771	8321.771	
HHV, dry	kcal/kg	55139.432	55139.432	55145.012	55145.012	55146.401	55146.401	55157.573	55157.573	55171.593	55171.593	55170.048	55170.048	
HHV, dry (101.3 kpa, 15C)	Kcal/Nm3	9261.263	9261.263	9263.053	9263.053	9261.306	9261.306	9234.500	9234.500	9234.805	9234.805	9233.399	9233.399	
H/C ratio	ratio	3.923	3.923	3.923	3.923	3.923	3.923	3.930	3.930	3.930	3.930	3.931	3.931	

**Eléctricos**

<b>TG</b>														
Lectura Energía Neta al Inicio del Punto de Prueba	EN <sub>GTInitial</sub>	kWh	2202.800	4697.500	24690.800	33723.300	58459.800	70508.304	99103.104	113651.800	147226.896	164770.208	291084.096	310824.992
Lectura Energía Neta al Final del Punto de Prueba	EN <sub>GTFinal</sub>	kWh	4697.500	7199.100	33723.300	42751.700	70508.304	82548.304	113651.800	128184.304	164770.208	182295.296	310824.992	330556.416
Factor de Potencia Neta GT	FP <sub>prueba_tran</sub>	-	0.995	0.996	0.999	1.000	1.000	1.000	0.994	0.993	0.996	0.998	0.991	0.998
Lectura Energía Bruta al Inicio del Punto de Prueba	EG <sub>GTInitial</sub>	kWh	2502.900	5013.800	25092.000	34185.000	59067.000	71201.000	99980.000	114640.000	148430.000	166150.000	293530.000	313450.000
Lectura Energía Bruta al Final del Punto de Prueba	EG <sub>GTFinal</sub>	kWh	5013.800	7531.800	34185.000	43275.000	71201.000	83326.000	114640.000	129290.000	166150.000	183820.000	313450.000	333370.000
Factor de Potencia Bruta GT	FP <sub>prueba_gen</sub>	-	0.994	0.996	0.999	1.000	1.000	1.000	0.999	0.999	0.999	0.999	0.999	1.000
Frecuencia del Generador de la TG	Freq Gen	Hz	49.972	49.985	50.019	50.022	49.984	49.984	50.015	49.989	50.000	49.987	49.996	50.001
<b>Auxiliares</b>														
Potencia Servicios Auxiliares	P <sub>GT_Aux</sub>	kW	72.053	73.920	81.387	81.387	81.573	91.280	95.760	95.760	96.320	95.760	125.440	125.160
Factor de Potencia SSAA	FP <sub>prueba_aux</sub>	-	0.995	0.994	0.989	0.987	0.989	0.993	0.995	0.995	0.992	0.993	0.990	0.990

**Combustible Gas Natural**

Caudal Volumétrico de Combustible	Q <sub>m_fuel</sub>	Sm <sup>3</sup> /h	3417.949	3415.960	6154.315	6152.660	7380.472	7387.210	8480.378	8432.367	9759.366	9789.028	10770.117	10763.467
Poder Calorífico Superior del Combustible NG (Cromatógrafo)	PCS <sub>test</sub>	kJ/Nm <sup>3</sup>	38775.055	38775.055	38782.548	38782.548	38775.235	38775.235	38663.003	38663.003	38664.280	38664.280	38658.395	38658.395

**DCS**

Caída de Presion a la Entrada de la TG	InDP	In H2O	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600
Contra Presión de Escape de la TG	ExDP	In H2O	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Velocidad del Rotor	VR	RPM												
Temperatura de Gases de Escape	TGE	C	592.618	592.833	707.725	708.067	753.322	753.873	787.639	790.766	816.162	812.884	824.738	824.336
Temperatura del Combustible	Tcomb	C	11.799	11.938	12.122	12.176	12.145	12.170	11.847	10.673	12.392	12.402	12.395	12.408
Presión de Descarga del Compresor	CPD	PSIA	180.502	179.665	256.350	256.350	287.350	287.350	319.300	319.273	359.940	360.150	390.300	390.450
Presión del Combustible	Pcomb	Bar	35.088	35.063	34.967	34.867	34.887	34.830	34.878	34.931	34.736	34.681	34.649	34.638

**CÁLCULOS INTERMEDIOS**

<b>Eléctricos</b>														
Potencia Neta del Punto de Prueba	PN <sub>GT</sub>	kW	4989.400	5003.200	18065.000	18056.800	24097.008	24080.000	29097.392	29065.008	35086.624	35050.176	39481.792	39462.848
Potencia Bruta del Punto de Prueba	PG <sub>GT</sub>	kW	5021.800	5036.000	18186.000	18180.000	24268.000	24250.000	29320.000	29300.000	35440.000	35340.000	39840.000	39840.000
Potencia Servicios Auxiliares	P <sub>GT_Aux</sub>	kWh	72.053	73.920	81.387	81.387	81.573	91.280	95.760	95.760	96.320	95.760	125.440	125.160

**Combustible**

Caudal Volumétrico de Combustible	Q <sub>m_fuel</sub>	Nm <sup>3</sup> /h	3605.638	3603.541	6492.266	6490.520	7785.755	7792.863	8946.060	8895.412	10295.281	10326.572	11361.535	11354.520
Energía Aportada por el Combustible en base PCS	Ecomb	kJ/h	139808815	139727482	251786605	251718902	301894484	302170101	345881555	343923358	398059628	399269466	439218699	438947503



Carga	5 MW	5 MW	18 MW	18 MW	23 MW	23 MW	28 MW	28 MW	33 MW	33 MW	38 MW	38 MW	42 MW	42 MW
Punto de Prueba	TP1	TP2	TP3	TP4	TP5	TP6	TP7	TP8	TP9	TP10	TP11	TP12	TP13	TP14
Fecha	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18	23-08-18
Inicio Prueba	16:00	16:30	14:30	15:00	12:59	13:29	11:45	12:15	10:29	10:59	9:06	9:36	7:59	8:29
Final Prueba	16:30	17:00	15:00	15:30	13:29	13:59	12:15	12:45	10:59	11:29	9:36	10:06	8:29	8:59

## PRUEBA RENDIMIENTO COMBUSTIBLE DIESEL TG CENTRAL CORONEL

### RESULTADOS CORREGIDOS

Potencia Neta Corregida a la Salida de la TG	PN	kW	4756.3	4823.5	16999.2	17075.9	21542.3	21593.8	26259.9	26007.2	31018.9	30839.4	35490.0	35577.0	39074.54	39013.85
Consumo Especifico Neto Corregido a Condiciones de Referencia	CNHR	kcal/kWh	6594.8	6570.0	3107.5	3104.2	2807.4	2804.0	2654.7	2660.0	2540.3	2543.6	2460.9	2459.6	2474.55	2476.59
Consumo Especifico Neto Corregido a Condiciones de Referencia	CNHR	kJ/kWh	27611.3	27507.1	13010.5	12996.6	11754.2	11739.6	11114.8	11137.0	10635.8	10649.4	10303.3	10297.7	10360.46	10369.01
Potencia Bruta Corregida a Condiciones de Referencia	CPG <sub>GT</sub>	kW	4796.7	4865.4	17123.8	17236.6	21733.8	21786.8	26504.5	26255.0	31331.5	31160.5	35884.9	35970.8	39075.21	39461.93
Consumo Especifico Bruto Corregido a Condiciones de Referencia	CGHR	kcal/kWh	6547.5	6521.0	3087.7	3078.1	2785.2	2781.6	2632.6	2637.3	2517.4	2519.8	2436.4	2435.3	2477.38	2451.39
Consumo Especifico Bruto Corregido a Condiciones de Referencia	CGHR	kJ/kWh	27413.0	27302.2	12927.7	12887.3	11660.9	11645.9	11022.1	11041.7	10539.9	10550.0	10200.9	10196.0	10372.31	10263.46
Consumo Combustible Corregido a Condiciones de Referencia & PC CEN <sub>11000</sub>		kg/kWh	0.5995	0.5973	0.2825	0.2822	0.2552	0.2549	0.2413	0.2418	0.2309	0.2312	0.2237	0.2236	0.2250	0.2251

### RESULTADOS CÁLCULADOS

Potencia Neta Medida TG	PN <sub>GT</sub>	kW	5005.6	5003.8	18071.2	18075.2	23067.6	23066.2	28079.2	28075.4	33074.0	33069.2	38055.8	38057.0	42043.0	42048.8
Potencia Bruta Medida TG	PG <sub>GT</sub>	kW	5040.0	5040.0	18180.0	18220.0	23240.0	23240.0	28300.0	28300.0	33356.0	33360.0	38412.0	38412.0	41998.4	42450.0
Consumo Especifico Neto	NHR	kcal/kWh	6501.7	6504.0	3056.8	3056.1	2757.4	2755.4	2608.1	2608.4	2497.3	2497.7	2416.4	2416.3	2429.8	2429.5
Consumo Especifico Neto	NHR	kJ/kWh	27221.2	27230.9	12798.3	12795.5	11544.6	11536.5	10919.6	10921.1	10455.8	10457.3	10117.0	10116.7	10173.1	10171.7
Consumo Especifico Bruto	GHR	kcal/kWh	6457.3	6457.3	3038.5	3031.9	2736.9	2736.8	2587.7	2587.7	2476.2	2475.9	2394.0	2394.0	2432.4	2406.5
Consumo Especifico Bruto	GHR	kJ/kWh	27035.4	27035.4	12721.7	12693.8	11459.0	11450.2	10834.4	10834.4	10367.4	10366.2	10023.2	10023.2	10183.9	10075.5
Calor Total del Consumido (PCS)	CT	kJ/h	136258308	136258308	231280966	231280966	266306373	266103139	306612887	306612887	345815302	345815302	385011749	385011749	427705784	427705784
Poder Calorífico Superior del Combustible Diésel	PCS	kJ/kg	45770.1	45770.1	45769.9	45769.9	45770.3	45770.3	45769.3	45769.3	45769.9	45769.9	45769.7	45769.7	45770.9	45770.9
Poder Calorífico Superior del Combustible Diésel	PCS	kcal/kg	10932.0	10932.0	10932.0	10932.0	10932.1	10932.1	10931.8	10931.8	10932.0	10932.0	10931.9	10931.9	10932.2	10932.2

### REFERENCIAS

Temperatura Ambiente	Tambref	C	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55	15.55
Humedad Relativa	RHref	%	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Caída de Presión a la Entrada de la TG	IPLref	In H2O	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60	8.60
Contra Presión de Escape de la TG	EPLref	In H2O	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00	12.00
Factor de Potencia	FPref	Ratio	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950	0.950
Frecuencia del Generador de la TG	Freq Gen	Hz	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00	50.00
Poder Calorífico Superior Referencia Diésel	PCS <sub>Ref</sub>	kJ/kg	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80	46054.80
Poder Calorífico Superior Referencia Diésel	PCS <sub>Ref</sub>	kJ/m3	38449617	38449617	38520235	38520235	38555543	38526120	38590852	38590852	38590852	38590852	38590852	38590852	38590852	38590852

### VALORES MEDIDOS

#### Ambiente

Temperatura Ambiente	Tamb	C	10.011	12.012	8.512	9.153	7.527	7.861	7.722	6.555	8.141	7.391	7.407	7.725	6.900	6.801
Presion Barométrica	Pamb	bara	1.018	1.017	1.017	1.014	1.016	1.017	1.015	1.015	1.014	1.014	1.012	1.013	1.012	1.012
Humedad Relativa	RH	%	56.438	53.446	52.445	53.011	51.571	50.872	51.561	50.658	50.092	49.387	49.847	49.582	49.425	49.164

#### Eléctricos

##### TG

Lectura Energía Neta al Inicio del Punto de Prueba	EN <sub>GT</sub> Initial	kWh	232955.696	235458.496	211651.696	220687.296	179090.400	190624.192	145522.304	159561.904	104789.904	121326.896	53824.800	72852.704	7203.000	28224.500
Lectura Energía Neta al Final del Punto de Prueba	EN <sub>GT</sub> Final	kWh	235458.496	237960.400	220687.296	229724.896	190624.192	202157.296	159561.904	173599.600	121326.896	137861.504	72852.704	91881.200	28224.500	49248.900
Factor de Potencia Neta GT	FP <sub>prueba_tran</sub>	-	0.989	0.992	1.000	1.000	0.998	1.000	0.998	0.993	1.000	0.998	0.997	0.995	0.989	0.990
Lectura Energía Bruta al Inicio del Punto de Prueba	EG <sub>GT</sub> Initial	kWh	227640.000	230160.000	206130.000	215220.000	173300.000	184920.000	139440.000	153590.000	98332.000	115010.000	46875.000	66081.000	11.807	21011.000
Lectura Energía Bruta al Final del Punto de Prueba	EG <sub>GT</sub> Final	kWh	230160.000	232680.000	215220.000	224330.000	184920.000	196540.000	153590.000	167740.000	115010.000	131690.000	66081.000	85287.000	21011.000	42236.000
Factor de Potencia Bruta GT	FP <sub>prueba_gen</sub>	-	0.993	0.991	0.999	1.000	0.999	1.000	1.000	0.999	1.000	1.000	0.999	1.000	0.999	1.000
Frecuencia del Generador de la TG	Freq Gen	Hz	49.981	49.952	49.998	49.990	50.024	49.998	50.029	49.998	50.012	50.042	49.994	49.977	50.031	50.008

##### Auxiliares

Potencia Servicios Auxiliares	P <sub>GT_Aux</sub>	kW	94.827	92.120	115.173	113.400	103.040	104.160	114.613	107.147	115.360	115.080	108.640	116.480	108.640	109.200
Factor de Potencia SSAA	FP <sub>prueba_aux</sub>	-	0.990	0.988	0.983	0.984	0.990	0.990	0.985	0.989	0.985	0.986	0.990	0.985	0.990	0.990

### Combustible Diésel

Caudal Volumétrico de Combustible	$Q_{m_{fuel}}$	m <sup>3</sup> /h	3.566	3.566	6.042	6.042	6.950	6.950	7.995	7.995	9.017	9.017	10.039	10.039	11.152	11.152
PCS del Combustible Diésel	$PCS_{test}$	kcal/kg	10932.000	10932.000	10931.950	10931.950	10932.050	10932.050	10931.800	10931.800	10931.950	10931.950	10931.900	10931.900	10932.200	10932.200
Densidad del Combustible a 5°C	$\rho@5C$	kg/m <sup>3</sup>	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300	843.300
Densidad del Combustible a 15°C	$\rho@15C$	kg/m <sup>3</sup>	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400	836.400
Densidad del Combustible a 25°C	$\rho@25C$	kg/m <sup>3</sup>	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500	829.500

### DCS

Caída de Presión a la Entrada de la TG	InDP	In H2O	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600	8.600
Contra Presión de Escape de la TG	ExDP	In H2O	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Velocidad del Rotor	VR	RPM														
Temperatura de Gases de Escape	TGE	C	613.433	612.204	731.493	735.417	771.647	771.447	810.211	806.074	825.454	823.127	843.618	843.891	860.345	859.525
Temperatura del Combustible	Tcomb	C	17.222	17.222	15.000	15.000	13.889	14.815	12.778	12.778	12.778	12.778	12.778	12.778	12.778	12.778
Presión de Descarga del Compresor	CPD	PSIA	180.100	180.100	256.300	256.300	283.200	283.200	311.365	310.897	346.150	348.040	381.175	380.650	407.027	407.311
Presión del Combustible	Pcomb	Bar	56.303	56.369	58.183	58.399	59.339	59.364	60.414	60.462	64.066	64.167	72.048	71.870	79.775	79.365

### CÁLCULOS INTERMEDIOS

#### Eléctricos

Potencia Neta del Punto de Prueba	$P_{GT}$	kW	5005.600	5003.808	18071.200	18075.200	23067.584	23066.208	28079.200	28075.392	33073.984	33069.216	38055.808	38056.992	42043.000	42048.800
Potencia Bruta del Punto de Prueba	$P_{G_{GT}}$	kW	5040.000	5040.000	18180.000	18220.000	23240.000	23240.000	28300.000	28300.000	33356.000	33360.000	38412.000	38412.000	41998.386	42450.000
Potencia Servicios Auxiliares	$P_{GT\_Aux}$	kWh	94.827	92.120	115.173	113.400	103.040	104.160	114.613	107.147	115.360	115.080	108.640	116.480	108.640	109.200

#### Combustible

Densidad del Combustible a Temperatura de Prueba	$\rho_{Prueba}$	kg/m <sup>3</sup>	834.867	834.867	836.400	836.400	837.167	836.528	837.933	837.933	837.933	837.933	837.933	837.933	837.933	837.933
Caudal Másico de Combustible	$Q_{m_{fuel}}$	kg/h	2977.016	2977.016	5053.125	5053.125	5818.322	5813.881	6699.101	6699.101	7555.520	7555.520	8411.939	8411.939	9344.484	9344.484
Energía Aportada por el Combustible en base PCS	$E_{comb}$	kJ/h	136258308	136258308	231280966	231280966	266306373	266103139	306612887	306612887	345815302	345815302	385011749	385011749	427705784	427705784

#### Rendimiento Transformador

Rendimiento Generador Referencia TG	$EffTran_{refGT}$	%	0.9578	0.9578	0.9808	0.9809	0.9843	0.9843	0.9861	0.9861	0.9870	0.9870	0.9874	0.9874	0.9875	0.9876
Rendimiento Generador Prueba TG	$EffTran_{PruebaGT}$	%	0.9588	0.9587	0.9815	0.9816	0.9849	0.9849	0.9868	0.9868	0.9877	0.9877	0.9882	0.9882	0.9885	0.9885
Rendimiento Transformador Referencia TG	$EffTran_{refGT}$	%	0.9951	0.9951	0.9972	0.9972	0.9970	0.9970	0.9967	0.9967	0.9964	0.9964	0.9961	0.9961	0.9958	0.9958
Rendimiento Transformador Prueba TG	$EffTran_{PruebaGT}$	%	0.9953	0.9953	0.9973	0.9973	0.9972	0.9972	0.9969	0.9969	0.9966	0.9966	0.9963	0.9963	0.9959	0.9959

### CORRECCIONES

#### Correcciones por Factor de Potencia

Pérdidas del Generador TG con Factor de Potencia de Referencia	$GL_{GTref}$	kW	212.891	212.891	348.747	348.864	365.622	365.622	393.269	393.269	434.187	434.224	484.675	484.675	523.304	528.242
Pérdidas del Generador TG con Factor de Potencia de Pruebas	$GL_{GTtest}$	kW	207.827	208.191	335.543	335.572	349.914	349.823	373.889	373.981	409.509	409.571	452.969	452.533	485.044	488.525
Pérdidas del Transformador TG con Factor de Potencia de Referencia	$TL_{GTref}$	kW	24.369	24.427	50.955	50.968	68.921	68.871	91.310	91.515	117.814	117.955	149.019	149.224	177.864	177.801
Pérdidas del Transformador TG con Factor de Potencia de Pruebas	$TL_{GTtest}$	kW	23.421	23.406	48.414	48.426	65.605	65.438	86.941	87.553	111.943	112.335	142.089	142.554	170.833	170.639
Ajuste de Potencia por Pérdidas del Generador de la TG	$\Delta GL_{GT}$	kW	-5.064	-4.700	-13.204	-13.292	-15.708	-15.799	-19.380	-19.288	-24.678	-24.652	-31.706	-32.141	-38.260	-39.717
Ajuste de Potencia por Pérdidas del Transformador de la TG	$\Delta TL_{GT}$	kW	-0.949	-1.021	-2.541	-2.541	-3.316	-3.434	-4.369	-3.962	-5.871	-5.620	-6.929	-6.670	-7.030	-7.162

#### Correcciones a la Potencia Bruta

Corrección de la Potencia Bruta por Temperatura Ambiente	$\alpha_1$		0.952047	0.965931	0.942527	0.946614	0.935871	0.938203	0.937239	0.928478	0.940092	0.934895	0.935008	0.937264	0.931220	0.930449
Corrección de la Potencia Bruta por Caída de Presión a la Entrada	$\alpha_2$		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
Corrección de la Potencia Bruta por el Contra Presión de Escape de la TG	$\alpha_3$		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
Corrección de la Potencia Bruta por Humedad Relativa	$\alpha_4$		0.999656	0.999411	0.999335	0.999377	0.999271	0.999220	0.999270	0.999205	0.999164	0.999114	0.999147	0.999128	0.999117	0.999098
<b>Corrección Total</b>	$\alpha_{Total}$		0.951719	0.965362	0.941901	0.946025	0.935188	0.937471	0.936555	0.927739	0.939307	0.934067	0.934210	0.936446	0.930398	0.929610

#### Correcciones al Consumo Específico

Corrección del Consumo Específico por Temperatura Ambiente	$\beta_1$		1.014048	1.010048	1.016410	1.015442	1.017875	1.017374	1.017582	1.019427	1.016959	1.018082	1.018058	1.017577	1.018854	1.019015
Corrección del Consumo Específico por Caída de Presión a la Entrada	$\beta_2$		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
Corrección del Consumo Específico por el Contra Presión de Escape	$\beta_3$		1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000	1.000000
Corrección del Consumo Específico por Humedad Relativa	$\beta_4$		0.999922	0.999824	0.999786	0.999808	0.999750	0.999721	0.999750	0.999711	0.999687	0.999655	0.999676	0.999664	0.999657	0.999645
<b>Corrección Total</b>	$\beta_{Total}$		1.013969	1.009871	1.016193	1.015247	1.017621	1.017089	1.017327	1.019133	1.016640	1.017731	1.017728	1.017235	1.018504	1.018653



## APÉNDICE B – PROCEDIMIENTO DE PRUEBAS





**ThermoGen Power Services Inc.**  
*powerful experience*

## **COORDINADOR ELÉCTRICO NACIONAL**

**Coronel, Chile**

**SAGESA, Central Coronel Turbina de Gas  
Turbina de Gas a Combustible Gas Natural y Diésel**

## **Determinación de Consumo Específico en conformidad con:**

- **Decreto con Fuerza de Ley N°4 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción de 2006.**
- **Resolución Exenta Número 37 de 2016, de la Comisión Nacional de Energía.**
- **Resolución Exenta Número 427 de 2017, de la Comisión Nacional de Energía**

## **Protocolo de prueba**

Revisión 02  
14 de Agosto, 2018

El destinatario de este documento acepta utilizar este documento y la información que contiene, exclusivamente para el propósito indicado anteriormente y se prohíbe el uso de la información por parte del destinatario o la divulgación de la información a, y el uso de, los competidores de TGPS en nombre del destinatario. Se prohíbe estrictamente el uso, la reproducción o la publicación de este documento completo o parcial para fines de ganancias monetarias por parte de personas no autorizadas explícitamente por TGPS. Cualquier usuario que requiera usar este documento y su contenido completo o parcial debe solicitar autorización poniéndose en contacto con TGPS.

## Control de Revisiones

Revisión	Fecha	Descripción	Hecho por	Revisado por
0.0	4/07/18	Primer revisión	J Acuña	JP Delia
1.0	10/08/18	Segunda revisión para aprobación: incluye comentarios del Coordinador	J Acuña	JP Delia
2.0	14/08/18	Tercera revisión para aprobación: incluye comentarios del Coordinador y del Coordinado	J Acuña	JP Delia

## TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	3
1. RESUMEN EJECUTIVO	5
2. DEFINICIONES	6
3. CONDICIONES PARA PRUEBAS DE CONSUMO ESPECÍFICO NETO	8
3.1. Condiciones de Referencia	8
3.2. Límites de la Prueba	9
3.3. Mediciones de los límites de la prueba	9
4. PREPARACIÓN PARA LA PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO	11
4.1. Filosofía General	11
4.2. Condiciones del Equipo	11
4.3. Revisiones Previas a la Prueba y otras Actividades	11
5. DIVISIÓN DE RESPONSABILIDADES	13
5.1. Responsabilidades del Asesor Técnico	13
5.2. Responsabilidades de SAGESA	13
5.3. División de Responsabilidad	14
6. INSTRUMENTACIÓN Y MÉTODOS DE MEDICIÓN	15
6.1. Fuente y Frecuencia de Recolección de Datos	15
6.2. Clasificación de Datos	15
6.3. Calibración de instrumentos	15
6.4. Requerimientos de Instrumentación	16
7. EJECUCIÓN DE LA PRUEBA	19
7.1. Duración de la Prueba	19
7.2. Modo de Operación	19
7.3. Criterios de Estabilización de Punto de Prueba	20
7.4. Recolección de Datos	20
7.5. Recolección y Muestras de Combustible	20
7.6. Composición y poder calorífico de los combustibles	21
7.7. Comienzo y Fin de la Prueba	21
7.8. Desviaciones de la Prueba	21
8. RESULTADOS Y CÁLCULOS DE LA PRUEBA	22
8.1. Cálculo de Potencia Neta Corregida	22
8.2. Consumo Específico Neto, kcal/kWh	24
9. INCERTIDUMBRE DE LA PRUEBA	27
9.1. Cálculo de la incertidumbre sistemática	27
9.2. Cálculo de la incertidumbre aleatoria	28
Apéndice A – CURVAS DE CORRECCIÓN	29

Apéndice B – INFORMACIÓN TÉCNICA DEL GENERADOR Y TRANSFORMADOR	
30	
Apéndice C – ESQUEMA DE DISPOSICIÓN DE LA PLANTA	31
Apéndice D –LISTA DE INSTRUMENTOS Y VARIABLES	32
Apéndice E – DIAGRAMAS UNILINEALES ELÉCTRICOS	33
Apéndice F – INCERTIDUMBRE PRE-TEST	34
Apéndice G – DIAGRAMA UNILINEAL DEL SISTEMA DE COMBUSTIBLE	35
Apéndice H – REPORTES DE CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN DE PLANTA	
36	
Apéndice I – REGISTRO DE DESVIACIÓN DE PROTOCOLO	37

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

El propósito de este documento es describir un protocolo de pruebas para la turbina de gas de la Central Coronel SN: 185-174 como lo establece el Artículo 26 de la Resolución Exenta 427, dentro del Anexo Técnico: "Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras". La prueba de Consumo Específico Neto (CEN) se realizará con los intervalos de tiempo y niveles de carga programados y especificados en este documento. La fecha exacta se definirá en mutuo acuerdo entre el Coordinador Eléctrico Nacional y SAGESA (Sociedad Austral de Generación y Energía Chile S.A).

La guía que garantiza la prueba de rendimiento se basará en los siguientes documentos: Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras, de la Comisión Nacional de Energía, incluido en la Resolución Exenta 427 emitida en Agosto 2017.

La turbina de gas se localiza en la Central Coronel de Coronel, Chile.

El objetivo principal es tener un protocolo para tener repetitividad en resultados de prueba de acuerdo a los protocolos

- AMSE PTC 22, Gas Turbines.
- ASME PTC 19.1, Test Uncertainty.

Este documento expone el protocolo 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 encuentran las curvas de corrección para consumo específico y potencia de la turbina de gas para condiciones ambientales externas, con estas curvas se pretende corregir los resultados de las pruebas a las condiciones de referencia.

