

**Empresa:** Coordinador Eléctrico Nacional

**País:** Chile

**Proyecto:** Central Térmica Los Pinos

**Descripción:** Protocolo de Pruebas de Potencia Máxima - TG1

**Código de Proyecto:** EE-2018-073

**Código de Informe:** EE-ES-2018-0680

**Revisión:** C

*Power System Studies, Power Plant Field Testing  
and Electrical Commissioning  
ISO9001:2008 Certified*



**24 de mayo de 2018**



Este documento EE-ES-2018-0680-RC fue preparado para Coordinador Eléctrico Nacional por Estudios Eléctricos. Para consultas técnicas respecto del contenido del presente comunicarse con:

Ing. Andrés Capalbo  
Coordinador Dpto. Ensayos e Ingeniería  
[andres.capalbo@estudios-electricos.com](mailto:andres.capalbo@estudios-electricos.com)

Ing. Pablo Rifrani  
Gerente Dpto. Ensayos e Ingeniería  
[pablo.rifrani@estudios-electricos.com](mailto:pablo.rifrani@estudios-electricos.com)

[www.estudios-electricos.com](http://www.estudios-electricos.com)

Este documento contiene 38 páginas y ha sido guardado por última vez el 12/11/2018 por Andrés Capalbo, sus versiones y firmantes digitales se indican a continuación:

Rev	Fecha	Comentarios	Realizó	Revisó	Aprobó
A	24/mayo/2018	Versión preliminar para revisión.	AC	CC	PR
B	6/nov/2018	Protocolo formal para aprobación de las partes.	AC	CC	PR
C	12/nov/2018	Corrección según nota Coordinador: CEN-GO-DCO-Pmax-Los Pinos	AC	CC	PR



## Índice

1	INTRODUCCIÓN.....	5
2	PERSONAL REQUERIDO Y RESPONSABILIDADES.....	6
2.1	Experto Técnico.....	6
2.2	Representante empresa generadora.....	6
2.3	Representante del Coordinador Eléctrico Nacional.....	6
2.4	Observador de otro Coordinado.....	6
3	DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD Y CONDICIONES DE PRUEBA.....	7
3.1	Descripción general.....	7
3.2	Condiciones de referencia y curvas de corrección.....	8
3.2.1	Metodología de corrección.....	10
3.2.2	Curvas a aplicar.....	10
3.3	Instrumentación y mediciones.....	11
3.3.1	Metodología.....	12
3.3.2	Instrumentación principal.....	13
3.3.3	Mediciones complementarias.....	14
3.3.4	Confirmaciones pendientes.....	15
3.4	Condiciones de prueba.....	15
4	REALIZACIÓN DE LA PRUEBA.....	16
4.1	Verificaciones previas.....	16
4.2	Incremento de potencia y estabilización.....	16
4.3	Inicio de la prueba.....	17
4.4	Período de prueba.....	17
4.5	Mediciones durante el período de pruebas.....	18
4.6	Finalización de la prueba.....	18
5	CONDICIONES PARTICULARES.....	19
5.1	Suspensión de la prueba.....	19
5.2	Interrupción de la prueba.....	19
5.3	Reanudación de la prueba.....	19
6	METODOLOGÍAS APLICABLES Y RESULTADOS.....	20
6.1	Resultado de la prueba de potencia máxima.....	20



6.1.1 Outliers.....	20
6.2 Correcciones aplicables a la potencia bruta.....	20
6.3 Cálculo de la Potencia Neta.....	21
7 PLAN DE TRABAJO .....	22
8 NORMATIVA .....	23
9 ANEXOS .....	24
9.1 Instrumentos de medición .....	24
9.1.1 Potencia/FP: ION 8650 – Características.....	24
9.1.2 Potencia/FP: ION8650 – Certificados .....	24
9.1.3 Temperatura ambiente y Humedad relativa: Vaisala HMT360 – Características.....	27
9.1.4 Temperatura ambiente y Humedad relativa: Vaisala HMT360 – Certificados .....	28
9.2 Curvas de corrección .....	30
9.2.1 Corrección por temperatura .....	30
9.2.1 Corrección por humedad relativa .....	31
9.2.1 Corrección por factor de potencia .....	32
9.3 Puntos de medición.....	33
9.3.1 Potencias - Unilineal.....	33
9.3.2 Potencias -Trifilar .....	33
9.3.3 Temperatura ambiente y humedad relativa .....	37



## 1 INTRODUCCIÓN

---

El presente documento describe el protocolo de trabajo, metodologías y pruebas a realizar en la Central Térmica Los Pinos a los efectos de determinar su valor de potencia máxima en los términos establecidos en el “ANEXO TÉCNICO: Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”.

La Central Térmica Los Pinos pertenece a Colbún S.A., está ubicada en la comuna de Cabrero en la región del Biobío y está compuesta por una unidad de gas del tipo aeroderivativa operando a ciclo abierto.

El presente protocolo se aplica a la prueba de potencia máxima sobre la unidad TG Los Pinos 1 operando a ciclo abierto y con combustible líquido.

El resultado principal de esta prueba será el valor máximo de potencia activa bruta que la unidad puede sostener en sus bornes de generación por un período mínimo de 5 horas continuas.

A continuación, se describe el personal requerido para estas pruebas, la unidad y metodología de medición, el proceso de pruebas y correcciones aplicables. Finalmente, en el capítulo 7 se presenta un plan de trabajo tentativo resumiendo las principales tareas a realizar durante los dos días de trabajo previstos.

***Nota: En el capítulo 3.3.4 de resumen los principales puntos pendientes que requieren solución antes de la ejecución de las pruebas. Asimismo, tanto Coordinador como Coordinado, deben expresar conformidad por el presente protocolo antes del inicio de las pruebas.***



## 2 PERSONAL REQUERIDO Y RESPONSABILIDADES

### 2.1 Experto Técnico

El Experto Técnico es el responsable de desarrollar el protocolo de pruebas y supervisar la ejecución de todas las actividades descritas en el presente protocolo.

Sus principales responsabilidades son:

1. Llevar adelante la prueba de potencia máxima en los términos del presente protocolo.
2. Al finalizar la prueba de Potencia Máxima, el experto técnico levantará un acta en la cual se consignarán los resultados obtenidos y principales observaciones.
3. En el plazo de 15 días hábiles después de realizada la prueba de Potencia Máxima, el experto técnico enviará al Coordinador el acta de la prueba y un informe técnico que contendrá la memoria de cálculo, análisis, registros de las mediciones consignadas en el acta de la prueba y las conclusiones obtenidas.

### 2.2 Representante empresa generadora

La empresa generadora será responsable de coordinar el personal a su mando en la operación de la central generadora, y de corroborar que exista personal calificado en la central de forma de poder efectuar íntegramente la prueba tal lo establecido en el protocolo.

En este caso, la empresa generadora será responsable por la correcta instalación, configuración y extracción de datos de los equipos de medición necesarios para la prueba.

### 2.3 Representante del Coordinador Eléctrico Nacional

El Coordinador será responsable de coordinar la prueba de Potencia Máxima, su suspensión o reanudación de acuerdo con la programación de la operación y las condiciones del sistema, considerando para esto el protocolo de pruebas.

Además, podrá hacer observaciones fundadas al acta de prueba e informe técnico emitido por el experto técnico dentro de los plazos establecidos.

### 2.4 Observador de otro Coordinado

Los Coordinados podrán participar en calidad de observador de la prueba y podrán hacer observaciones fundadas al acta de prueba e informe técnico dentro de los plazos establecidos.



### 3 DESCRIPCIÓN DE LA UNIDAD Y CONDICIONES DE PRUEBA

#### 3.1 Descripción general

La Central Térmica Los Pinos pertenece a Colbún S.A., está ubicada en la comuna de Cabrero en la región del Biobío y está compuesta por una unidad de gas a ciclo abierto.

La unidad está compuesta por un generador marca Brush modelo GH1550A y una turbina GE modelo LMS100PA SN:878-161 que juntos entregan una potencia bruta aproximada de 104 MW<sup>1</sup>.

Los datos de placa del generador principal son:

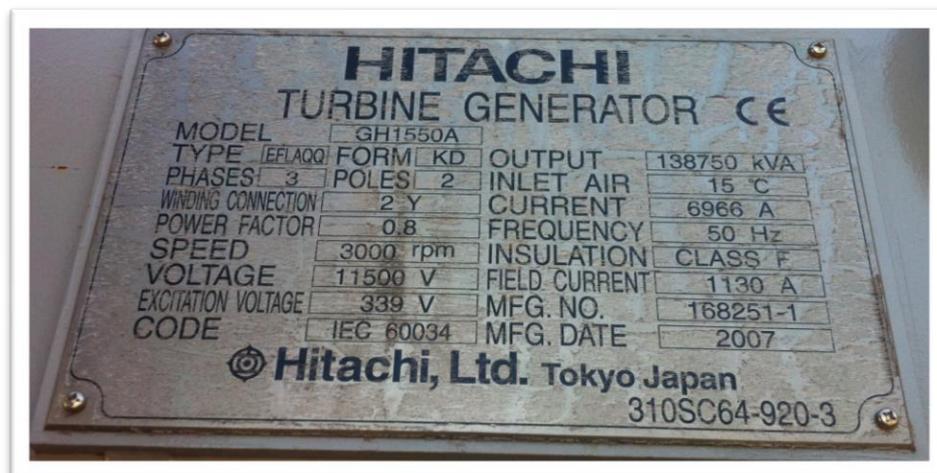


Figura 3.1 – Datos de placa del generador

No se cuenta con datos de placa de la turbina.

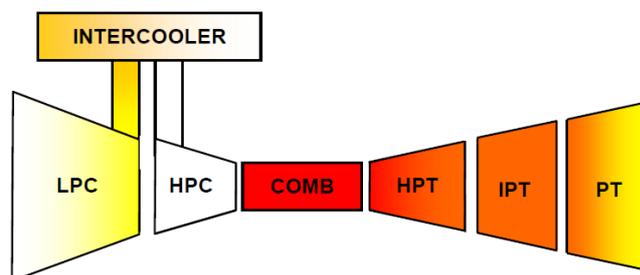


Figura 3.2 – Etapas de turbina e intercooler

La turbina LMS100 posee un intercooler que tiene como objetivo incrementar la eficiencia del sistema enfriando el aire comprimido que ingresa a la etapa de alta presión (HPC). El intercooler es una

<sup>1</sup> Fuente: <https://infotecnica.coordinador.cl/>



parte integral de la turbina, clave en su elevado rendimiento por lo que opera siempre en servicio. El mismo enfría el aire caliente que sale del compresor de baja presión (LPC) antes de su ingreso a la etapa de HPC.

Por otra parte, la turbina cuenta con sistema anti-icing y evaporative cooler para el aire de entrada. Ambos deben estar fuera de servicio para las pruebas de potencia máxima.

