

En este número

Sistemas nebulizadores de aire en turbinas de gas

Sistemas para predicción de fallas y tendencias de comportamiento en turbomaquinaria

TURBINA DE GAS
Impacto de la instrumentación en el desempeño térmico

Sistemas nebulizadores de aire en turbinas de gas

Dados los actuales incrementos en los costos de energéticos utilizados para la generación de energía eléctrica, se trabaja intensamente en alternativas para optimizar o reducir su consumo.

Las condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa son factores importantes para la transformación de energía térmica en potencia.

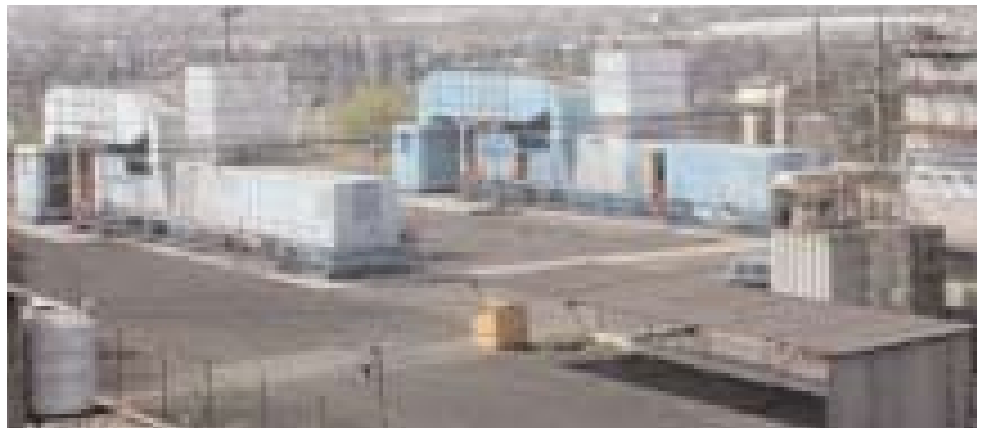
Mientras las condiciones de diseño (condiciones ISO) tanto de temperatura como de humedad relativa prealezcan, las unidades de generación alcanzarán sus máximas potencias y su mejor heat rate.

Para las turbinas de gas donde el compresor consume hasta el 50 % de la potencia que genera la turbina, las pérdidas de potencia se agravan cuando sucede la combinación de incremento de temperatura ambiente y disminución de la humedad relativa, el compresor disminuye su eficiencia, con decrementos significativos de su relación de compresión y por ende la potencia final de la unidad disminuye.

Una manera de contrarrestar este efecto es utilizando los principios termodinámicos para modificar la densidad del aire, adicionando humedad a través de la inyección controlada de agua cuando la turbina de gas esté en operación a plena carga para aumentar la potencia final bajando la temperatura de entrada con aire húmedo a través de un sistema de niebla.

Este aumento de potencia es un beneficio termodinámico que es realizado en la sección del compresor de la turbina de gas a través del calor latente ínter enfriado por la evaporación del agua añadida al aire que ha sido comprimido y que describe una potencia adicional porque reduce el calor de compresión también referido como compresión húmeda y agrega flujo adicional al sistema.

Los nebulizadores de aire en turbinas de gas son una buena alternativa para optimizar y reducir el consumo en los costos energéticos.



La compresión húmeda permite un aumento de potencia en las turbinas de gas por reducción de la fuerza requerida para comprimir la entrada del aire.

El agua añadida por el sistema aumenta la potencia y funciona efectivamente como un calor ahogado en líquido para reducir el calor de compresión.

La humidificación del aire comprimido antes de su expansión en la turbina permite la reducción del flujo de aire, disminuyendo la potencia consumida en la compresión del mismo.

Esta acción permite la reducción del combustible en la cámara de combustión, **incrementando la eficiencia de la turbina**. Debido a la adición **los niveles de NOx descienden**.

La turbina de gas suministra potencia para manejar no solamente al generador sino también al

compresor de aire. La compresión húmeda ahorra un gasto en la potencia, misma que puede ser usada por el generador de energía eléctrica en el porcentaje adicional que requiere el compresor por la disminución de la densidad del aire, transformándose en mayor potencia total a la salida de la turbina.

Cualquier ahorro en la potencia del compresor se traducirá en un mayor porcentaje de incremento en la salida del generador.

Termodinámica es viable transformar la densidad del aire, cuando las condiciones térmicas del mismo así los permiten.