## 2. DEFINICIONES

Para el propósito de este documento se definirán las siguientes expresiones:

Planta/Unidad	Estos términos son intercambiables y representan el grupo de una 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
CEN	El consumo específico neto de la planta, kcal/kWh
PN	La potencia neta exportada a la red eléctrica, kW
Combustible	El combustible consumido durante la prueba de rendimiento
HR	Heat rate; consumo específico de calor en base de poder calorífico inferior (PCS) del combustible
Punto de prueba	Una serie de acciones y medidas realizadas en una unidad con el fin de obtener una característica de operación (en este caso, el calor aportado y la potencia neta en las terminales principales del transformador) bajo ciertas condiciones de operación y con una incertidumbre limitada acerca de los resultados
Prueba	Una serie de puntos de prueba con las mismas características con la finalidad de obtener resultados representativos
Comité de supervisión de la prueba	Un grupo de representantes de cada organización presente: del generador: SAGESA, del auditor TGPS y del Coordinador Eléctrico Nacional quienes estarán a cargo de certificar que las pruebas que se están desarrollando se ejecutan en las condiciones requeridas
Empresa Generadora	La parte responsable de la ejecución y conducción de las pruebas, en este caso la empresa generadora SAGESA
Desviación	Cualquier acción u ocurrencia que tome lugar durante la prueba y que no esté descrita en la descripción de este protocolo. Una desviación será revisada y discutida por el comité de supervisión de la prueba. Si la desviación se considera menor y su consecuencia es aceptable por parte del comité, entonces será documentada utilizando la forma que se describe en el Apéndice H. De otra manera, la prueba se detendrá y re-iniciará cuando sea posible arreglar la desviación o que pueda ser evadida
Límite de la prueba	Define el punto en el cual toda la energía de entrada y salida requerida para los cálculos de la prueba debe ser determinada
Condiciones de referencia	Los valores de todos los parámetros externos (por ejemplo: aquellos fuera del límite de la prueba) y las condiciones de operación a las cuales los resultados de la prueba son corregidos
Entrada de calor [kcal/hr]	La energía aportada por el combustible a la turbina de gas. Se calcula multiplicando el Poder Calorífico Inferior del combustible por el flujo de masa del combustible
Salida de Potencia Eléctrica Neta [kW]	La Salida de Potencia Eléctrica Neta de la planta de la turbina de gas es la potencia eléctrica entregada a la red de 220 kV en las terminales de HV del Generador Transformador

Heat Rate Neto [kcal/kWh]	La entrada de calor general a la planta por salida de potencia eléctrica neta, basada en el poder calorífico superior del combustible y corregido para las desviaciones en las condiciones de la prueba respecto las condiciones de referencia
Potencia Auxiliar [kW]	La potencia alimentada a través del transformador auxiliar, con las baterías de corriente directa (DC) 100% cargadas al voltaje nominal de la batería y carga de operación flotante. Durante la medición del consumo de auxiliares todas y cualquiera de las instalaciones de los auxiliares deberán funcionar en modo de operación normal
Poder Calorífico Inferior del Combustible a Presión Constante [kcal/kg]	El calor producido por la combustión de una unidad de combustible a presión constante bajo condiciones tales que toda el agua en los productos permanece en la fase de vapor
Poder Calorífico Superior del Combustible a Presión Constante [kcal/kg]	El calor producido por la combustión de una unidad de combustible a presión constante bajo condiciones tales que toda el agua en los productos cambia de forma a la fase líquida
Director de la prueba	Los representantes del Empresa Generadora responsables en general de la ejecución del programa de pruebas el cual incluirá, pero no se limita a: asignación de las responsabilidades del personal de las pruebas, coordinación y terminación del protocolo de pruebas y preparaciones previas a las pruebas, proveer dirección técnica y coordinar con las partes presentes para certificar que las pruebas son ejecutadas de acuerdo al protocolo de pruebas
Ejecución de las pruebas	Un grupo de lecturas de prueba tomadas mientras la planta opera en estado estable y a una condición de operación especificada. Al menos dos (2) series de pruebas completas deberán ser realizadas, cada una con una duración de no menos de 30 minutos. Todas las mediciones significantes serán realizadas a intervalos de no más de 10 minutos para lecturas manuales. Las pruebas preferiblemente deberán ser ejecutadas cuando las condiciones ambientales permitan que las pruebas sean conducidas a una temperatura de entrada del compresor cercana a las condiciones de referencia y preferiblemente con un cambio menor de 2 °C en una hora. Esta condición no deberá impedir que la prueba se lleve a cabo, y se deberá hacer la corrección apropiada utilizando las curvas de corrección del ciclo combinado.
DCS de la Planta	Sistema de control permanente de la planta del cual se obtienen las tendencias de ciertas variables primarias y secundarias para dar soporte a la prueba
Componente	Piezas mayores de equipo, por ejemplo: turbinas de gas, generador, transformador, etc...
Instrumentación Temporal	Instrumentación instalada temporalmente de la cual se miden ciertas variables primarias para dar soporte a la prueba.
Instrumentación Permanente	Instrumentación permanente de la planta de la cual se miden variables primarias y secundarias para dar soporte a la prueba.

### 3. CONDICIONES PARA PRUEBAS DE CONSUMO ESPECÍFICO NETO

#### 3.1. Condiciones de Referencia

Los resultados medidos serán corregidos con las siguientes condiciones de referencia:

Tabla 1: Condiciones de referencia

Parámetros	Unidades	Valor Modo Gas Natural	Valor Modo Diesel
Temperatura ambiente	°C	15.5	15.5
Humedad relativa	%	60	60
Caída de presión a la entrada de la TG	In H2O	8.6	8.6
Contra presión de escape de la TG	In H2O	12	12
Factor de potencia del generador	ratio	0.95	0.95
Frecuencia del Generador	Hz	50	50

Adicionalmente:

1. El compresor de la turbina de gas deberá estar lo más limpio posible previo a las pruebas. El Coordinado realizará un lavado fuera de línea del compresor una (1) semana antes de la fecha de inicio de las pruebas. La fecha de realización de esta actividad será indicada en el informe y acta de pruebas.
2. Las propiedades del combustible deberán cumplir con las especificaciones establecidas en la Especificación Funcional del Fabricante de la Turbina de Gas.
3. Todos los sistemas auxiliares y equipo requerido para la operación continua normal permanecerá en servicio normal.

La instrumentación utilizada en la prueba deberá cumplir con los requerimientos especificados en este protocolo.



### 3.2. Límites de la Prueba

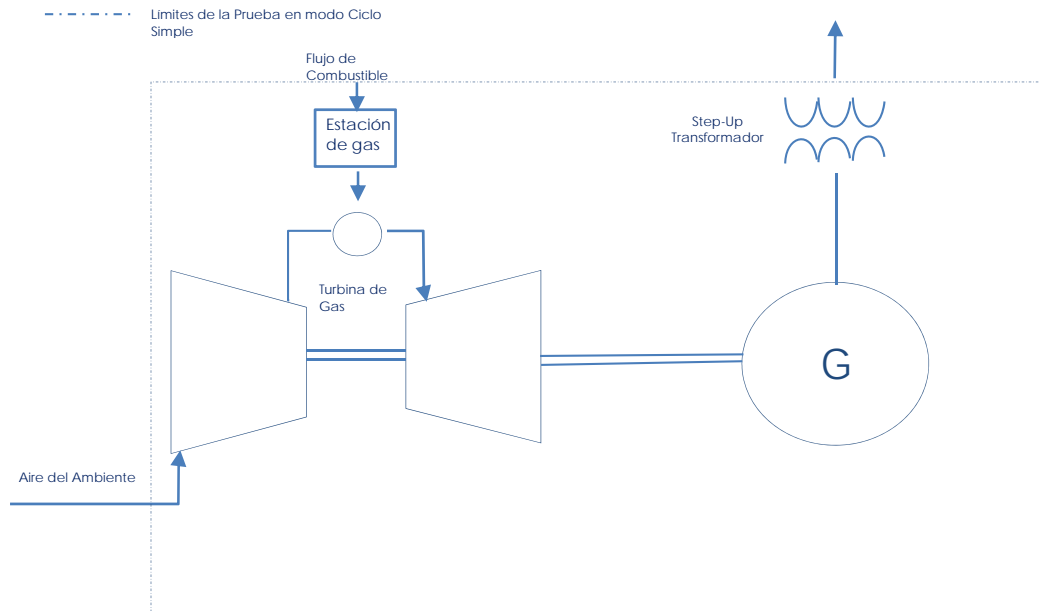


Figura 1. Diagrama del límite de prueba Ciclo Simple

### 3.3. Mediciones de los límites de la prueba

Potencia Bruta Turbina de Gas:

La potencia bruta de la unidad será medida utilizando los PTs y CTs de los bornes del generador. Las mediciones serán recolectadas utilizando medidores de energía (kWh) clase 0.1 durante un periodo de tiempo específico. Se deberá realizar una medida de respaldo con el medidor permanente de la central.

Potencia Neta Turbina de Gas:

La potencia neta de la unidad será medida utilizando el medidor de facturación de la subestación de la central. Las mediciones serán recolectadas utilizando medidores de energía (kWh) durante un periodo de tiempo específico.

Temperatura Ambiente:

La temperatura ambiente será medida utilizando 8 RTDs instalados en la casa de filtros de la turbina de gas. Como medida de respaldo, la temperatura ambiente se podría comparar con la temperatura del aire medida a la entrada del compresor de la turbina en el sistema DCS, la cual deberá estar después del arreglo de filtros de aire.

Presión Ambiente:

La presión ambiente deberá ser medida utilizando un barómetro de precisión de instalado a la altura de la línea central del eje de la turbina de gas. Como medida de respaldo, la presión ambiente se podrá comparar con los valores medidos por la estación meteorológica de la central.

#### Humedad Ambiente:

La humedad ambiente deberá ser medida utilizando un transmisor de humedad relativa instalado en la casa de filtros de la turbina de gas. Como medida de respaldo, la humedad relativa se podrá comparar con los valores medidos por la estación meteorológica de la central.

#### Flujo de Combustible Gas Natural:

El flujo de gas natural será medido utilizando el dispositivo de medición de facturación de la planta. La recolección de datos en el medidor de flujo de combustible será de una lectura cada minuto. El flujo será expresado en Nm<sup>3</sup>/h. Además, el medidor de flujo deberá estar calibrado y tener su certificado de calibración vigente al día de la ejecución de la prueba.

#### Composición del Flujo de Combustible:

La composición de combustible se obtendrá del cromatógrafo en línea de la unidad.

#### Flujo de Combustible Diésel:

El flujo de diésel será medido utilizando el dispositivo de medición permanente de la planta. La recolección de datos en el medidor de flujo de combustible será de una lectura cada minuto. El flujo es medido en galones; para los cálculos se convertirá el flujo a kg utilizando la temperatura y la densidad del diésel durante las pruebas. Además, el medidor de flujo deberá estar calibrado y tener su certificado de calibración vigente al día de la ejecución de la prueba.

#### Temperatura del Combustible Diésel:

La temperatura del diésel será medida con la sonda permanente de la planta, de no existir una, deberá ser instalada. La recolección de datos de la temperatura del diésel será de una lectura cada minuto. Además, la sonda de medición deberá estar calibrada y tener su certificado de calibración vigente al día de la ejecución de la prueba.

#### Frecuencia del Generador:

La frecuencia del generador será medida en los bornes del generador utilizando un medidor de clase 0.1. Como medida de respaldo también será medida por el medidor de la planta ION 8600.

#### Factor de Potencia Bruta:

El factor de potencia bruta será medido en los bornes del generador utilizando un medidor de clase 0.1. Como medida de respaldo también se recolectará la frecuencia medida en el sistema DCS.

#### Factor de Potencia Neta:

El factor de potencia neta será medido en el medidor de facturación de la subestación.

#### Caída de Presión a la Entrada de la TG:

La presión diferencial de aire a la entrada de la TG será medida con el (los) transmisor(es) disponible(s) en la planta, las lecturas serán recolectadas del sistema DCS.

#### Contra Presión de Escape de la TG:

La presión diferencial de gases de escape de la TG será medida con el (los) transmisor(es) disponible(s) en la planta, las lecturas serán recolectadas del sistema DCS.

## 4. PREPARACIÓN PARA LA PRUEBA DE CONSUMO ESPECÍFICO

### 4.1. Filosofía General

La prueba se deberá ejecutar a condiciones lo más cercanas a las condiciones ambientales para minimizar el uso de factores de corrección. Se deberá evitar ejecutar pruebas bajo condiciones (ambientales, composición de combustible, etc.) que puedan requerir extrapolación en algunas curvas de corrección; de no ser posible, será necesario llegar a un acuerdo entre las partes envueltas en la prueba.

### 4.2. Condiciones del Equipo

Equipo de la planta, Instrumentación y calibración: Lo más cercano a la prueba, toda la instrumentación, tal como se describe en el Apéndice D será verificada y recalibrada de ser requerido.

Todos los certificados de calibración serán enviados al director de la prueba y deberán ser incluidos en el reporte final.

Limpieza del Equipo: La planta deberá estar limpia; todo el equipo deberá funcionar en condiciones normales. Se revisarán y limpiarán los componentes en caso de ser necesario (superficies de intercambio térmico, bombas, filtros, etc.). Cualquier condición que no pueda ser corregida deberá ser reportada en la forma de desviación de la prueba del Apéndice H.

Se deberá confirmar la operación apropiada de los instrumentos y sistema de control de la planta.

Antes de la primera prueba, es obligatorio revisar los siguientes elementos:

- Filtros limpios: una semana antes de la prueba el Coordinado realizará cambios en los filtros de combustible diésel.
- Todas las partes mecánicas y eléctricas en buena condición

### 4.3. Revisiones Previas a la Prueba y otras Actividades

- Un lavado de agua fuera de línea de la sección del compresor de la turbina se llevará a cabo una (1) semana antes de la prueba y se deberá enviar un documento que avale que dicho lavado de compresor fuera de línea fue efectuado. Dado el caso en que se tengan más de 100 horas de fuego de la turbina de gas y que no sea posible llevar a cabo el lavado del compresor, SAGESA documentará en el Acta de Prueba la fecha del último lavado del compresor.
- Todos los dispositivos de instrumentación de la estación y de medición pertinentes serán verificados antes de la prueba.
- El sistema de procesamiento de señal de los termopares escape de la turbina de gas debe ser verificado para asegurarse que opera en las condiciones de control especificadas al confirmar una señal de la fuente de los cables del termopar en el escape al DCS. Todas las compensaciones y acondicionamiento deben tenerse en cuenta y confirmar que se está de acuerdo a las especificaciones de control.
- El sistema de procesamiento de señal de los transmisores de presión de la turbina de gas deben ser verificado para asegurarse que opera en las condiciones de control

especificadas al confirmar una señal de la fuente de los cables de los transmisores al DCS. Todas las compensaciones y acondicionamiento deben tenerse en cuenta y confirmar que se está de acuerdo a las especificaciones de control. Los criterios de precisión de los instrumentos indicados en la tabla 2 se deberán utilizar como guía.

Tabla 2: Tolerancias de revisión de lazos de instrumentación

Instrumentos de la TG	Diferencia de tolerancia vs standard
Presión de descarga de compresor	$\pm 0.3$ psig
Presión Barométrica	$\pm 0.1$ " Hg
Presión diferencial de conducto de entrada	$\pm 0.1$ " H2O
Presión diferencial de conducto de escape	$\pm 0.1$ " H2O
Presión estática del combustible de gas	$\pm 0.5$ psig

## 5. DIVISIÓN DE RESPONSABILIDADES

Se compartirá la responsabilidad entre TGPS (de aquí en adelante, Asesor Técnico) y SAGESA para todas las actividades de prueba. Las responsabilidades de las partes involucradas en la prueba son los siguientes:

### 5.1. Responsabilidades del Asesor Técnico

- Proporcionar asesoramiento técnico para llevar a cabo la prueba de acuerdo con los protocolos de pruebas a nivel internacional para asegurar la repetitividad de los resultados de las pruebas.
- Crear un protocolo de prueba de consumo específico.
- Coordinar las actividades de ensayo con personal del propietario del sitio.
- Apoyar a SAGESA en los preparativos de las pruebas desde un punto de vista técnico.
- Revisar los datos manuales y electrónicos de recolección.
- Seguir los protocolos de seguridad especificados por SAGESA.
- Asesorar la prueba como experto técnico según la resolución exenta 427.
- Generar un reporte de las pruebas junto con el Acta oficial a ser acordados por todas las partes involucradas.

### 5.2. Responsabilidades de SAGESA

- Tomar todas las precauciones necesarias, en todo momento, por la seguridad del personal del emplazamiento. Esto incluye, pero no se limita a, el adoctrinamiento de las prácticas de seguridad en el sitio, y a energizar/de-energizar todos los sistemas de potencia (eléctricos, mecánicos e hidráulicos) usando un protocolo de bloqueo/ etiquetado.
- Poner a disposición y operar la planta y el equipo asociado para la prueba.
- Proporcionar el personal para instalar y desinstalar el equipo de la prueba temporal bajo orientación especializada.
- Recopilar datos de prueba a través de la estación de DCS.
- Proporcionar personal para la recogida manual de datos durante la prueba.
- Operar la turbina de gas y el equipo asociado durante la prueba.
- Llevar a cabo todas las pruebas de consumo específico neto y los programas de pruebas relacionadas dentro de los lineamientos de operación según lo establecido en las instrucciones de operación del fabricante, no obstante, se debe de tomar en cuenta las variables que pueden ser modificadas de forma segura a costa de las recomendaciones del fabricante del equipo para lograr valores óptimos de desempeño de las unidades.

### 5.3. División de Responsabilidad

Las actividades de prueba restantes y el responsable de cada actividad se indican en la Tabla 3.

Tabla 3: División de responsabilidades

Actividades de la Prueba	TGPS	SAGESA	Coordinador Eléctrico Nacional
Preparar el protocolo de prueba de consumo específico neto.	X		
Revisar y aprobar el protocolo de consumo específico neto de las pruebas.		X	X
Proveer instrumentación especial y adquisición de datos como se especifica en este documento.	X		
Realizar una revisión de calibración de la instrumentación de la planta y calibrar si es necesario.		X	
Presenciar / Asistir con la revisión de la calibración de la instrumentación de la planta.	X		
Instalar instrumentación especial para la prueba.	X		
Dirigir la instalación de la instrumentación especial para la prueba.	X		
Obtener archivos de calibración de la instrumentación permanente.		X	
Proporcionar un Director de Prueba para coordinar y dirigir la prueba de consumo específico neto.	X	X	
Asistir a las reuniones de inicio de la prueba de consumos específico neto.	X	X	X
Ejecutar el programa de la prueba.	X	X	
Nominar 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	X	
Desinstalar la instrumentación especial para la prueba.	X		
Analizar los datos de la prueba.	X		
Emitir el reporte final de la prueba.	X		
Revisar y aprobar el informe final de prueba		X	X

## 6. INSTRUMENTACIÓN Y MÉTODOS DE MEDICIÓN

### 6.1. Fuente y Frecuencia de Recolección de Datos

Los datos de prueba se recogerán utilizando instrumentación de la planta. En algunos casos es posible utilizar precisión temporal cuando sea necesario lograr la incertidumbre de prueba requerida como se describe en este documento o debido al caso de que no haya equipo instalado de forma permanente para medir ciertos parámetros

Instrumentos de recolección de datos temporales se utilizarán para recopilar datos que no estén disponibles en la planta del sistema de control (DCS) o que no se proporcione la incertidumbre lo suficientemente baja para satisfacer los requisitos de la prueba. Esta instrumentación de propósito especial tendrá un certificado de calibración válido. El sistema de recogida de datos de instrumentación temporal estará sincronizado al principio de la prueba con el DCS de la planta y los datos se recogerán a una frecuencia de no más de 1 minuto

Los dispositivos equipados con transmisores electrónicos conectados al DCS serán utilizados para la recolección de datos. Los datos del DCS serán recogidos a una frecuencia de no más de 1 minuto.

La recolección manual de los datos se limitará solamente a las mediciones donde no sea factible el uso de dispositivos electrónicos. Los datos manuales se recogerán a una frecuencia de no más de 5 minutos.

### 6.2. Clasificación de Datos

La instrumentación, en esencia, debe cumplir diversos requisitos, ajustándose a las variables a medir. La siguiente lista incluye la precisión deseada para cada variable y se recomienda que SAGESA revise su instrumentación actual.

Estas variables se clasifican en:

- Variables Principales: Estas son las variables utilizadas en los cálculos de los resultados de la prueba. A su vez, dependiendo de su impacto en el resultado, se dividen en:
  - Clase 1: tienen un coeficiente de sensibilidad relativa de 0.2% o mayor.
  - Clase 2: tiene un coeficiente de sensibilidad relativa inferior al 0.2%.
- Variables Secundarias: Estas son variables que se miden, pero que no se incluyen en los cálculos de los resultados de las pruebas.

### 6.3. Calibración de instrumentos

6.3.1. Todos los instrumentos que se utilicen durante las pruebas de medición de las variables deber ser revisados y ser sometidos a una prueba de calibración de lazo. Sus certificados de calibración y curvas de calibración se incluirán en el informe del ensayo.

6.3.2. Se efectuará la calibración 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 el proceso y las condiciones

ambientales que puedan afectar a la medición (tales como la temperatura, presión, humedad, etc.).

- 6.3.3. La calibración se puede validar in-situ usando equipo estándar calibrado del NIST o mediante la adición de las especificaciones (desvío) de estabilidad de la incertidumbre de calibración dada por hojas de datos del fabricante. El desvío se asume que es lineal en el plazo según ficha técnica de estabilidad del instrumento.
- 6.3.4. El número de puntos de calibración dependerá de la categoría de la variable a medir. Como regla general, la calibración deberá limitar el rango de medición esperado lo más preciso posible, pero siempre abarcando todo el rango, ya que la extrapolación se permitirá en casos particularmente específicos.
- 6.3.5. Para aquellas variables para las 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. En esta calibración se asegurará de que el instrumento no ha sufrido desviaciones inaceptables en la medición. Si la calibración se realiza después de las pruebas debe mostrar una deriva mayor que la precisión especificada para dicha medición, mediante buenas prácticas de ingeniería se tratará de distinguir si la calibración inicial o final es la correcta (véase la sección 4.1.3.6 de código ASME PTC 46). Si tal distinción no es posible, se tomará el valor medio entre las incertidumbres de la primera y segunda calibración.
- 6.3.6. La redundancia en instrumentación permite la reducción de la incertidumbre aleatoria de la variable medida y debe ser cumplida con los instrumentos colocados en el mismo lugar o incluso en algún otro lugar si la variable bajo pruebas es conservadora, como la presión o temperatura. La redundancia se utilizará a medida en que sea posible en la medición de variables primarias de clase 1. También se recomienda el uso de instrumentos redundantes para recolectar las variables primarias de clase 2.

## 6.4. Requerimientos de Instrumentación

### 6.4.1. Mediciones de Presión

Las variables primarias de clase 1 se medirán de ser posible con transmisores de presión con precisión de 0.1% con un total de incertidumbre máximo de 0.3% en el rango de calibración para tal medición (incluyendo equipo de acondicionamiento de señal). Estos transmisores de presión deben ser compensados por temperatura. Si la compensación por temperatura no fuera posible, la temperatura ambiente en el lugar de medición debe ser comparada con la temperatura durante la calibración con el fin de determinar si la disminución de la precisión es aceptable.

Las variables primarias de clase 2 se medirán de ser posible con transmisores de presión con precisión de 0.25% con un total de incertidumbre de 0.5% en el rango de calibración para tal medición (incluyendo equipo de acondicionamiento de señal). Estos transmisores de presión no necesitan ser compensados por temperatura.

Las presiones correspondientes a variables secundarias podrán ser determinadas con elementos que deberán tener una incertidumbre por debajo de 0.6%



Un medidor de presión absoluta con características equivalentes a medidores de presión de variables de clase 1 se utilizará para registrar la presión barométrica; Este valor será añadido a las lecturas de medidores de presión barométrica con el fin de obtener la presión absoluta.

#### 6.4.2. Mediciones de Temperatura

Todos los instrumentos utilizados en la medición de variables primarias de clase 1 deben tener un incertidumbre no mayor de 0.5 °C para temperaturas por debajo de 90 °C y un incertidumbre no mayor de 1.0 °C para temperaturas por arriba de 90 °C.

Todos los instrumentos utilizados para medir variables primarias de clase 2 deben tener una incertidumbre no mayor de 1.5 °C.

Los instrumentos utilizados para la recolección de variables secundarias deben de tener una incertidumbre de no mayor de 2.5 °C.

#### 6.4.3. Mediciones Promediadas

Donde se utilicen promedios de las mediciones el código ASME PTC 19.1 provee el método para calcular la incertidumbre del valor medio de múltiples mediciones.

#### 6.4.4. Mediciones de Flujo

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

#### 6.4.5. Mediciones de Generación 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 46 a través de la conexión de medidores de potencia activa y/o reactiva a los transformadores de corriente y voltaje instalados para tales propósitos. Los requisitos para cada instrumento específico se detallan a continuación. Esta instrumentación estará instalada en la subestación.

##### 6.4.5.1. 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.

##### 6.4.5.2. Medidores de potencia activa (medidor de Watts)

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

El wattímetro 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.

##### 6.4.5.3. 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.

#### 6.4.6. 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.

#### 6.4.7. 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.

#### 6.4.8. Otras mediciones eléctricas

Para otras mediciones eléctricas de potencia, intensidad o voltaje, utilizadas para descontar o prorratear los servicios, se realizará con equipos portátiles (como amperímetros, voltímetros portátiles, etc.), incertidumbres totales de hasta 1,5% en la variable a medir serán aceptadas.

#### 6.4.9. Mediciones de nivel

Las medidas de nivel se realizarán preferentemente por medio de transmisores de nivel existentes en la central y debidamente calibrados antes de la prueba. Estos dispositivos pueden ser de tipo magnético local o un tipo similar, también con una precisión rango de calibración del 0,5% para el medio principal, aunque se recomienda una precisión superior a 0,25%.

#### 6.4.10. Medición de la humedad relativa

La medición de la humedad se obtendrá con la lectura de un higrómetro o psicrómetro con una precisión mínima de 3%.

#### 6.4.11. Mediciones de tiempo

Para mediciones primarias de clase 1 que requieran un cálculo de tiempo (por ejemplo, la potencia se mide en términos de pulsos de energía), se utilizarán los sistemas con una precisión superior a 0,5 segundos en una hora. No se han establecido requerimientos especiales para el resto de medidas de tiempo.

## 7. EJECUCIÓN DE LA PRUEBA

### 7.1. Duración de la Prueba

La turbina de gas se pondrá a prueba mediante la ejecución de al menos dos (2) puntos de prueba de 30 minutos cada uno para asegurar la repetitividad de los resultados. Los resultados finales serán el valor promedio de los parámetros medidos. Primero se realizarán las pruebas con combustible de gas natural y consecutivamente con diésel.

Tabla 4: Tabla de puntos de prueba utilizando Gas Natural

Punto#	Carga	Duración	Combustible	Observaciones
1	5 MW	30 min	Gas Natural	Mínimo Técnico Termodinámico
2	5 MW	30 min	Gas Natural	Mínimo Técnico Termodinámico
3	18 MW	30 min	Gas Natural	Mínimo Técnico Ambiental
4	18 MW	30 min	Gas Natural	Mínimo Técnico Ambiental
5	24 MW	30 min	Gas Natural	-
6	24 MW	30 min	Gas Natural	-
7	29 MW	30 min	Gas Natural	-
8	29 MW	30 min	Gas Natural	-
9	35 MW	30 min	Gas Natural	-
10	35 MW	30 min	Gas Natural	-
11	40 MW	30 min	Gas Natural	-
12	40 MW	30 min	Gas Natural	-
13	46 MW	30 min	Gas Natural	Potencia Máxima
14	46 MW	30 min	Gas Natural	Potencia Máxima

Tabla 5: Tabla de puntos de prueba utilizando Diésel

Punto#	Carga	Duración	Combustible	Observaciones
1	5 MW	30 min	Diésel	Mínimo Técnico Termodinámico
2	5 MW	30 min	Diésel	Mínimo Técnico Termodinámico
3	18 MW	30 min	Diésel	Mínimo Técnico Ambiental
4	18 MW	30 min	Diésel	Mínimo Técnico Ambiental
5	23 MW	30 min	Diésel	-
6	23 MW	30 min	Diésel	-
7	28 MW	30 min	Diésel	-
8	28 MW	30 min	Diésel	-
9	33 MW	30 min	Diésel	-
10	33 MW	30 min	Diésel	-
11	38 MW	30 min	Diésel	-
12	38 MW	30 min	Diésel	-
13	42 MW	30 min	Diésel	Potencia Máxima
14	42 MW	30 min	Diésel	Potencia Máxima

### 7.2. Modo de Operación

La prueba se ejecutará con TG a la carga prevista en las tablas de puntos de prueba. La operación de la TG se realizará lo más cercano a condiciones normales de operación. Antes de la prueba, el director de prueba verificará que la planta está estable y que los factores de potencia están lo más cercanos a los de referencia.

A 100% de cargas, la TG se operara en modo "carga base". Durante la prueba ni el modo de control, ni la carga o la temperatura de ajuste de puntos pueden ser alterados. Durante las pruebas a cargas parciales, la unidad estará en modo control de carga determinada (sin regulación de frecuencia), de acuerdo a lo especificado en el artículo 30 del Anexo Técnico de la Resolución Exenta N°427.

Durante el período de prueba el factor de potencia se establecerá al valor de 0.95, previamente especificado en las condiciones de referencia. Si no es posible fijar este valor a causa de las condiciones de la red eléctrica, las pruebas se realizarán con el factor de potencia lo más cercano al de referencia. En este caso, los resultados de las pruebas serán corregidos con el factor de potencia de referencia.

### 7.3. Criterios de Estabilización de Punto de Prueba

Antes de la recopilación oficial de datos para cada prueba la planta debe estar en condición estable. Las variaciones de cada parámetro que se describen en la tabla 5 deben estar dentro de los límites prescritos por lo menos 30 minutos antes del comienzo de cada prueba para un nivel de carga determinado. La fluctuación debe permanecer dentro de estos límites durante de cada punto.

Tabla 5: Criterio de estabilización para Turbina de Gas

Parámetros de Operación	Variación vs valor medio
Salida de Potencia Eléctrica	±1.3 %
Presión Barométrica	±0.33 %
Temperatura de Aire de Entrada	±0.72 °C
Presión – combustible gas suministrado a la TG	±0.65 %
Flujo de Combustible	±1.3 %
Presión absoluta de escape	±0.33 %
Velocidad de la Turbina	±0.65 %

### 7.4. Recolección de Datos

Cada punto constará de no menos de 30 valores extraídos del DCS y lecturas de instrumentos temporales (mínimo 1 cada minuto durante un período de 30 minutos) y al menos 1 lectura cada 5 minutos para lecturas manuales dado el caso que sea necesario.