### 3.2 Condiciones de referencia y curvas de corrección

Según el documento “Colbún\_performance\_curves\_rev1.pdf” provisto por el Coordinado las condiciones de referencia para la potencia garantizada son las siguientes.

Ambient Temperature: 55.2F
Elevation: 482.3ft
Relative Humidity: 75%
Inlet/Exit Losses: 4/6 inH2O
NOx abatement: Water (42 ppm)
Liquid Fuel –diesel- (LHV=18400 Btu/lb)

Figura 3.3 – Datos garantizados y condiciones de referencia

Según el mismo documento las curvas que relacionan la potencia activa con las principales variables (temperatura, humedad y factor de potencia) son las siguientes:

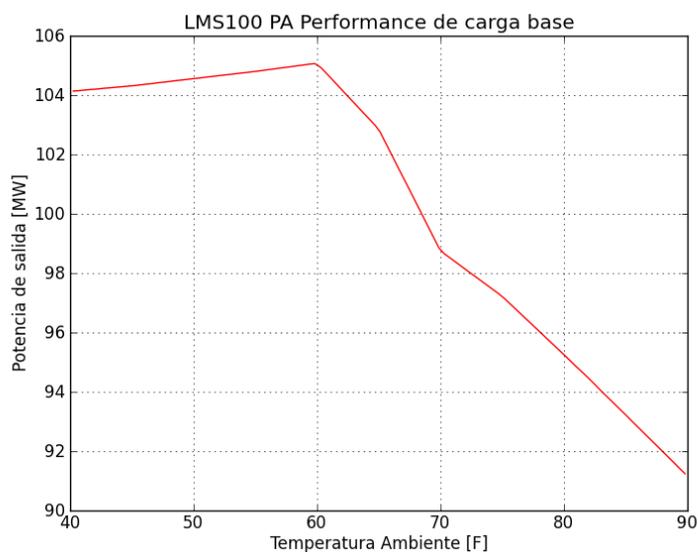


Figura 3.4 – Dependencia de la potencia con la temperatura ambiente

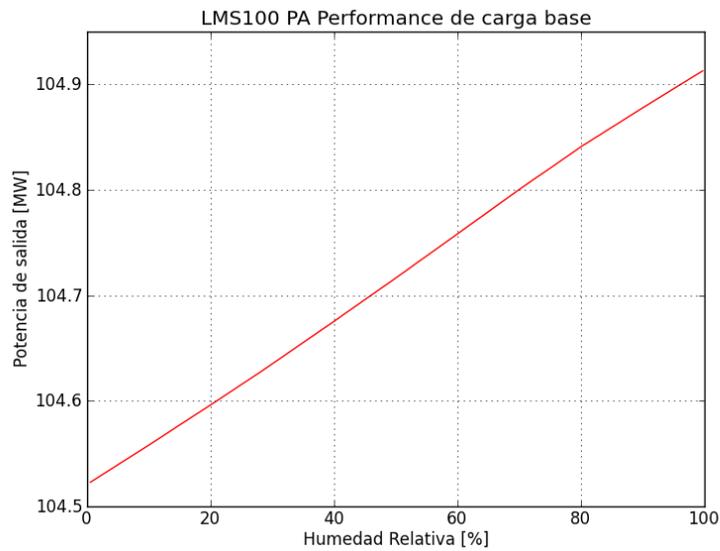


Figura 3.5 – Dependencia de la potencia con la humedad relativa

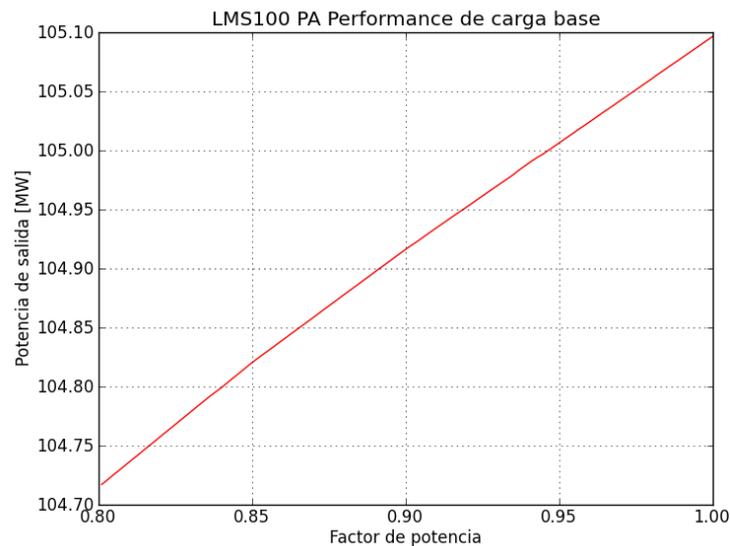


Figura 3.6 – Dependencia de la potencia con el factor de potencia

Ingresando a las curvas de las Figura 3.4 y Figura 3.5 con condiciones de diseño de temperatura y humedad (55.2°F y 75%RH) se obtiene una potencia de **104.82 MW**. El mismo valor se obtiene ingresando a la curva de la Figura 3.6 con un factor de potencia de 0.85 (notar que el factor de potencia nominal de la unidad es 0.80).



### 3.2.1 Metodología de corrección

El Anexo Técnico en su artículo 34 indica que se debe aplicar la corrección de la potencia bruta obtenida en función de su dependencia con la temperatura de aire de aspiración medida después de los filtros. La curva presentada en la Figura 3.4 representa la dependencia de la potencia con la temperatura ambiente. El Coordinador no dispone de curva de corrección por temperatura de aire de aspiración por no ser de provisión estándar del fabricante. En este contexto, el Coordinador, ha aceptado la realización de la prueba y posterior corrección utilizando la curva disponible y un medidor de temperatura ambiente (ver Tabla 3.1).

Las curvas mostradas en el capítulo 3.2 se encuentran en valores de ingeniería (MW) y no como forma de factor de corrección. Para convertirlo a dicho formato se dividirá el eje de las ordenadas por el valor de potencia de 104.82 MW que, como se indicó anteriormente, se corresponde a las condiciones de referencia (Figura 3.3) y factor un de potencia de 0.85.

Para las correcciones del valor de potencia bruta se utilizará, cuando corresponda, las condiciones de referencia junto con las curvas procesadas como se indicó anteriormente y un factor de potencia de 0.95 tal lo solicitado por el Anexo Técnico.

### 3.2.2 Curvas a aplicar

Se presentan las curvas de corrección con el formato corregido como se explicó anteriormente.

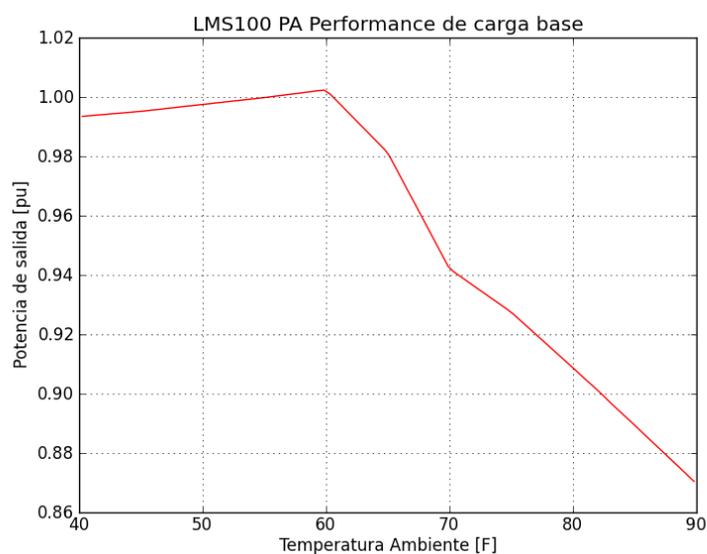


Figura 3.7 – Dependencia de la potencia con la temperatura ambiente

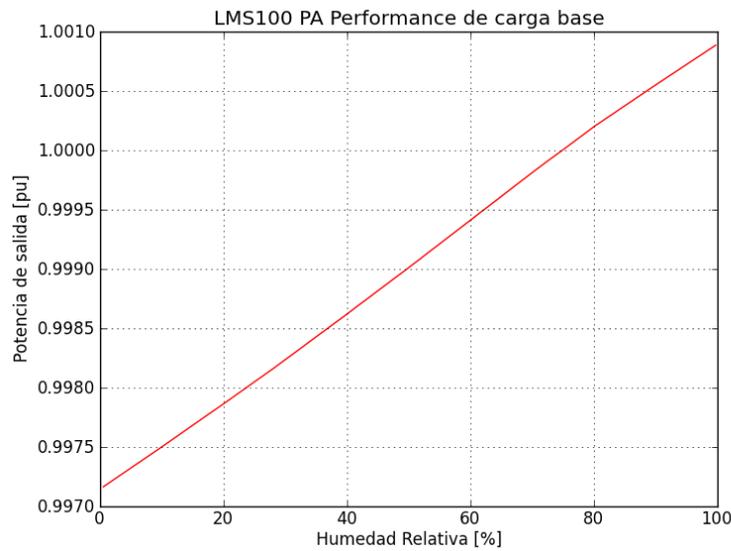


Figura 3.8 – Dependencia de la potencia con la humedad relativa

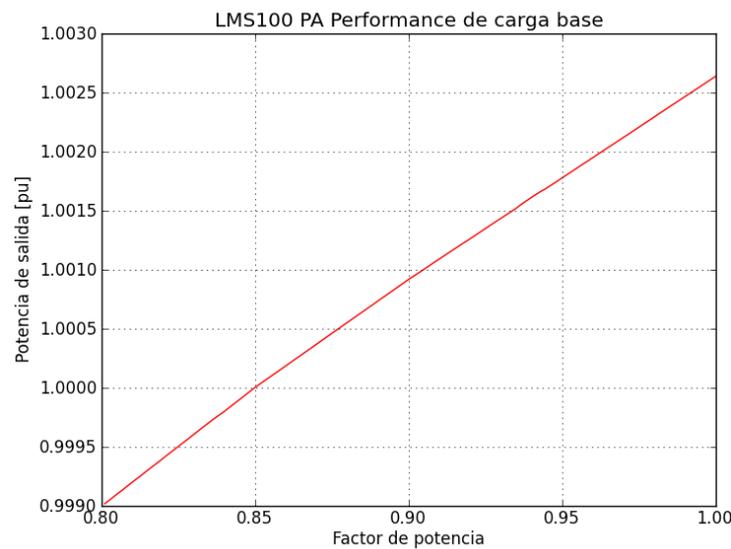


Figura 3.9 – Dependencia de la potencia con el factor de potencia

### 3.3 Instrumentación y mediciones

Según lo establecido en el Anexo Técnico (art 31) las mediciones de potencia y factor de potencia deberán realizarse con instrumentos clase 0.2, mientras que la norma ASME PTC 22 establece que la clase de los transformadores de instrumentación debe ser 0.3 o mejor.