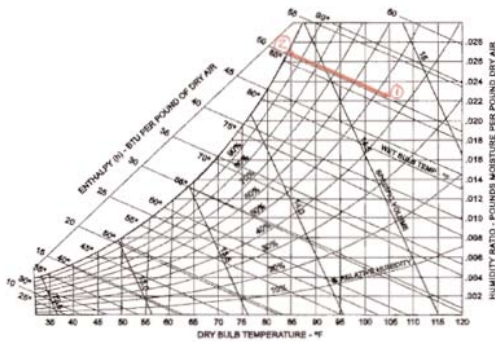
Para el caso donde las condiciones climáticas son críticas y a manera de demostración, podemos ejemplificar casos reales que suceden en el norte del país.

Tal es el caso de Monclova, Coah donde en verano se alcanzan temperaturas de 104 °F y Humedad relativa del 40 %, y de acuerdo a estas condiciones térmicas la entalpía específica del aire es de 0.0229 Lb agua/lb de aire, según diagrama adjunto. La densidad del aire en estas condiciones es 1.1279 Kg/ M3.

De acuerdo a lo anterior y para tener un decremento de temperatura de 19 °F y llevar al mismo a la saturación de humedad (98%) incrementando la densidad del mismo a 1.184 Kg/M3 , la adición de agua sería de 0.0043 Lb agua/ Lb aire.

Todo esto es termodinámicamente viable, para una unidad de 24 Mw el decremento de potencia en los bornes del generador por el efecto de la temperatura ambiente es hasta 1.5 Mw/Hr, con el sistema humidificador es posible recuperar la potencia perdida.

El beneficio técnico radica principalmente en recuperar la capacidad de generación de diseño de las unidades de generación eléctrica, basados en la reducción de temperatura ambiente de trabajo de los componentes de aire con la instalación de un equipo de Nubolizado.



**Proceso de Enfriamiento
asumiendo que es adiabático:**

- 1).- a 104 °F y 48 % HR,
la humedad específica del aire es 0.0229 Lb/Lb aire
 - 2).- a 85 °F y 98 % HR,
la humedad específica del aire es 0.0272 Lb/Lb aire
- Por lo tanto el agua a adicionar es
= 0.0272 Lb/Lb aire – 0.0229 Lb/Lb aire
= 0.0043 Lb H2O/Lb Aire Seco
- Usando el flujo masico de aire a 104 °F y 48 % HR
Aire seco = 908,245 – 20,799 = 887,444 Lb/Hr
a 85 °F y 98 % HR, el agua contenida es 24,139 Lb/Hr
El agua a adicionar es = 24,139 – 20,799 = 3340 Lb/Hr
3340 x 1/60 x Gal/8.33 Lb = 6.68 Gal/Min

POR JORGE R. RODRIGUEZ GAUNA
Altos Hornos de Mexico SAB de C.V.

Sistemas para predicción de fallas y tendencias de comportamiento en turbomaquinaria

La importancia de contar con un sistema capaz de arrojar datos útiles, con el propósito de visualizar tendencias en el rendimiento de los activos en una planta y como resultado, predecir posibles fallas justo antes de que se susciten cobra más importancia día con día, al reducirse los costos de estos sistemas mientras incrementan sus capacidades predictivas.

En una planta dedicada a la generación de energía se gastan fuertes cantidades debido al mantenimiento de los activos (generalmente estos mantenimientos son del tipo correctivo).

Aun cuando se realicen rondas de revisión para verificar los puntos de lectura críticos de un activo, generalmente los datos recolectados terminan solo como un reporte impreso utilizado para validar que se hayan tomado las lecturas, y finalmente no se les da el seguimiento debido.

Lo anterior es por no contar con un sistema de recolección de datos adecuado, el cual brinde facilidad al operador para tomar sus lecturas en campo y poder hacer anotaciones de sucesos observados durante la ronda de lectura (Ej. Averías en tuberías, fugas, derrames, ruidos extraños, etc.) y que además sea capaz de darle seguimiento a los datos recolectados para su correcta explotación, ya sea reportes en forma de listado y/o generación de gráficas de lecturas.

Estas últimas toman vital importancia en la predicción de fallas puesto que una vez recolectados los datos durante una ronda en campo (el periodo es definido por los usuarios o por el fabricante del activo) se genera una gráfica a través del tiempo, la cual despliega una toma de lecturas con valores constantes (Fig. 1) o bien pudiera presentar una tendencia de aumento o disminución paulatinos de valores (Fig. 2) e incluso “picos” de valores fuera del rango aceptable (Fig. 3, el cual también es establecido por el fabricante o por los usuarios de acuerdo a la configuración de la planta), para el óptimo funcionamiento es necesaria la intervención de los operadores para tomar acciones preventivas en el mantenimiento, lo cual implica mucho menor

FIG. 1: Gráfica con valores relativamente constantes, representando buen funcionamiento de un activo.