Las lecturas digitales se entregarán en una hoja de cálculo. Una copia del archivo original será distribuida a todas las partes presentes. El archivo original se mantendrá por la parte conductora.

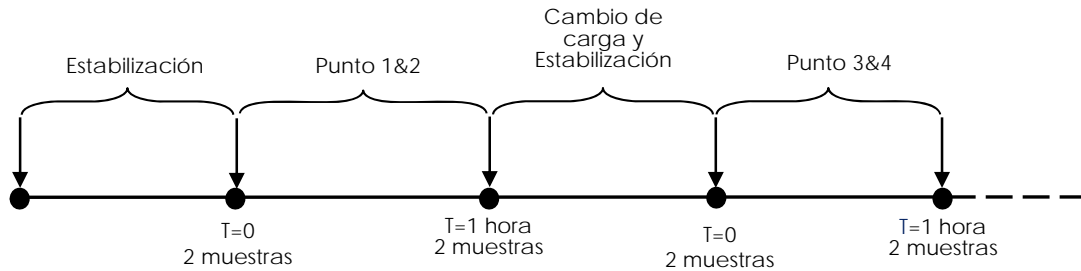
Las hojas de datos de lecturas manuales se firmarán por el individuo que toma los datos y el director de la prueba. Cada hoja será revisada y firmada por todas las partes presentes. Una fotocopia será distribuida a todas las partes. Las hojas originales se mantendrán por la parte conductora. TGPS proporcionará el formato de toma de datos manuales; SAGESA será responsable de asignar personal de la Central para llevar a cabo esta actividad.

### 7.5. Recolección y Muestras de Combustible

Para determinar el PCS del combustible líquido será necesario coleccionar muestras del combustible utilizado durante la prueba. La sonda de toma de muestra de combustible se ubicará lo más cerca posible a la turbina, después de los filtros y bombas de combustible. Se

tomarán dos (2) muestras cada vez, una se enviará al laboratorio para análisis y la segunda se guardará en un lugar seguro dado el caso en que la primera muestra se pierda sin producir resultados aceptables. La toma será al tiempo cero (0) de cada nivel de carga de prueba. El esquemático de la figura 2 detalla la planificación de las muestras. Para combustible de gas natural, no se tomaran muestras de combustible dado que el PCS se determinará con el cromatógrafo de la unidad.

Figura 2. Planificación de toma de combustible para el CEN  
Se repite para cada punto de prueba



## 7.6. Composición y poder calorífico de los combustibles

La composición de combustible gas natural se determinará utilizando el cromatógrafo de la central durante la prueba, el cual deberá estar calibrado y contar con certificación vigente previo al inicio de las pruebas de acuerdo a la norma ASME D D1945. Se verificará su confiabilidad de los resultados de composición del gas natural.

El Poder Calorífico del combustible líquido se determinará por análisis de un laboratorio, el costo de los análisis deberá ser cubierto por Central Coronel. Los siguientes parámetros serán determinados por el análisis:

Determinación del Poder Calorífico – ASTM D4809 (o equivalente).

Densidad del diésel a 5°C, 15°C y 25°C.

## 7.7. Comienzo y Fin de la Prueba

La parte conductora (TGPS) será responsable de anunciar el inicio y fin de cada prueba. También, se asegurará que todos los datos recolectados son de calidad necesaria para reportar el rendimiento de la unidad como se describe en este protocolo.

## 7.8. Desviaciones de la Prueba

Todas las desviaciones de las pruebas que no se consideran lo suficientemente graves como para detener la prueba en el proceso se documentarán mediante el formulario en el Apéndice H.

## 8. RESULTADOS Y CÁLCULOS DE LA PRUEBA

En la metodología descrita en esta sección se detallan los cálculos necesarios para determinar los parámetros de referencia. Estos resultados serán corregidos mediante las curvas de corrección. Los datos se promediarán como se describe por el ASME PTC 19.1.

### 8.1. Cálculo de Potencia Neta Corregida

#### 8.1.1. Potencia neta corregida de salida de la turbina de gas, kW

$$PN = CPG_{GT} - (PG_{GT} - PN_{GT}) + \Delta GL_{GT} + \Delta TL_{GT}$$

Donde:

$CPG_{GT}$  = Potencia bruta corregida para condiciones de referencia, kW

$PG_{GT}$  = Potencia bruta medida en bornes del generador de la TG, kW

$PN_{GT}$  = Potencia neta medida en el lado de alta del transformador principal de la TG, kW

$\Delta GL_{GT}$  = Ajuste para pérdidas del generador de la TG por diferencia de FP, kW

$\Delta TL_{GT}$  = Ajuste para pérdidas del transformador de la TG por diferencia de FP, kW

#### 8.1.2. Potencia bruta corregida para condiciones de referencia, kW

$$CPG_{GT} = PG_{GT} \times (\alpha_1 \times \alpha_2 \times \alpha_3 \times \alpha_4)$$

Donde:

$PG_{GT}$  = Potencia bruta medida de la TG, kW

$\alpha_1$  = Corrección por temperatura ambiente

$\alpha_2$  = Corrección por caída de presión a la entrada de la TG

$\alpha_3$  = Corrección por contra presión de escape de la TG

$\alpha_4$  = Corrección por humedad ambiental

#### 8.1.3. Potencia bruta medida en bornes del generador de la TG, kW

$$PG_{GT} = (EG_{GT\text{final}} - EG_{GT\text{initial}}) / \text{tiempo transcurrido}$$

Donde:

$EG_{GT\text{final}}$  = lectura de energía bruta total en el punto final de prueba en kWh

$EG_{GT\text{initial}}$  = lectura de energía bruta total en el punto inicial de la prueba en kWh

Tiempo transcurrido = tiempo transcurrido del punto de prueba, en horas

#### 8.1.4. Potencia neta medida en el lado alta del transformador principal de la TG, kW

$$PN_{GT} = (EN_{GT\text{final}} - EN_{GT\text{initial}}) / \text{tiempo transcurrido}$$

Donde:

$EN_{GT\text{final}}$  = lectura de energía neta total en el punto final de prueba en kWh

$EN_{GT\text{initial}}$  = lectura de energía neta total en el punto inicial de la prueba en kWh

Tiempo transcurrido = tiempo transcurrido del punto de prueba, en horas

#### 8.1.5. Ajuste de la potencia para pérdidas del generador de la TG, kW

$$\Delta GL_{GT} = GL_{GT\text{test}} - GL_{GT\text{ref}}$$

Donde:

$GL_{GTtest}$  = Pérdidas del generador de la TG a la potencia  $PG_{GT}$  y el factor de potencia  $PF_{GT}$  medido durante el punto de prueba según las curvas del generador, kW

$GL_{GTref}$  = Pérdidas del generador de la TG a la potencia y el factor de potencia de referencia según las curvas del generador, kW

#### 8.1.6. Ajuste de la potencia para pérdidas del transformador de la TG, kW

$$\Delta TL_{GT} = TL_{GTtest} - TL_{GTref}$$

Donde:

$TL_{GTtest}$  = Pérdidas del transformador de la TG a la potencia  $PN_{GT}$  y el factor de potencia  $PF_{NT}$  medido durante el punto de prueba, kW

$TL_{GTref}$  = Pérdidas del transformador de la TG a la potencia y el factor de potencia de referencia, kW

#### 8.1.7. Corrección de la potencia bruta por temperatura ambiente, $\alpha_1$

$$\alpha_1 = FC1_{ref} / FC1_{test}$$

Donde:

$FC1_{ref}$  = Factor de corrección por temperatura ambiente de referencia

$FC1_{test}$  = Factor de corrección por temperatura ambiente medida durante el punto de prueba

#### 8.1.8. Corrección de la potencia bruta por caída de presión a la entrada de la TG, $\alpha_2$

$$\alpha_2 = FC2_{ref} / FC2_{test}$$

Donde:

$FC2_{ref}$  = Factor de corrección por caída de presión de la TG de referencia

$FC2_{test}$  = Factor de corrección por caída de presión de la TG medida durante el punto de prueba

#### 8.1.9. Corrección de la potencia bruta por el contra presión de escape de la TG, $\alpha_3$

$$\alpha_3 = FC3_{ref} / FC3_{test}$$

Donde:

$FC3_{ref}$  = Factor de corrección por contra presión de escape de referencia

$FC3_{test}$  = Factor de corrección por contra presión de escape medida durante el punto de prueba

#### 8.1.10. Corrección de la potencia bruta por humedad ambiental, $\alpha_4$

$$\alpha_4 = FC4_{ref} / FC4_{test}$$

Donde:

$FC4_{ref}$  = Factor de corrección por humedad ambiental de referencia

$FC_{4\text{test}}$  = Factor de corrección por humedad ambiental medida durante el punto de prueba

## 8.2. Consumo Específico Neto, kcal/kWh

El consumo específico del grupo se describe en el Anexo Técnico de la Resolución Exenta 427 de la Comisión Nacional de Energía de Chile y a lo indicado en el artículo 18 (Resultado de Prueba del CEN) como:

$$CEN = \frac{CT}{PN}$$

Donde:

CT = Consumo Total de calor corregido a condiciones de referencia, Kcal/h, en base PCS  
PN = Potencia Neta corregida a condiciones de referencia, kW

8.2.1. El consumo de combustible corregido para las condiciones de referencia y para el poder calorífico de referencia de la resolución Exenta 427 (11000 kcal/kg para diésel & 9300 kcal/Nm<sup>3</sup> para gas natural), kg/kWh

$$CEN_{11000/9300} = CNHR / PCS_{REF}$$

Donde:

CNHR = Heat rate neto de la planta corregido para condiciones de referencia, Kcal/kWh  
PCS<sub>ref</sub> = Poder calorífico superior del combustible de referencia según Ex. 427, (11000 Kcal/kg para diésel & 9300 kcal/Nm<sup>3</sup> para gas natural), kg/kWh

8.2.2. Heat rate neto corregido (base PCS) a las condiciones de referencia, CNHR, Kcal/kWh

$$CNHR = CGHR + (CGHR \times (PG_{GT} - PN_{GT})) / (CPN_{GT})$$

Donde:

CGHR = Heat rate bruto corregido, Kcal/kWh  
PG<sub>GT</sub> = Potencia bruta medida en bornes del generador de la TG, kW  
PN<sub>GT</sub> = Potencia neta medida en el lado de alta del transformador principal de la TG, kW  
PN = Potencia neta corregida, kW

8.2.3. Heat rate bruto corregido a las condiciones de referencia, CGHR, Kcal/kWh

$$CGHR = GHR \times (\beta_1 \times \beta_2 \times \beta_3 \times \beta_4)$$

Donde:

GHR = Heat rate bruto, Kcal/kW  
 $\beta_1$  = Corrección por temperatura ambiente  
 $\beta_2$  = Corrección por caída de presión a la entrada de la TG  
 $\beta_3$  = Corrección por contra presión de escape de la TG  
 $\beta_4$  = Corrección por humedad ambiental



#### 8.2.4. Heat rate bruto, Kcal/kWh

El heat rate bruto de la planta se calcula por:

$$GHR = \frac{Q}{PGT_{GT}}$$

Donde:

Q = Calor total consumido durante el punto de prueba, Kcal/hr  
PGT<sub>GT</sub> = Potencia bruta medida en bornes del generador de la TG, kW

#### 8.2.5. Calor total consumido durante el punto, Q, Kcal/hr

El calor total consumido durante la prueba está calculado por:

$$Q = Qm_{fuel} \times PCS_{test}$$

Donde:

Qm<sub>fuel</sub> = Caudal másico de combustible, kg/hr  
PCS<sub>test</sub> = Poder calorífico del combustible

#### 8.2.6. Corrección de Heat rate por temperatura ambiente, β<sub>1</sub>

$$\beta_1 = FC1_{ref} / FC1_{test}$$

Donde:

FC1<sub>ref</sub> = Factor de corrección por temperatura ambiente de referencia  
FC1<sub>test</sub> = Factor de corrección por temperatura ambiente medida durante el punto de prueba

#### 8.2.7. Corrección del Heat rate por presión ambiental, β<sub>2</sub>

$$\beta_2 = FC2_{ref} / FC2_{test}$$

Donde:

FC2<sub>ref</sub> = Factor de corrección por caída de presión a la entrada de la TG de referencia  
FC2<sub>test</sub> = Factor de corrección por caída de presión a la entrada de la TG medida durante el punto de prueba

#### 8.2.8. Corrección de Heat rate por contra presión de escape de la TG, β<sub>3</sub>

$$\beta_3 = FC3_{ref} / FC3_{test}$$

Donde:

FC3<sub>ref</sub> = Factor de corrección por contra presión de escape de la TG de referencia  
FC3<sub>test</sub> = Factor de corrección por contra presión de escape de la TG medida durante el punto de prueba

### 8.2.9. Corrección de Heat rate por humedad ambiental, $\beta_4$

$$\beta_4 = FC_{4ref} / FC_{4test}$$

Donde:

$FC_{4ref}$  = Factor de corrección por humedad ambiental de referencia  
 $FC_{4test}$  = Factor de corrección por humedad ambiental medida durante el punto de prueba

## 9. INCERTIDUMBRE DE LA PRUEBA

El cálculo de la incertidumbre total de la prueba, como la composición de la incertidumbre sistemática y aleatoria, se obtendrá de la siguiente expresión:

$$U_{95} = \sqrt{B_R^2 + (t \cdot S_R)^2}$$

Donde el primer término corresponde a la contribución de la incertidumbre sistemática y la segunda, a la que es en base al azar.

Tomando un intervalo de confianza de 95 %, con un número de lecturas de cada medición superior a 20. La expresión puede transformarse en:

$$U_{95} = 2 \sqrt{\left(\frac{B_R}{2}\right)^2 + (S_R)^2}$$

Incertidumbres son expresadas en %.

### 9.1. Cálculo de la incertidumbre sistemática

Incertidumbre sistemática se calculará a partir de:

$$B_R = \sqrt{\sum_i (\theta_i \cdot B_{\bar{P}_i})^2}$$

Donde:

$B_R$  = Incertidumbre sistemática total, %

$\theta_i$  = Coeficiente de sensibilidad %/%

$B_{\bar{P}_i}$  = Incertidumbre sistemática de cada variable individual %

$i$  = Tasa de sumatoria corriendo todas las variables que intervienen en el cálculo de los resultados

El coeficiente de sensibilidad será obtenido:

$$\theta_i = \frac{\bar{P}_i}{R} \cdot \frac{\partial R}{\partial \bar{P}_i}$$

Donde:

$\bar{P}_i$  = Valor medio de la variable obtenido durante la prueba

$R$  = Resultado del cálculo de la prueba

El valor de  $\bar{P}_i$  será calculado siguiendo la ecuación a continuación:

$$\bar{P}_i = \frac{1}{N_j} \cdot \sum_{k=1}^{N_j} P_{ik}$$

Donde:

$N_j$  = Número total de lecturas de una variable  $i$

$P_{ik}$  = Valor  $K$  de la variable  $i$

$k$  = Tasa de la suma de todas las lecturas grabadas durante la prueba para una variable

Si una variable debería determinarse promediando las mediciones de diversos instrumentos, el coeficiente de sensibilidad se dividirá entre el número de instrumentos de grabación de la medición.

## 9.2. Cálculo de la incertidumbre aleatoria

Incertidumbre aleatoria se calculará con:

$$S_R = \sqrt{\sum_i (\theta_i \cdot S_{\bar{P}_i})^2}$$

Donde

$S_R$  = Incertidumbre aleatoria total, %

$S_{\bar{P}_i}$  = Estimación de la desviación estándar de la media de la variable  $P_i$

Donde:

$$S_{\bar{P}_i} = \frac{1}{\sqrt{N_j}} \sqrt{\sum_{k=1}^{N_j} \frac{(P_{ik} - \bar{P}_i)^2}{N_j - 1}}$$

## Apéndice A - CURVAS DE CORRECCIÓN

# Assumptions

- As there is a discrepancy of ~2% on the engine degradation between gas and liquid fuel estimations, it's assumed the liquid fuel degradation to be the right one to model the curves
- Inlet loss has been estimated as follows: Ambient Pressure – P2= 8.6 inH2O; this value is assumed to be the same for both, gas and liquid curves
- Exit loss has been assumed to be 12 inH2O

## **Curve Base Conditions:**

Temperature: 60F

Relative Humidity: 60%

Elevation: 0ft

Inlet/Exit Losses: 8.6/12 inH2O

Nox Abatement: Water (25ppm-gas fuel & 42ppm-diesel)

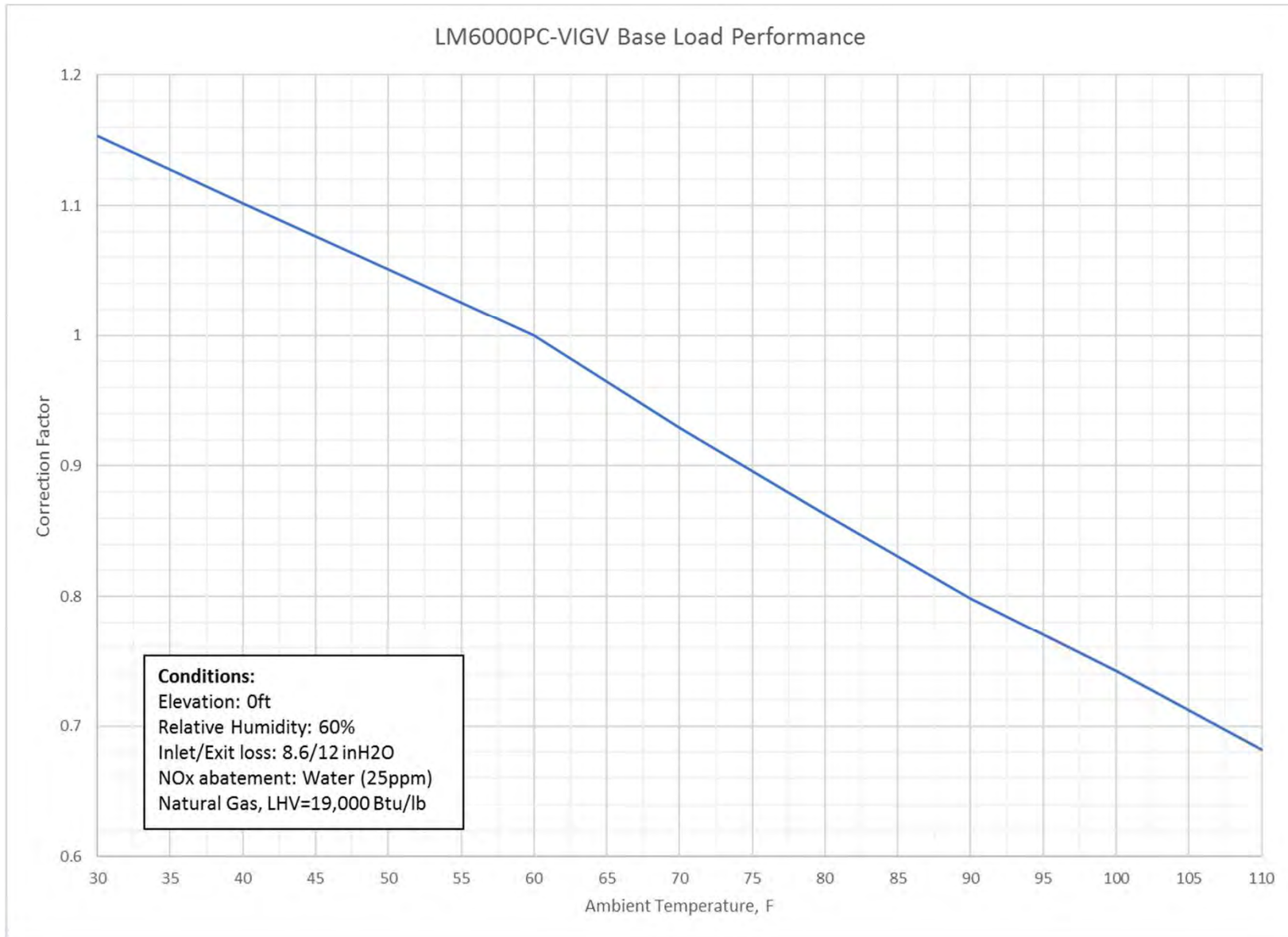
LHV, gas fuel (19,000Btu/lb) & diesel (18,400Btu/lb)



# Gas Fuel Curves

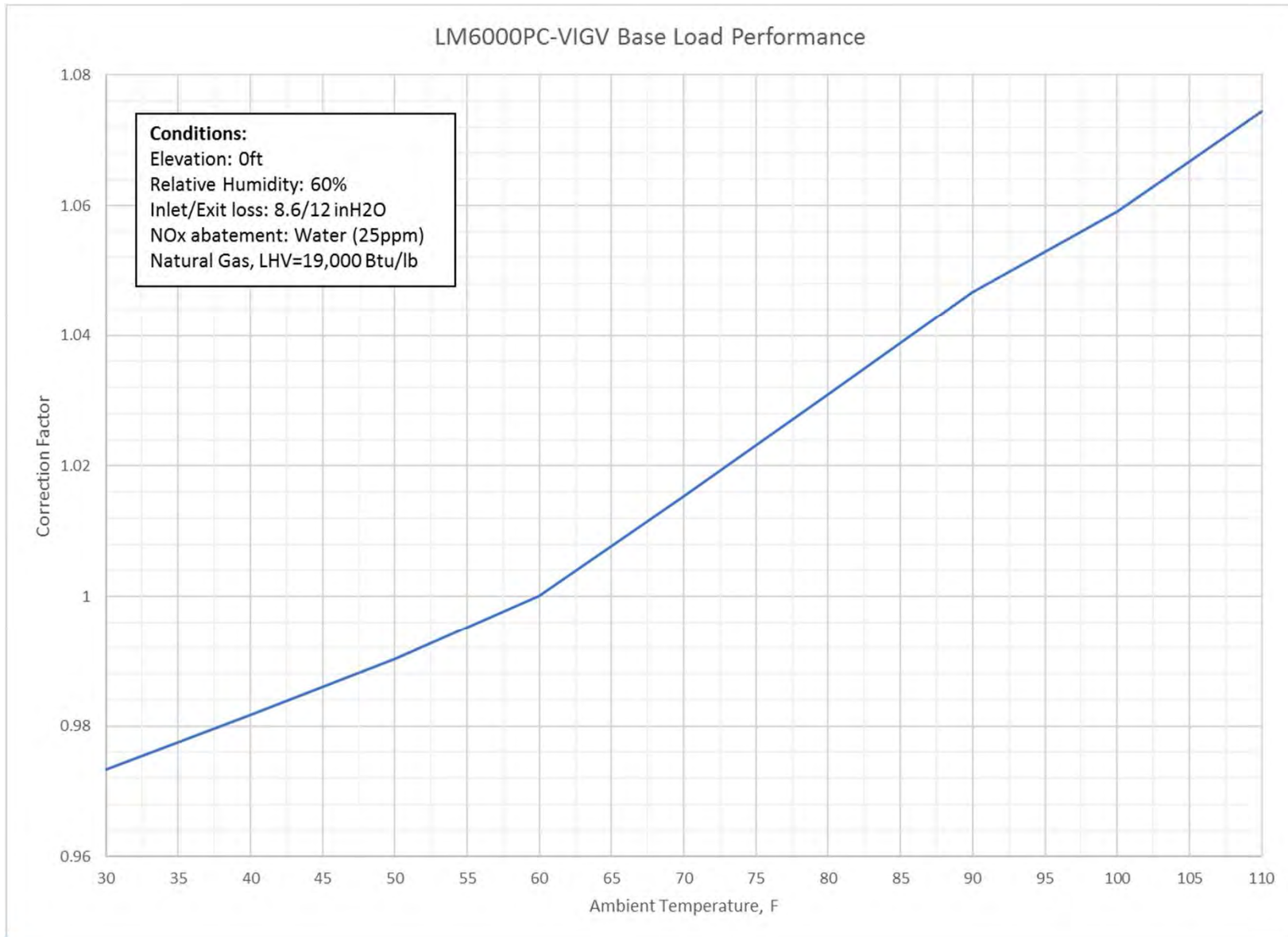


# Ambient Temperature Correction Factor for Power

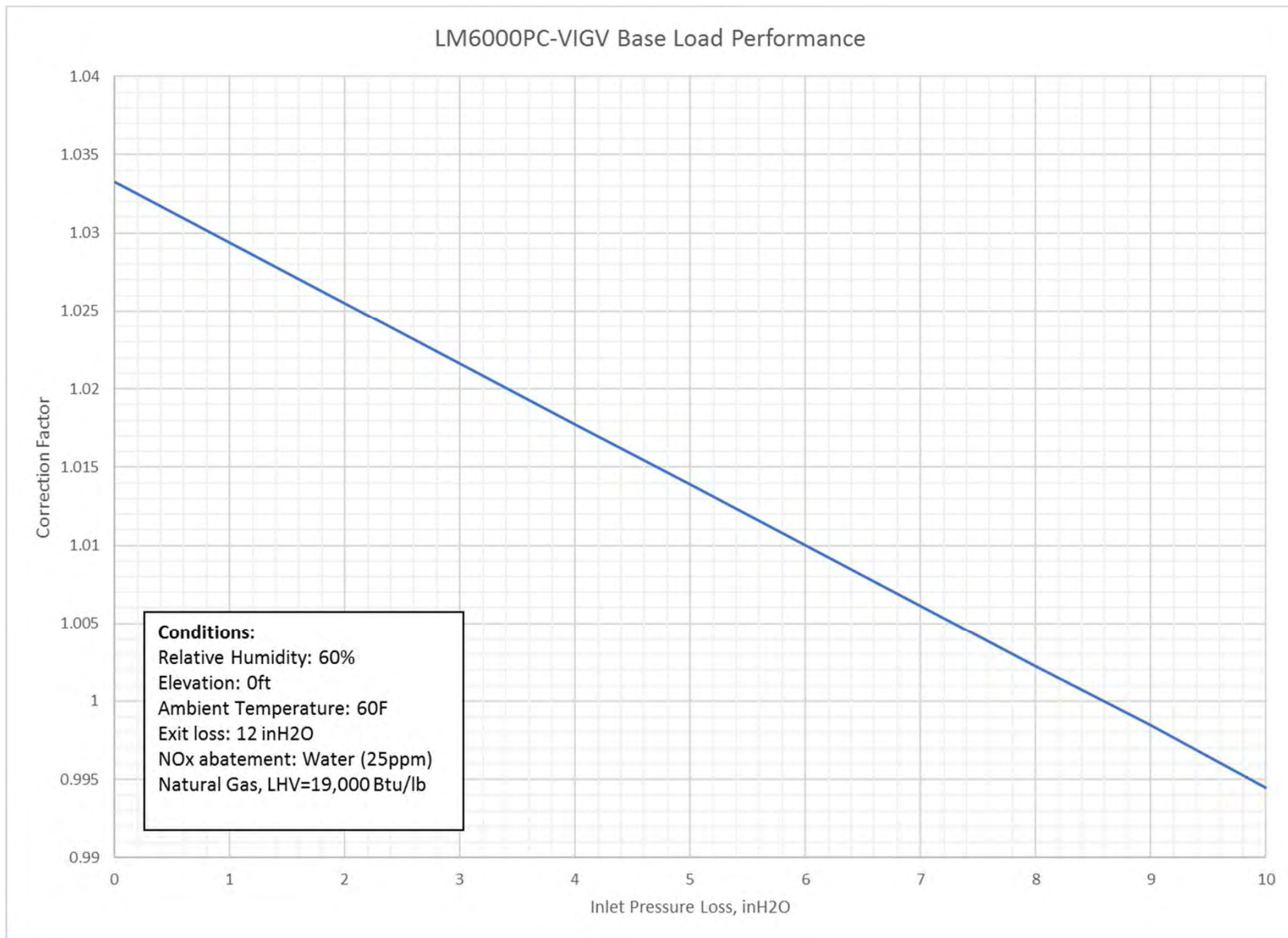




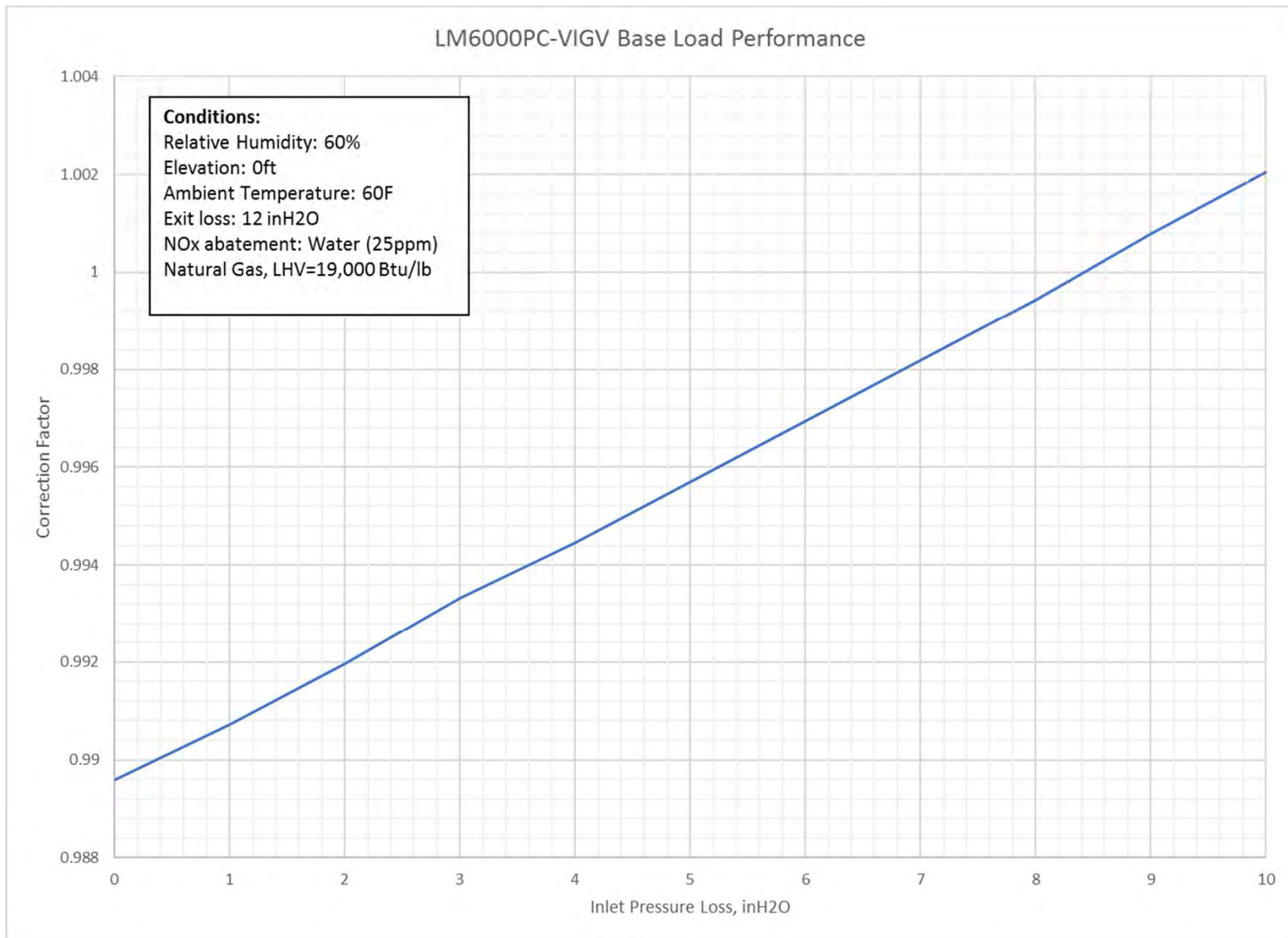
# Ambient Temperature Correction Factor for Heat Rate