En la Figura 3.10 se presenta un diagrama unilineal simplificado de planta donde se distinguen los elementos de interés.



Considerando este diagrama junto con el levantamiento de información realizado, los requerimientos del Anexo Técnico y la norma ASME PTC22 se describe la metodología propuesta.

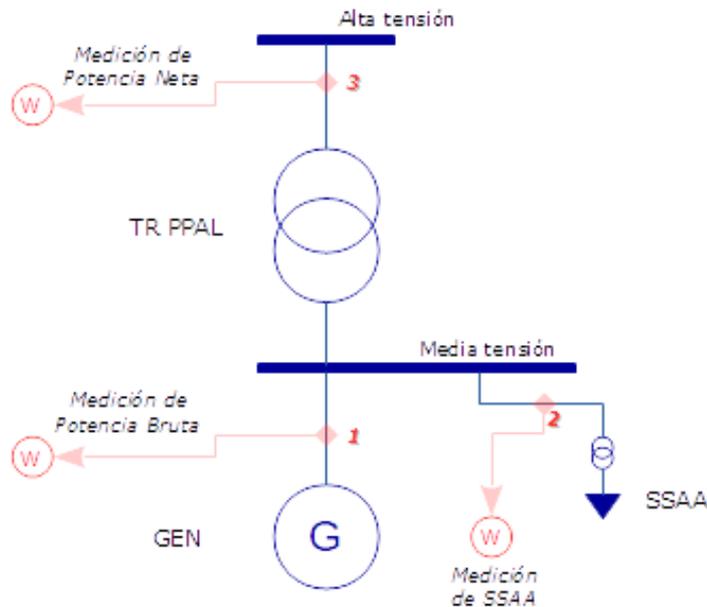


Figura 3.10 – Unilineal de planta esquemático

### 3.3.1 Metodología

Se medirá potencia bruta en bornes del generador tal como se solicita en el Anexo Técnico. La potencia de los servicios auxiliares se calculará indirectamente a partir de la medición de la potencia neta.

Asimismo, el factor de potencia se medirá en el punto indicado con “1” en la Figura 3.10.

Los transformadores de instrumentación (PTs,CTs) son clase 0.3 o mejor. Los detalles de los transformadores de instrumentación de cada variable principal (punto “1” y “2” en la Figura 3.10) se encuentran en el Anexo 9.3.

El Coordinado no cuenta dentro de su instalación permanente con instrumentos de medición de clase 0.2 con certificado de calibración vigente. Para subsanar este punto ha arrendado a la empresa Tecnoed dos equipos ION8650 que serán instalados por ellos para estas pruebas.

Asimismo, el Coordinado, ha adquirido e instalado nuevos equipos marca VAISALA para la adquisición de las variables de temperatura ambiente y humedad.



### 3.3.2 Instrumentación principal

Se instrumentará tal como se resume en la Tabla 3.1. La misma indica la instrumentación principal a ser utilizada, magnitud medida, tipo y clase, y ubicación.

#	Magnitud	Instrumento	Tipo, clase y muestreo	Propietario y certificado	Ubicación	Tipo de registro
1	<b>Potencia activa bruta</b>	Schneider Electric ION 8650 serie MW-1210A672-01 <sup>2</sup>	A, 0.2, 5 seg	Tecnoled Anexo 9.1.2	Conectado a PTs CTs clase 0.3 o mejor en punto 1 del unilíneal de la Figura 3.10. Borneras de prueba TBS2 y TBS3 según trifilar. Ver trifilar anexo 9.3.	Digital
2	<b>Factor de potencia</b>	Schneider Electric ION 8650 serie MW-1210A672-01	A, 0.2, 5 seg	Tecnoled Anexo 9.1.2	Conectado a PTs CTs clase 0.3 o mejor en punto 1 del unilíneal de la Figura 3.10. Borneras de prueba TBS2 y TBS3 según trifilar. Ver trifilar anexo 9.3	Digital
3	<b>Potencia activa neta</b>	Schneider Electric ION 8650 Serie MW-1210A712-01 <sup>2</sup>	A, 0.2, 5 seg	Tecnoled Anexo 9.1.2	Conectado a PTs CTs clase 0.3 o mejor en punto 3 del unilíneal de la Figura 3.10. CTs: Bornes 1,2,3,4 de regleta X11. PTs: Bornes 1,2,3,4 de regleta X12 según trifilar. Ver trifilar anexo 9.3.	Digital
4	<b>Temperatura ambiente</b>	Vaisala HMP360 Serie P3140715 o P3140716 <sup>3</sup>	0.2°C	Coordinado Anexo 9.1.4	En las inmediaciones de la toma de aire. TT4082 <sup>4</sup>	Digital
5	<b>Humedad relativa</b>	Vaisala HMP360 Serie P3140715 o P3140716 <sup>3</sup>	0.6/1.0 %	Coordinado Anexo 9.1.4	En las inmediaciones de la toma de aire. RH4000 <sup>4</sup>	Digital

Tabla 3.1 – Instrumentación principal

Las características principales de estos equipos y sus certificados de calibración vigentes<sup>5</sup> a la fecha de los ensayos pueden consultarse en el Anexo 9.1

<sup>2</sup> Se debe confirmar que equipo (número de serie) es instalado en cada ubicación.

<sup>3</sup> Confirmar cual es el número de serie aplicable.

<sup>4</sup> Confirmar número y ubicación física de estos medidores.

<sup>5</sup> Según lo establecido en el Anexo Técnico “Determinación de Consumos Específicos de Unidades Generadoras”, se considera un periodo de dos años de validez de los certificados de calibración para los medidores de potencia. El Coordinador sugirió aplicar el mismo criterio para el proceso de Potencia Máxima.



Los puntos físicos de conexión están identificados en los trifilares del anexo 9.3. y se corresponden con los indicados en la Figura 3.10

Los equipos medidores de potencia bruta y neta serán instalados, configurados y operados por el Coordinado o el propietario de los equipos. Se requerirá la entrega de los registros digitales de las pruebas durante y luego de la ejecución de las mismas. Deberá estar presente personal idóneo para estas tareas durante todo el transcurso de las pruebas.

Asimismo, el Coordinado será responsable de entregar los registros digitales correspondientes a las variables de temperatura ambiente y humedad durante y luego de la ejecución de las pruebas. Deberá estar presente personal idóneo para estas tareas durante todo el transcurso de las pruebas.

### 3.3.3 Mediciones complementarias

Se utilizará el sistema de registro de planta para tomar las siguientes variables durante el período de pruebas:

1. Potencia activa y reactiva en bornes de la unidad
2. Factor de potencia en bornes de la unidad.
3. Velocidad del rotor.
4. Tensión.
5. Frecuencia.
6. Consumos propios.
7. Temperatura de gases de escape.
8. Temperatura del combustible.
9. Temperatura de aire de ingreso al compresor.
10. Presión de descarga del compresor.
11. Presión de ingreso del fluido de trabajo.
12. Potencia neta
13. Potencia de SSAA
14. Presión barométrica
15. Temperatura de aire de ingreso
16. Humedad relativa
17. Caudal de combustible

Finalizadas las pruebas se requerirá al Coordinado la entrega del registro digital de datos correspondiente.



### 3.3.4 Confirmaciones pendientes

No se tiene confirmación de la ubicación física ni de los números de serie exactos de los medidores de Temperatura ambiente y humedad relativa. En la Tabla 4.1 se supuso que los equipos corresponden a los medidores TT4082 y RH4000 ubicados en las inmediaciones de la toma de aire de la unidad TG. Además, falta indicar el número de serie correspondiente al medidor de ambas variables.

Asimismo, no se tiene información de la capacidad de registro de datos del sistema de planta que, se entiende, integraría dichas mediciones. Se requiere indicar tasa de muestreo y formato en el cual se pueden extraer los datos.

Respecto de los medidores de potencia (ION) se indicó que pueden realizar el registro de datos a la tasa de una muestra cada 5 segundos. Se requiere informar el formato en el cual se pueden extraer los datos.

*Para ambos casos se sugiere enviar un registro de muestra para confirmar la correcta adquisición de los datos y su disponibilidad efectiva para las pruebas.*

### 3.4 Condiciones de prueba

Debe verificarse:

1. Todas las protecciones deben estar operativas y sin falla.
2. No deben existir alarmas relevantes.
3. La unidad debe estar disponible para operar a máxima potencia. Se recomienda a Central Térmica Los Pinos considerar lavado de compresor y cambio de filtros de aire según su manual de operaciones.
4. Los sistemas de anti-icing y evaporative cooler deben estar fuera de servicio.
5. El control de frecuencia (CPF) debe estar fuera de servicio y la unidad en control de carga.
6. El factor de potencia (FP) es lo más cercano posible a 0.95. De existir el modo de control de factor de potencia o reactivo en la unidad se sugiere utilizarlo para las pruebas de modo de colaborar en mantener el factor de potencia en el valor deseado.



## 4 REALIZACIÓN DE LA PRUEBA

### 4.1 Verificaciones previas

1. Se debe realizar una inspección visual de los medidores. Se verificará su cableado conforme a lo indicado en el presente protocolo, números de serie y certificados de calibración.
2. Verificar lectura de los equipos de medición principales.
3. Verificar sincronización horaria entre los distintos equipos de medición.
4. Verificar que el sistema de adquisición de datos de planta esté operativo.
5. El personal descrito en el cap. 2 (Experto Técnico, Operaciones, Representante del Coordinador) deben estar listos para dar comienzo a la prueba.
6. Verificar que se cumplan las condiciones de prueba establecidas en (3.4):
  - a. Todas las protecciones deben estar operativas y sin falla.
  - b. No deben existir alarmas relevantes.
  - c. La unidad debe estar disponible para operar a máxima potencia.
  - d. Los sistemas de anti-icing y evaporative cooler deben estar fuera de servicio.
  - e. El control de frecuencia (CPF) debe estar fuera de servicio (control de carga).
  - f. El factor de potencia (FP) es lo más cercano posible a 0.95

### 4.2 Incremento de potencia y estabilización

Previo al inicio de las pruebas la unidad puede estar detenida o en servicio. En cualquiera de los casos el operador incrementará la carga de la turbina hasta que ésta alcance su máximo valor estable que, en principio, estará dado por la actuación de la limitación por temperatura de gases de salida.

Se operará la unidad a ciclo abierto y utilizando combustible líquido.

Se verificará que el CPF está deshabilitado y se intentará ajustar el factor de potencia al valor más cercano posible a 0.95. Si la unidad dispone del modo de control Factor de Potencia se sugiere utilizarlo a fin de mantener el valor requerido de 0.95 estable durante la prueba.

Se verificará en todo momento que ninguno de los componentes involucrados supere sus valores nominales de operación.



Se incrementará el despacho de potencia de la unidad hasta alcanzar carga base, máximo valor de potencia posible limitado por el control/límite por temperatura.