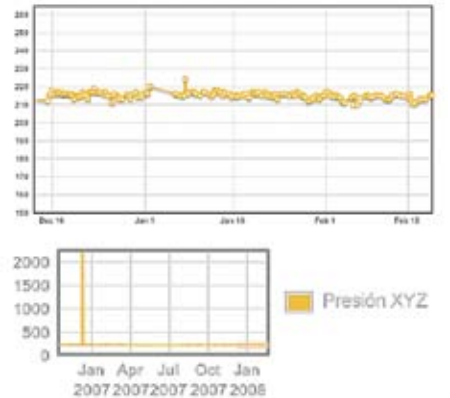


FIG. 2: Gráfica de un aumento de valores en diferentes periodos de tiempo, funcionamiento inestable.

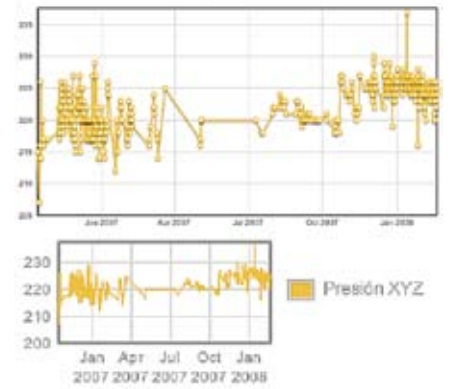
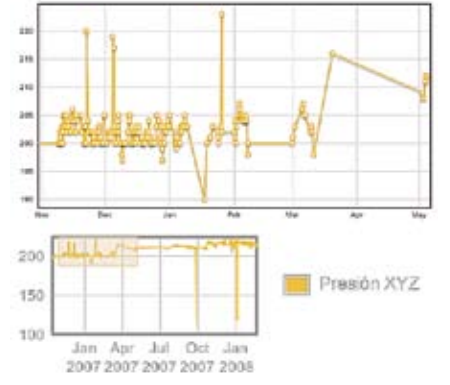
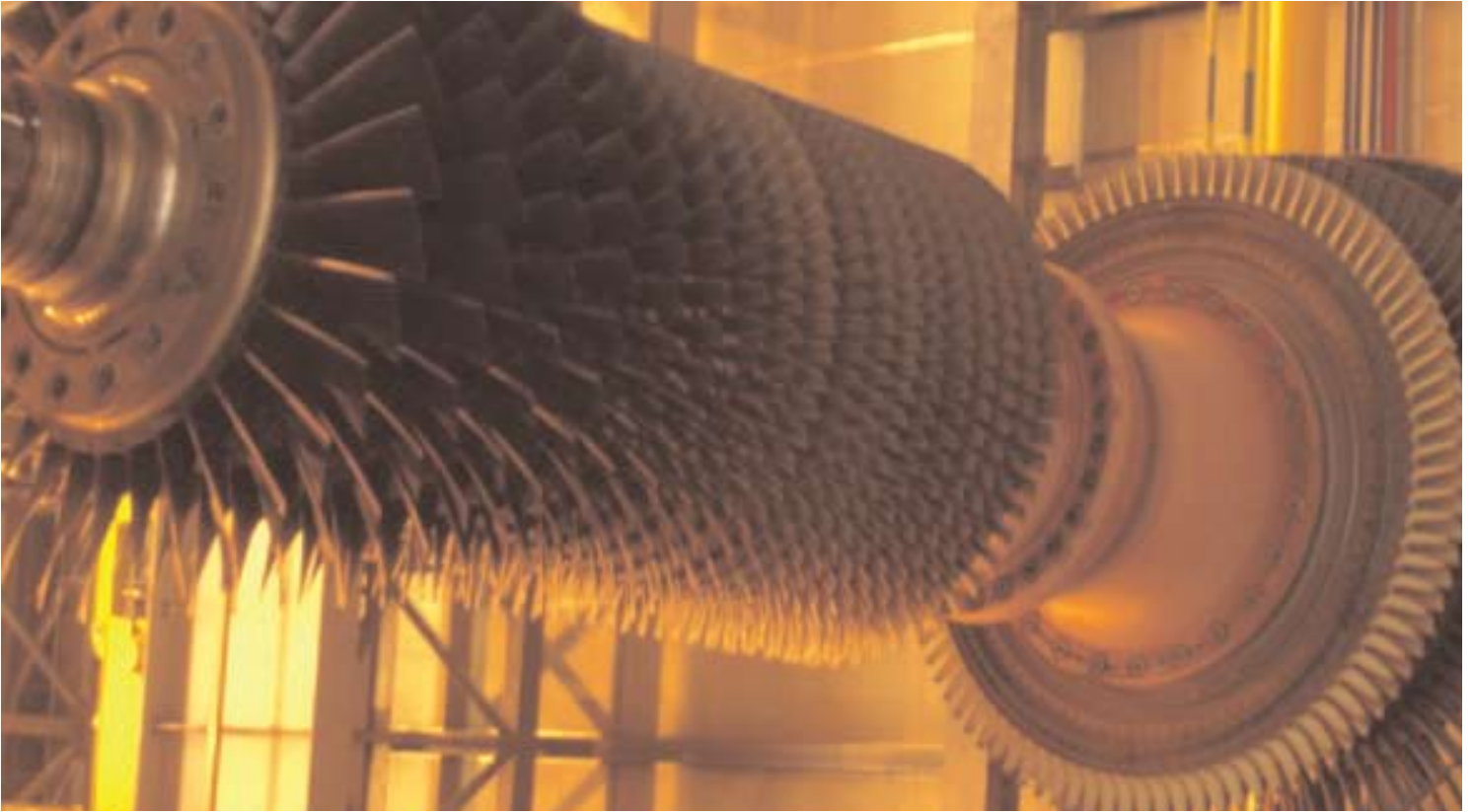