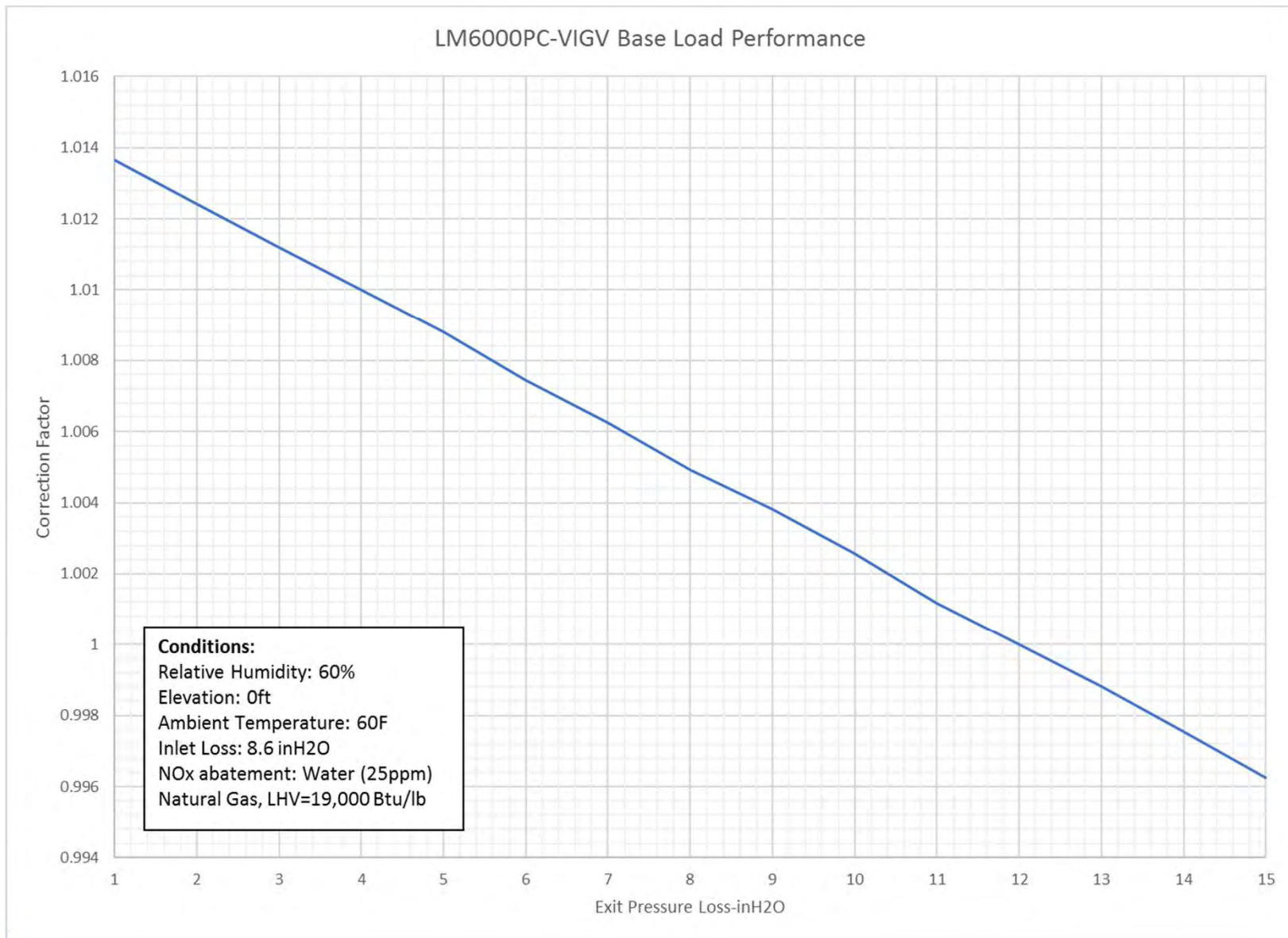
# Inlet Loss Correction Factor for Power



# Inlet Loss Correction Factor for Heat Rate

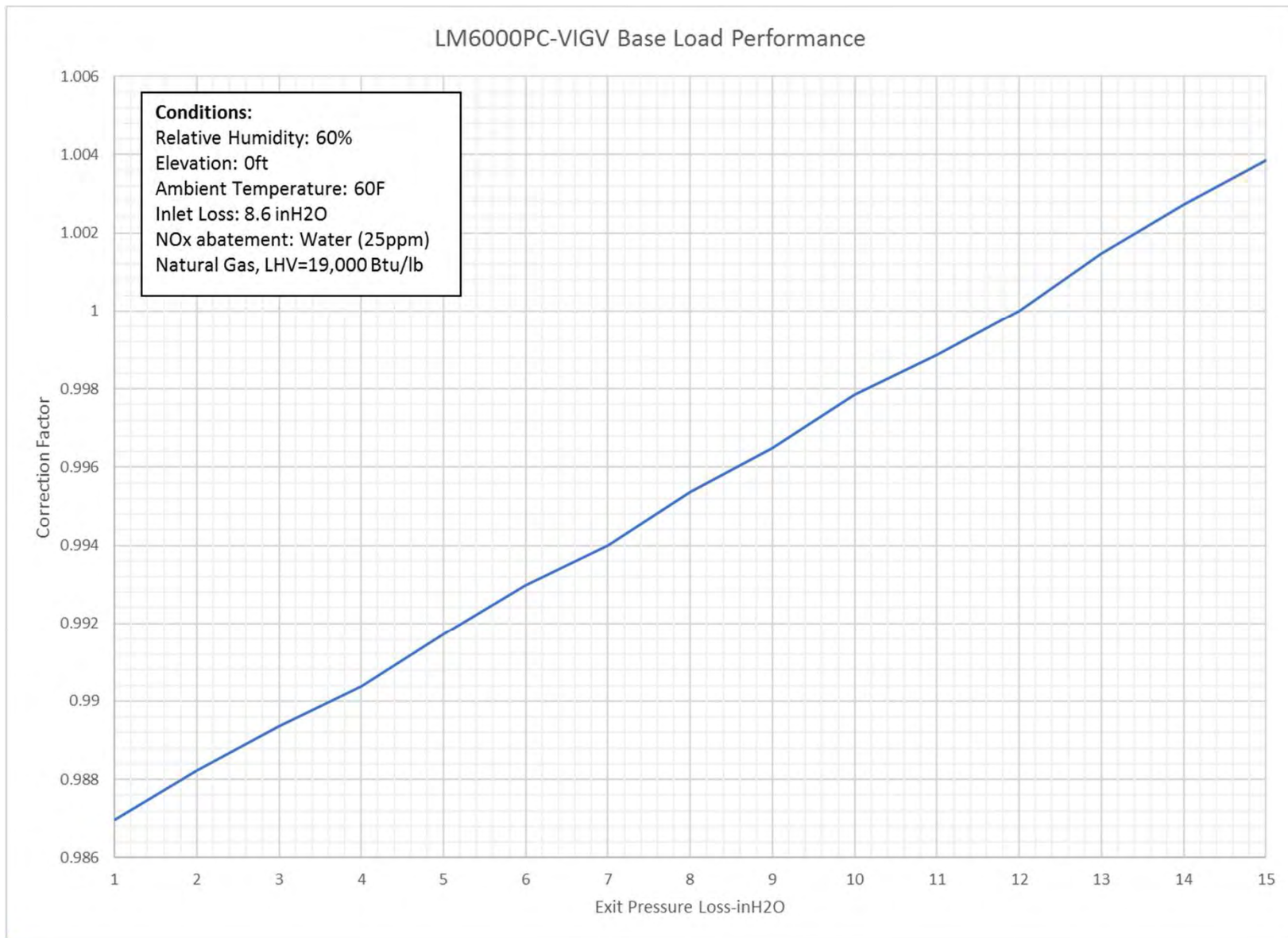


# Exit Loss Correction Factor for Power

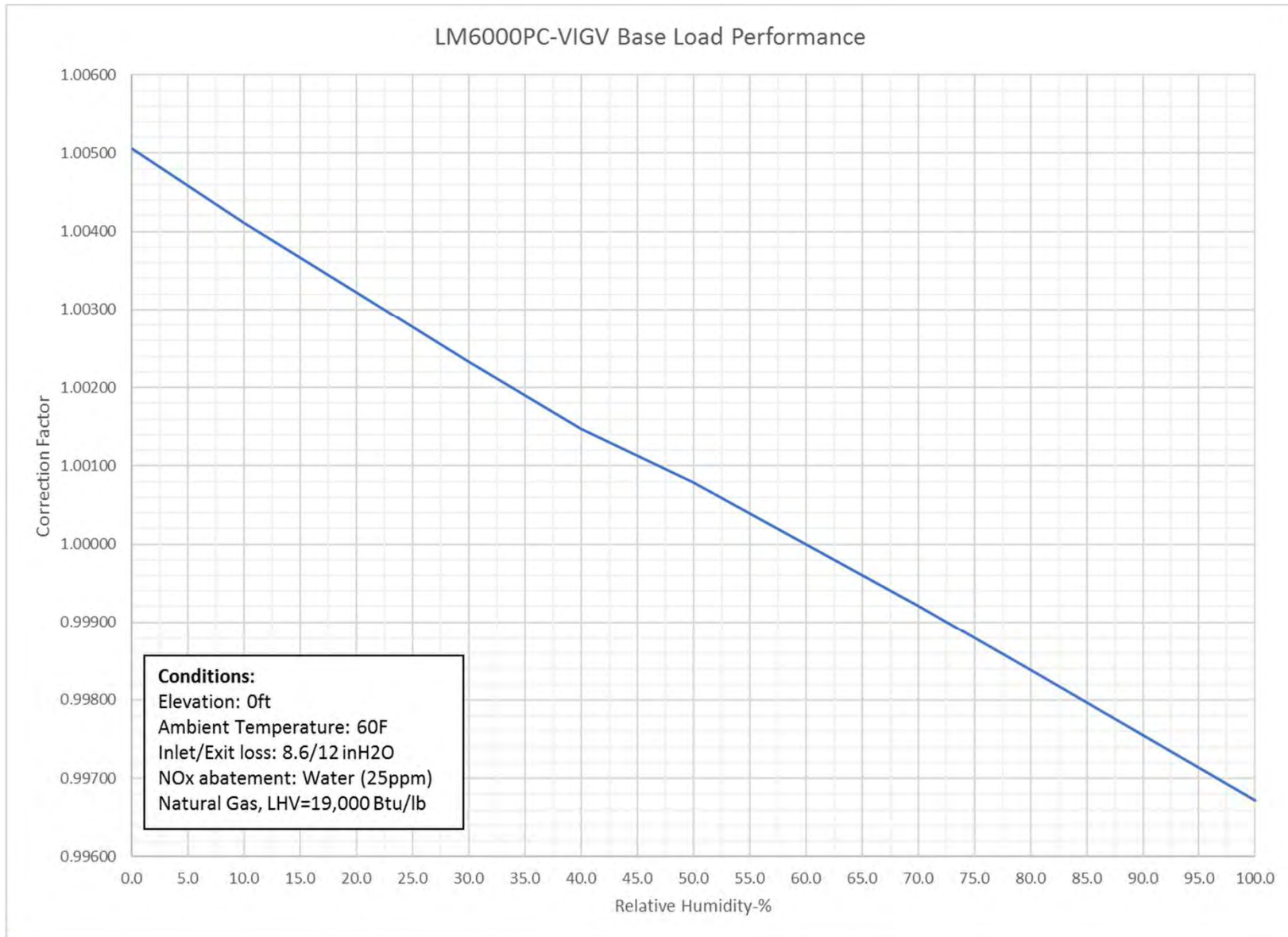




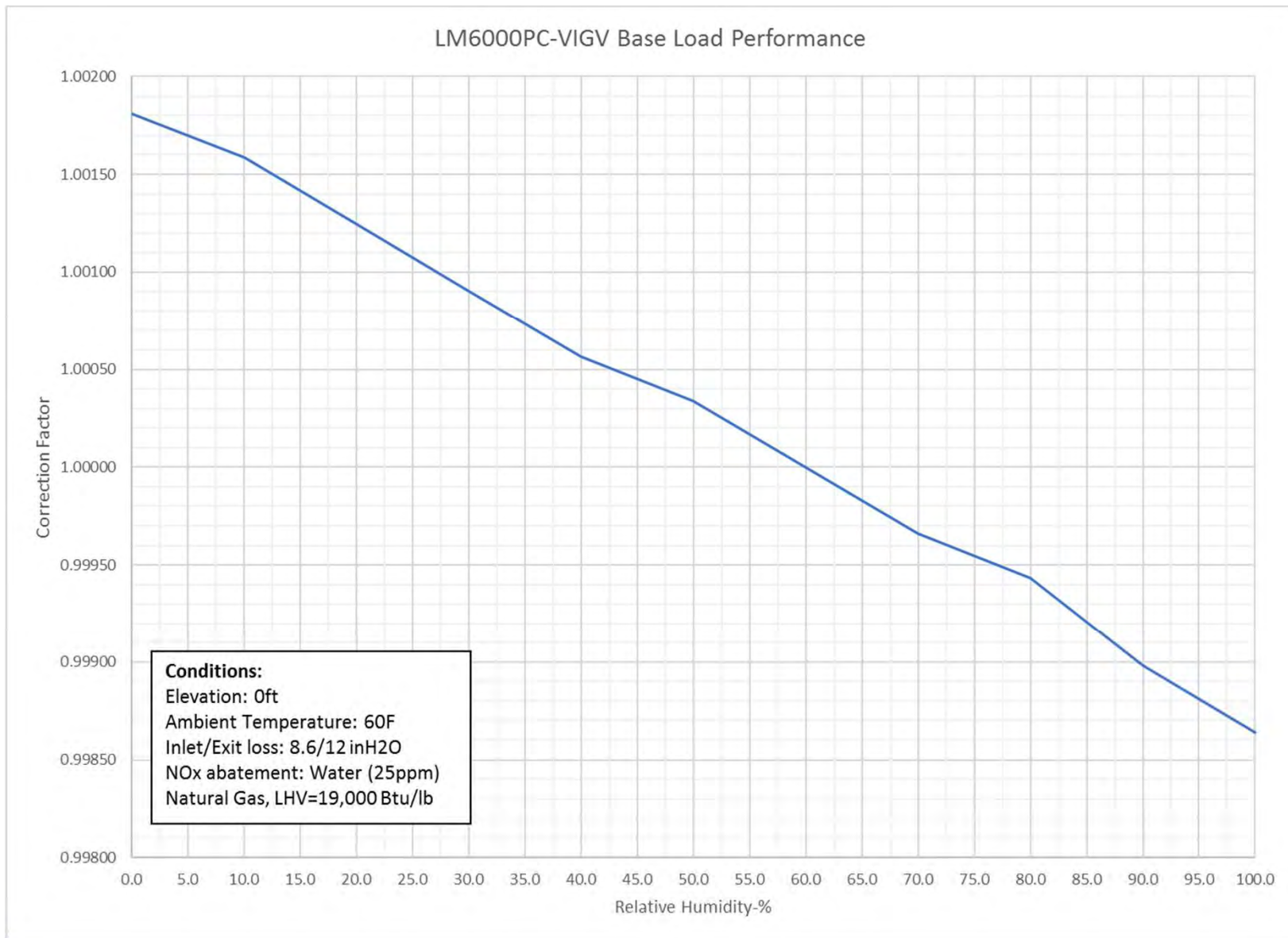
# Exit Loss Correction Factor for Heat Rate



# Relative Humidity Correction Factor for Power



# Relative Humidity Correction Factor for Heat Rate

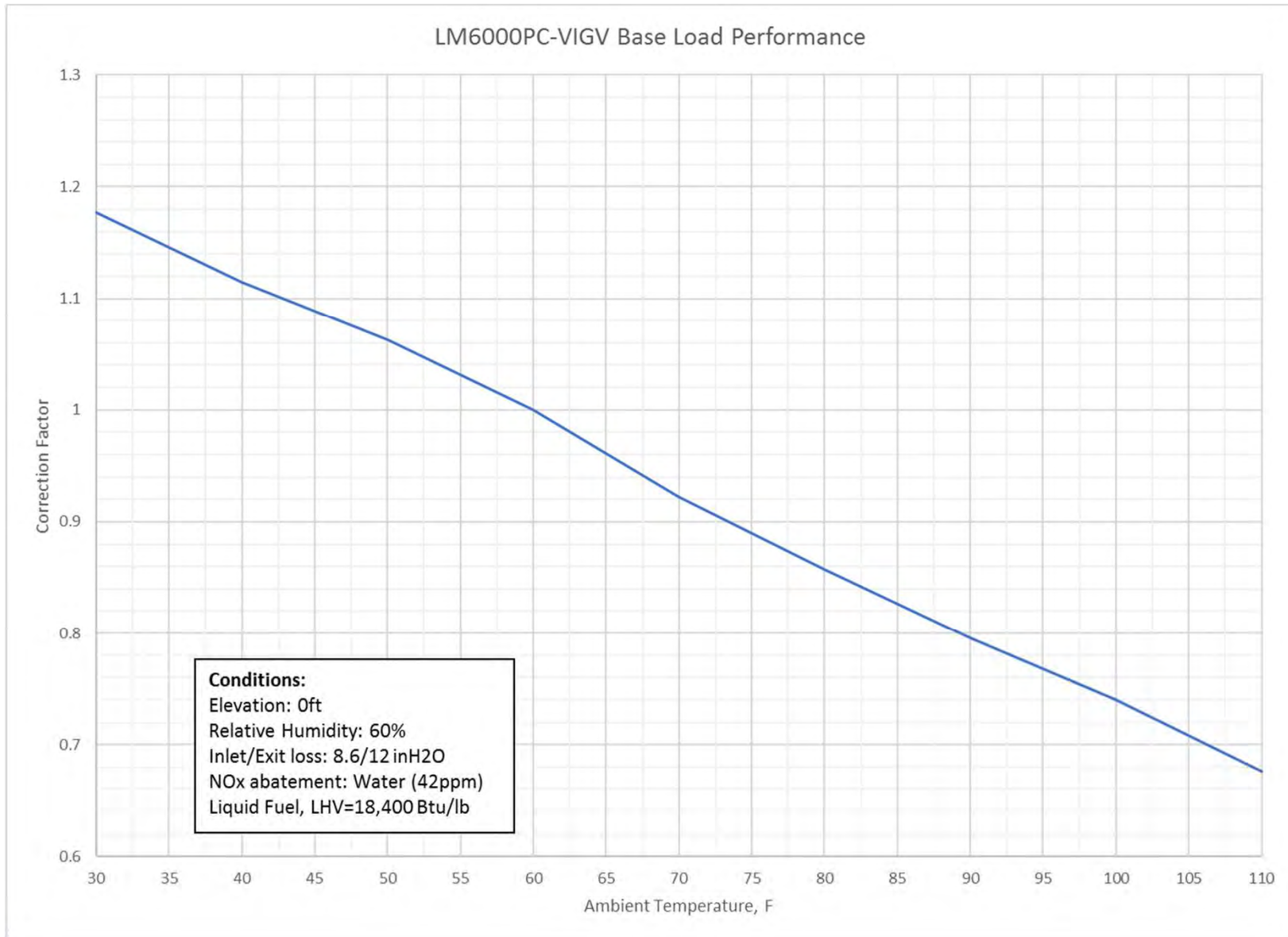


# Diesel Fuel Curves

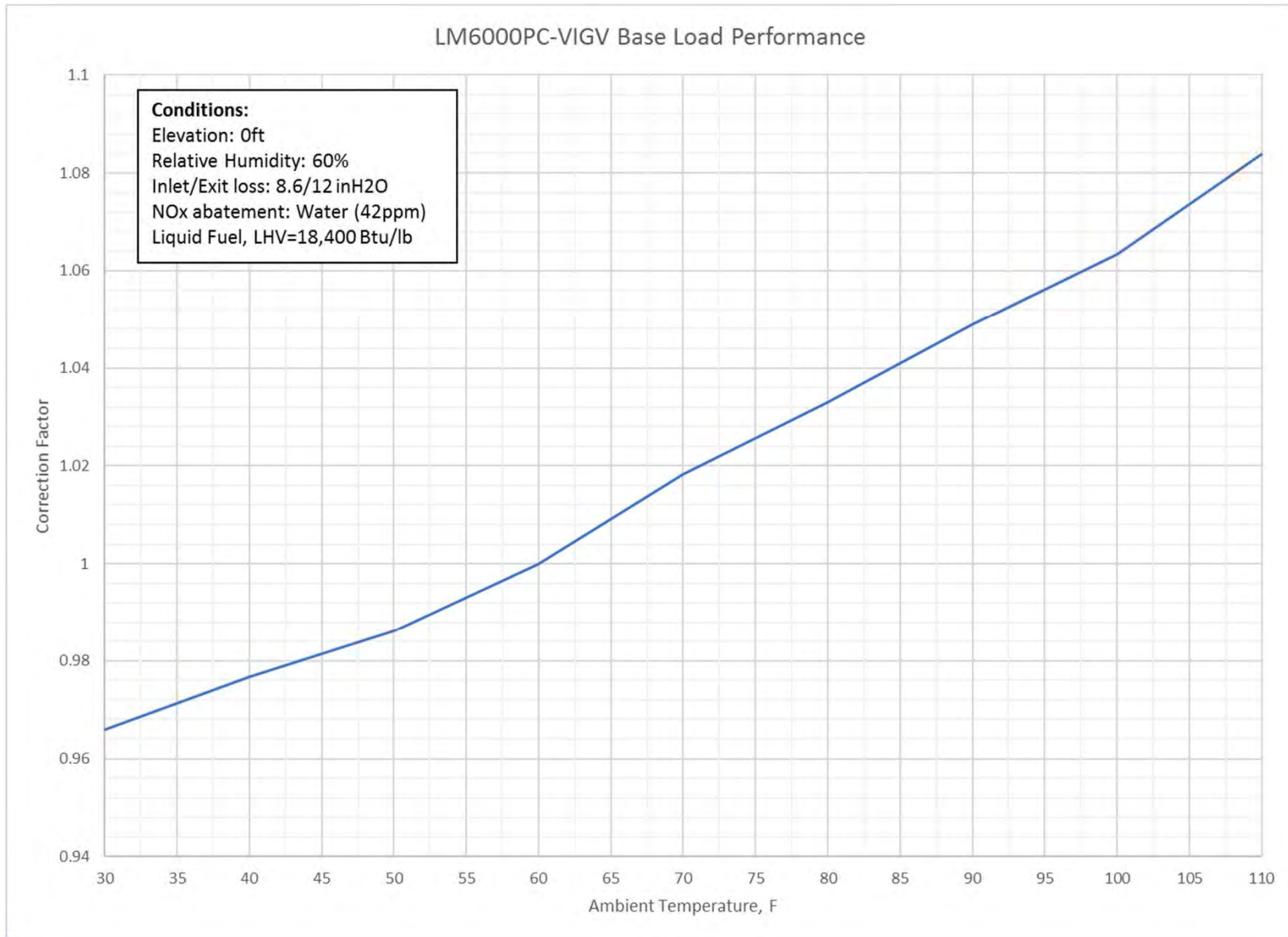




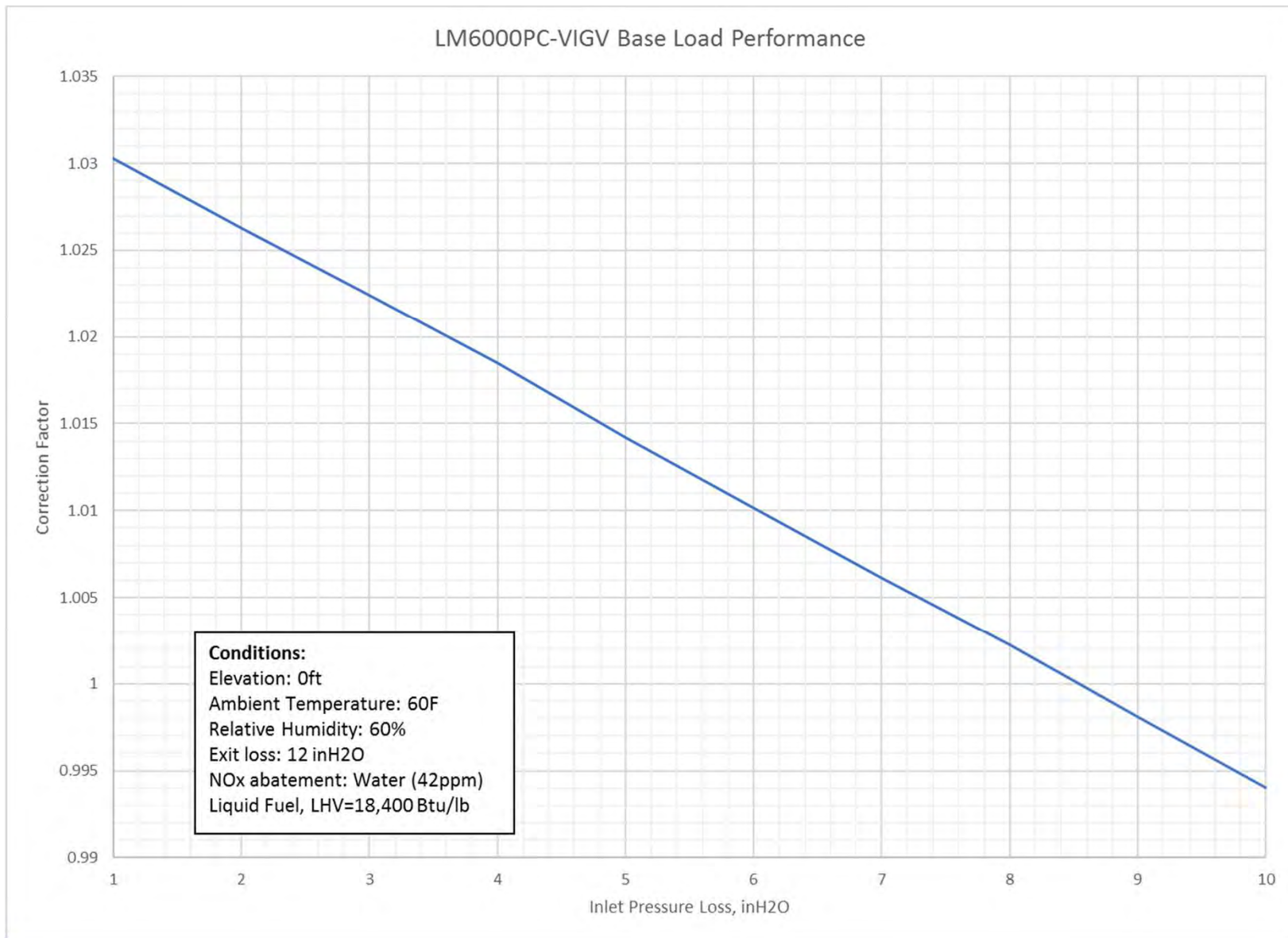
# Ambient Temperature Correction Factor for Power