Alcanzado el valor máximo de potencia comienza un período que se puede extender hasta un máximo de 2 horas en el cual se podrán realizar ajustes a los parámetros operacionales, con el fin de estabilizar la unidad generadora en pruebas.

El experto técnico tomará nota del horario de inicio y finalización del período de estabilización para dejar constancia en actas y verificar que no se exceda el tiempo permitido.

#	Condición	Estado	Detalles
1	Operación del ciclo	Ciclo abierto	-
2	Nivel de carga	Carga base	Control por temperatura de gases de salida
3	Combustible	Líquido	-
4	Anti-icing Evaporative cooler	Fuera de servicio	-
5	Control de frecuencia	Fuera de servicio	De ser posible se deshabilitará el CPF. Si no es posible se analizará la alternativa de modificar el valor de la banda muerta (ej $\pm 100$ mHz o más)
7	Factor de potencia	0.95	Ajustar al valor más cercano posible que permita la red

Tabla 4.1 – Resumen de las condiciones de prueba

### 4.3 Inicio de la prueba

Finalizado el período de estabilización se declarará la unidad en operación estable y se dará inicio formal a la prueba de potencia máxima.

El experto técnico tomará nota del horario de inicio de la prueba.

### 4.4 Período de prueba

El experto Técnico verificará que la prueba se extienda por un período mínimo de 5 horas (10 segmentos *-test run-* de 30 min) durante el cual la unidad deberá permanecer en condiciones estables según lo establecido por la norma ASME PTC 22-2014:



**Table 3-3.5-1 Maximum Permissible Variations in Operating Conditions**

Variable	Sample Standard Deviation
Power output (electrical)	0.65%
Torque	0.65%
Barometric pressure	0.16%
Inlet air temperature	1.3°F (0.7°C)
Fuel flow	0.65%
Rotating speed	0.33%

*Figura 4.1 – Máximas variaciones permisibles en las condiciones de operación<sup>6</sup>*

Las condiciones de estabilidad se calcularán respecto del promedio de cada test run.

Si algún test run no cumple las condiciones de estabilidad deberán descartarse los datos de este y a criterio del auditor, se podrá continuar la prueba hasta completar 10 test run válidos, siempre que la programación horaria del Coordinador lo permita.

#### 4.5 Mediciones durante el período de pruebas

Durante todo el período de pruebas deberán tomarse al menos una lectura cada minuto de las magnitudes listadas en la Tabla 3.1 cuando el registro sea manual. Las magnitudes de registro digital podrán muestrearse a una tasa más rápida a la indicada según la capacidad de cada dispositivo.

#### 4.6 Finalización de la prueba

La prueba podrá darse por finalizada cuando se cumpla un período mínimo de operación estable de 5 horas tal lo descrito en los párrafos anteriores o cuando la misma sea suspendida/interrumpida por el Coordinador (ver cap.5).

Al finalizar la prueba de Potencia Máxima, el experto técnico levantará un acta en la cual se consignarán los horarios de las pruebas, resultados preliminares obtenidos y todos los aspectos relevantes que considere necesarios. Esta acta será firmada por cada uno de los participantes, dejando constancia de sus observaciones si las hubiese.

<sup>6</sup> Notar que la variable Torque no se utiliza para el objetivo de estas pruebas.



## 5 CONDICIONES PARTICULARES

---

### 5.1 Suspensión de la prueba

En caso de que se produzca una falla de la unidad generadora a verificar, o de existir perturbaciones que lleven al SI al Estado de Emergencia, el Coordinador podrá suspender la prueba.

El Coordinador podrá suspender la prueba en la operación en tiempo real en caso de que lo considere necesario dadas las condiciones del sistema.

Una vez superada la condición antes indicada, el Coordinador podrá autorizar la realización de la prueba si las condiciones del sistema lo permiten. En caso contrario, la Coordinador programará la realización de la prueba para una nueva fecha.

### 5.2 Interrupción de la prueba

Cuando se deba interrumpir la prueba de Potencia Máxima de una unidad generadora por causas atribuibles a su operación o a la operación del SI, antes de completar el periodo de medición de la prueba y no se ha completado el 80% del tiempo de duración establecido de la prueba, esta no tendrá validez y deberá reiniciarse luego de la correspondiente programación con la Coordinador.

Si se ha completado al menos el 80% del tiempo de duración de la prueba, a criterio del experto técnico y con aprobación del Coordinador, se podrá considerar la prueba como completada.

### 5.3 Reanudación de la prueba

Habiéndose superado las condiciones de suspensión de la prueba, si la misma no fue declarada como completa (cap. 5.2) y existe conformidad por parte del Coordinador, la misma podrán reiniciarse luego de haberse obtenido una nueva estabilización de la unidad. Vale destacar que, tal como lo indica el anexo técnico correspondiente, la potencia debe permanecer en forma estable, continua y sin interrupción durante todo el período de prueba.



## 6 METODOLOGÍAS APLICABLES Y RESULTADOS

### 6.1 Resultado de la prueba de potencia máxima

La Potencia Máxima que será considerada como resultado de esta prueba, será aquel valor máximo de potencia activa bruta que sea sostenible durante al menos 5 horas, dentro del período de medición de la prueba y en conformidad con el presente protocolo de prueba.

La potencia bruta resultante se tomará como el promedio del valor de potencia de 10 períodos de 30 minutos, dichos valores a su vez serán un promedio de las mediciones realizadas dentro de cada período (30 muestras si se toma una lectura cada 1 minuto) y tendrán aplicadas las correspondientes correcciones (ver 6.2) permitidas por el Anexo Técnico.

#### 6.1.1 Outliers

Se procesarán los datos obtenidos en busca de valores atípicos. Los mismos se descartarán siguiendo los lineamientos establecidos en la PTC 19.1. En particular se adoptará como criterio el descarte de los datos distantes más de  $2\sigma$  de la media del período.

### 6.2 Correcciones aplicables a la potencia bruta

Las correcciones mencionadas en este capítulo serán aplicadas a cada uno de los períodos (test run) registrados (10 períodos) y el resultado final será el promedio de todos ellos.

Según lo establece el anexo técnico pueden aplicarse correcciones por:

1. Corrección por temperatura de aire de aspiración.
2. Corrección por factor de potencia.
3. Corrección por humedad relativa.

Los factores de corrección se obtendrán de las curvas/tablas provistas por el fabricante con el objetivo de llevar la medición de potencia bruta obtenida a los valores de referencia indicados en el capítulo 3.2.



La Potencia Bruta Corregida de la unidad se calculará según la siguiente ecuación:

$$P_{Bruta,Corr} = (P_{Bruta} - L_{FP}) \times \frac{1}{F_{Temp}} \times \frac{1}{F_{RH}}$$

Dónde:

- $P_{Bruta,Corr}$  : Potencia Bruta Corregida
- $P_{Bruta}$ : Potencia Bruta Medida
- $L_{FP}$ : Pérdidas relacionadas a no operar en el factor de potencia (FP) establecido por el Anexo Técnico. Se aplica sólo si durante los ensayos no se logró alcanzar  $FP = 0.95$ . Se calcula como la diferencia de potencia entre la correspondiente al FP del ensayo menos la potencia correspondiente al FP de referencia ambos valores obtenidos de las curvas del capítulo 3.2. El factor de potencia que se utilizará como referencia es el indicado por el medidor #2 de la Tabla 3.1
- $F_{Temp}$ : Factor de corrección de la potencia activa por temperatura del aire obtenido de las curvas del capítulo 3.2
- $F_{RH}$ : Factor de corrección de la potencia activa por Humedad Relativa obtenido de las curvas del capítulo 3.2

### 6.3 Cálculo de la Potencia Neta

El cálculo mencionado en este capítulo se aplicará a cada uno de los períodos (test run) registrados (10 períodos) y el resultado final será el promedio de todos ellos.

La Potencia Neta Corregida de la Unidad Generadora se calcula usando la siguiente ecuación:

$$P_{Neta,Corr} = P_{Bruta,Corr} - L_{Totales}$$

$$L_{Totales} = P_{Neta, No Corr} - P_{Bruta, No Corr}$$

Dónde:

- $P_{Neta,Corr}$  : Potencia Neta Corregida
- $P_{Neta,No Corr}$  : Potencia Neta No Corregida (medición directa)
- $P_{Bruta,Corr}$  : Potencia Bruta Corregida
- $P_{Bruta, No Corr}$ : Potencia Bruta No Corregida (medición directa)
- $L_{Totales}$ : Pérdidas y consumos internos de la planta en todo concepto



## 7 PLAN DE TRABAJO

La siguiente tabla presenta un cronograma tentativo de trabajo para el desarrollo de las presentes pruebas. Se considera un primer día para preparativos y el segundo día para pruebas efectivas.

Tarea n°	Hora [hh:mm]	Duración estimada [hs]	Descripción de la tarea
<b>Día 1</b>			
1	8:00	2	Llegada a planta. Trámites de ingreso. Charla de seguridad.
2	10:00	1	Reunión inicial de coordinación
3	11:00	2	Inspección de sitio. Verificación de medidores, instalación, números de serie y configuración.
4	13:00	2	Extracción de datos de los medidores. Verificación del formato y sincronización horaria.
5	15:00	1	Configuración de tendencias de respaldo con sistema de planta. Verificación del formato y sincronización horaria.
6	16:00	1	Reunión de planificación y coordinación de pruebas
-	17:00	-	Fin de las tareas del día
<b>Día 2</b>			
1	7:00	0.5	Llegada a planta. Preparativos.
2	7:30	0.5	Arranque de la unidad
3	8:00	2	Período de estabilización
4	10:00	5	Período de pruebas de potencia máxima.
5	15:00	2	Tiempo adicional para pruebas de potencia máxima.
6	17:00	1	Recopilación de datos. Confección de actas.
7	18:00	1	Reunión de cierre y firma de actas.
-	19:00	-	Fin de las tareas del día



## 8 NORMATIVA

---

- Anexo Técnico: “Pruebas de Potencia Máxima en Unidades Generadoras”.
- Norma ASME PTC 22 “Performance Test Code on Gas Turbines
- Norma ASME PTC 19.1 “Test Uncertainty”





FT-LAB-5.10.8c

**CERTIFICADO DE EXACTITUD  
LABORATORIO DE TECNORED S.A.  
MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

FOLIO: 37212

<b>ANTECEDENTES DEL CLIENTE</b>				<b>RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA</b>			
Solicitud : Correo Fecha Calibración : 20.08.2018 Medidor : ION 8650 Cliente : Instalación : Subestación :				<b>Componente Activa Directa</b>		<b>Componente Activa Reversa</b>	
N	Fase	Cte. %	Factor	Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)
1	123	100	1	0,046	± 0,2	0,032	± 0,2
2	123	100	0,5	0,043	± 0,3	0,037	± 0,3
3	123	10	1	0,040	± 0,2	0,030	± 0,2
4	123	10	0,5	0,033	± 0,3	0,035	± 0,3
5	1	100	1	0,025	± 0,3	0,019	± 0,3
6	2	100	1	0,034	± 0,3	0,044	± 0,3
7	3	100	1	0,038	± 0,3	0,038	± 0,3
8	1	100	0,5	0,018	± 0,4	0,017	± 0,4
9	2	100	0,5	0,018	± 0,4	0,037	± 0,4
10	3	100	0,5	0,072	± 0,4	0,062	± 0,4