FIG. 3: Gráfica con valores muy inestables donde es necesaria una acción preventiva del equipo.



costo que las reparaciones e incluso el reemplazo de activos.

POR ENRIQUE GARCIA
Project Manager de Komodo Technologies
komodot.com



TURBINA DE GAS

Impacto de la instrumentación en el desempeño térmico

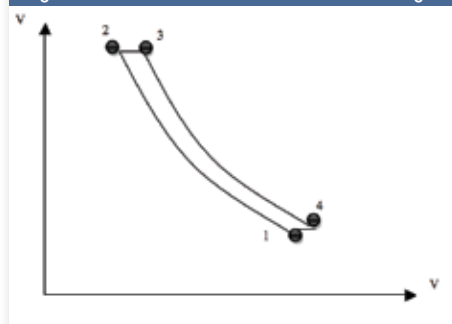
La turbina de gas opera bajo los principios del ciclo termodinámico Brayton. Este ciclo es comúnmente descrito por el Diagrama de Presión contra Volumen.

En este diagrama se puede observar que al inicio la sección del compresor; permite el flujo del aire al compresor a presión atmosférica (idealmente) representado este punto por el punto número 1. Posteriormente del punto 1 al punto 2 sucede la compresión, donde el punto 2 representa la descarga del compresor; al tener un flujo constante y tener una reducción de volumen, la presión aumenta.

Del punto 2 al punto 3, sucede la adición de calor, por medio del sistema de combustión a presión constante (idealmente). En el punto 3, el volumen también se conoce como el punto en el que comienza la expansión y el punto más caliente del sistema.

Este punto es crítico para mantener la operación segura y eficiente de la turbina. El punto número 4 corresponde al escape de la turbina.

Diagrama P Vs V del ciclo térmico de turbinas de gas



Temperatura de combustión

La temperatura del ciclo en el punto 3 es denominada temperatura de combustión. Esta tem-

peratura no es medida físicamente, sino calculada a partir de un balance de energía alrededor del ciclo térmico de la turbina.

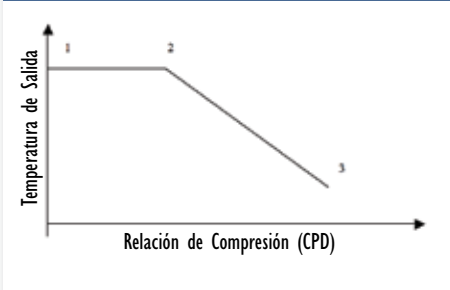
Uno de los parámetros a controlar en el ciclo es la temperatura de combustión; este parámetro es crítico para la operación correcta de la turbina.

Cada fabricante de turbinas de gas, usa diferentes metodologías para controlar este parámetro, pero en general se controla por una relación entre la temperatura de salida de la turbina y la presión y/o relación de compresión de la turbina. Esta relación tiene la siguiente forma.

La línea del punto 1 al punto 2 representa la línea de temperatura constante conocida como isoterma, que es la temperatura demandada por el sistema de control durante el arranque de la turbina. Generalmente del punto 1 al punto 2, la

turbina es controlada por otra metodología de control a carga parcial, y esta curva entra en modo activo a plena carga cuando la turbina alcanza relaciones de compresión entre el punto 2 y 3.