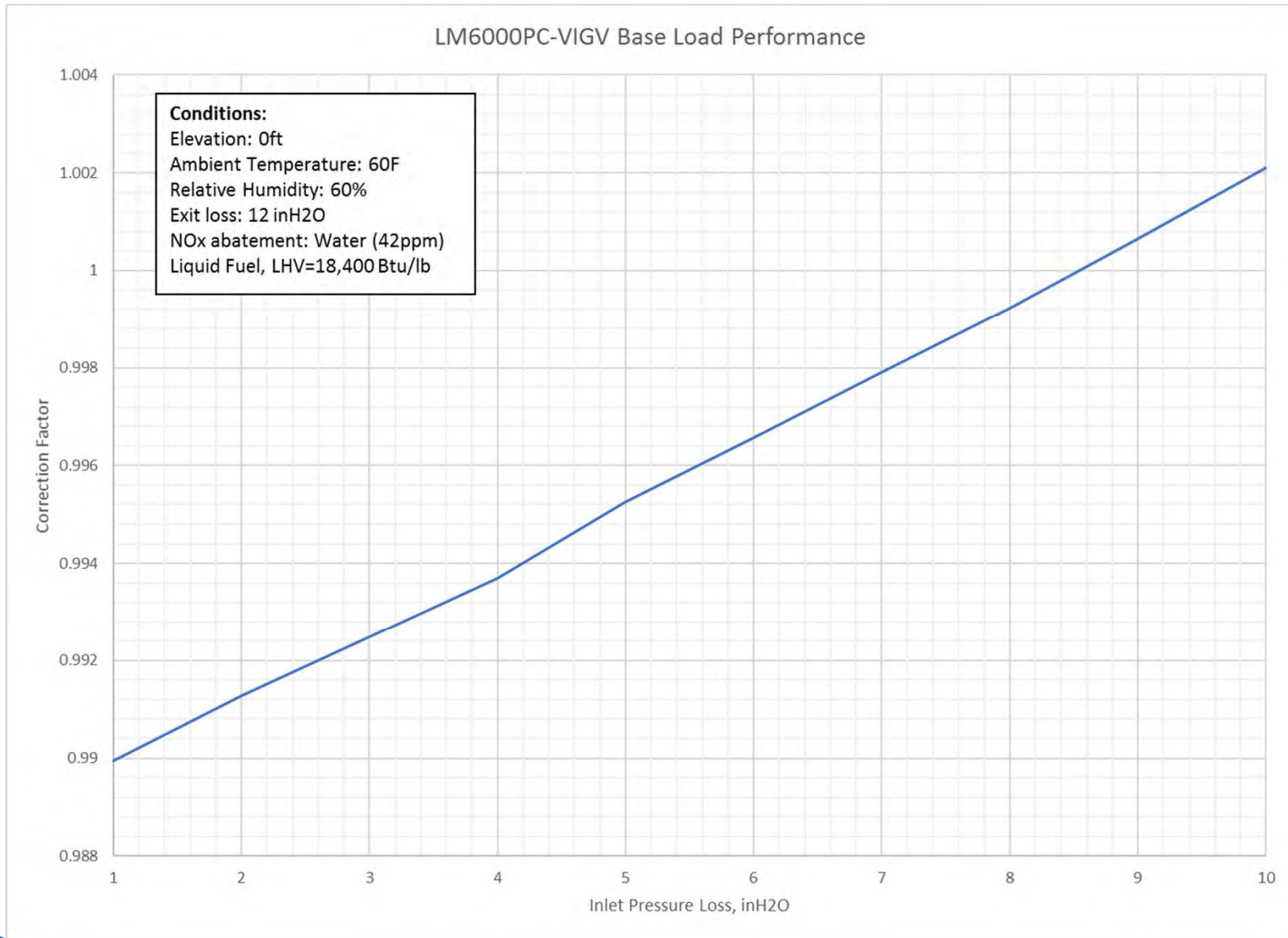
# Ambient Temperature Correction Factor for Heat Rate



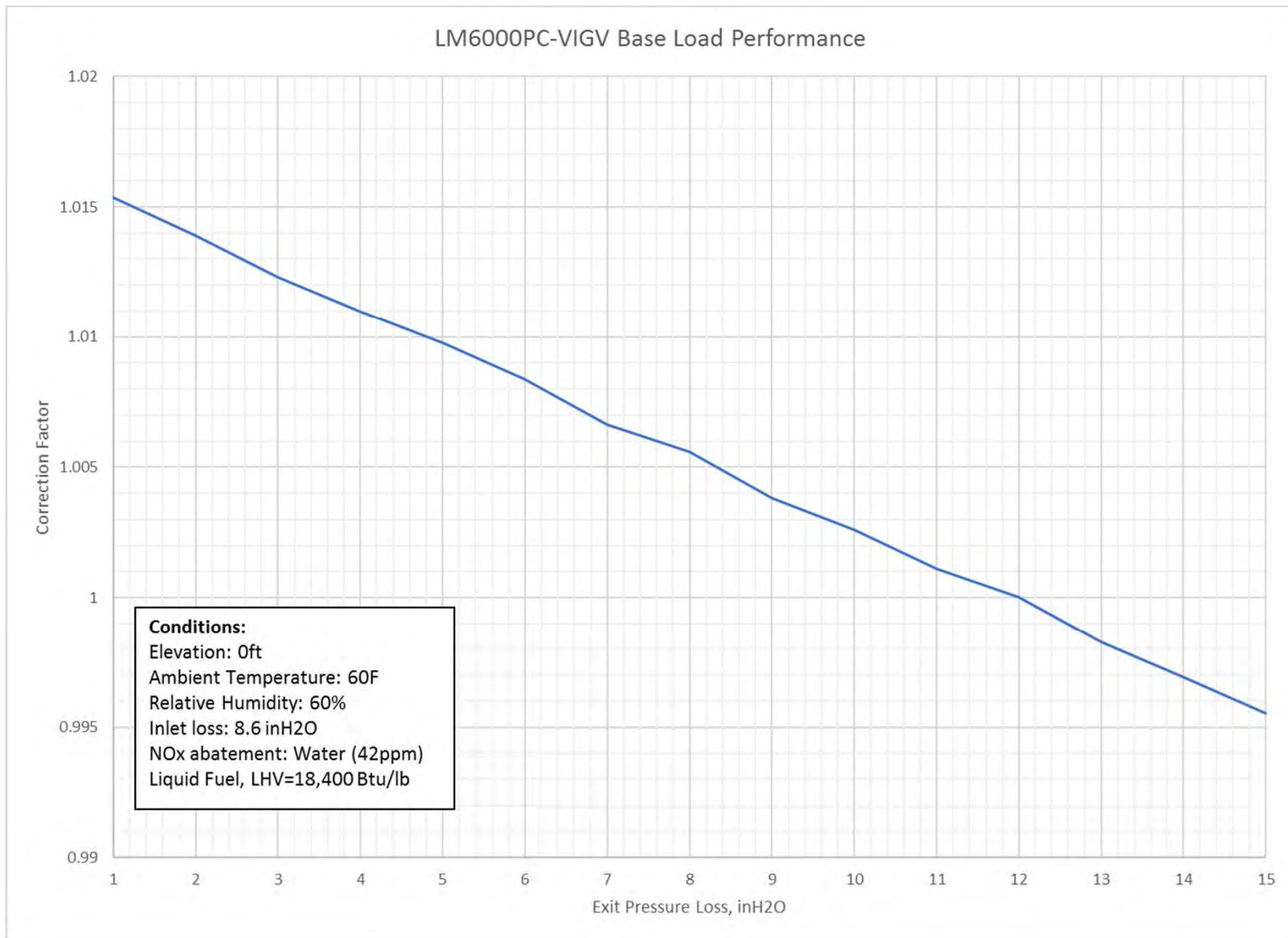
# Inlet Loss Correction Factor for Power



# Inlet Loss Correction Factor for Heat Rate

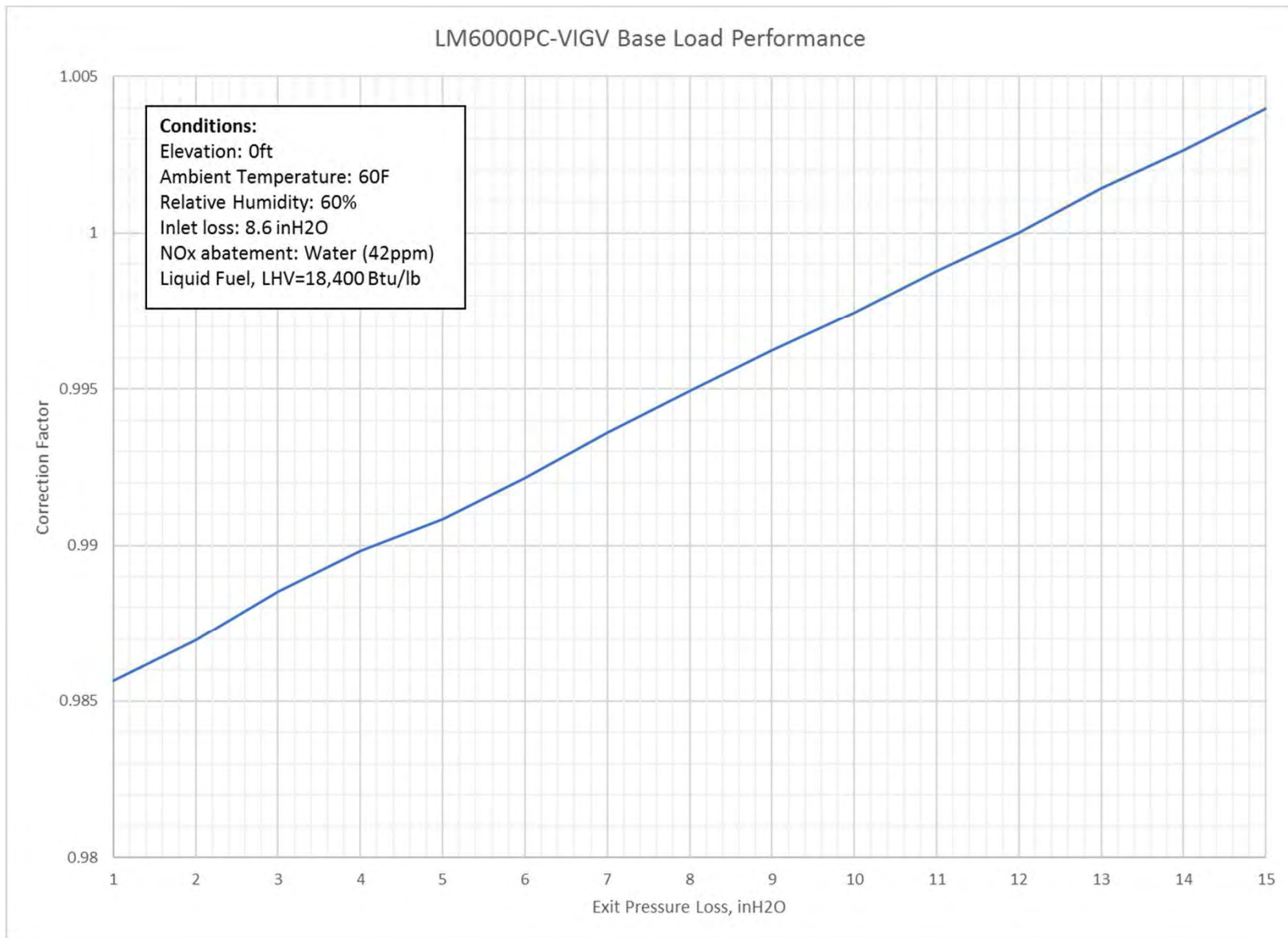


# Exit Loss Correction Factor for Power

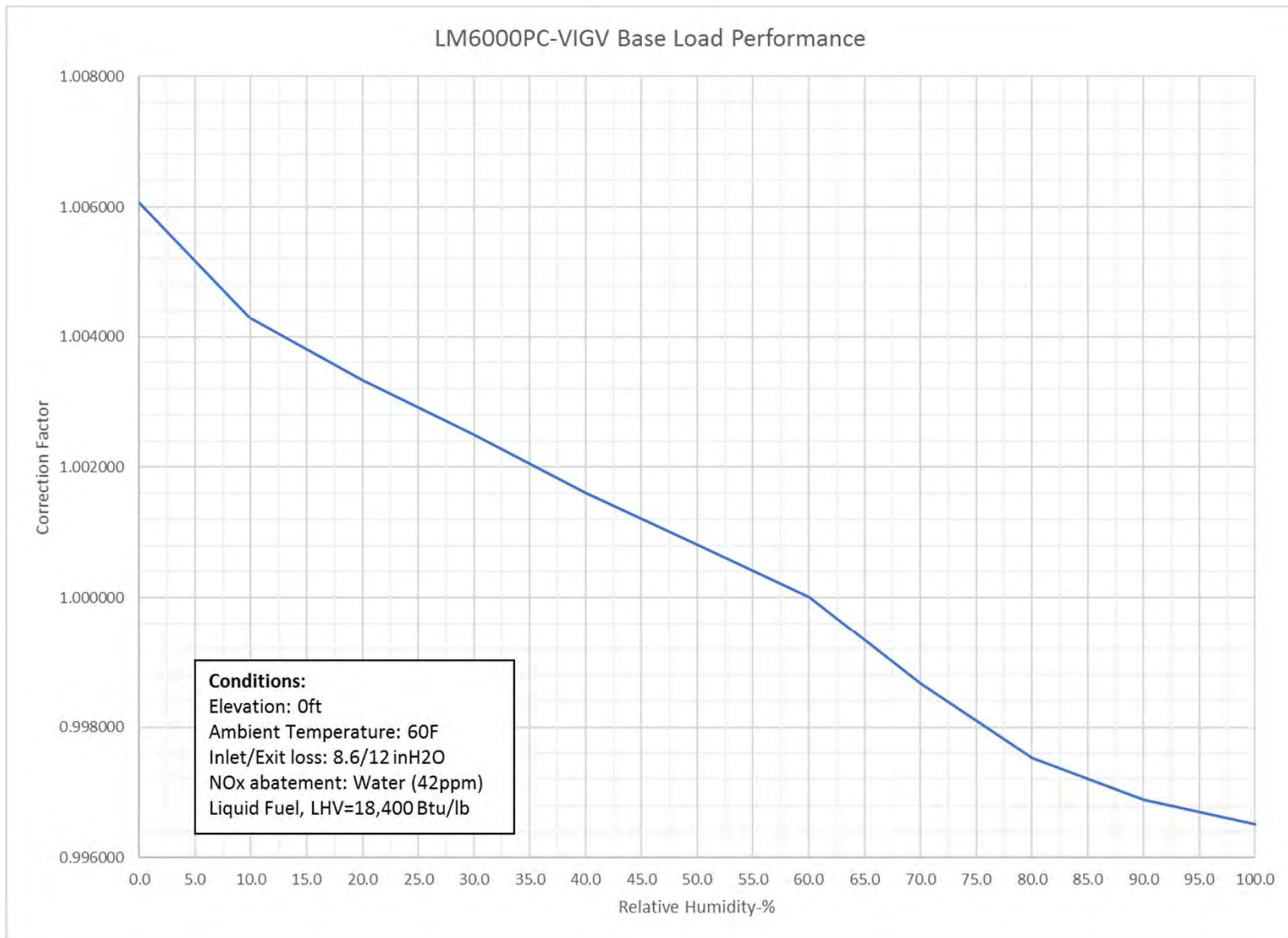




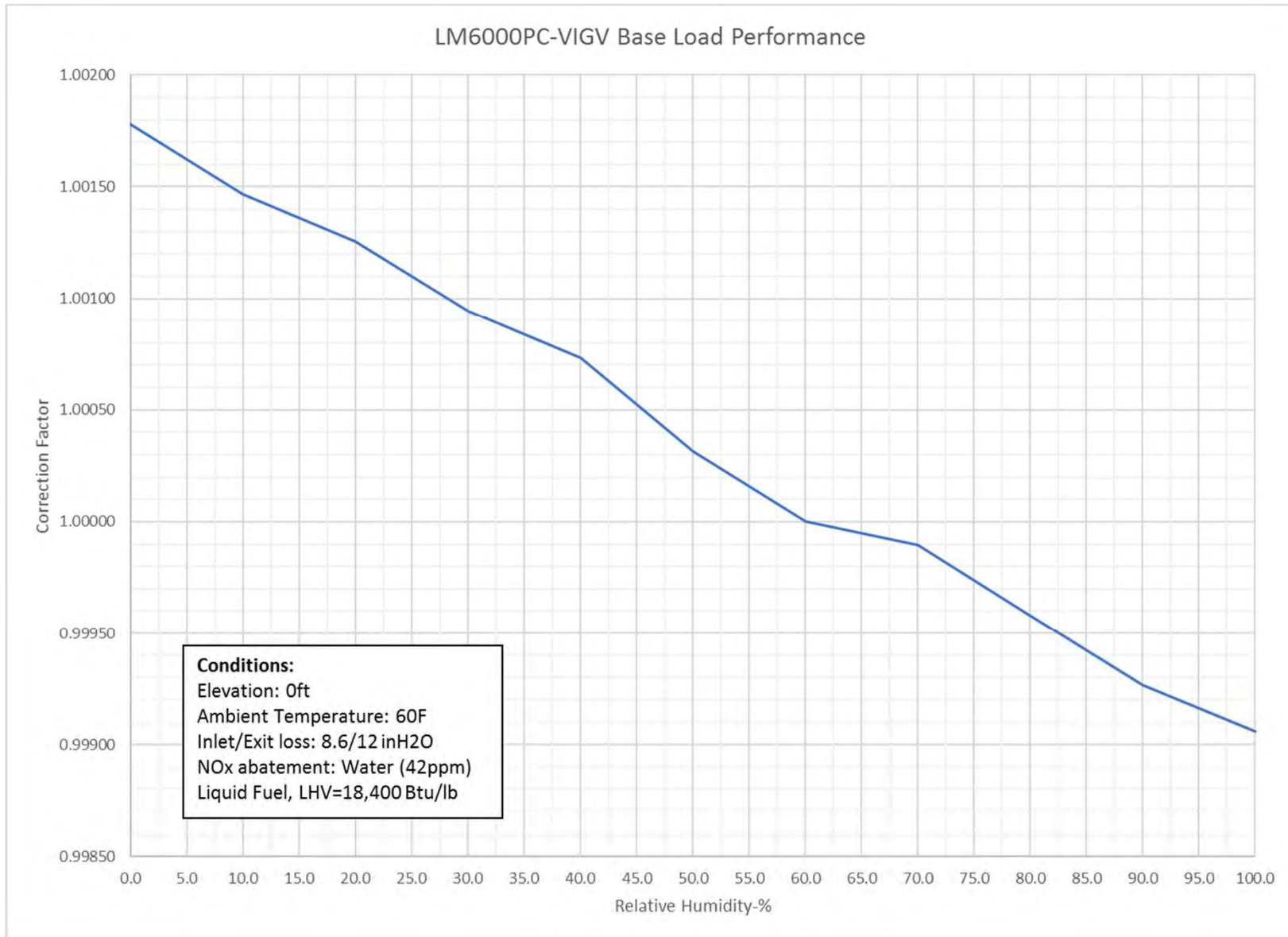
# Exit Loss Correction Factor for Heat Rate



# Relative Humidity Correction Factor for Power



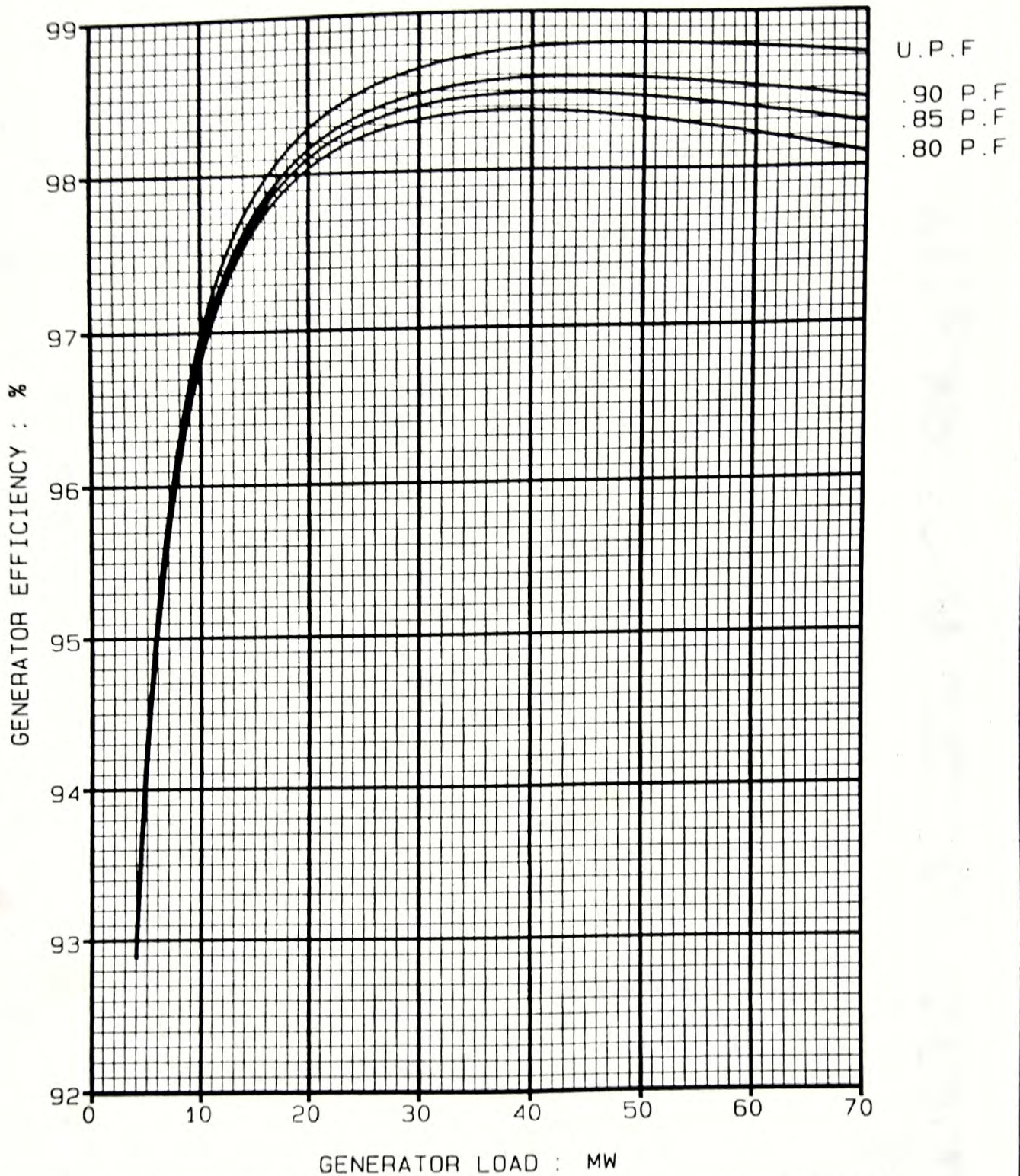
# Relative Humidity Correction Factor for Heat Rate





## Apéndice B – INFORMACIÓN TÉCNICA DEL GENERADOR Y TRANSFORMADOR

VARIATION OF GENERATOR EFFICIENCY WITH LOAD



BDAX 7.290R  
 11.00KV, 3Ph, 50.Hz.

Efficiencies shown are calculated and subject to tolerance as I.E.C 34.1  
 Minimum efficiencies are 0.1(100-calculated efficiency)% lower.  
 60 HZ DESIGN RUNNING AT 50 HZ



# PROTOSCOLOS DE ENSAYOS

## TRANSFORMADOR DE POTENCIA

N° 14030895  
( V-1332 )  
HOJA : 1

CLIENTE	ERRAZURIZ
REFRIGERACION	ONAN / ONAF
N° REP. / N° SERIE	V-1332 / 14030895
POT. / RELACIÓN	34 / 58 MVA / 69 / 11.5 kV
INSTALACIÓN	INTEMPERIE
NORMA/ESPECIFICACIÓN	IEC-76 (1993)
O.C.I. N°	P-2620

Ensayos efectuados por:

*Sr. M. Falcone - Sr. Walter López por T.T.E.*

Controlados por:

*Ing. Eduardo Gallardo por INGENTRA ( Chile ).*

*Ing. Miguel Marioli por T.T.E.*

Efectuados en:

*Laboratorio T.T.E. Córdoba*

Fecha de finalización de ensayos:

*23 de octubre de 2004.*



### TUBOS TRANS ELECTRIC S.A.

FÁBRICA DE TRANSFORMADORES - ADMINISTRACIÓN Y VENTAS  
Dr Eliseo Cantón 2342 - C.P. 5003 CÓRDOBA  
TELÉFONO Y FAX (54 - 351) 489 4545 - E-MAIL tttgcom@arnet.com.ar

OFICINA EN BUENOS AIRES:  
Balcarse 1410 - C.P. 1602 FLORIDA - BUENOS AIRES  
TELÉFONO DIRECTO (54 - 011) 4760 9582 / 4761 8490  
TELÉFONO ALTERNATIVO (54 - 011) 4760 0051 / 8  
FAX (54 - 011) 4760 9062 / 4761 0646 - E-MAIL tte@interprov.com







# PROCOLOS DE ENSAYOS

## TRANSF.: 58 MVA – ERRAZURIZ

N° 14030895  
( V-1332 )

HOJA : 22

### MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLACIÓN

NORMA: IEC 76-1 (1993)

ANTES DE ENSAYOS DIELECTRICOS

TENSIÓN DE MEDICIÓN:  $2500 \bar{V}$

TEMP.: 25.5 °C

CONEXIÓN	MΩ			CONEXIÓN	MΩ		
	a 30"	a 1'	a 10'		a 30"	a 1'	a 10'
AT/BT (C→Guarda)	2343	2985	7700				
AT/C (BT→Guarda)	10600	11400	12000				
BT/C (AT→Guarda)	1139	1403	3600				

Determinación del Índice de Polarización :

Para AT/BT: IP = 2.58

Para AT/Masa: IP = 1.05

Para BT/Masa: IP = 2.56

DESPUÉS DE ENSAYOS DIELECTRICOS

TENSIÓN DE MEDICIÓN:  $2500 \bar{V}$

TEMP.: 27.5 °C

CONEXIÓN	MΩ			CONEXIÓN	MΩ		
	a 30"	a 1'	a 10'		a 30"	a 1'	a 10'
AT/BT (C→Guarda)	-	2900	-				
AT/C (BT→Guarda)	-	11600	-				
BT/C (AT→Guarda)	-	1450	-				

### RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE

NORMA: IEC 156 (1995) / IRAM 2341 (1995)

N° DESCARGAS	PROMEDIO KV	RESULTADO
6	71.8	SATISFACTORIO

Ensayado por:

Controlado por:

Fecha:

- T.T.E.

- ERRAZURIZ

23 / 10 / 04

- T.T.E



# PROCOLOS DE ENSAYOS

## TRANSF.: 58MVA – ERRAZURIZ

N° 14030895  
( V-1332 )

HOJA : 3

### VALORES GARANTIZADOS

			GARANTIZADO	TOLERANCIAS
CORR. DE VACÍO		[%In]	0.33 a Un	+30%
CORR. DE VACÍO		[%In]	--	--
PÉRDIDAS EN VACÍO		[KW]	22.5 a Un	+10%
PÉRDIDAS EN VACÍO		[KW]	--	--
PÉRDIDAS BINARIAS EN CORTOCIRCUITO	PS	[KW]	340	+10%
		[KW]	--	--
		[KW]	--	--
PÉRDIDAS TOTALES		[KW]	362.5	+6%
PÉRDIDAS DE REFRIGERACIÓN		[KW]	--	--
TENSIÓN DE CORTOCIRCUITO (IMPEDANCIA)	PS	[%Un]	15	±10%
		[%Un]	--	--
		[%Un]	--	--
OBSERVACIONES:				
.....				
.....				
.....				
.....				

### PROTECCIONES INCORPORADAS AL TRANSFORMADOR

RELÉ DE PRESIÓN SÚBITA	SI
NIVEL A CUADRANTE .	SI
VALVULA DE SOBREPRESIÓN .	SI
IMAGEN TÉRMICA.	SI
TERMÓMETRO DE ACEITE	SI

Elaborado por:	Controlado por:	Fecha:
.....	.....	.....
- T.T.E.	- ERRAZURIZ	23 / 10 / 04
.....	- T.T.E.	.....



# PROCOLOS DE ENSAYOS

## TRANSF.: 58 MVA - ERRAZURIZ

N° 14030895  
( V-1332 )

HOJA : 4

### MEDICIÓN DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

**NORMA:** IEC 76-1 (1993)

**PUENTE:** NORMA

**GRUPO DE CONEXIÓN:** Yd1

**ARROLLAMIENTOS:** AT (69 KV) Y / BT (11.5 KV) Δ

POSICIÓN CONMUTADOR	RELACIÓN TEORICA	MEDIDA		
		H1 – H0 / X1 – X2	H2 – H0 / X2 – X3	H3 – H0 / X3 – X1
1	3.6373	3.638	3.638	3.638
2	3.5507	3.554	3.554	3.554
3	3.4641	3.470	3.470	3.470
4	3.3775	3.386	3.386	3.386
5	3.2909	3.302	3.302	3.302

### MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE LOS ARROLLAMIENTOS

**NORMA DE REFERENCIA:** IEC 76-1 (1993)

**ARROLLAMIENTO:** AT ( 69 KV )

**MÉTODO:** VOLT-AMP

POSICIÓN CONMUTADOR	TEMP. ACEITE: 25.5 °C	TEMP. ACEITE: 25.5 °C	TEMP. ACEITE: 25.5 °C
	FASE: H1 – H0 (Ω)	FASE: H2 – H0 (Ω)	FASE: H3 – H0 (Ω)
1	0.1832	0.1833	0.1827
2	0.1789	0.1791	0.1785
3	0.1747	0.1748	0.1742
4	0.1705	0.1705	0.1701
5	0.1664	0.1663	0.1660

**MÉTODO:** VOLT-AMP

ARROLLAMIENTO	TERMINALES	RESISTENCIA MEDIDA (Ω)	TEMPERATURA ACEITE (°C)
B.T. ( 11.5 KV )	X1 – X2	0.008587	25.5
B.T. ( 11.5 KV )	X2 – X3	0.008508	25.5
B.T. ( 11.5 KV )	X3 – X1	0.008510	25.5

Ensayado por:	Controlado por:	Fecha:
-T.T.E.	- ERRAZURIZ	23 / 10 / 04
	- T.T.E.	



# PROTOSCOLOS DE ENSAYOS

## TRANSF.: 58 MVA - ERRAZURIZ

N° 14030895  
(V-1332)

HOJA : 5

### CÁLCULOS DE LAS PÉRDIDAS POR JOULE (OHMICA)

NORMA: IEC-76

ARROLLAMIENTO: A.T. ( 69 KV )

Posición conmutador: 3 (N)

Valores medidos:

Temp.: 25.5 °C

$$R ( H1 - H0 ) = 0.1747 \Omega$$

$$R ( H2 - H0 ) = 0.1748 \Omega$$

$$R ( H3 - H0 ) = 0.1742 \Omega$$

Valor promedio:  $\bar{R} = 0.17457 \Omega$

$$\text{Pérdidas por Joule( 58 MVA ) : } 3 \cdot \bar{R}_3 \cdot I^2 = 3 \cdot 0.17457 \cdot (485.31)^2 = 123347 \text{ W}$$

ARROLLAMIENTO:

Posición conmutador:

Valores medidos:

Temp.: °C

$$R ( \quad ) = \quad \Omega$$

$$R ( \quad ) = \quad \Omega$$

$$R ( \quad ) = \quad \Omega$$

Valor promedio:  $\bar{R} = \quad \Omega$

$$\text{Pérdidas por Joule( \quad MVA ) : } 3 \cdot \bar{R} \cdot I^2 =$$

ARROLLAMIENTO: B.T. ( 11.5 KV )

Valores medidos:

Temp.: 25.5 °C

$$R ( X1 - X2 ) = 0.008587 \Omega$$

$$R ( X2 - X3 ) = 0.008508 \Omega$$

$$R ( X3 - X1 ) = 0.008510 \Omega$$

Valor promedio:  $\bar{R} = 0.008535 \Omega$

$$\text{Pérdidas por Joule( 58 MVA ) : } 1.5 \cdot \bar{R} \cdot I^2 = 1.5 \cdot 0.008535 \cdot (2911.85)^2 = 108551 \text{ W}$$

### PÉRDIDAS POR JOULE BINARIAS

Temp.: 25.5 °C

$$A.T + B.T. (pos.3) = 132347 + 108551 = 231898 \text{ W (58 MVA)}$$

Ensayado por:

Controlado por:

Fecha:

-T.T.E.

- ERRAZURIZ

23 / 10 / 04

- T.T.E.



# PROCOLOS DE ENSAYOS

## TRANSF.: 58 MVA - ERRAZURIZ

N° 14030895  
( V-1332 )

HOJA : 6

### MEDICIÓN DE LAS PÉRDIDAS Y CORRIENTE EN VACÍO

NORMA: IEC 76-1(1993)

FRECUENCIA: 50 Hz

TENSIÓN NOMINAL: 11.5 (kV)

CORRIENTE NOMINAL: 2911.85 (A)

TENSIÓN		CORRIENTE DE VACÍO (A)					PERDIDAS
(kV)	% Un	r	s	t	PROMEDIO	% In	(W)
12.075	105	-	-	-	-	-	24350
11500	100	-	-	-	2.35	0.08	21400
11.356	98.7	2.0	2.05	2.915	2.32	0.079	20620
10.831	94.2	1.65	1.675	2.35	1.89	0.065	18330
10.363	90.1	1.40	1.40	2.0	1.60	0.055	16530
9.930	86.3	1.20	1.20	1.725	1.38	0.047	15030

### MEDICIÓN DE LAS PÉRDIDAS Y TENSIÓN EN CORTOCIRCUITO

NORMA: IEC 76-1(1993)

FRECUENCIA: 50 Hz

POS. N°	CONEXIÓN	CORRIENTE (A)	Ucc.		PERDIDAS (W)	TEMP. ACEITE(°C)
	ALIMENTACIÓN/C.C.		(V)	(%)		
3(N)	A.T.(69 KV) / B.T.(11.5 KV)	485.31	9788	14.185	279614	26

Ensayado por:

Controlado por:

Fecha:

- T.T.E.

- ERRAZURIZ

23 / 10 / 04

- T.T.E.





# PROTOCOLOS DE ENSAYOS

## TRANSF.: 58MVA – ERRAZURIZ

N° 14030895

( V-1332 )

HOJA : 7

### CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS EN CORTO-CIRCUITO A 75 °C

NORMA: IEC 76-1 (1993)

POTENCIA: (kVA)	58000				
RELACIÓN: (kV/kV)	69 / 11.5				
POS. DEL CONMUTADOR	3 (N)				
PÉRD. OHM. TOTALES I <sup>2</sup> R	231898 W	A 25.5 °C			
PÉRD. EN C.C. MEDIDAS	279614 W	A 26 °C			
PÉRD. OHM. TOTALES I <sup>2</sup> R	232343 W	A 26 °C			
PÉRDIDAS ADICIONALES	47271 W	A 26 °C			
	39799 W	A 75 °C			
PÉRD. OHM. TOTALES I <sup>2</sup> R	275963 W	A 75 °C			
PÉRDIDAS EN C.C.	315762 W	A 75 °C			

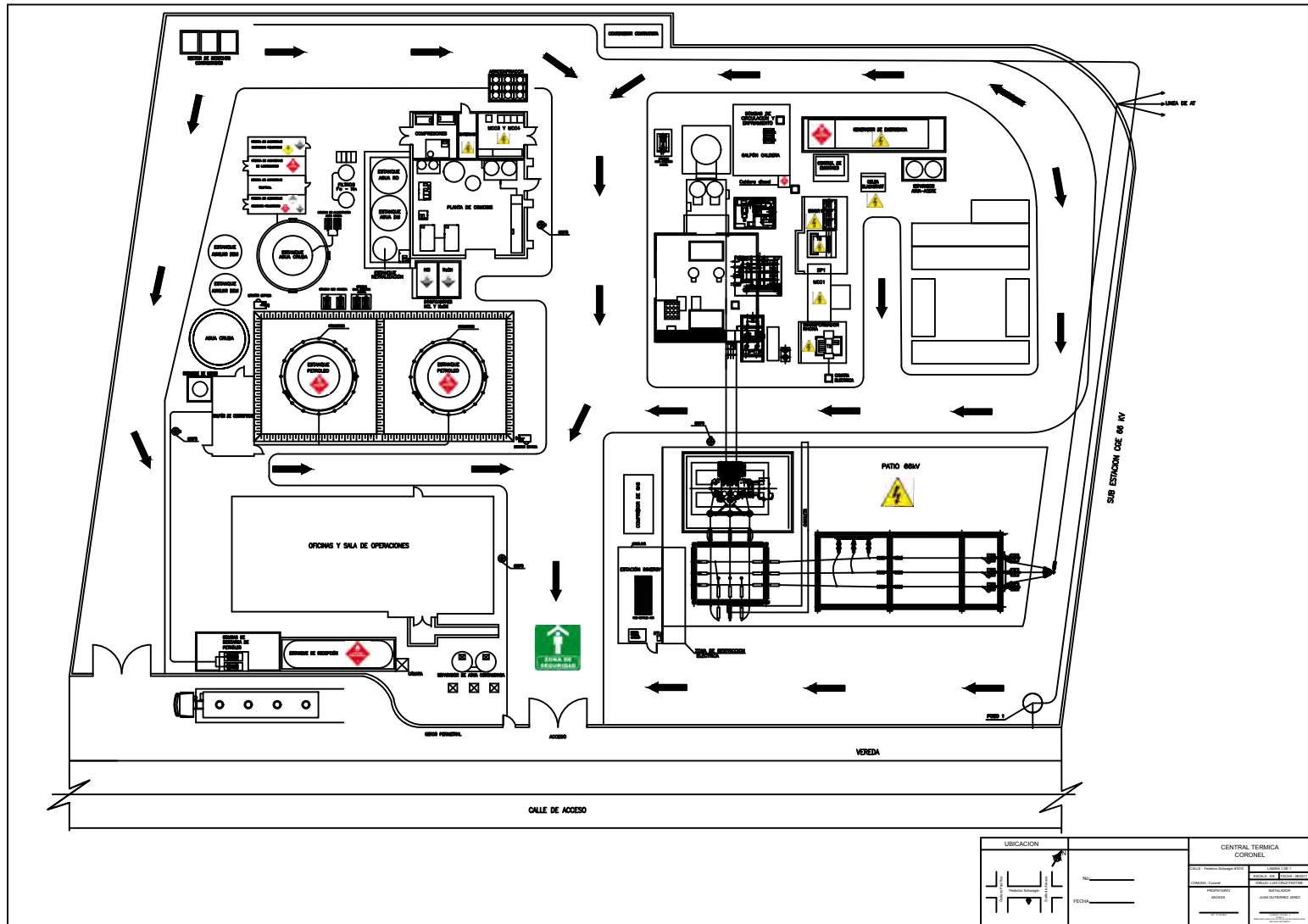
### CÁLCULO DE LA IMPEDANCIA EN CORTO-CIRCUITO A 75 °C

NORMA: IEC 76-1 (1993)

POTENCIA: (kVA)	58000				
RELACIÓN: (kV/kV)	69 / 11.5				
POS. DEL CONMUTADOR	3 (N)				
IZ %	14.185	A 26 °C			
IR %	0.482	A 26 °C			
IX (no varía con la temp) %	14.176	-			
IR %	0.544	A 75 °C			
IZ %	14.187	A 75 °C			

Ensayado por:	Controlado por:	Fecha:
- T.T.E.	- ERRAZURIZ	23 / 10 / 04
	- T.T.E.	

## Apéndice C - ESQUEMA DE DISPOSICIÓN DE LA PLANTA



UBICACION 	CENTRAL TERMICA CORONEL									
	N° _____ FECH. _____	<table border="1"> <tr> <td>PROYECTO</td> <td>PROYECTO</td> </tr> <tr> <td>FECHA</td> <td>FECHA</td> </tr> <tr> <td>PROYECTISTA</td> <td>PROYECTISTA</td> </tr> <tr> <td>PROYECTISTA</td> <td>PROYECTISTA</td> </tr> </table>		PROYECTO	PROYECTO	FECHA	FECHA	PROYECTISTA	PROYECTISTA	PROYECTISTA
PROYECTO	PROYECTO									
FECHA	FECHA									
PROYECTISTA	PROYECTISTA									
PROYECTISTA	PROYECTISTA									

## Apéndice D -LISTA DE INSTRUMENTOS Y VARIABLES

## Performance Test Instrumentation and Measurements


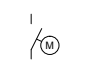
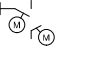


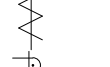

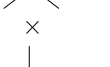
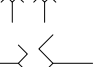
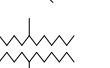
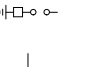



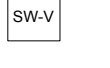
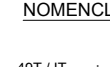
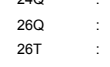
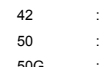
<b>GT instrumentation</b>						
<b>Parameter</b>	<b>CLASS - Primary (P) or Secondary (S)</b>	<b>Instrument</b>	<b># per GT</b>	<b>Location</b>	<b>Manual(M) Digital (D) or DCS</b>	<b>Precision or Station</b>
Ambient Pressure	P	Absolute Pressure Transmitter	1	GT Centerline	D	Precision
Ambient Pressure	S	Absolute Pressure Transmitter	3	GT Centerline	DCS	Station
Ambient Humidity	P	Electronic Humidity Sensor	1	Near GT Inlet	D	Precision
Comp Inlet Humidity	S	Electronic Humidity Sensor	1	GT Inlet Duct	DCS	Station
Ambient Air Temperature	S	Resistance Temperature Device	4	GT Inlet Filter House	D	Precision
Compressor Inlet Temp	S	Resistance Temperature Device	1	GT Inlet Duct	DCS	Station
Comp Inlet System Total Pressure Drop	S	Kiel Probes w/ Transmitter	2	GT Inlet Duct	DCS	Station
Comp Bellmouth Static Pressure Drop	S	Pressure Taps w/ Transmitter	1	GT Inlet Bellmouth	DCS	Station
Comp Inlet Air Flow	S	Calculation	1	N/A	DCS	Station
GT IGV Angle	S	LVDI Pickup	1	N/A	DCS	Station
Inlet Bleed Heat Valve Position	S	Feedback Calculation	1	Bleed Heat Valve	DCS	Station
Compressor Discharge Pressure	S	Pressure Taps w/ Transmitter	3	Compressor Discharge	DCS	Station
Comp Pressure Ratio	S	Calculation	1	N/A	DCS	Station
Inlet Bleed Heat Flow	S	Calculation	1	Bleed Heat Valve	DCS	Station
Comp Discharge Temp	S	Thermocouple	3	Compressor Discharge	DCS	Station
Total Fired Hours	S	Calculation	1	N/A	DCS	Station
Wheelspace Temp 1st Fwd Inner	S	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	DCS	Station
Wheelspace Temp 1st Fwd Outer	S	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	DCS	Station
Wheelspace Temp 1st Aft	S	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	DCS	Station
Wheelspace Temp 2nd Fwd	S	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	DCS	Station
Wheelspace Temp 2nd Aft	S	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	DCS	Station
Wheelspace Temp 3rd Fwd	S	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	DCS	Station
Wheelspace Temp 3rd Aft	S	Thermocouple	2	Turbine Wheelspace	DCS	Station
Shaft Speed	S	Speed Pickup	1	Turbine Shaft	DCS	Station

## Performance Test Instrumentation and Measurements

Parameter	CLASS - Primary (P) or Secondary (S)	Instrument	# per GT	Location	Manual(M) Digital (D) or DCS	Precision or Station
Corrected Shaft Speed	S	Calculation	1	N/A	DCS	Station
GT Exhaust Temp	S	Control System TCs	31	Gas Turbine Exhaust Diffuser	DCS	Station
Demand Exhaust Temp	S	Calculation	1	N/A	DCS	Station
Exhaust Temp Spread	S	Calculation	1	N/A	DCS	Station
Exhaust Temp Coefficient	S	Constant	1	N/A	DCS	Station
GT Exhaust Back Pressure	S	Pancake Probe w/ Transmitter	2	Gas Turbine Exhaust Diffuser Outlet Plane	DCS	Station
Generator Power Output	P	Watt Transducer	1	Generator Terminals	D	Precision
Generator Power Output (per phase)	P	Watt-hour Meter	3	Generator Terminals	D	Station
Generator Power Output	P	Watt Transducer	1	Generator Terminals	DCS	
Generator Power Factor	P	VAR Transducer	3	Generator Terminals	D	Precision
Generator Power Factor	S	Calculation	1	Generator Terminals	DCS	Station
Exciter Field Voltage	P	Volt-meter	1	Exciter Field	DCS	Station
Exciter Field Current	P	Ammeter	1	Exciter Field	DCS	Station
Gas Fuel Flow Rate	S	Calculation	1	N/A	DCS	Station
Gas Fuel Flow Rate	S	Revenue Meter	1	N/A	DCS	Precision
Gas Fuel Flow Temperature	P	Thermocouple	1	Metering Orifice	DCS	Station
Liquid Fuel Flow Rate	P	Massflow Meter	1	Flow Meter	DCS	Precision
Liquid Fuel Flow Rate	P	Massflow Meter	1	Flow Meter	DCS	Station
Aux Equipment Electrical Loads	S	Watt Transducer	1	Auxiliary Equipment Transformer	DCS	Precision

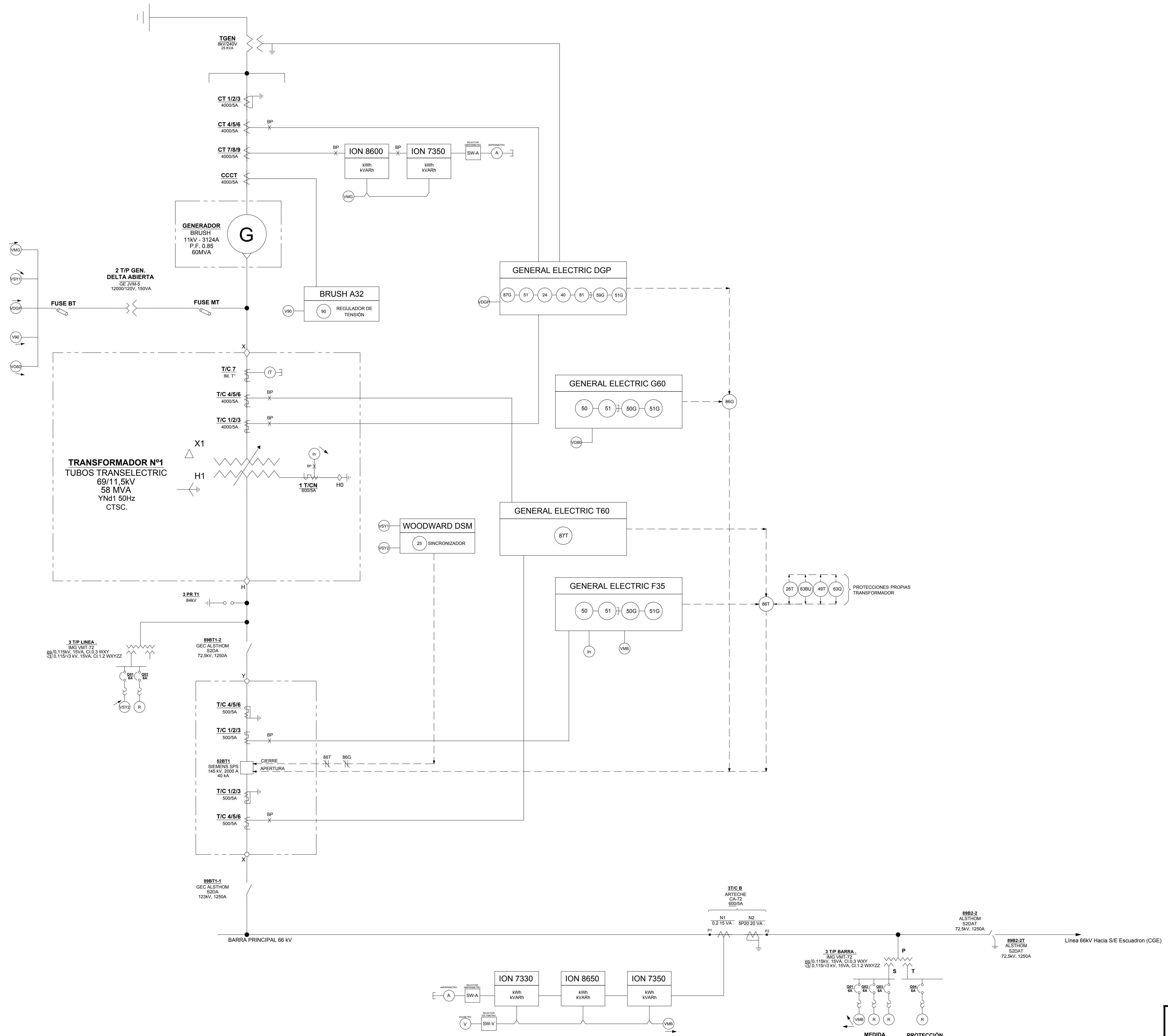
## Apéndice E - DIAGRAMAS UNILINEALES ELÉCTRICOS

**SIMBOLOGÍA**

-  DESCONECTOR TRIPOLAR MANUAL OPERADO EN GRUPO
-  DESCONECTOR OPERADO A MOTOR
-  DESCONECTOR OPERADO A MOTOR CON CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA OPERADAS A MOTOR
-  FUSIBLE / DESCONECTOR FUSIBLE
-  INTERRUPTOR
-  TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
-  TRANSFORMADOR CORRIENTE TIPO BUSHING
-  TRANSFORMADOR DE PUESTA A TIERRA
-  BLOCK DE PRUEBA
-  3 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL
-  2 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DELTA ABIERTA
-  TRANSFORMADOR DE PODER DE 2 ENROLLADOS
-  PARARAYOS CON CONTADOR DE DESCARGAS
-  MUFA CABLE MT
-  AMPERIMETRO
-  VOLTMETRO
-  SELECTOR AMPERIMETRO
-  SELECTOR VOLTMETRO

**NOMENCLATURA**

- 49T IT : IMAGEN TÉRMICA
- 24Q : RELE DE NIVEL DE ACEITE
- 29Q : SOBRETENSIÓN ESTANQUE ACEITE
- 28T : SOBRETENSIÓN ESTANQUE
- 28C : RELE DE FLUJO DE ACEITE CTBC
- 42 : TERMOIMANÉTICO
- 50 : RELE SOBRECORRIENTE INSTANTÁNEO
- 50G : RELE SOBRECORRIENTE NEUTRO RESIDUAL
- 50N : RELE SOBRECORRIENTE NEUTRO TRANSFORMADOR
- 51 : RELE SOBRECORRIENTE DE TIEMPO INVERSO
- 51G : RELE SOBRECORRIENTE NEUTRO RESIDUAL
- 51N : RELE SOBRECORRIENTE DEL NEUTRO TRANSFORMADOR
- 52 : INTERRUPTOR DE PODER
- 63BU : RELE BUCHHOLZ
- 63Q : SOBREPRESIÓN ESTANQUE TRANSFORMADOR
- 63QC : SOBREPRESIÓN ESTANQUE CTBC
- 79 : RELE RECONEXIÓN
- 80T : RELE MAESTRO TRANSFORMADOR
- 87T : RELE DIFERENCIAL TRANSFORMADOR
- 87G : RELE DIFERENCIAL GENERADOR
- 89 : DESCONECTOR
- 90 : RELE REGULADOR
- CTBC : CAMBIADOR DE TAPES BAJO CARGA
- IN : CORRIENTE DE NEUTRO
- BP : BLOCK DE PRUEBAS
- VMD : VOLTAJE MEDIDA GENERADOR
- VS1 : VOLTAJE 1 SINCRONIZADOR
- VS2 : VOLTAJE 2 SINCRONIZADOR
- VDP : VOLTAJE PROTECCIÓN DGP
- V9 : VOLTAJE REGULADOR DE TENSIÓN
- V60 : VOLTAJE PROTECCIÓN G60
- VMB : VOLTAJE MEDIDA BARRA 66KV
- R : RESERVA



**NOTAS:**

REV. Nº	FECHA	DESCRIPCIÓN
0	04-2018	APROBADO POR EL CLIENTE
1	04-2018	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE
A	04-2018	EMITIDO PARA REVISIÓN INTERNA

PROPIETARIO			PROYECTO		
SOCIEDAD AUSTRAL DE GENERACIÓN Y ENERGÍA CHILE S.A.			CENTRAL TERMOELÉCTRICA CORONEL 66/11.5 kV - 61 MVA		
ACTIVIDAD	NOMBRE	FECHA	REVISÓ	NOMBRE	FECHA
PROYECTO	J.V.E.	04-2018	APROBÓ	O.M.R.	04-2018
DIBUJÓ	S.B.S.	04-2018			
REVISÓ	J.V.E.	04-2018			
APROBÓ	O.M.R.	04-2018			
PROYECTO Nº			P.EE-00-002		

**IPROELEC**

Nº PROYECTO: 118089

PROYECTO: CENTRAL TERMOELÉCTRICA CORONEL 66/11.5 kV - 61 MVA

PLANO: DIAGRAMA UNILINEAL FUNCIONAL

ESCALA: S/E

REVISIÓN: 0

Nº DE PLANO: P.EE-00-002





## Apéndice F – INCERTIDUMBRE PRE-TEST

# Análisis de Incertidumbre Central Coronel TG Combustible Gas Natural a Carga Bruta de 45.7 MW

**Tabla 2.1 Parámetros de Incertidumbre en la Potencia Neta Corregida**

Parámetros de la Potencia Neta Corregida									
Símbolo	Descripción	Unidades	Valor Nominal	Incertidumbre Sistemática Absoluta (B <sub>i</sub> )	Incertidumbre Aleatoria Absoluta (S <sub>x,i</sub> t <sub>v</sub> )		Sensibilidad (θ <sub>i</sub> )	Contribución de la Incertidumbre Sistemática (B <sub>i</sub> θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>	Contribución de la Incertidumbre Aleatoria (S <sub>x,i</sub> * t <sub>v</sub> * θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>
					Sensibilidad (θ <sub>i</sub> )	Sensibilidad (θ <sub>i</sub> )			
Tamb	Temperatura Ambiente	C	15.5	0.70418455	0.54011701	1.40763522	0.98254677	0.57803742	
IPL	Caída de Presión a la Entrada TG	ln H2O	8.6	0.50000000	0.00950731	0.03655487	0.00033406	0.00000012	
EPL	Contra Presión de Escape TG	ln H2O	12	0.50000000	0.01000000	-0.00593097	0.00000879	0.00000000	
HR	Humedad Relativa	%	60	1.00000000	2.28336190	0.00629901	0.00003968	0.00020687	
PN	Energía Neta TG	MW		0.46904158	0.00000000	1.00000000	0.22000000	0.00000000	
FPtrans	Factor de Potencia Neta TG	%	0.95	0.46904158	0.01395842	-0.00780576	0.00001340	0.00000001	
CPGGT	Energía Bruta TG	MW		0.43588989	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	
FPgen	Factor de Potencia Generador TG	%	0.95	0.43588989	0.01290000	-0.03246870	0.00020030	0.00000018	
Qmfuel	Flujo de Combustible	m3		0.50000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	
PCS	Poder Calorífico Superior	kJ/kg		0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	

**Tabla 2.2 Resumen de Resultados para la Potencia Neta Corregida**

Resultado Calculado de la Potencia Neta Corregida						
Símbolo	Descripción	Unidades	Valor Calculado	Incertidumbre Sistemática Absoluta, B <sub>R</sub>	Incertidumbre Aleatoria Absoluta, tS <sub>R</sub>	Incertidumbre Absoluta Total, U <sub>R</sub>
				$\sqrt{\sum (\beta_i \times \theta_i)^2}$	$\sqrt{\sum (S_{x,i} \times t \times \theta_i)^2}$	$\sqrt{B_R^2 + (tS_R)^2}$
PN	Potencia Neta Corregida de la TG	%	-	1.09687876	0.76042396	1.33468633