<b>ANTECEDENTES DEL MEDIDOR</b>				<b>RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA</b>			
Marca : Schneider Electric Modelo : M8650A4C0H5E1B0A N° de Serie : MW-1210A672-01 Estado : Nuevo Año Fabricación : 2012 Clase Exactitud (%) : 0,2 Constante Med. : 1				<b>Componente Reactiva Directa</b>		<b>Componente Reactiva Reversa</b>	
N	Fase	Cte. %	Factor	Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)
1	123	100	1	0,023	± 2,0	0,018	± 2,0
2	123	100	0,5	0,026	± 2,0	0,031	± 2,0
3	123	10	1	0,016	± 2,0	0,021	± 2,0
4	123	10	0,5	0,013	± 2,0	0,008	± 2,0
5	1	100	1	0,039	± 3,0	0,042	± 3,0
6	2	100	1	-0,002	± 3,0	-0,001	± 3,0
7	3	100	1	0,021	± 3,0	0,024	± 3,0
8	1	100	0,5	0,042	± 3,0	0,055	± 3,0
9	2	100	0,5	0,032	± 3,0	0,038	± 3,0
10	3	100	0,5	0,007	± 3,0	0,013	± 3,0

<b>PATRON DE CALIBRACION</b>			
Marca : MTE Modelo : PTS 3.3 N° Serie : 29564 Clase de Exactitud : 0,05 Trazabilidad : Laboratorio Tecnored			
<b>CONDICIONES DE MEDIDA</b>			
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°) : 23 Humedad (%) : 40,3 Calibrador : M.Montecino			

**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



FT-LAB-5.10.8c



**CERTIFICADO DE EXACTITUD**  
**LABORATORIO DE TECNORED S.A.**  
**MEDIDORES DE ENERGÍA ELECTRICA**

FOLIO: 36556

ANTECEDENTES DEL CLIENTE				RESULTADOS DE LA COMPONENTE ACTIVA							
Solicitud	:	Correo		N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Activa Directa		Componente Activa Reversa	
Fecha Calibración	:	11.07.2017						Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)
Medidor	:	ION 8650		1	123	100	1	0,026	± 0,2	0,025	± 0,2
Cliente	:			2	123	100	0,5	0,049	± 0,3	0,048	± 0,3
Instalación	:			3	123	10	1	0,025	± 0,2	0,027	± 0,2
Subestación	:			4	123	10	0,5	0,040	± 0,3	0,042	± 0,3
				5	1	100	1	0,023	± 0,3	0,026	± 0,3
				6	2	100	1	0,034	± 0,3	0,024	± 0,3
				7	3	100	1	0,018	± 0,3	0,024	± 0,3
				8	1	100	0,5	0,041	± 0,4	0,040	± 0,4
				9	2	100	0,5	0,038	± 0,4	0,037	± 0,4
				10	3	100	0,5	0,070	± 0,4	0,071	± 0,4
ANTECEDENTES DEL MEDIDOR				RESULTADOS DE LA COMPONENTE REACTIVA							
Marca	:	Schneider Electric		N	Fase	Cte. %	Factor	Componente Reactiva Directa		Componente Reactiva Reversa	
Modelo	:	M8650A4C0H4E1B0A						Error (%)	Límite Norma (%)	Error (%)	Límite Norma (%)
Nº de Serie	:	MW-1210A712-01		1	123	100	1	0,015	± 2,0	0,014	± 2,0
Estado	:	Nuevo		2	123	100	0,5	0,038	± 2,0	0,038	± 2,0
Año Fabricación	:	2012		3	123	10	1	0,018	± 2,0	0,019	± 2,0
Clase Exactitud (%)	:	0,2		4	123	10	0,5	0,030	± 2,0	0,028	± 2,0
Constante Med.	:	1		5	1	100	1	0,038	± 3,0	0,037	± 3,0
				6	2	100	1	0,005	± 3,0	0,004	± 3,0
				7	3	100	1	0,014	± 3,0	0,010	± 3,0
				8	1	100	0,5	0,064	± 3,0	0,064	± 3,0
				9	2	100	0,5	0,038	± 3,0	0,035	± 3,0
				10	3	100	0,5	0,019	± 3,0	0,011	± 3,0
PATRON DE CALIBRACIÓN				OBSERVACIONES Y CONCLUSIONES							
Marca	:	MTE		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.							
Modelo	:	PTS 3.3C									
Nº Serie	:	49089									
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)									
Nº de Elementos	:	3									
Método Calibración	:	Comparación Directa									
Frecuencia (Hz)	:	50 (HZ)									
Temperatura (C°)	:	22,3									
Humedad (%)	:	36,9									
Calibrador	:	M.Montecino									

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



### 9.1.3 Temperatura ambiente y Humedad relativa: Vaisala HMT360 – Características

Este instrumento, propiedad del Coordinado, estará disponible para medición de Temperatura y Humedad. Es responsabilidad del Coordinado su operación y extracción de los registros digitales.

**Table 8 Relative Humidity Specifications**

Property	Description / Value
Measurement range	0 ... 100 %RH
Accuracy (including non-linearity, hysteresis and repeatability)	
with HUMICAP® 180 and HUMICAP® 180R at +15 ... 25 °C	for typical applications for typical applications ±1 %RH (0 ... 90 %RH) ±1.7 %RH (90 ... 100 %RH)
at -20 ... +40 °C	±(1.0 + 0.008 × reading) %RH
at -40 ... +180 °C	±(1.5 + 0.015 × reading) %RH
with HUMICAP®180L2	for applications with demanding chemical environment
at -10 ... +40 °C	±(1.0 + 0.01 × reading) %RH
at -40 ... +180 °C	±(1.5 + 0.02 × reading) %RH
Factory calibration uncertainty (+20 °C)	±0.6 %RH (0 ... 40 %RH) ±1.0 %RH (40 ... 97 %RH) (Defined as ±2 standard deviation limits. Small variations possible, see also calibration certificate.)
Response time (90 %) for HUMICAP® 180 and HUMICAP® 180L2 at +20 °C in still air	8 seconds with grid filter 20 seconds with grid + steel netting 40 seconds with sintered filter
Response time (90 %) for HUMICAP® 180R at +20 °C in 0.1 m/s air flow	17 seconds with grid filter 50 seconds with grid + steel netting 60 seconds with sintered filter

**Table 9 Temperature Specifications**

Property	Description / Value
HMP361	-40 ... +60 °C
HMP363 80 °C	-40 ... +80 °C
HMP363 120 °C	-40 ... +120 °C
HMP364	-70 ... +180 °C, 0 ... 10 MPa (0 ... 100 bar)
HMP365	-70 ... +180 °C
HMP367	-70 ... +180 °C
HMP368	-70 ... +180 °C, 0 ... 4 MPa (0 ... 40 bar)
Accuracy at +20 °C	± 0.2 °C
Accuracy over temperature range	See graph below
Sensor	Pt 1000 RTD 1/3 Class B IEC 751



## 9.1.4 Temperatura ambiente y Humedad relativa: Vaisala HMT360 – Certificados

Adicionalmente a la calibración de los medidores aquí mostrada el Coordinado ha realizado en enero de 2018 la verificación de los lazos 4-20mA y su comunicación con el sistema de planta.



 1 (1)  
 Certificate report no. H48-18310103

# CALIBRATION CERTIFICATE

**Instrument** Humidity and Temperature Probe HMP360  
**Order code** 3D5A1A2  
**Serial number** P3140715  
**Manufacturer** Vaisala Oyj, Finland  
**Calibration date** 3rd August 2018

The above instrument was calibrated by comparing the readings of the instrument to working standards of the manufacturer. The reference humidity was calculated from dew point temperature and temperature readings with the exception of the driest condition that was measured as relative humidity. Dew point temperature was measured with a working standard dew point meter. Temperature and relative humidity were measured with two factory working standards. At the time of shipment, the instrument described above met its operating specifications.

The working standard dew point meter has been calibrated at The measurement results are traceable to the international system of units (SI) through national metrology institutes (NIST USA, MIKES Finland, Or equivalent) or ISO/IEC 17025 accredited calibration laboratories. The temperature readings of the factory working standards have been calibrated at an ISO/IEC 17025 accredited calibration laboratory (FINAS), Vaisala Measurement Standards Laboratory (MSL) by using MSL working standards traceable to NIST. The relative humidity readings of the factory working standards have been calibrated at the Vaisala factory by using a working standard dew point meter.

### Humidity calibration results

Reference humidity	Reference temperature	Observed humidity	Observed probe temperature	Humidity difference	Permissible difference
%RH	°C	%RH	°C	%RH	%RH
+ 0.1	+ 22.11	0.0	+ 22.12	- 0.1	±1.0
+ 12.5	+ 22.09	+ 12.8	+ 22.10	+ 0.3	± 1.0
+ 33.3	+ 22.10	+ 33.4	+ 22.11	+ 0.1	± 1.0
+ 53.9	+ 22.13	+ 54.3	+ 22.14	+ 0.4	± 1.0
+ 74.5	+ 22.12	+ 75.0	+ 22.13	+ 0.5	± 1.0
+ 93.7	+ 22.16	+ 94.9	+ 22.16	+ 1.2	± 1.7

### Temperature calibration results

Reference temperature	Observed probe temperature	Temperature difference	Permissible difference
°C	°C	°C	°C
+ 22.12	+ 22.13	+ 0.01	± 0.10

### Equipment used in calibration

Type	Serial number	Calibration date	Certificate number
373 LHX	03-1218	2017-12-17	5771MBW2018
PTU303 / T	H0730003	2017-10-17	K008-A02341
HMT337 / T	D2350025	2017-10-17	K008-A02342
PTU303 / RH	H0730003	2018-05-15	H48-18201001
HMT337 / RH	D2350025	2018-05-15	H48-18201002

### Uncertainties ( 95 % confidence level, k=2)

Humidity ± 0.6%RH @ 0...40%RH, ± 1.0%RH @ 40...97%RH

Temperature ± 0.10 °C.

Ambient conditions / Humidity 36 ± 5%RH, Temperature 23 ± 1 °C, Pressure 1010 ± 1 hPa.

*Kitty Tapola*  
 Technician

This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of Vaisala.