Curva de control de temperatura de salida

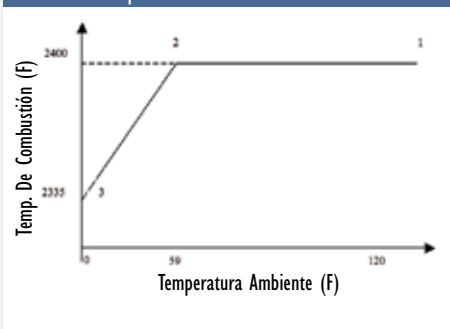


Gracias a esta metodología de control, la temperatura de combustión es controlada de manera constante en el rango de operación de temperatura ambiente de diseño de la unidad.

Los niveles de temperatura varían dependiendo el tipo de turbina, marca, modelo y tipo de combustión.

Por ejemplo una turbina GE MS7001FA+e con un sistema de combustión DLN 2.6+ tiene una temperatura de combustión en base a la siguiente gráfica.

Control de temperatura de combustión



En esta gráfica, la turbina controlará la temperatura de combustión para que se incremente entre los 0F y 59F. Posterior a los 59F, la temperatura se mantendrá constante a 2400F. Estos puntos corresponden con la gráfica de la curva de control de la temperatura de salida.

Cabe mencionar en este punto, que existe un sinfín de detalles técnicos detrás del control de temperatura de combustión de turbinas de gas. La intención de este documento, es describir la filosofía de control para poder entender los parámetros e instrumentación que afectan de ma-

nera directa el desempeño térmico de las turbinas de gas.

Instrumentación

La instrumentación de las turbinas de gas, es la parte medular que conserva la operación eficiente de la misma. Esta instrumentación, debe de ser calibrada y cumplir con los estándares mínimos estipulados por el fabricante en cuanto a precisión de los mismos.

El protocolo ASME PTC22-1997 es una buena guía del tipo de instrumentación que se debe instalar en la turbina para cuestiones de mediciones de desempeño térmico, pero puede usarse como guía general para conocer los rangos de precisión de los instrumentos usados por el sistema de control.

Como lo vimos en la gráfica del control de temperatura de salida, el factor primordial es la medición de la presión de descarga del compresor, y en algunos tipos de turbinas la relación de compresión. La relación de compresión está dada por la siguiente fórmula:

$$CPR = (C P D + Patm) / (Patm - Inlet Dp)$$

Donde:

CPR: Relación de compresión

Patm: Presión atmosférica

Inlet Dp: Caída de presión de los filtros de entrada

En estos casos los instrumentos que deben de cuidar más su calibración son:

Las mediciones de descarga del compresor, un error que provoque una lectura mayor a la de presión de descarga, provoca que la temperatura de combustión se reduzca, provocando un decremento en la potencia y un incremento en el consumo calorífico de la turbina.

Por el contrario, un error donde la lectura sea menor a la real de presión de descarga, provoca que la temperatura de combustión se incremente, teniendo una mejora en el desempeño de la turbina, pero provocando un daño potencial a las partes calientes de la turbina, afectando su vida útil.

Presión Atmosférica

Las mediciones de presión atmosférica deben de ser muy precisas, ya que un error hacia el lado positivo, causaría que la temperatura de combustión se incremente erróneamente provocando daños potenciales a los componentes calientes de la turbina, y por el lado opuesto, si la medición reporta una presión menor a la que debería de medir, se tendría un decremento de la temperatura de combustión provocando pérdidas en el desempeño térmico de la turbina.

Inlet Dp

Los sensores de diferencial de presión en los filtros de entrada deben de conservarse bien calibrados. Si estos midieran de más, este error provocaría que la turbina reduzca su temperatura de combustión y en consecuencia un decremento del desempeño térmico. Si midiera de menos, la temperatura de combustión se incrementaría con la consecuencia de un daño potencial a las partes calientes de la turbina.

Conclusión

El sistema de control de cada turbina ocupa algoritmos bastante complejos para mantener la operación segura de la turbina de gas.

Este documento describió de manera general la filosofía de control a plena carga y los instrumentos a cuidar su calibración para mantener la operación óptima del equipo.

POR MIGUEL ANGEL SERNAS

Performance Engineer

Turbologías

www.turbologias.com

Turbologías es una publicación de Power Engineering Services and Solutions, SA de CV.



Av. Garza Sada 427 Int.38-33, Monterrey, N.L.
México, 64840 | Suscripciones +52 (81) 8358.5599
email: circulacion@turbologias.com

Editor: Abel Salazar | **Circulación:** Claudia Morales | **Diseño:** Sandra Flores

Prohibida la reproducción parcial o total del contenido editorial o gráfico sin el previo consentimiento por escrito del editor.