## Análisis de Incertidumbre Central Coronel TG Combustible Gas Natural a Carga Bruta de 45.7 MW

**Tabla 2.1 Parámetros de Incertidumbre en el Heat Rate Neto Corregido**

Parámetros del Heat Rate Neto Corregido								
Simbolo	Descripción	Unidades	Valor Nominal	Incertidumbre Sistemática Absoluta (B <sub>i</sub> )	Incertidumbre Aleatoria Absoluta (S <sub>x,i</sub> t <sub>v</sub> )	Sensibilidad (θ <sub>i</sub> )	Contribución de la Incertidumbre Sistemática (B <sub>i</sub> θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>	Contribución de la Incertidumbre Aleatoria (S <sub>x,i</sub> * t <sub>v</sub> * θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>
Tamb	Temperatura Ambiente	C	15.5	0.70418455	0.54011701	-0.29252693	0.04243309	0.02496361
IPL	Caída de Presión a la Entrada TG	ln H2O	8.6	0.50000000	0.00950731	-0.01159921	0.00003364	0.00000001
EPL	Contra Presión de Escape TG	ln H2O	12	0.50000000	0.01000000	-0.00907931	0.00002061	0.00000001
HR	Humedad Relativa	%	60	1.00000000	2.28336190	0.00109900	0.00000121	0.00000630
PN	Energía Neta TG	MW		0.46904158	0.00000000	-0.99009901	0.21566513	0.00000000
FPtrans	Factor de Potencia Neta TG	%	0.95	0.46904158	0.01395842	-0.00021051	0.00000001	0.00000000
CPGGT	Energía Bruta TG	MW		0.43588989	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
FPgen	Factor de Potencia Generador TG	%	0.95	0.43588989	0.01290000	-0.00087584	0.00000015	0.00000000
Qmfuel	Flujo de Combustible	m3		0.50000000	0.00000000	1.00000000	0.25000000	0.00000000
PCS	Poder Calorífico Superior	kJ/kg		0.00000000	0.00000000	1.00000000	0.00000000	0.00000000

**Tabla 2.2 Resumen de Resultados para el Heat Rate Corregido**

Resultado Calculado del Heat Rate Coregido						
Simbolo	Descripción	Unidades	Valor Calculado	Incertidumbre Sistemática Absoluta, B <sub>R</sub> $\sqrt{\sum (\beta_i \times \theta_i)^2}$	Incertidumbre Aleatoria Absoluta, tS <sub>R</sub> $\sqrt{\sum (S_{\bar{x},i} \times t \times \theta_i)^2}$	Incertidumbre Absoluta Total, U <sub>R</sub> $\sqrt{B_R^2 + (tS_R)^2}$
CNHR	Heat Rate Neto Corregido	%	-	0.71284909	0.15801876	0.73015324

# Análisis de Incertidumbre Central Coronel TG

## Combustible Gas Natural a Carga Bruta de 41.9 MW

**Tabla 2.1 Parámetros de Incertidumbre en la Potencia Neta Corregida**

Parámetros de la Potencia Neta Corregida								
Simbolo	Descripción	Unidades	Valor Nominal	Incertidumbre Sistemática Absoluta (B <sub>i</sub> )	Incertidumbre Aleatoria Absoluta (S <sub>x,i</sub> t <sub>v</sub> )	Sensibilidad (θ <sub>i</sub> )	Contribución de la Incertidumbre Sistemática (B <sub>i</sub> θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>	Contribución de la Incertidumbre Aleatoria (S <sub>x,i</sub> * t <sub>v</sub> * θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>
Tamb	Temperatura Ambiente	C	15.5	0.70418455	0.54011701	1.21730766	0.73480769	0.43229122
IPL	Caída de Presión a la Entrada TG	ln H2O	8.6	0.50000000	0.00950731	0.03356423	0.00028164	0.00000010
EPL	Contra Presión de Escape TG	ln H2O	12	0.50000000	0.01000000	0.01377044	0.00004741	0.00000002
HR	Humedad Relativa	%	60	1.00000000	2.28336190	0.00480886	0.00002313	0.00012057
PN	Energía Neta TG	MW		0.46904158	0.00000000	1.00000000	0.22000000	0.00000000
FPtrans	Factor de Potencia Neta TG	%	0.95	0.46904158	0.01395842	-0.00851368	0.00001595	0.00000001
CPGGT	Energía Bruta TG	MW		0.43588989	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
FPgen	Factor de Potencia Generador TG	%	0.95	0.43588989	0.01290000	-0.03541336	0.00023828	0.00000021
Qmfuel	Flujo de Combustible	m3		0.50000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C3H8	Propano	%		0.08000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C4H10	iso-Butano	%		0.08000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C4H10	n-Butano	%		0.05000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C5H12	iso-Pentano	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C5H12	n-Pentano	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
N2	Nitrogeno	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CH4	Metano	%		0.08000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C2H6	Etano	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C6H14	Exanos	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000

**Tabla 2.2 Resumen de Resultados para la Potencia Neta Corregida**

Resultado Calculado de la Potencia Neta Corregida						
Simbolo	Descripción	Unidades	Valor Calculado	Incertidumbre Sistemática Absoluta, B <sub>R</sub>	Incertidumbre Aleatoria Absoluta, tS <sub>R</sub>	Incertidumbre Absoluta Total, U <sub>R</sub>
				$\sqrt{\sum (\beta_i \times \theta_i)^2}$	$\sqrt{\sum (S_{\bar{x},i} \times t \times \theta_i)^2}$	$\sqrt{B_R^2 + (tS_R)^2}$
PN	Potencia Neta Corregida de la TG	%	-	0.97745286	0.65758051	1.17806036

# Análisis de Incertidumbre Central Coronel TG

## Combustible Gas Natural a Carga Bruta de 41.9 MW

**Tabla 2.1 Parámetros de Incertidumbre en el Heat Rate Neto Corregido**

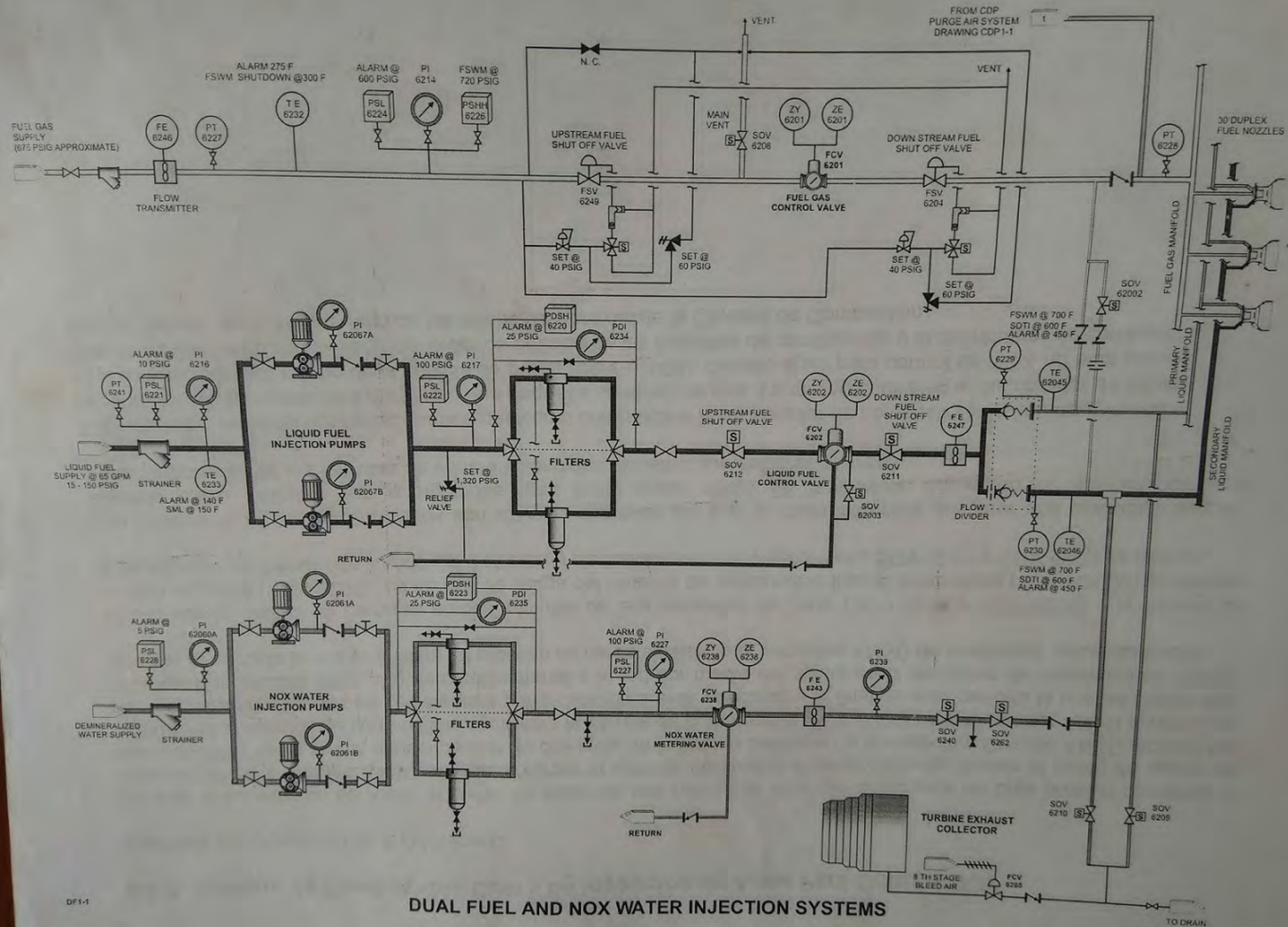
Parámetros del Heat Rate Neto Corregido								
Simbolo	Descripción	Unidades	Valor Nominal	Incertidumbre Sistemática Absoluta (B <sub>i</sub> )	Incertidumbre Aleatoria Absoluta (S <sub>x,i</sub> t <sub>v</sub> )	Sensibilidad (θ <sub>i</sub> )	Contribución de la Incertidumbre Sistemática (B <sub>i</sub> θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>	Contribución de la Incertidumbre Aleatoria (S <sub>x,i</sub> * t <sub>v</sub> * θ <sub>i</sub> ) <sup>2</sup>
Tamb	Temperatura Ambiente	C	15.5	0.70418455	0.54011701	-0.24975760	0.03093217	0.01819756
IPL	Caída de Presión a la Entrada TG	ln H2O	8.6	0.50000000	0.00950731	-0.01206784	0.00003641	0.00000001
EPL	Contra Presión de Escape TG	ln H2O	12	0.50000000	0.01000000	-0.02549715	0.00016253	0.00000007
HR	Humedad Relativa	%	60	1.00000000	2.28336190	0.00228613	0.00000523	0.00002725
PN	Energía Neta TG	MW		0.46904158	0.00000000	-0.99009901	0.21566513	0.00000000
FPtrans	Factor de Potencia Neta TG	%	0.95	0.46904158	0.01395842	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CPGGT	Energía Bruta TG	MW		0.43588989	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
FPgen	Factor de Potencia Generador TG	%	0.95	0.43588989	0.01290000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
Qmfuel	Flujo de Combustible	m3		0.50000000	0.00000000	1.00000000	0.25000000	0.00000000
C3H8	Propano	%		0.08000000	0.00000000	0.00847013	0.00000046	0.00000000
C4H10	iso-Butano	%		0.08000000	0.00000000	0.00130991	0.00000001	0.00000000
C4H10	n-Butano	%		0.05000000	0.00000000	0.00159256	0.00000001	0.00000000
C5H12	iso-Pentano	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
C5H12	n-Pentano	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
N2	Nitrogeno	%		0.04000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000	0.00000000
CH4	Metano	%		0.08000000	0.00000000	0.93029686	0.00553889	0.00000000
C2H6	Etano	%		0.04000000	0.00000000	0.05822203	0.00000542	0.00000000
C6H14	Exanos	%		0.04000000	0.00000000	0.00010851	0.00000000	0.00000000

**Tabla 2.2 Resumen de Resultados para el Heat Rate Corregido**

Resultado Calculado del Heat Rate Coregido						
Simbolo	Descripción	Unidades	Valor Calculado	Incertidumbre Sistemática Absoluta, B <sub>R</sub>	Incertidumbre Aleatoria Absoluta, tS <sub>R</sub>	Incertidumbre Absoluta Total, U <sub>R</sub>
				$\sqrt{\sum (\beta_i \times \theta_i)^2}$	$\sqrt{\sum (S_{x,i} \times t \times \theta_i)^2}$	$\sqrt{B_R^2 + (tS_R)^2}$
CNHR	Heat Rate Neto Corregido	%	-	0.70876389	0.13499958	0.72150616

## Apéndice G - DIAGRAMA UNILINEAL DEL SISTEMA DE COMBUSTIBLE





DUAL FUEL AND NOX WATER INJECTION SYSTEMS



## Apéndice H - REPORTES DE CALIBRACIÓN DE INSTRUMENTACIÓN DE PLANTA



Phone: (480) 240-3400

Fax: (480) 240-3401

Email: ftimarket@ftimeters.com

Website: www.ftimeters.com

## Download Datasheet - Linear Link

### CUSTOMER INFORMATION

Customer Name: **SAGESA S.A.**  
Job Number: **57222.02**P.O. Number: **RMA57222**  
Notes: **Sensor Type: RF**  
**Input Freq: 2079.554 Hz = 20 mA = 100 GPM**

### ELECTRONICS INFORMATION

Electronic Model Number: **LN-5-C-MAB6**  
Electronic Serial Number: **110131E00455**  
Electronic Tag Number: **N/A**Electronic Calibration Date: **7/30/2018**  
Calibration Equipment Inventory: **51846 51822 51505 51562 51590**  
Technician: **R. Castor**

Approval: \_\_\_\_\_

FREQUENCY INPUT: Input Averaging: **4**  
FREQUENCY OUTPUT: Type: **Volume Flow**Scaling: **0.000 Hz = 0.000, 2000 Hz = 100.000000 gal/min**  
Linearized K-Factor: **1200.000 P/Gallons**ANALOG OUTPUT: Type: **Volume Flow**Scaling: **4.000 mA = 0.000, 20.000 mA = 100.000000 gal/min**

### DATA UNITS

Volume: **Gallons**Mass: **Pounds**Time: **Minute**

### FLOW METER INFORMATION

Meter Model Number: **FT-20C3XB-LEA-5005**  
Meter Serial Number: **2004096**  
Meter Tag Number: **N/A**

### COMPOSITE CURVE INFORMATION

Freq [Hz]	K-Factor [P/Gallons]	Density [lb/gal]	Volume Rate [gal/min]	Mass Rate [lb/min]	Freq Out [Hz]	Analog Out [mA]
2126.554	1247.338	1.000	102.2924	102.292436	NaN	NaN
1218.249	1252.414	1.000	58.3632	58.363240	1167.26	13.338
755.526	1259.278	1.000	35.9980	35.998046	719.96	9.760
447.914	1268.379	1.000	21.1883	21.188326	423.77	7.390
276.262	1281.109	1.000	12.9385	12.938548	258.77	6.070
163.091	1292.481	1.000	7.5711	7.571061	151.42	5.211
97.793	1301.773	1.000	4.5074	4.507359	90.15	4.721
60.859	1305.093	1.000	2.7979	2.797907	55.96	4.448
35.946	1298.361	1.000	1.6611	1.661135	33.22	4.266
19.841	1267.936	1.000	0.9389	0.938908	18.78	4.150

This Download Datasheet provides a summary of the information programmed in the product.  
Please refer to TM-61546 for additional information.



**Metrogas S. A.**  
 Explotación y Control Operación  
 Laboratorio de Calibración Industrial  
 Antofagasta N° 3425  
 Santiago de Chile  
 Fono: 0223378457

## Informe de Calibración Medidores Tipo Turbina

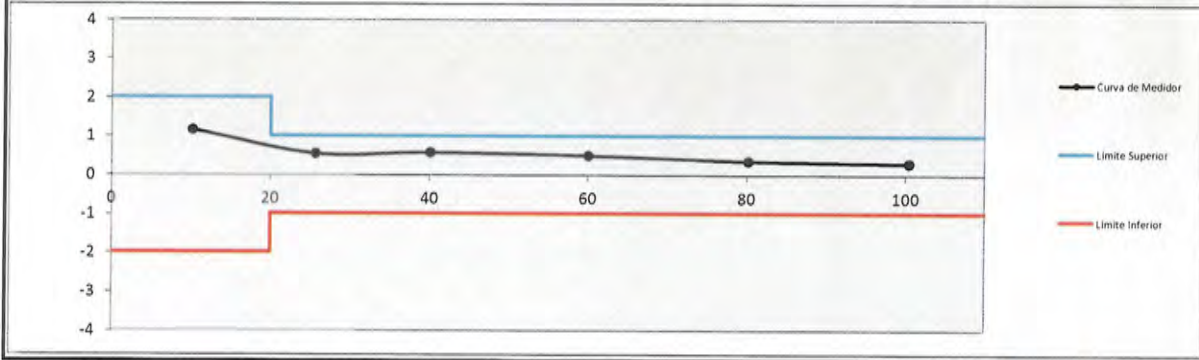
**Informe N°** MTG-2018-0010  
**Cliente:** INNERGY  
**Referencia:** NCh 2230/1.Of95 punto 6.5.1  
**Ubicación:** Sala de Ensayo de Medidores  
**Fecha de Calibración:** 04-08-2018  
**Temperatura (C°)** 21,0  
**Presión atm (mbar)** 957

### Medidor a Calibrar

**Marca** IGTM  
**Tipo de Medidor** Turbina  
**Designación** G650  
**Número de serie** 30986  
**Caudal max.** 1000 [M3/H]

**Patrón de trabajo:** RMG TRZ 03 serie 23306 G1000  
 Qmax 1600m3/h  
 N° Certificado D81/7,211,10 PTB

Caudales (Q) de Ensayo				
Caudal (Q) %	Caudal (Q) en [M3/H]	% de Error Promedio	Desvest	Observaciones
100	1004	0,30	0,097%	Los resultados presentados en cada flujo de medición están representadas por tres repeticiones. N=3
80	802	0,36	0,072%	
60	600	0,50	0,016%	
40	401	0,58	0,017%	
26	257	0,55	0,050%	
10	102	1,16	0,045%	



	<b>Calibrado por</b>	<b>Aprobado por</b>
<b>Nombre</b>	Sergio Castro C x	Luis Vera L
<b>Cargo</b>	Laboratorista	Jefe de Laboratorio

ANTECEDENTES DEL CLIENTE	
Solicitud	: Correo
Fecha Calibración	: 06-08-2018
Medidor	: ION 8650
Cliente	: SAGESA
Instalación	: INYECCIÓN
Subestación	: CENTRAL CORONEL

ANTECEDENTES DEL MEDIDOR	
Marca	: Schneider Electric
Modelo	: M8650A4C0H5E1B0A
N° de Serie	: MW-1304A444-01
Estado	: En Servicio
Año Fabricación	: 2013
Clase Exactitud (%)	: 0,2
Constante Med.	: 1

PATRON DE CALIBRACIÓN	
Marca	: Applied Precision
Modelo	: PTE 2300
N° Serie	: 2617110222
Clase de Exactitud	: 0,05
Trazabilidad	: Laboratorio Tecnored

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°)	: 22,4
Humedad (%)	: 41,3
Calibrador	: O. Vergara M. Flores

RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA							
N	Fase	Cte.%	Factor	Componente Activa Directa		Componente Activa Reversa	
				Error (%)	Límite Norma (%)	Error(%)	Límite Norma (%)
1	123	100	1	0,043	± 0,2	0,050	± 0,2
2	123	100	0,5	0,046	± 0,3	0,038	± 0,3
3	123	10	1	0,046	± 0,2	0,023	± 0,2
4	123	10	0,5	0,039	± 0,3	0,031	± 0,3
5	1	100	1	0,034	± 0,3	0,065	± 0,3
6	2	100	1	0,038	± 0,3	0,024	± 0,3
7	3	100	1	0,066	± 0,3	0,029	± 0,3
8	1	100	0,5	0,024	± 0,4	0,064	± 0,4
9	2	100	0,5	0,041	± 0,4	0,043	± 0,4
10	3	100	0,5	0,045	± 0,4	0,045	± 0,4

RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA							
N	Fase	Cte.%	Factor	Componente Reactiva Directa		Componente Reactiva Reversa	
				Error (%)	Límite Norma (%)	Error(%)	Límite Norma (%)
1	123	100	1	0,044	± 2,0	0,037	± 2,0
2	123	100	0,5	0,054	± 2,0	0,026	± 2,0
3	123	10	1	0,024	± 2,0	0,034	± 2,0
4	123	10	0,5	0,035	± 2,0	0,064	± 2,0
5	1	100	1	0,063	± 3,0	0,022	± 3,0
6	2	100	1	0,025	± 3,0	0,017	± 3,0
7	3	100	1	0,062	± 3,0	0,033	± 3,0
8	1	100	0,5	0,038	± 3,0	0,034	± 3,0
9	2	100	0,5	0,051	± 3,0	0,034	± 3,0
10	3	100	0,5	0,043	± 3,0	0,034	± 3,0

**OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES**

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



Jaime Eduardo García Collao  
**Jefe Área Laboratorio y Medidas**

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



SA201707000001

# CERTIFICADO DE EXACTITUD DEL MEDIDOR

<b>FECHA SERVICIO</b>	26/07/2017	<b>IDENTIFICACIÓN DEL MEDIDOR</b>	
<b>IDENTIFICACIÓN DEL CLIENTE</b>		<b>Marca</b>	SCHNEIDER ELECTRIC
<b>Nombre</b>	SAESA	<b>Tipo</b>	ION 8600
<b>Sub Estación</b>		<b>Número de Serie</b>	PT-0907A382-01
<b>PATRÓN DE REFERENCIA</b>		<b>Ubicación</b>	
<b>Consola</b>	MTE PTS 3,3C	<b>N° Serie</b>	49103
<b>Clase de Exactitud</b>	+/- 0,05	<b>Clase de Exactitud</b>	0,2
		<b>Estado</b>	NUEVO

<b>CONDICIONES DE LA MEDIDA</b>			
<b>Tipo de Medida</b>	ESTRELLA	<b>Constante Medidor</b>	1,8 [Wh/Imp]
<b>Tensión Aplicada</b>	3 x 69,3 (120) [V] 50 [Hz]	<b>Temperatura</b>	AMBIENTE
<b>Corriente Nominal</b>	3 X 5 (10) [A]	<b>N° de Elementos</b>	3
<b>RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN</b>		<b>Conexión</b>	DIRECTA

Componente Activa						Componente Reactiva					
N°	Fase	Cte. [%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]	N°	Fase	Cte. [%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]
1	123	100	1,0	-0,128	+/- 0,2	1	123	100	1,0	-0,129	+/- 2,0
2	123	100	0,5	-0,110	+/- 0,3	2	123	100	0,5	-0,160	+/- 2,0
3	123	10	1,0	-0,101	+/- 0,2	3	123	10	1,0	-0,092	+/- 2,0
4	1	100	1,0	-0,118	+/- 0,3	4	1	100	1,0	-0,088	+/- 3,0
5	2	100	1,0	-0,095	+/- 0,3	5	2	100	1,0	-0,170	+/- 3,0
6	3	100	1,0	-0,158	+/- 0,3	6	3	100	1,0	-0,166	+/- 3,0
7	1	100	0,5	-0,130	+/- 0,4	7	1	100	0,5	-0,112	+/- 3,0
8	2	100	0,5	-0,078	+/- 0,4	8	2	100	0,5	-0,180	+/- 3,0
9	3	100	0,5	-0,110	+/- 0,4	9	3	100	0,5	-0,081	+/- 3,0

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-22 Clase 0,2

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-23 Clase 2

<b>Energía en Display</b>	<b>Tipo de Display</b>	ELECTRONICO
---------------------------	------------------------	-------------

## CONCLUSIONES

El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-22 referente a los límites de error para su clase de exactitud, en la componente Activa.

El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-23 referente a los límites de error para su clase de exactitud, en la componente Reactiva.





SA201707000001

FECHA SERVICIO 26/07/2017

## IDENTIFICACIÓN DEL CLIENTE

Nombre SAESA  
Sub Estación

## PATRÓN DE REFERENCIA

Consola MTE PTS 3,3C N° Serie 49103  
Clase de Exactitud +/- 0,05

## IDENTIFICACIÓN DEL MEDIDOR

Marca SCHNEIDER ELECTRIC  
Tipo ION 8600  
Número de Serie PT-0907A382-01  
Ubicación  
Clase de Exactitud 0,2  
Estado NUEVO

## CONDICIONES DE LA MEDIDA

Tipo de Medida ESTRELLA  
Tensión Aplicada 3 x 69,3 (120) [V] 50 [Hz]  
Corriente Nominal 3 X 5 (10) [A]Constante Medidor 1,8 [Wh/Imp]  
Temperatura AMBIENTE  
N° de Elementos 3  
Conexión REVERSA

## RESULTADOS DE LA VERIFICACIÓN

## Componente Activa

N°	Fase	Cte. [%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]
1	123	100	1,0	-0,136	+/- 0,2
2	123	100	0,5	-0,148	+/- 0,3
3	123	10	1,0	-0,113	+/- 0,2
4	1	100	1,0	-0,153	+/- 0,3
5	2	100	1,0	-0,127	+/- 0,3
6	3	100	1,0	-0,065	+/- 0,3
7	1	100	0,5	-0,149	+/- 0,4
8	2	100	0,5	-0,199	+/- 0,4
9	3	100	0,5	-0,021	+/- 0,4

## Componente Reactiva

N°	Fase	Cte. [%]	Factor	Error [%]	Límite Norma [%]
1	123	100	1,0	-0,132	+/- 2,0
2	123	100	0,5	-0,087	+/- 2,0
3	123	10	1,0	-0,118	+/- 2,0
4	1	100	1,0	-0,124	+/- 3,0
5	2	100	1,0	-0,108	+/- 3,0
6	3	100	1,0	-0,187	+/- 3,0
7	1	100	0,5	-0,073	+/- 3,0
8	2	100	0,5	-0,145	+/- 3,0
9	3	100	0,5	-0,126	+/- 3,0

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-22 Clase 0,2

Cumple Clausula 8.1 Norma IEC 62053-23 Clase 2

## CONCLUSIONES

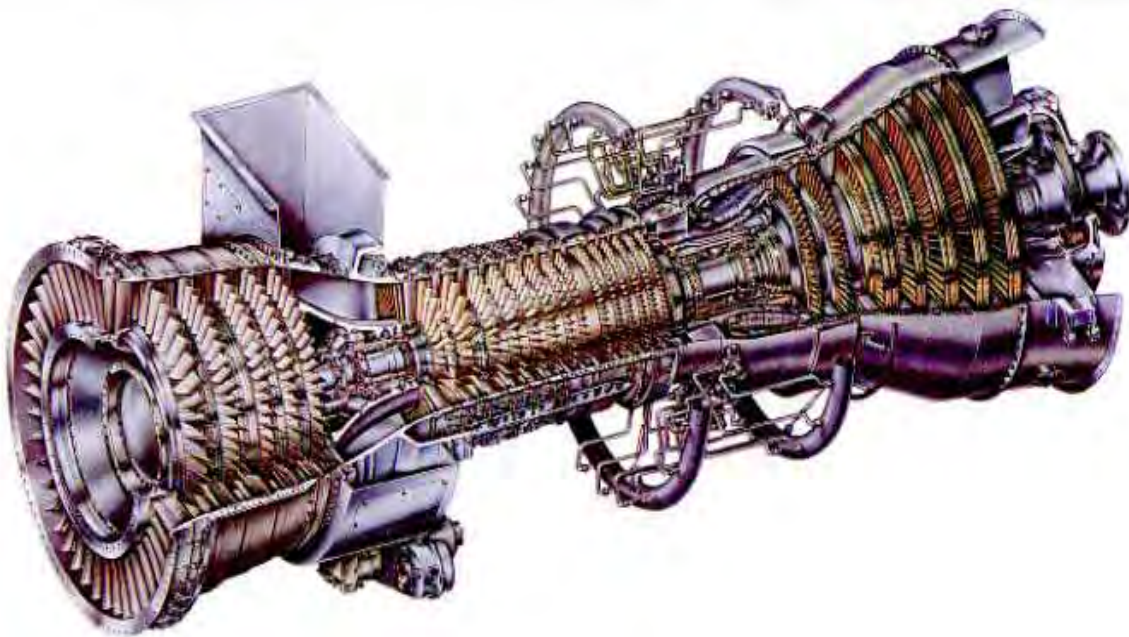
El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-22 referente a los límites de error para su clase de exactitud, en la componente Activa.  
El medidor cumple con la cláusula 8.1 de la Norma IEC 62053-23 referente a los límites de error para su clase de exactitud, en la componente Reactiva.