Doc212778-F

Vaisala Oyj | PO Box 26, FI-00421 Helsinki, Finland  
 Phone +358 9 894 91 | Fax +358 9 8949 2227  
 Email first.name.last.name@vaisala.com | www.vaisala.com  
 Domicile Vantaa, Finland | VAT FI01244162 | Business ID 0124416-2



VAISALA

1 (1)  
Certificate report no. H48-18310104

## CALIBRATION CERTIFICATE

**Instrument** Humidity and Temperature Probe HMP360  
**Order code** 3D5A1A2  
**Serial number** P3140716  
**Manufacturer** Vaisala Oyj, Finland  
**Calibration date** 3rd August 2018

The above instrument was calibrated by comparing the readings of the instrument to working standards of the manufacturer. The reference humidity was calculated from dew point temperature and temperature readings with the exception of the driest condition that was measured as relative humidity. Dew point temperature was measured with a working standard dew point meter. Temperature and relative humidity were measured with two factory working standards. At the time of shipment, the instrument described above met its operating specifications.

The working standard dew point meter has been calibrated at The measurement results are traceable to the international system of units (SI) through national metrology institutes (NIST USA, MIKES Finland, Or equivalent) or ISO/IEC 17025 accredited calibration laboratories. The temperature readings of the factory working standards have been calibrated at an ISO/IEC 17025 accredited calibration laboratory (FINAS), Vaisala Measurement Standards Laboratory (MSL) by using MSL working standards traceable to NIST. The relative humidity readings of the factory working standards have been calibrated at the Vaisala factory by using a working standard dew point meter.

### Humidity calibration results

Reference humidity %RH	Reference temperature °C	Observed humidity %RH	Observed probe temperature °C	Humidity difference %RH	Permissible difference %RH
+ 0.1	+ 22.11	0.0	+ 22.12	- 0.1	±1.0
+ 12.5	+ 22.09	+ 12.8	+ 22.10	+ 0.3	± 1.0
+ 33.3	+ 22.10	+ 33.4	+ 22.10	+ 0.1	± 1.0
+ 53.9	+ 22.13	+ 54.4	+ 22.13	+ 0.5	± 1.0
+ 74.5	+ 22.12	+ 75.0	+ 22.12	+ 0.5	± 1.0
+ 93.7	+ 22.16	+ 94.9	+ 22.15	+ 1.2	± 1.7

### Temperature calibration results

Reference temperature °C	Observed probe temperature °C	Temperature difference °C	Permissible difference °C
+ 22.12	+ 22.12	0.00	± 0.10

### Equipment used in calibration

Type	Serial number	Calibration date	Certificate number
373 LHX	03-1218	2017-12-17	5771MBW2018
PTU303 / T	H0730003	2017-10-17	K008-A02341
HMT337 / T	D2350025	2017-10-17	K008-A02342
PTU303 / RH	H0730003	2018-05-15	H48-18201001
HMT337 / RH	D2350025	2018-05-15	H48-18201002

### Uncertainties ( 95 % confidence level, k=2)

Humidity ± 0.6%RH @ 0...40%RH, ± 1.0%RH @ 40...97%RH

Temperature ± 0.10 °C.

Ambient conditions / Humidity 36 ± 5%RH, Temperature 24 ± 1 °C, Pressure 1010 ± 1 hPa.

*Mitty Tapola*  
Technician

This report shall not be reproduced except in full, without the written approval of Vaisala.

Doc212778-F



## 9.2 Curvas de corrección

### 9.2.1 Corrección por temperatura

Se presentan las curvas de corrección con el formato corregido como se explicó anteriormente.

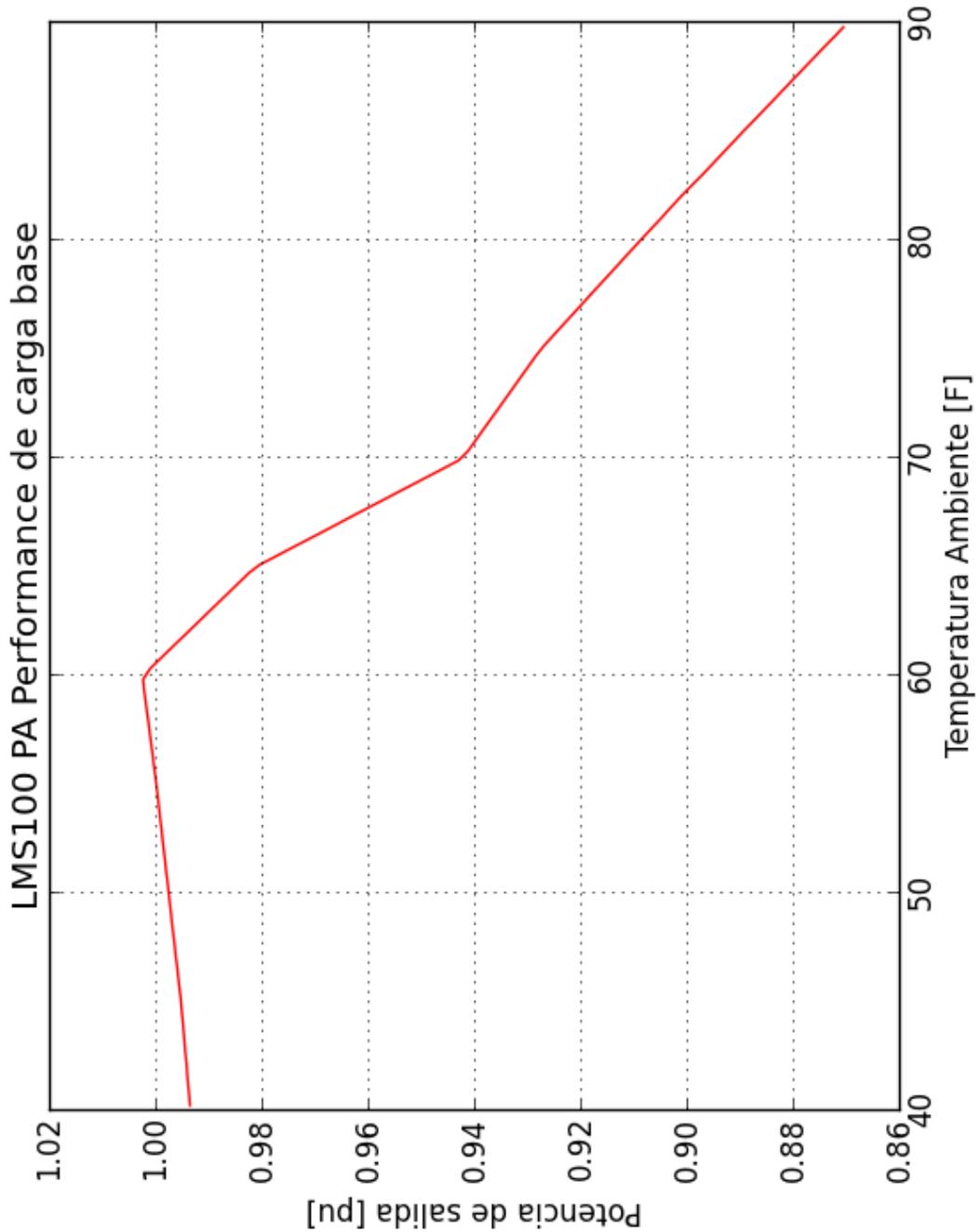


Figura 9.1 – Dependencia de la potencia con la temperatura ambiente



### 9.2.1 Corrección por humedad relativa

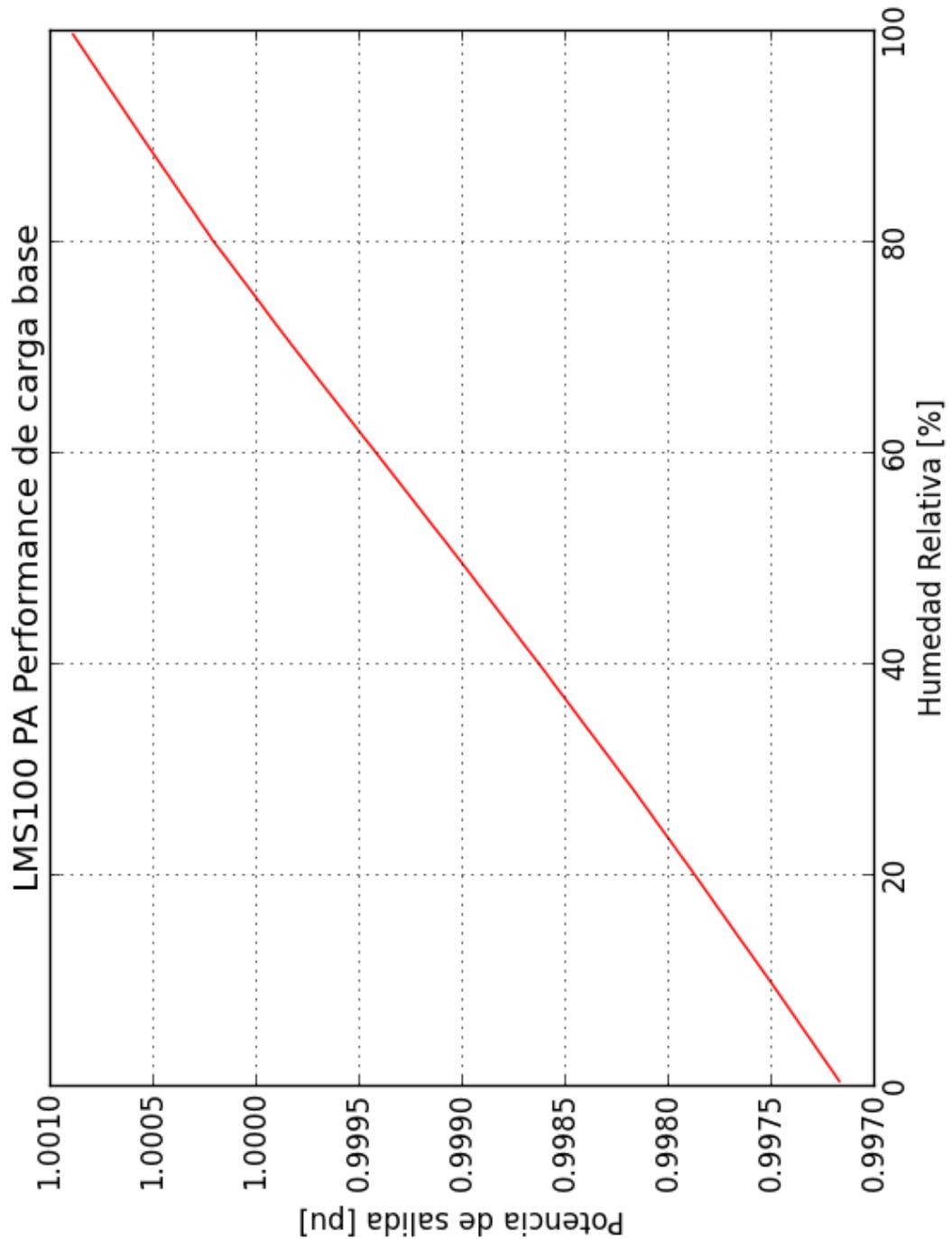


Figura 9.2 – Dependencia de la potencia con la humedad relativa



### 9.2.1 Corrección por factor de potencia

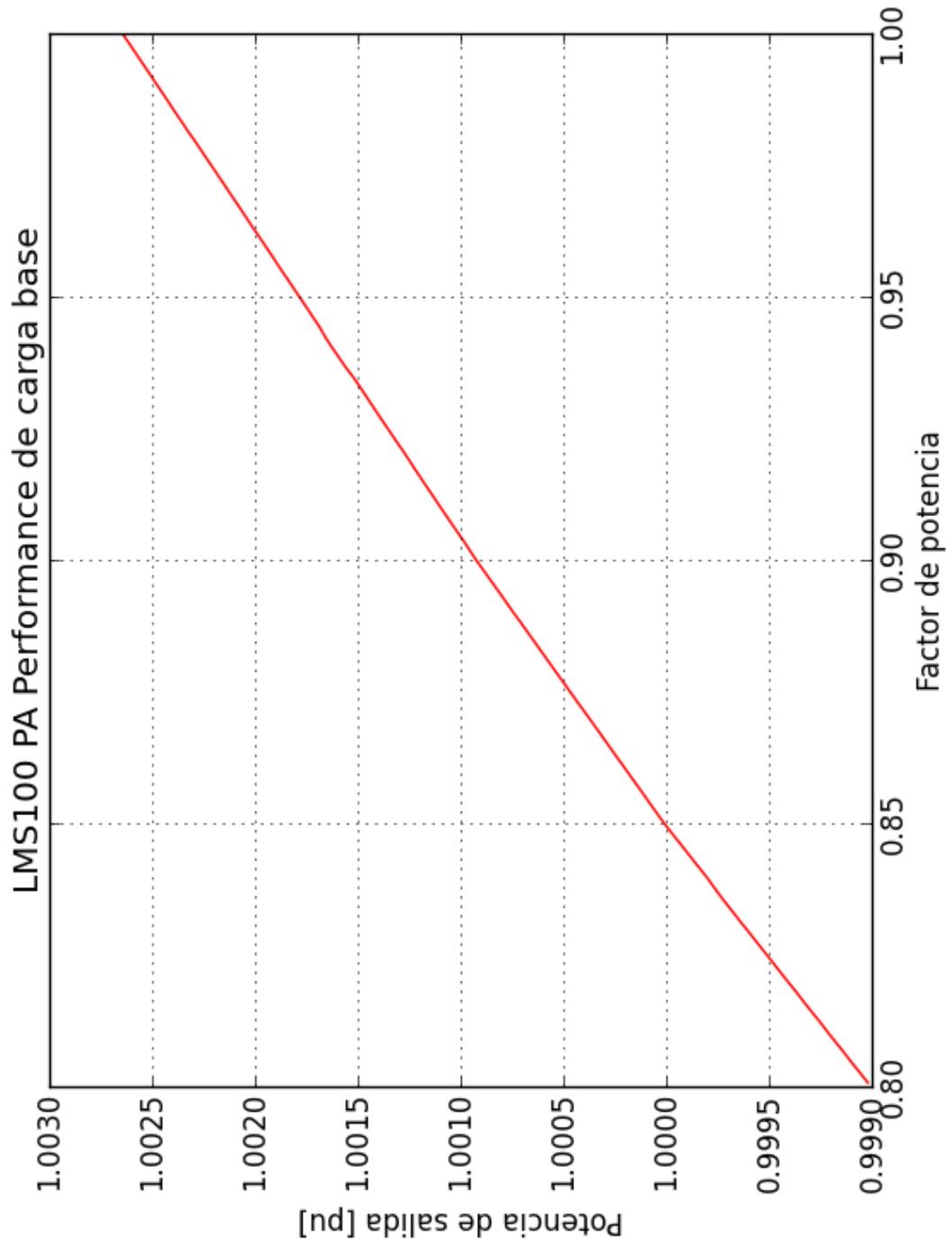


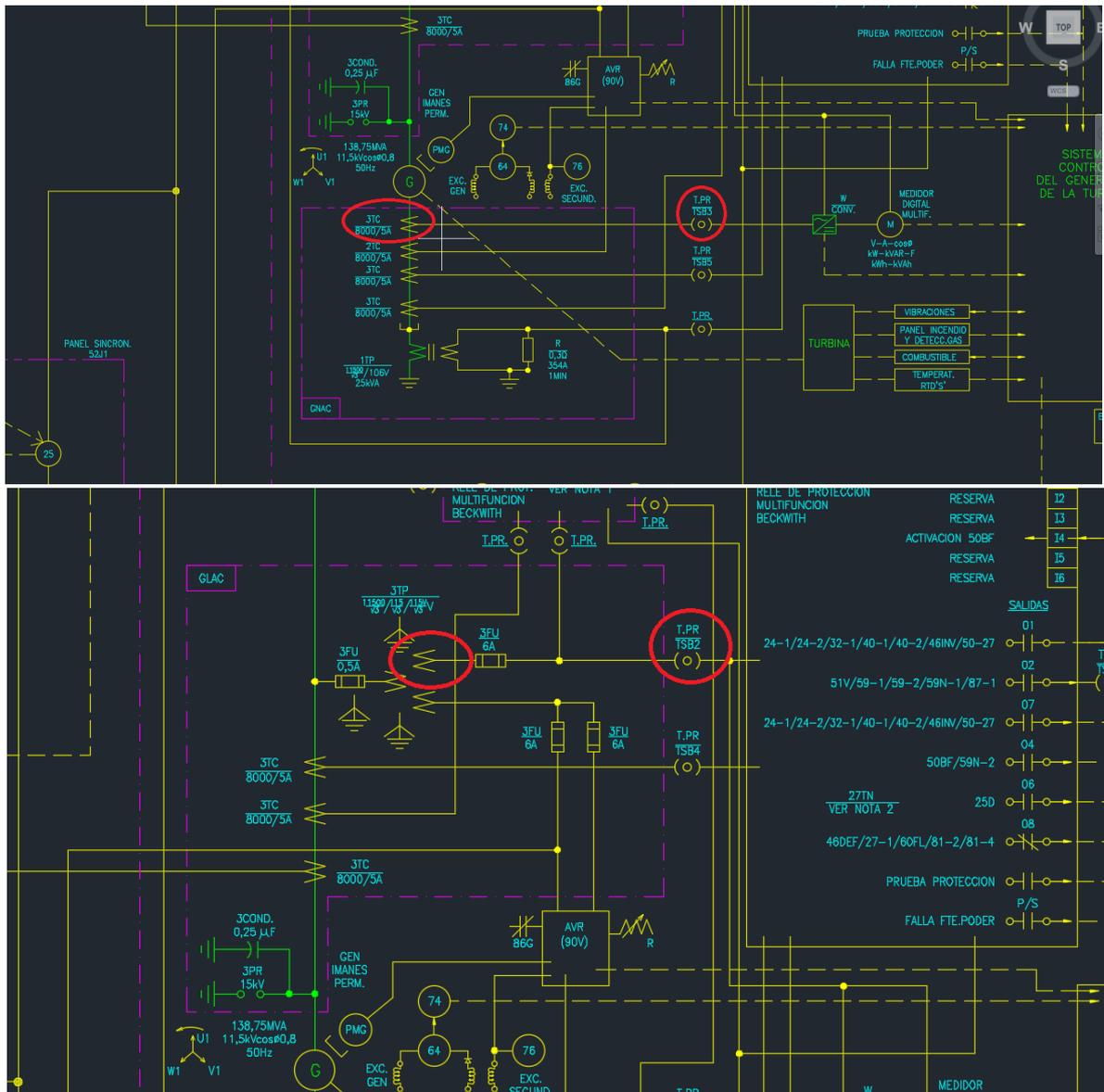
Figura 9.3 – Dependencia de la potencia con el factor de potencia



## 9.3 Puntos de medición

### 9.3.1 Potencias - Unilineal

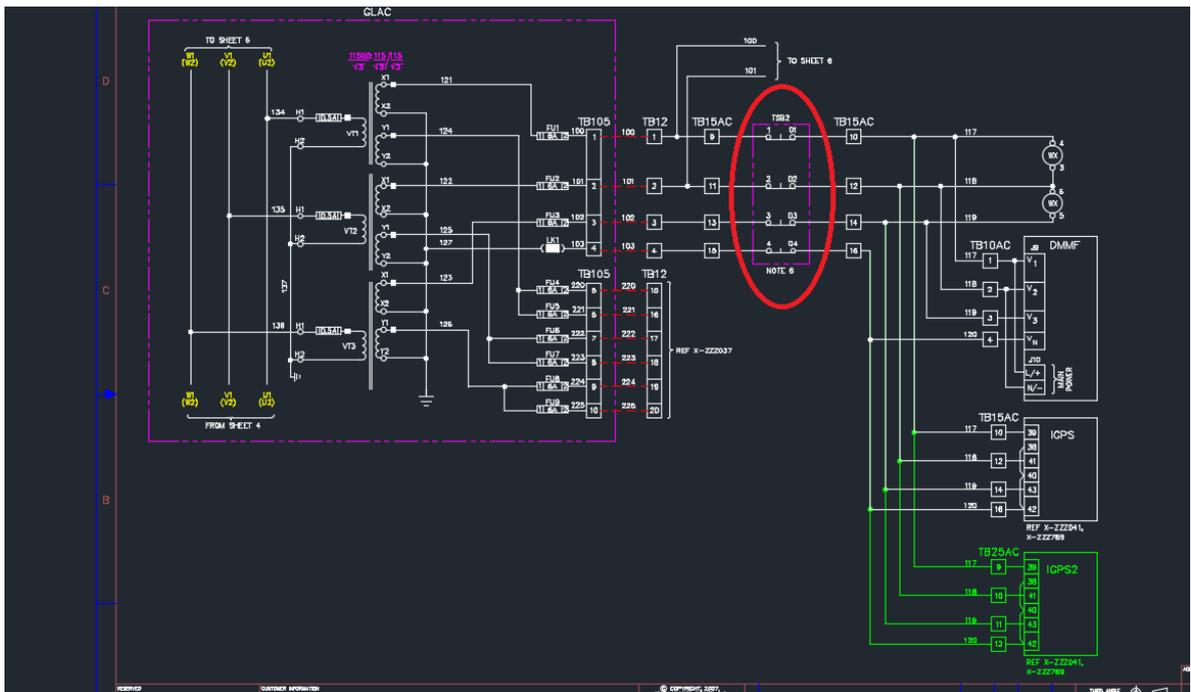
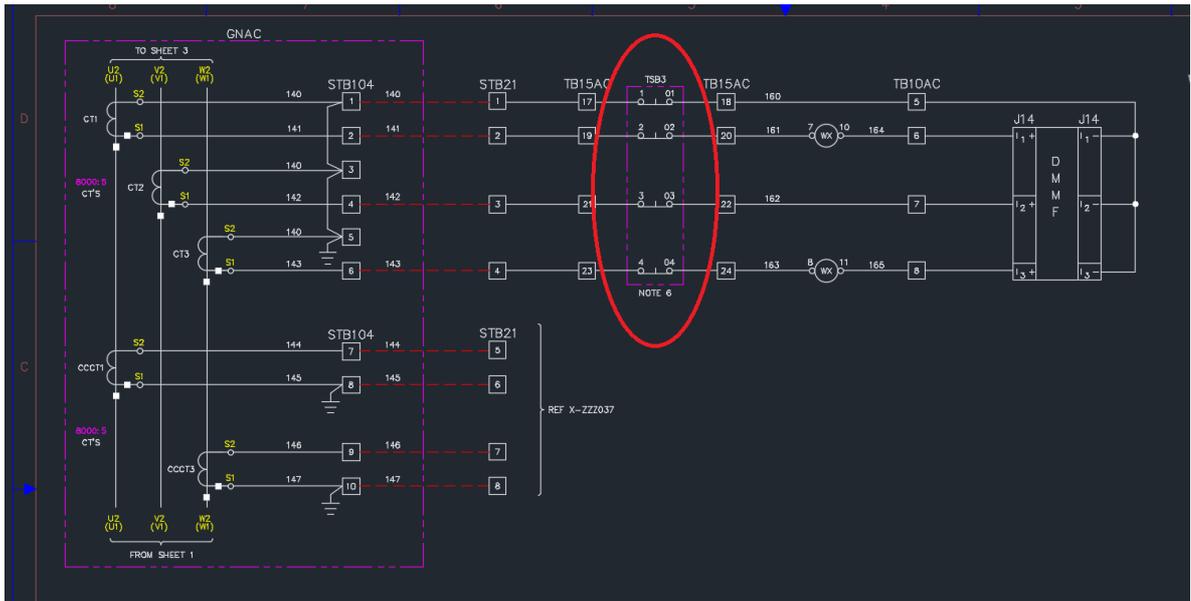
En el siguiente unilineal general se pueden identificar los puntos de medición de la potencia bruta