Certificado emitido por CAM Chile S.A.  
Equipos Certificados y Verificados con Patrones bajo laboratorio

Felipe Sandoval R  
Ingeniero Especialista  
Unidad SS/EE y Monitoreos

## GE LM6000 ANNUAL INSPECTION

<b>Date:</b>	25 AUGUST 2017	<b>Order No.:</b>	7273905
<b>Visit date:</b>	22-25 AUGUST 2017		
<b>Customer:</b>	SAESA ENERGY	<b>Location:</b>	CONCEPCION, CHILE
<b>Customer Rep.:</b>	RICHARD TORRES	<b>GE Rep.:</b>	ROBERT GAZZARA



### **General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

## ENGINE AND PACKAGE CONFIGURATION

<b>ENGINE TYPE:</b>	LM6000 PA	<b>ENGINE S/N:</b>	185-174
<b>START ATTEMPTS:</b>	3759	<b>FIRED STARTS:</b>	2213
<b>FIRED ENGINE HOURS:</b>	24244.3	<b>50 HZ / 60 HZ</b>	50HZ
<b>CONTROL SYSTEM MFGR</b>	WOODWARD		
<b>CONTROL TYPE</b>	NETCON 5000		

- THIS INFORMATION CAN BE FOUND ON THE SECURITY SCREEN OF THE HMI.

PACKAGE CONFIGURATION	YES	NO
IGV'S	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
GAS FUEL	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
LIQUID FUEL	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
NAPHTHA FUEL	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
NOX WATER INJECTION	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
STEAM INJECTION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
SPRINT	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
ENHANCED SPRINT	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
SYNCHRONOUS CONDENSOR CLUTCH	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SPRAY MIST EVAP COOLER (SMEC)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
WATER COOLED GENERATOR	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
HIGGOT KANE ANTI-ICING SYSTEM	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
WATER/GLYCOL ANTI-ICING SYSTEM	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

### General Electric Company Proprietary Information

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.



**MAIN GTG EQUIPMENT**

TURBINE PRESSURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
PT-6861A	PTBA THRUST BALANCE PRESSURE	0	300	PSIA	4.78	20.01	MA	RG
PT-6861B	PTBB THRUST BALANCE PRESSURE	0	300	PSIA	4.76	20.00	MA	RG
PT-6863	P0 INLET STATIC PRESSURE	0	16	PSIA	18.74	20.01	MA	RG
PT-6804	PS3A HPC DISCHARGE PRESS	0	600	PSIA	4.38	19.98	MA	RG
PT-6814	PS3B HPC DISCHARGE PRESS	0	600	PSIA	4.39	19.98	MA	RG
PT-6860	P48 LPT INLET TOTAL PRESS	0	150	PSIA	5.56	20.01	MA	RG
PT-6859A	P25A HPC INLET PRESSURE	0	100	PSIA	6.34	20.02	MA	RG
PT-6859B	P25B HPC INLET PRESSURE	0	100	PSIA	6.34	20.00	MA	RG
PT-6824	P2 LPC INLET AIR TOTAL PRESS.	0	20	PSIA	15.78	20.00	MA	RG

\* Note: Limits to be with in +/- .02 ma. Items marked NA are not at this site.

**AMBIENT PRESSURE AT SITE: 14.7 PSIA**

**NOTE: THE ABOVE LISTED TRANSMITTERS ARE IN PSIA; YOU MUST CONVERT PRESSURES TO PSIG IN ORDER TO CALIBRATE ACCURATLY**

**TO CALCULATE THE LOW END MA'S TO SET TO FOR ATMOSPERIC PRESSURE, FIND OUT AMBIENT PRESSURE IN PSIA.**

**FORMULA**

*(16 / Pressure range) x ambient pressure (PSIA) + 4 = low end MA*

*Example: PS3 at 14.7PSIA atmospheric pressure*

*(16 / 600) = .026 THEN → .026 x 14.7 = .392 then add 4 = 4.392 PS3 low end should be calibrated to 4.392 ma at 0PSIG or 14.7PSIA*

TURBINE TEMPERATURE ELEMENTS									
ID NUMBER	DESCRIPTION	TYPE	UNITS	LOW SP	LOW ACT	HIGH SP	HIGH ACT	INTL	
TE-6843	T48A LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-34	2000	2000	RG	
TE-6845	T48B LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-34	2000	2000	RG	
TE-6847	T48C LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-36	2000	1999	RG	
TE-6849	T48D LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-35	2000	2000	RG	
TE-6844	T48E LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-35	2000	2001	RG	
TE-6846	T48F LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-34	2000	2000	RG	
TE-6848	T48G LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-34	2000	1998	RG	
TE-6850	T48H LPT INLET GAS TEMP	K- TC	DEG F	-40	-34	2000	2000	RG	
TE-6838A	T3A HPC DISCH TEMP	K- TC	DEG F	-40	-44	2000	1999	RG	
TE-6838B	T3B HPC DISCH TEMP	K- TC	DEG F	-40	-33	2000	1998	RG	
TE-6821A	T2A LPC INLET TEMP	RTD	DEG F	-40	-34	150	150	RG	
TE-6821B	T2B LPC INLTE TEMP	RTD	DEG F	-40	-34	150	150	RG	
TE-6837A	T25A HPC INLET TEMP	RTD	DEG F	-40	-38	400	401	RG	
TE-6837B	T25B HPC INLET TEMP	RTD	DEG F	-40	-38	400	401	RG	

\*Note:

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

**MAIN GTG EQUIPMENT CON'T**

MAGNETIC CHIP DETECTORS							
ID NUMBER	DESCRIPTION	UNIT	LOW SP	LOW ACT	HIGH SP	HIGH ACT	INTL
MCD-6865	TURB SUMP TGB/A CHIP DET	OHMS	75	0	304	225	RG
MCD-6866	TURB SUMP B CHIP DETECTOR	OHMS	75	0	304	225	RG
MCD-6870	TURB SUMP COMMON CHIP DET	OHMS	75	0	304	225	RG

OVERSPEED PROTECTION								
ID NUMBER	DESCRIPTION	ALARM SP	ALARM SP	ACTUAL	SHTDWN SP	SD SP	ACT SD	INITL
SE-6800	XN25A HPC SPEED	10700 RPM	8015 HZ	10700	10800 RPM	8090 HZ	10800	RG
SE-6801	XN25A HPC SPEED	10700 RPM	8015 HZ	10700	10800 RPM	8090 HZ	10800	RG
SE-6812	XNSD LPT SPEED	N/A	N/A		4050 RPM	3240 HZ	4050	RG
SE-6813	XNSD LPT SPEED	N/A	N/A		4050 RPM	3240 HZ	4050	RG
SSW1	HPC SSW1 SP SWITCH	N/A	N/A		10800 RPM	8094HZ		N/A
SSW2	LPC SSW2 SP SWITCH	N/A	N/A		4300 RPM	4362HZ		N/A

HP SPEED RATIO 1RPM=0.74910 HZ(200 HZ=267 RPM); LP SPEED RATIO 1RPM=0.800HZ (200HZ=200 RPM)

XNSD AT 4050 (3.240 KHZ), 4300 (3440 KHZ) 4600 (3.680 KHZ)

EXTERNAL OVERSPEEDS WITHIN +/-50 RPM

TO SIMULATE XN25 GOT TO 1C3A TERMINAL 37/39 FOR XN25 "A", 1C3A TERMINAL 43/45 FOR XN25 "B" (SSW1 SWITCH)  
 TO SIMULATE XNSD GO TO 1C3A TERMINAL 40/42 FOR XNSD "A", 1C3A TERMINAL 46/47 FOR XNSD "B" (SSW2 SWITCH)

\* Note: SPEED SWITCHES CALIBRATED WITHIN +/- 50 RPM

**TURBINE LUBE OIL SYSTEM**

TURBINE LUBE OIL PRESSURE TRANSMITTERS									
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNI	LOW	HIGH	UNIT	INTL	
PT-6121	TURBINE LUBE OIL SUPPLY PRESS	0	100	PSIG	4.00	20.00	MA	RG	
PT-6122	TURBINE LUBE OIL SCAV. PRESS.	0	200	PSIG	4.00	19.98	MA	RG	

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

TURBINE LUBE OIL PRESSURE SWITCHES									
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL	
PDSH-6146	TURBINE VG LUBE OIL FILTER HI DP	20	PSID	INC	NC	19	19	RG	
PDSH-6148	AIR/OIL SEPERATOR FILTER HI DP	1.75	PSID	INC	NC	1.50	1.50	RG	
PDSH-6120	TURB L/O SUPPLY FILTER HI DP	20	PSID	INC	NC	19	19	RG	
PDSHH-6144	TURB L/O SUPPLY FILTER HI HI DP	25	PSID	INC	NC	24	24	RG	
PDSH-6118	TURB SCAVENGE FILTER HI DP	20	PSID	INC	NC	20	20	RG	
PDSHH-6119	TURB SCAVENGE FILTER HI HI DP	25	PSID	INC	NC	25	25	RG	
PSLL-6115	TURBINE LUBE LO LO PRESS	15	PSIG	DEC	NO	13	15	RG	
PSLL-6116	TURBINE LUBE LO LO PRESS	6	PSIG	DEC	NO	3	7	RG	
PSH-6117	TURB SCAV OIL PUMP PRESS HI	100	PSIG	INC	NC	100	100	RG	

\* Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set-point.

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

**HYDRAULIC START SYSTEM**

HYDRAULIC START SYSTEM PRESSURE SWITCHES									
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL	
PDSHH-1600	HYD PUMP VACUUM HI HI DP	6.5	"HG	INC	NC	6.1	6.1	RG	
PSLL-1605	HYD RES PUMP SUPPLY PRES LO LO	250	PSIG	DEC	NO	180	250	RG	

\* Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set-point.

**GENERATOR LUBE OIL SYSTEM**

GENERATOR LUBE OIL PRESSURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
PT-6026	GEN LUBE OIL SUPPLY PRESS	0	100	PSIG	4.00	20.00	MA	RG

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

GENERATOR LUBE OIL PRESSURE SWITCHES									
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL	
PDSH-6015	GENERATOR LUBE OIL FILTER HI DP	20	PSID	INC	NO	18	19	RG	
PSH-6016	GEN AC LUBE PUMP DISCH PRESS	25	PSIG	INC	NO			N/A	
PSL-6017	GEN MECH PUMP DISCH PRESS	25	PSIG	DEC	NO			N/A	
PSL-6018	GEN LUBE OIL SUPPLY PRESS LO	20	PSIG	DEC	NO	18	20	RG	
PSLL-6019	GEN LUBE OIL SUPPLY PRESS LO LO	12	PSIG	DEC	NO	10	12	RG	
PSL-6050	GEN JACKING OIL PUMP INLET LO	10	PSIG	DEC	NO	7	10	RG	
PSLL-6051	GEN JACKING OIL PUMP INLET LO LO	5	PSIG	DEC	NO	2	5	RG	
PSL-6073A	DC LO A PUMP DISCH PRESS	60	PSIG	DEC	NO	54	60	RG	
PSL-6073B	DC LO B PUMP DISCH PRESS	60	PSIG	DEC	NO	55	60	RG	
PSL-6074	GEN/GRBX SUPPLY PRESS LO	20	PSIG	DEC	NO	15	20	RG	

\* Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set-point.

**COMBUSTION/VENTILATION AIR SYSTEM**

COMBUSTION / VENTILATION PRESSURE SWITCHES									
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL	
PDSL-6407	TURB/GEN ROOM LOW DP	0.1	". WG	DEC	NO	.2	.2	RG	
PDSH-64017	BELLMOUTH INLET SCREEN HI DP	3.5	". WG	INC	NC	4.0	4.0	RG	
PDSHH-64018	BELLMOUTH INLET SCREEN HI HI DP	4.5	". WG	INC	NC	5.5	5.5	RG	
PDSH-6405	AIR INLET FILTER HI DP	5.5	". WG	INC	NC	6.0	6.0	RG	
PDSHH-6406	AIR INLET FILTER HI HI DP	8	". WG	INC	NC	7.5	7.5	RG	
PDSH-64060	AIR INLET FILTER HIGH DP	5	". WG	INC	NC	6.0	6.0	RG	

\*Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set-point.

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

**EMERGENCY STOPS**

EMERGENCY STOPS		YES	FUNCTIONS	NO
HS-	TCP EMERGENCY STOP	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
HS-	TURBINE ENCLOSURE EMERGENCY STOP	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
HS-	TURBINE ENCLOSURE EMERGENCY STOP	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
HS-	GENERATOR ENCLOSURE EMERGENCY STOP	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

**PACKAGE FIRE SYSTEM**

**VERIFY CO2 KIDDIE HEADS ARE DISCONNECTED FROM BOTTLE PRIOR TO TESTING  
INFORM SITE PERSONNEL AS SYSTEM MAYBE HOOKED UP TO A REMOTE MONITOR**

GAS DETECTORS						
ID NUMBER	DESCRIPTION	SETPOINT	UNIT	FOUND	LEFT	INTL
AE-6304	TURBINE GAS DETECTOR	ALARM	LEL	ALARM	ALARM	RG
AE-6315	TURBINE GAS DETECTOR	ALARM	LEL	ALARM	ALARM	RG
AE-6313	GENERATOR GAS DETECTOR	ALARM	LEL	ALARM	ALARM	RG

\* Note:

FIRE PROTECTION SYSTEM PRESSURE SWITCH								
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL
PSHH-6348	FIRE SUPPRESSANT AGENT RELEASED	150	PSIG	INC	NC	150	150	RG

\* Note: Switch calibrated within +/- 1 PSIG

VERIFY OPERATION OF THE FOLLOWING COMPONENTS		YES	FUNCTIONS	NO
FLAME DETECTORS				
BE-6300	TURBINE FLAME DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
BE-6302	TURBINE FLAME DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
BE-6335	TURBINE FLAME DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

**NOTE: TURBINE FLAME DETECTORS OPERATE ON A VOTING SYSTEM. 1 FLAME DETECTOR SEEING FLAME WILL TURN ON STROBE LIGHTS. 2 FLAME DETECTORS SEEING FLAME AT THE SAME TIME WILL SET OFF HORN, STROBE, AND CO2 ACTUATORS.**

BE-6311	GENERATOR FLAME DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
---------	--------------------------	-------------------------------------	--	--------------------------

HEAT DETECTORS		YES	FUNCTIONS	NO
TE-6303	TURBINE THERMAL SPOT DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>
TE-6314	TURBINE THERMAL SPOT DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

TE-6307	GENERATOR THERMAL SPOT DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
TE-6310	GENERATOR THERMAL SPOT DETECTOR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
<b>FIRE SYSTEM MISC.</b>			
YSA-6346	HORN	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
YSA-6306	HORN	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
YSL-6301	STROBE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
YSL-6350	STROBE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
HS-6305	HORN PACKAGE ACKNOWLEDGE SWITCH	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
HS-6309	MANUAL RELEASE STATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
HS-6312	MANUAL RELEASE STATION	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
HS-6363	MANUAL RELEASE STATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
SOV-6359	SOLENOID ACTUATOR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SOV-6360	SOLENOID ACTUATOR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SOV-6361	SOLENOID ACTUATOR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SOV-6362	SOLENOID ACTUATOR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**BATTERY SYSTEMS**

**24 VDC CONTROL SYSTEM BATTERIES**

CONTROL BATTERY CHARGER 1

**FUNCTIONS**

**YES**                      **NO**

FLOAT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BOOST	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FRONT PANEL LIGHTS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

CONTROL BATTERY CHARGER 2

FLOAT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BOOST	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
FRONT PANEL LIGHTS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**24 VDC CONTROL SYSTEM BATTERY VOLTAGES**

POSITIVE TO NEGATIVE	28.1 VDC
POSITIVE TO GROUND	24.1 VDC
NEGATIVE TO GROUND	-4.0 VDC
BATTERY WATER LEVELS	N/A

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

\*Note: Voltages less the 6 VDC on positive side to ground and -6 VDC on negative side to ground represents ground fault. Customer notified that there is a Ground in the control system.

**24 VDC FIRE SYSTEM BATTERIES**

FIRE SYSTEM BATTERY CHARGER

FLOAT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BOOST	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
FRONT PANEL LIGHTS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

24 VDC FIRE SYSTEM BATTERY VOLTAGES

POSITIVE TO NEGATIVE	26.9 VDC
POSITIVE TO GROUND	12.5 VDC
NEGATIVE TO GROUND	-11.5 VDC
BATTERY WATER LEVELS	GOOD

\*Note:

**125 VDC SYSTEM BATTERIES**

125 VDC BATTERY CHARGER #1 (BREAKER CONT)

FLOAT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BOOST	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
FRONT PANEL LIGHTS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

125 VDC SYSTEM BATTERY VOLTAGES

POSITIVE TO NEGATIVE	135.8 VDC
POSITIVE TO GROUND	0.0 VDC
NEGATIVE TO GROUND	-133.0 VDC
BATTERY WATER LEVELS	GOOD

\*Note: Customer notified that there is a Ground on the 125 VDC breaker control system.

125 VDC BATTERY CHARGER #2 (DC LUBE OIL PUMP)

FLOAT	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
BOOST	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
FRONT PANEL LIGHTS	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

125 VDC SYSTEM BATTERY VOLTAGES

POSITIVE TO NEGATIVE	135.2 VDC
POSITIVE TO GROUND	66.1 VDC
NEGATIVE TO GROUND	-68.3 VDC
BATTERY WATER LEVELS	GOOD

\*Note:

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

**VIBRATION SYSTEM**

GENERATOR GAP VOLTAGES						
ID NUMBER	DESCRIPTION	SETPOINT	UNIT	AS FOUND	AS LEFT	INITL
XE-6807	GEN DRIVE END VIB PROBE	-10	VDC	-9.43	-9.43	RG
XE-6808	GEN DRIVE END VIB PROBE	-10	VDC	-9.54	-9.54	RG
XE-6809	NON-GEN DRIVE END	-10	VDC	-9.68	-9.68	RG
XE-6810	NON-GEN DRIVE END	-10	VDC	-9.82	-9.82	RG

\*Note: All gap voltages set to be within a range of +/- 1 VDC from set-point.

**Accelerometer Function Check WP 4024-00**

**Function**

**Note: Insure Fuel and ignition systems are locked and tagged out prior to conducting this check.**

		Yes	No
XE-6876	Turbine CRF	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
XE-6877	Turbine TRF	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**Control Panel Ventilation Fans and Filters**

**TCP**

**Cleaned**  
Yes No

**Operable**  
Yes No

Ventilation Fan filter on front Panel of Control Cubicle	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ventilation Filters and Fan on Fuel Control	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Ventilation Filters and Fans on Sequencer	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

\* Note:

**NOTE: THE FOLLOWING ITEMS COMPLETION WILL BE BASED UPON CONFIGURATION LIST ON PAGE 2 IF CONFIGURATION CHECK LIST HAS YES, THE ITEMS IN EACH CATEGORY NEED TO BE COMPLETED IF THE CONFIGURATION CHECK LIST HAS NO, THEN PLACE N/A IN INTIAL BLOCK.**

**GAS FUEL SYSTEM**

GAS FUEL PRESSURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
PT-6228	GAS FUEL MANIFOLD PRESSURE	0	800	PSIG	4.00	19.98	MA	RG
PT-6227	GAS FUEL SUPPLY PRESSURE	0	1000	PSIG	3.99	19.98	MA	RG

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

**GAS FUEL PRESSURE SWITCHES**

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL
PSL-6224	GAS FUEL SUPPLY PRESSURE LO	600	PSIG	DEC	NO	540	600	RG
PSLL-6225	GAS FUEL SUPPLY PRESS LO LO	290	PSIG	DEC	NO			N/A
PSHH-6226	GAS FUEL SUPPLY PRESS HI HI	720	PSIG	INC	NC	720	720	RG
PDSH-6219	GAS FUEL FILTER HI DP	25	PSID	INC	NC			N/A

\*Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set-point. Switches marked with N/A are not installed on package.

### LIQUID FUEL SYSTEM

LIQUID FUEL PRESSURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
PT-6231	LIQ FUEL SUPPLY PRESS	0	100	PSIG			MA	N/A
PT-6230	LIQ FUEL SEC. MANIFOLD PRESS	0	1400	PSIG	3.99	19.98	MA	RG
PT-6229	LIQ FUEL PRI. MANIFOLD PRESS	0	1200	PSIG	4.00	20.00	MA	RG
PT-62043	LIQ FUEL PUMP DISCH PRESS	0	1500	PSIG	3.96	19.92	MA	RG

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

LIQUID FUEL PRESSURE SWITCHES								
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL
PDSH62152	LIQ FUEL PRE FILTER HI DP	25	PSID	INC	NC			N/A
PDSH-6220	LIQ FUEL FILTER HI DP	25	PSID	INC	NC			N/A

\*Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set-point.

### NOX WATER INJECTION SYSTEM

NOX WATER INJECTION SYSTEM PRESSURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
PT-62000	NOX WATER PUMP INJ PUMP DISC	0	1400	PSIG	3.98	20.00	MA	RG

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

NOX WATER INJECTION PRESSURE SWITCHES								
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL
PDSH-62058	NOX WATER INJ FILTER HI DP	25	PSID	INC	NC			N/A

\*Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set-point. Switch not installed on package.

### SPRINT AND ENHANCED SPRINT SYSTEM

SPRINT PRESSURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
PT-62250	SPRINT INLET WTR MANIFOLD PRS	0	300	PSIG			MA	N/A
PT-62239	SPRINT WTR OUT MANIFOLD PRS	0	300	PSIG			MA	N/A
PT-62241	SPRINT AIR MANIFOLD PRESS	0	300	PSIG			MA	N/A
PT-62234	SPRINT WATER SUPPLY PRESS	0	300	PSIG			MA	N/A
PT-62269	SPRINT INLET AIR MANIFOLD PRS	0	300	PSIG			MA	N/A

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

#### General Electric Company Proprietary Information

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.



SPRINT PRESSURE SWITCHES								
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL
PDSH-62233	SPRINT WATER FILTER HI DP	10	PSID	INC	NC			N/A
PSL-62227	SPRINT WTR PUMP DISCH PRESS LO	75	PSIG	DEC	NO			N/A
PSL-62236	SPRINT WATER ACCUM PRESS LO	30	PSIG	DEC	NO			N/A

\*Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set point.

**SPRAY MIST EVAP COOLER (SMEC) SYSTEM.**

SMEC PRESSURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
PT-68319	SMEC PUMP DISCHARGE PRESS	0	3000	PSIG			MA	N/A

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

SMEC PRESSURE SWITCHES								
ID NUMBER	DESCRIPTION	SP	UNIT	INC/DEC	NO/NC	FOUND	LEFT	INTL
PSL-68331	SMEC PUMP INLET PRESS	7	PSIG	DEC	NO			N/A

\*Note: All switches calibrated within +/- 1 PSIG of set point.

SMEC TEMPERATURE TRANSMITTERS								
ID NUMBER	DESCRIPTION	LOW	HIGH	UNIT	LOW	HIGH	UNIT	INTL
TT-68317	AMBIENT AIR WET BULB TEMP	-4	176	DEGF			MA	N/A

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

SMEC TEMPERATURE ELEMENTS									
ID NUMBER	DESCRIPTION	TYPE	UNITS	LOW SP	LOW ACT	HIGH SP	HIGH ACT	INTL	
TE-68324	AMBIENT AIR DRY BULB	RTD	DEG F	-40		400		N/A	

\* Note: All transmitters calibrated within +/- .02ma.

**PRE-START UP**

**NOTE: ONCE ALL ISOLATIONS CLEARED, CONDUCT ENGINE CRANK TO CALIBRATE GEOMETRY**

VERIFY	COMPLETE	
	YES	NO
IGV CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
VSV CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
TBV CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
VBV CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
GAS VALVE CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
NOX WATER VALVE CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

LIQUID FUEL VALVE CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
STEAM VALVE CALIBRATION	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>
ALL ALARMS AND SHUTDOWNS CLEAR	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

**START UP**

**VERIFY OPERATION OF FOLLOWING SYSTEMS**

	<b>OPERABLE</b>	
	<b>YES</b>	<b>NO</b>
ENGINE TO SYNCH IDLE	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
NOX SYSTEM	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
SPRINT SYSTEM	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

**REP COMMENTS**

- THE 24VDC CONTROL AND THE 125VDC BREAKER CONTROL BATTERY SYSTEMS INDICATE A GROUND IS PRESENT.
- PT-62043, LIQ FUEL PUMP DISCH PRESS TRANSDUCER IS OPERATIONAL, WILL NOT ADJUST INTO TOLERANCE, RECOMMEND REPLACING TRANSDUCER.
- HS-6309 AND 6363 CO2 MANUAL RELEASE STATIONS DID NOT ACTIVATE WHEN OPERATED.
- CO2 FIRE EXTINGUISHER SYSTEM IS ANTEQUATED BUT OPERATIONAL. THE SECONDARY BANK OF CO2 MUST BE ACTIVATED BY CHANGING THE BANK SELECTOR SWITCH BEFORE SECONDARY CO2 IS ACTIVATED. THE SYSTEM ALSO INCORPORATES SOLENOIDS TO ACTIVATE THE CO2, THIS REQUIRES REMOVING THE ENTIRE SOLENOID BODY FROM THE CO2 BOTTLE WITH CO2 PRESSURE BEHIND IT, EXPOSING PERSONNEL TO THE MINOR RELEASE OF CO2 WHEN DISCONNECTING SOLENOIDS.
- PDH-6405 HAS WATER INTRUSION AND COVER BOLTS ARE HEAVILY CORRODED, PDSH-64060 COVER BOLTS ARE HEAVILY CORRODED. RECOMMEND TO REPLACE BOTH SENORS AT NEXT AVAILABLE OPPORTUNITY.
- GAS DETECTORS DO NOT SHOW A LEVEL OF GAS, ONLY ALARM 1 AND ALARM 2. ALL SENSORS DISPLAYED ALARMS WHEN 50% LEL TEST GAS APPLIED TO SENSOR.
- ALL 3 EMERGENCY STOP PUSHBUTTONS ARE EXTREMELY DIFFICULT TO OPERATE, BUT ARE OPERATIONAL, RECOMMEND REPLACING PUSHBUTTONS AT NEXT OPPORTUNITY.

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.



CO2 SOLENOIDS



CO2 BANK SELECTOR SWITCH

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.



PDH-6405



GAS DETECTOR PANEL

**General Electric Company Proprietary Information**

The information contained in this document is General Electric proprietary information and is disclosed in confidence. It is the property of General Electric and shall not be used, disclosed to others, or reproduced without the express written consent of General Electric. If consent is given for reproduction in whole or in part, this notice and the notice set forth on each page of this document shall appear in any such reproduction in whole or in part. The information contained in this document also may be controlled by the U.S. Export control laws. Unauthorized export or import is prohibited.

## Apéndice I - REGISTRO DE DESVIACIÓN DE PROTOCOLO

## REGISTRO DE DESVIACIÓN DEL PROTOCOLO

Fecha de Prueba: \_\_\_\_\_

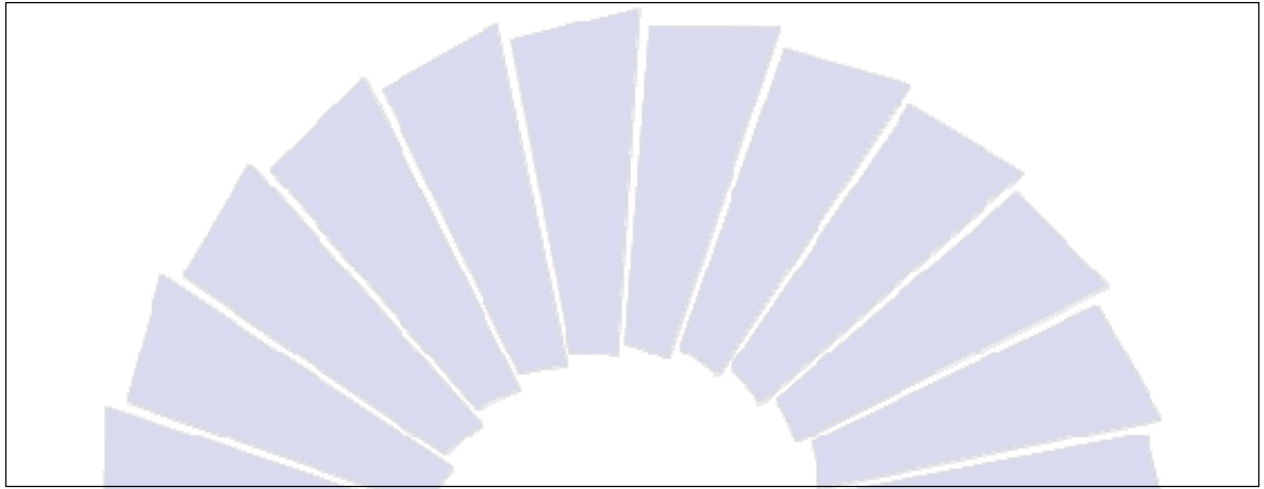
Hora: \_\_\_\_\_

Carga: \_\_\_\_\_

Combustible: \_\_\_\_\_

Punto de Prueba/Unidad: \_\_\_\_\_

DESCRIPCIÓN DE LA DESVIACIÓN: (Continuar la descripción de la desviación en una segunda forma si es necesario)



ACUERDOS SOBRE LA DESVIACIÓN:



\_\_\_\_\_  
TGPS

\_\_\_\_\_  
Grupo Saesa