No se cuenta con un unilineal dónde se aprecie la ubicación de los transformadores correspondientes a potencia neta.

### 9.3.2 Potencias -Trifilar

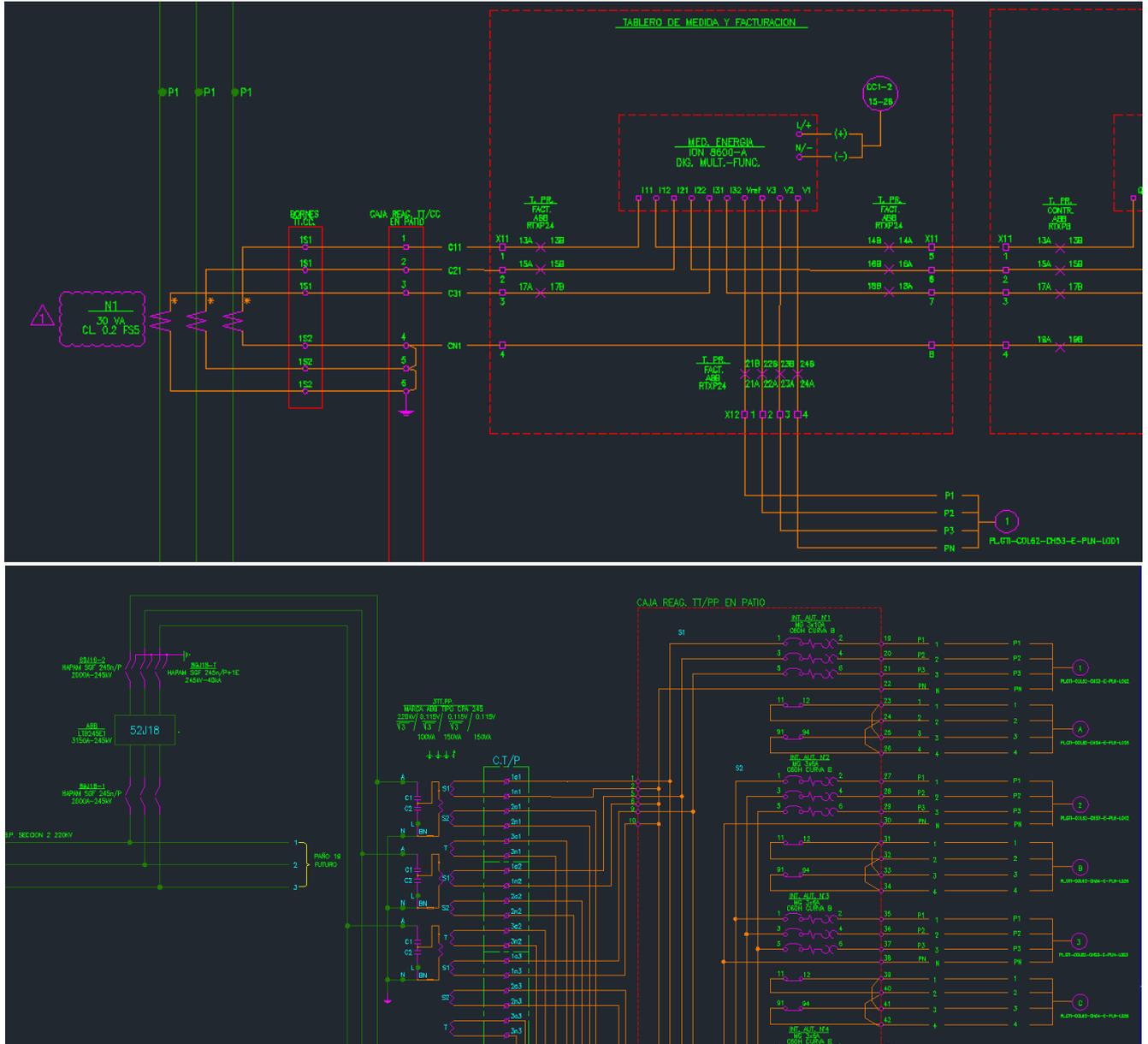
Los planos trifilares 7215565-698032-02A.dwg y 7215565-698032-05A.dwg muestran los puntos de conexión del medidor de potencia bruta.



Los documentos 1089-C-17 y 1089-B-17 emitidos por Enser Ingeniería en enero de 2018 muestran que los ensayos realizados a los transformadores de instrumentación (TV/TI) cumplen con lo requerido para la clase 0.3 de medición.



Las figuras siguientes (tomadas de los planos GTI-COL62-CH53-E-PNL-002-1 ASB.dwg y GTI-COL62-CH53-E-PNL-001-0 ASB.dwg) muestran los puntos de conexión del medidor de potencia neta. Las fotos corresponden a las placas de los correspondientes transformadores de instrumentación dónde puede apreciarse su clase de medición.

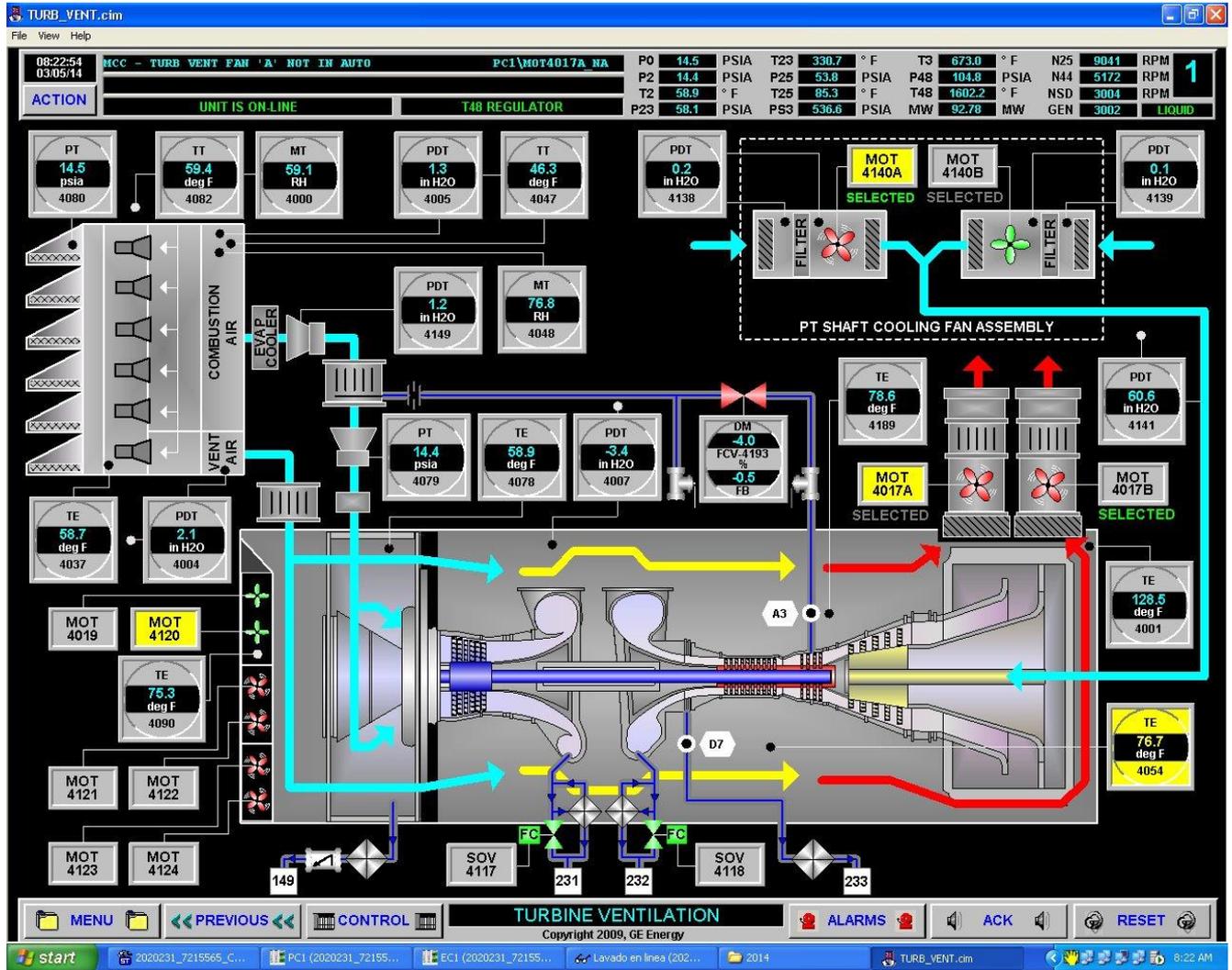






### 9.3.3 Temperatura ambiente y humedad relativa

La imagen siguiente esquematiza la ubicación de los medidores TT4082 y RH4000 que se utilizarán para estas pruebas.





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco