

O&MI FLUJO ENERGÍA LIMITADA: HRO CRDEN 20190409-V2-MT

COORDINADOR ELECTRICO NACIONAL

UNIDAD GENERADORA VENTANAS 2

HOJA RESPUESTA A OBSERVACIONES
INFORME PRUEBA MÍNIMO TÉCNICO



O&MI *Flujo Energía Limitada*

CONTRATO PRESTACION DE SERVICIOS DE PRUEBAS DE POTENCIA MÁXIMA					DOCUMENTO N°	
					HRO CRDEN 20190409-V2-MT	
					Revisión N°	0
EMITIDO	FLUJO ENERGÍA LTDA.	J VALDIVIA				
	FECHA DE EMISIÓN	05/11/2019				

HOJA RESPUESTA A OBSERVACIONES

En este documento se da respuesta a las observaciones presentadas en el documento CEN-GO-DCO-Prueba MT-Ventanas 2, Versión V1, de fecha 30 de octubre de 2019; para ello, bajo el párrafo de la observación, se da la respuesta en azul.

Observaciones

3.1. Generales

Con fecha 12 de septiembre de 2019, se realizaron las pruebas de Mínimo Técnico a la unidad Ventanas 2, conforme a la aplicación del Artículo 13 del Anexo Técnico “Determinación de Mínimos Técnicos en unidades generadoras”, donde se encargó al Experto Técnico la dirección de las pruebas necesarias para determinar el valor de Mínimo Técnico.

3.2. Observaciones del Coordinado AES Gener S.A.

a) Sobre el Capítulo I

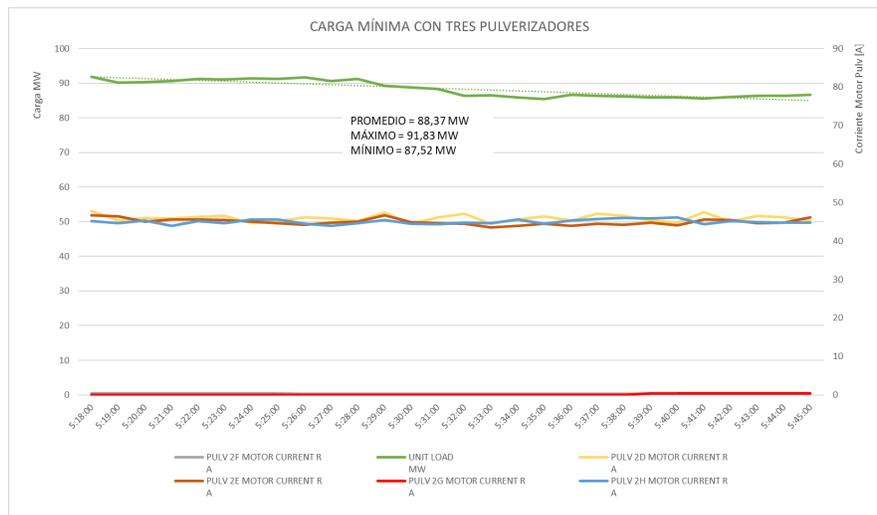
- i. En los antecedentes se indica que la potencia máxima de la unidad es de 210 [MW] y debe decir 208 [MW].

Respuesta: 210 MW corresponde a la potencia nominal de la unidad y la potencia máxima bruta establecida en pruebas y aprobada por el coordinador según carta DE00064-18, de fecha 5 de enero de 2018, corresponde a 207,991 MW.

b) Sobre el Capítulo II

- i. Punto II.4 indica que la estabilidad con tres pulverizadores se alcanzó en los 90 [MW]. Esto se encuentra respaldado en el Acta de Pruebas, por lo anterior el valor de 80 [MW] que indica Flujo & Energía no corresponde al dejado en acta oficial adjunta.

Respuesta: se corrige, se deja 90MW. A continuación, se presenta la curva con los datos recogidos durante la operación con 3 pulverizadores.



- ii. A la afirmación que la estabilidad de llama está directamente relacionada con la temperatura de la mezcla (aire-carbón), debemos complementar otros factores muy importantes en el proceso de combustión, como lo son: calidad de molienda, tamaño de partículas de carbón, contenido de volátiles en carbón y velocidad de mezcla aire-carbón en los ductos hacia la caldera.

Con respecto a la temperatura de mezcla aire-carbón, es necesario destacar que el valor recomendado para esa temperatura está asociada a las propiedades del carbón y la relación carbono fijo-materia volátil.

Respuesta: Lo indicado por el Coordinado es correcto. Sin embargo, en el informe lo que se indica es el parámetro “temperatura” que comprobadamente no cumple el requerimiento; lo cual, en el informe se explica de la siguiente manera:

La Tabla 4-1 de la “Instrucción de Operación y Mantenimiento del Clasificador Rotatorio del Pulverizador DSVS EL-76”, indica:

TABLA 4-1 TEMPERATURA DE SALIDA DEL PULVERIZADOR	
TIPO DE CARBÓN	TEMPERATURA NORMAL DE SALIDA DEL PULVERIZADOR
Low & Medium Volatile Bituminous	175°F (79°C)
Bituminous A, B & C	150°F (66°C)
Sub-bituminous A	140°F (60°C)
Sub-bituminous B & C	130° - 140°F (54° - 60°C)
Lignite	120° - 140°F (49° - 60°C)

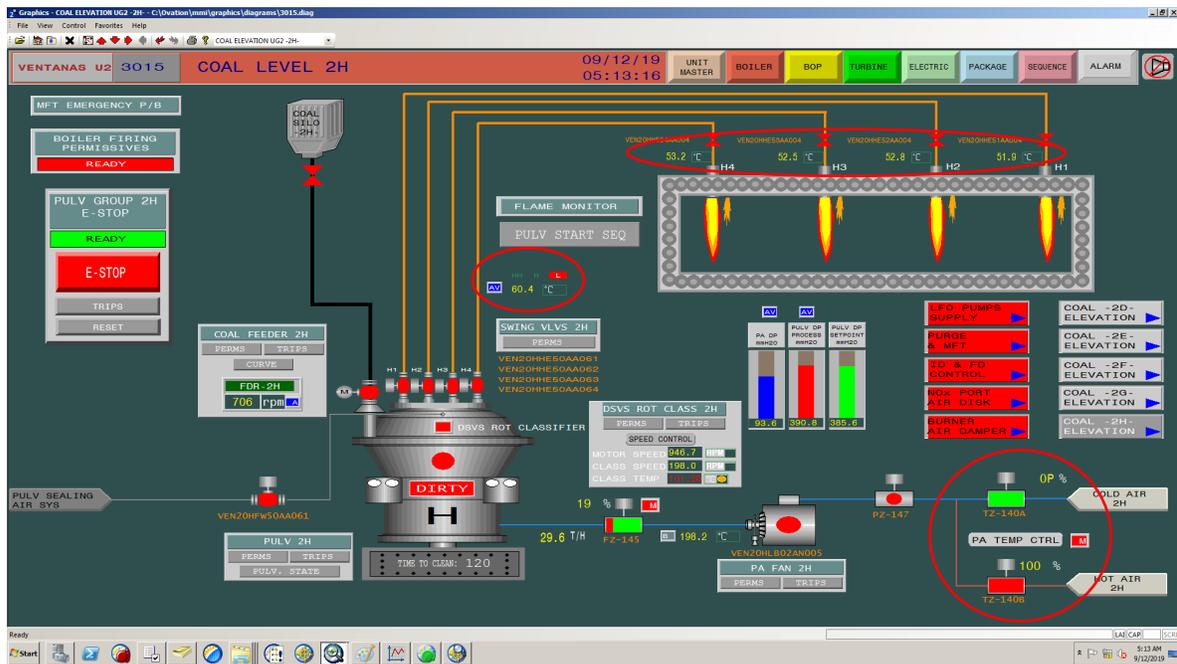
En el informe se indica (según información entregada por el Coordinado), “El combustible utilizado fue 100% Cerrejón DM con una humedad total de 12,72%, contenido de cenizas de 9,20%, contenido de azufre de 0,56%, materia volátil 32,01% (36,68% base seca), carbono fijo 45,51% (52,14% base seca), índice de molienda HGI igual a 48 y poder calorífico superior igual a 6.219 kcal/kg (26.037,71 kJ/kg). Según la clasificación ASTM D 388 este carbón corresponde a un Carbón Bituminoso A, C de Altos Volátiles”; esto es: carbono fijo menor que 69%, materia volátil mayor que 31% y poder calorífico entre 7.778 kcal/kg y 6.389 kcal/kg.

Conocido es que la combustión necesita la combinación de los elementos combustibles y compuestos del carbón con todo el oxígeno y que requiere temperaturas lo suficientemente altas como para encender los componentes, la mezcla o la turbulencia requerida para proporcionar un contacto profundo entre el oxígeno y el combustible, y el tiempo suficiente para completar el proceso.

También se indica en el informe: “El aire primario tiene dos propósitos, secar y transportar el carbón pulverizado hasta el quemador. Entonces, la temperatura del carbón pulverizado en la salida del pulverizador es directamente proporcional a la temperatura del aire primario que entra al pulverizador y, por otro lado, la temperatura del carbón pulverizado en la salida del pulverizador es inversamente proporcional a la masa de carbón en el pulverizador. Esto último se puede ver en los gráficos VII.2a-1/2/3/4.”

Durante la prueba no se alcanzó la temperatura de 66°C indicada en la Tabla 4-1 a pesar de tener el dámper de aire caliente 100% abierto. Además, en el ducto de carbón pulverizado desde el

pulverizador hasta el quemador se pierden otros 7,8°C como se puede apreciar en la captura de pantalla que se muestra en la figura siguiente.



En consecuencia, el Coordinado debe explorar la causa de por qué no se alcanza la temperatura del carbón pulverizado. Pudiendo ser alguna o una combinación de, sin limitarse a, las causas siguientes:

1. Falta de capacidad del sistema de calentamiento de aire primario; en cuyo caso, las soluciones pueden llegar hasta la implementación de intercambiadores de calor adicionales que permitan lograr la temperatura requerida.
2. Mal desempeño del Calentador de Aire, por alguna razón como por ejemplo suciedad de las placas de intercambio de calor, daño en los sellos del calentador, placas dañadas, etc.
3. Mal desempeño de los Pre calentadores de Aire a Vapor.
4. Ajuste de los Dámperes.

Sobre el Capítulo V

- i. El protocolo de pruebas enviado para revisión por planta no establecía una carga esperada de 52,5 [MW]. El capítulo 2.7 del protocolo de pruebas no menciona un valor objetivo específico para la prueba, por lo cual, solicitamos que sea aclarada la mención de que “52,5 [MW] era el valor esperado para la prueba de mínimo técnico”, ya que ese valor no fue el objetivo de la prueba.

Respuesta: Efectivamente, la carga objetivo de la prueba era el mínimo alcanzable. La carga de 52,5 MW no era la carga objetivo de la prueba, por eso en el informe se menciona como “carga esperada” y no “carga objetivo”; la esperanza nace de los balances térmicos y curvas de coordinación Pulverizador/Quemador del diseño del fabricante original del equipo.

- ii. Letra A, c) Si bien no fue posible utilizar todas las ventanillas de inspección, sí se encontraban disponibles para inspección visual de la llama ventanillas (protegidas por vidrio), ubicadas en la pared frontal de la caldera, junto a cada quemador. Es importante mencionar, que la visualización de la llama está sujeta a percepción individual de cada evaluador.

La caldera para su operación segura cuenta con detectores de llama permanentes, tanto de ignitores como de quemadores, asociados a un sistema de control, el cuál apagará la caldera y desconectará la unidad del sistema, si las condiciones de la llama no son aceptables.

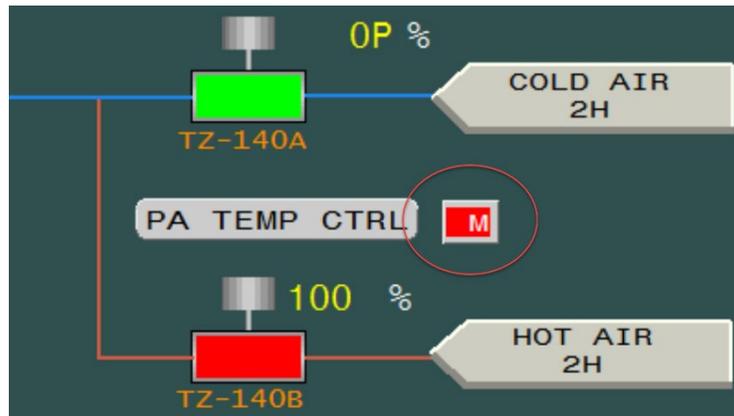
Respuesta: Sólo se pudo observar dos ventanillas de inspección, ya que en otros intentos el sistema de sellado presentaba problemas con riesgo para la seguridad de las personas. Personal de terreno nunca mencionó la existencia de las ventanillas de inspección protegidas por vidrio.

Respecto al sistema de detección de llama. Siempre que se ajustan o cuando hay problemas de inestabilidad en los detectores de llama, se realiza una inspección visual ya que puede ocurrir que el detector esté sucio o desenfocado o desajustado. Por ejemplo, en la captura de pantalla siguiente el piso de quemadores 2F estaba fuera de servicio; sin embargo, los detectores de llama tienen señal.



- iii. Letra B d. El control de temperatura del Cal-aire se mantiene en modo automático, con apertura del 100%.

Respuesta: Si el sistema se encuentra topado al 100% significa que no tiene rango de control y, por lo tanto, da lo mismo si está en manual o automático, pero en honor a la verdad, la captura de pantalla siguiente muestra que el Cal-aire estaba en manual



- iv. Letra B f. No fue posible retirar los ignitores en forma permanente. Al hacer esta maniobra se observó una clara inestabilidad de la llama como se observa en los gráficos de los detectores de llama.

Respuesta: No se entiende la observación. Lo que se expresa en este punto del informe es exactamente lo ocurrido durante la prueba.

- v. Letra B g. La carga de la unidad, con tres pulverizadores en servicio fue de 90 [MW], valor indicado en el acta final de la prueba, sin embargo, el informe del experto técnico Flujo & Energía indica 80 [MW].

Respuesta: Ver punto 3.2.(b)

c) Sobre el Capítulo VII

i. VII.1 Antecedentes técnicos

Flujo & Energía indica un flujo de carbón de 15.000 [lb/h] por cada pulverizador, valor que se obtiene de la Figura VI. 1-2 Coordinación de Quemadores (página 21 informe adjunto), sin embargo, es necesario aclarar que, para 3 pulverizadores en servicio, la figura muestra un flujo de 17.500 [lb/h] por cada pulverizador. La figura no incluye la posibilidad de utilizar sólo dos pulverizadores como lo indica el experto para las pruebas de mínimo técnico.

Por tanto, observamos que el experto usa información técnica del fabricante de tres pulverizadores para respaldar una condición de prueba con sólo dos pulverizadores. Además, es importante destacar que estos gráficos consideran la condición inicial de construcción de la caldera, es decir, sin sistema de abatimiento SW-FGD, sin un filtro de mangas, sin Ventilador de tiro inducido (VTI) y con los quemadores originales. Lo anterior incide en que los parámetros de operación no serán los mismos bajo los cuales fue diseñada la central, por ejemplo, presión de hogar y temperatura de los gases.

Respuesta: Efectivamente el flujo de carbón por cada pulverizador es de 17.500 [lb/h] y no 15.000 [lb/h]. Sin embargo, lo que pretende destacar el informe es que para el objetivo de la prueba el parámetro importante es el flujo de vapor que se genera en esa condición – 342.151 [lb/h] – y que permite a su vez una producción de electricidad de 52,5 [MW]. Lo cual está claramente explicado en el informe y tomado desde el Gráfico P-15-1936-17B y el Balance Térmico 562 441 HB 482 del libro “Plant Operating Guide”.

La Sección VII.1 del informe – a la cual hace referencia el Coordinado – en su párrafo primero explica con claridad lo observado por el Coordinado y en ninguna de sus partes menciona la operación con 2 pulverizadores, como para que el Coordinado AES Gener interprete y atribuya al Experto Técnico alguna intencionalidad.

No se entregaron documentos que muestren el impacto efectivo que tienen los equipos de abatimiento de emisiones sobre el desempeño del Generador de Vapor; tampoco se proporcionaron las Curvas de Coordinación Pulverizador/Quemador actualizadas, por este motivo es por lo que se recomienda que el Coordinado solicite al fabricante original que comisione el equipo y genere dichas curvas, sin ninguna restricción externa (FGD) (similares al Gráfico P-15-1936-17B) (Sección VIII, párrafo 3 del Informe). Debe generar un conjunto de curvas para relacionar las características operativas importantes del flujo volumétrico, velocidades en ubicaciones críticas y pérdidas de presión del sistema a través del rango de carga de la caldera. Las curvas consideran el número de molinos en servicio y el rango de aporte de los molinos individuales.

A modo de ejemplo para clarificar, a continuación, se incluye el cálculo para la determinación de la Curva Flujo de Aire Primario versus Flujo de Carbón Pulverizado utilizando las indicaciones del documento B&W PGG DOCUMENT: DZ57822 y los datos del carbón utilizado durante la prueba, asumiendo un finura de 75% pasa la malla #200.

I. Determinación de la Curva Flujo de Aire Primario versus Flujo de Carbón¹

Para que el pulverizador EL funcione correctamente, es esencial que la relación entre el aire primario y el flujo de carbón al pulverizador se controle con precisión. Por lo tanto, es esencial que el equipo de medición de flujo de aire primario se calibre inicialmente y se vuelva a verificar al menos una vez al año a partir de entonces.

El primer paso para calibrar cualquier sistema de combustible pulverizado o evaluar su rendimiento es formular la curva de flujo de aire primario versus flujo de carbón para el pulverizador. Esta curva se dibuja con flujo de aire primario (en cfm o lb/h) como la ordenada y flujo de carbón (en lb/h) como la abscisa y se llama curva de aire estándar. Para nuevos trabajos, esta curva está contenida en las curvas de coordinación del pulverizador en las hojas de CI.

La curva se puede establecer de la siguiente manera:

1. Establezca el punto máximo de carga de pulverizador (100% de carga).

Esto se hace configurando el flujo de carbón de salida del pulverizador al 100% para que la molienda y la finura especificadas correspondan al flujo de aire base del 100%.

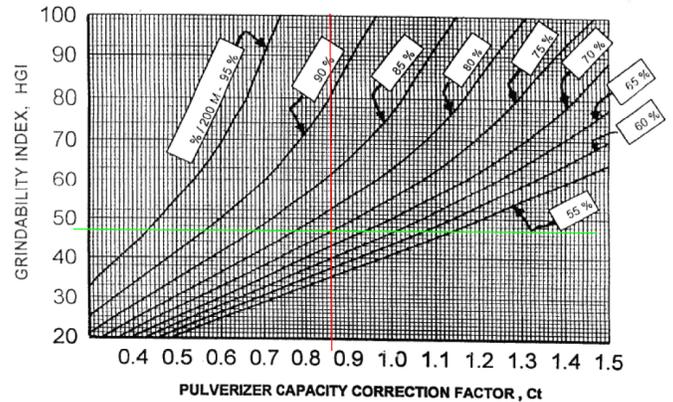
Caso Ventanas 2: Pulverizador EL-76 con clasificador DSVS™, moliendo un carbón bituminoso con HGI 48 con una humedad total de 12,72% para una finura del producto de 75% pasa la malla #200²

¹ REFERENCIA: B&W PGG DOCUMENT: DZ57822

² Se utilizan los datos del carbón utilizado durante la prueba con excepción del finura que se asume 76% pasa la malla #200.

1.1. La capacidad base del pulverizador EL-76 con un clasificador DSVS™ que muele un carbón con índice de molienda 50 HGI, con una finura de 70% del producto que pasa la malla #200 es un flujo de carbón de 46.000 lb/h (20.865 kg/h), cuando el pulverizador tiene instalado un motor de 350 HP. El factor de corrección de la capacidad, C_t , para el carbón de índice de molienda 48 (HGI) y una finura del 75% que pasa la malla #200 según la Figura 5-10 es de 0,86. Por lo tanto, para un carbón molido de 45 HGI y 76% de finura malla #200, el flujo de carbón de salida del pulverizador al 100% es $C_t \times 46.000$ lb/h o $0,86 \times 46.000$ lb/h, que es 39.560 lb/h (17.944 kg/h).

Figure 5-10



1.2. El flujo de aire primario al 100% de la carga del pulverizador se ajusta según las siguientes condiciones de molienda, finura, presión estática de salida del pulverizador y presión barométrica:

1.2.1. Determine la relación aire / carbón a una carga de pulverizador del 100% de la siguiente manera:

1.2.1.1. Determine la relación aire / carbón estándar a una carga del pulverizador del 100%.

$$R \frac{\text{aire}}{\text{carbón}} = 27 \left[\frac{f t^3 \text{aire}}{\text{lb}_{\text{carbón}}} \right] * \frac{1}{C_t} * \sqrt{\frac{406}{P}} = 30,82 \left[\text{ft}^3 \text{aire}/\text{lb}_{\text{carbón}} \right] \text{ o } 1,92 \left[\text{m}^3 \text{aire}/\text{kg}_{\text{carbón}} \right]$$

donde:

$C_t = 0,86$ = Factor de corrección de la capacidad del pulverizador por el HGI y la granulometría especificados. ($1/C_t = 1,16$)

$\sqrt{\frac{406}{P}}$ = Factor de presión = 0,98.

P = Presión Absoluta [inH₂O] = Presión de Hogar + Presión Barométrica = 421,39 [inH₂O].

Presión de Hogar = 14,6 [inH₂O]

Presión Barométrica correspondiente a la elevación = 406,79 [inH₂O]

1.2.1.2. El flujo de aire estándar se puede ajustar dentro de los siguientes límites:

- a) Si $(1/C_t) \leq 1,1$ La relación aire/carbón no se puede bajar.
- b) Si $(1/C_t) > 1,1$ La relación aire/carbón se puede bajar aplicando un factor de hasta 70%.

NOTA: La relación aire/carbón no se debe bajar de $27 \text{ ft}^3_{\text{aire}}/\text{lb}_{\text{carbón}}$ sin consultar a B&W

Como $1/C_t = 1,16$; entonces la relación aire/carbón ajustada es $0,7 \times 27 \times 1,16 \times 0,98 = 21,57 \text{ [ft}^3_{\text{aire}}/\text{lb}_{\text{carbón}}]$ o $1,35 \text{ [m}^3_{\text{aire}}/\text{kg}_{\text{carbón}}]$.

Sin embargo, por la nota anterior el límite es $27 \text{ [ft}^3_{\text{aire}}/\text{lb}_{\text{carbón}}]$ o $1,69 \text{ [m}^3_{\text{aire}}/\text{kg}_{\text{carbón}}]$.

1.2.2. El flujo de aire corregido para la carga del pulverizador EL-76 al 100% con el índice de molienda y finura especificados se puede determinar de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \text{Aire Corregido} \left[\frac{\text{ft}^3_{\text{aire}}}{\text{min}} \right] \\ = C_t * 46.000 \left[\frac{\text{lb}}{\text{h}} \right] * \frac{1\text{h}}{60\text{min}} * \left[\frac{\text{ft}^3_{\text{aire}}}{\text{lb}_{\text{carbón}}} \right] (\text{ajustada}) \end{aligned}$$

$$\text{Aire Corregido} = 0,86 \times 46.000 \times 1/60 \times 27 = 17.802 \text{ [ft}^3_{\text{aire}}/\text{min}] = 545 \text{ [m}^3_{\text{aire}}/\text{min}]$$

A una temperatura de 66°C (150°F) y una presión barométrica de $406,79 \text{ inH}_2\text{O}$ con una presión estática asumida en la descarga del pulverizador de 8 inHg , la densidad del aire en la salida del pulverizador es $0,065 \text{ [lb/ft}^3]$ ($1,04 \text{ [kg/m}^3]$). Por lo tanto, el flujo de aire primario corregido al pulverizador es 34.105 [kg/h] o 69.605 [lb/h] .

2. Establecer el flujo de aire primario mínimo al pulverizador.

El flujo de aire primario mínimo se puede establecer de dos maneras. La velocidad lineal en el quemador no debe ser inferior a $3.000 \text{ pie por minuto}$ ($15,24 \text{ m/s}$) para evitar que el carbón se asiente en las tuberías. Además, el pulverizador EL a carga mínima requiere aproximadamente el 64% del flujo de aire a plena carga para mantener las velocidades mínimas en la garganta y prevenir bombeo excesivo. Por lo tanto, para establecer el flujo de aire mínimo, primero se debe calcular el flujo de aire mínimo basado en el establecimiento de una velocidad lineal en el quemador de $3.000 \text{ pie por minuto}$ ($15,24 \text{ m/s}$) y luego calcular el 64% del flujo de aire a plena carga. El flujo de aire más alto de estos dos debe usarse inicialmente como el flujo de aire mínimo. Si el valor de flujo de aire de plena carga del 64% da como resultado velocidades lineales en el quemador superiores a $3000 \text{ pie por minuto}$ ($15,24 \text{ m/s}$), es posible reducir el valor mínimo de flujo de aire probando en terreno el pulverizador para determinar el flujo de aire aceptable más bajo. Sin embargo, **las velocidades lineales en el quemador nunca deben ser inferiores a $3000 \text{ pie por minuto}$ ($15,24 \text{ m/s}$) para una carga mínima del pulverizador y $3800 \text{ pie por minuto}$ ($19,3 \text{ m/s}$) a plena carga del pulverizador.**

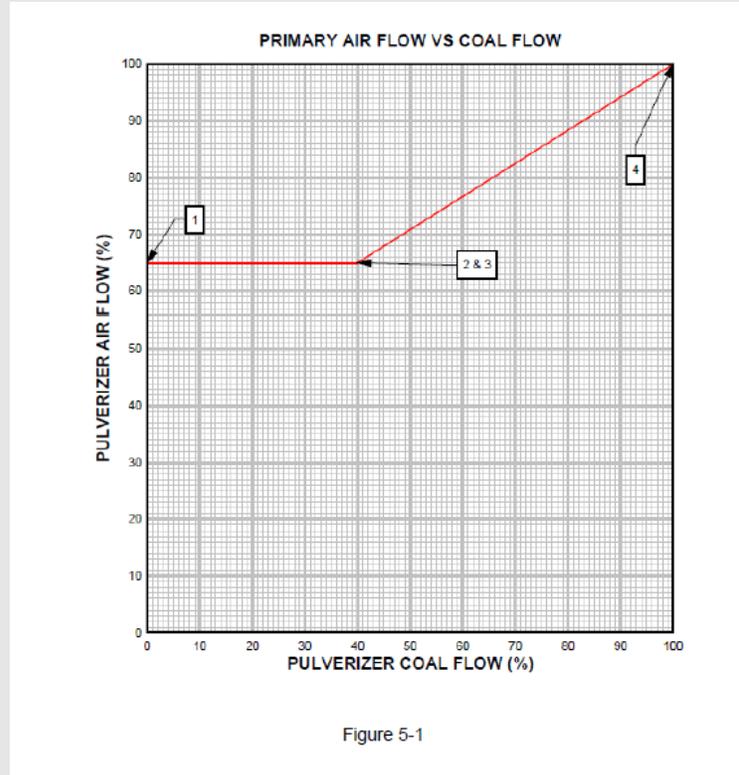
Entonces el flujo de aire primario mínimo se establece en 64% del flujo de aire a plena carga, o sea $0,64 \times 34.105 = 21.827 \text{ [kg/h]}$ ($20.911 \text{ m}^3/\text{h}$) o 44.547 [lb/h] ($683.597 \text{ ft}^3/\text{h}$).

3. Establezca el flujo mínimo de carbón al pulverizador.

El flujo mínimo de carbón es difícil de predecir y requiere la observación de terreno real del desempeño del pulverizador y del quemador para establecerlo. Debe señalarse que la carga mínima de pulverizador y la carga mínima del quemador pueden no coincidir en el mismo punto. Algunos carbones se muelen de manera tal que el pulverizador puede funcionar a flujos de carbón muy bajos sin ningún signo de volverse áspero o ruidoso, sin embargo, los

quemadores, debido a la baja relación combustible-aire, se vuelven muy inestables a tales cargas y requieren ajustes mínimos más altos. Lo contrario puede ser cierto en otros carbones.

3.1. Para la mayoría de los carbones, los pulverizadores pueden reducirse al 40% del flujo de carbón a plena carga.



3.2. Entonces, el flujo de carbón mínimo al pulverizador se establece en el 40% del flujo de carbón a plena carga, o sea $0,4 \times 17.944 = 7.178$ [kg/h] o 16.376 [lb/h].

4. Comparación

Si se compara el flujo de carbón mínimo calculado de 16.376 [lb_{carbón}/h] a través de la metodología B&W, con el flujo de carbón mínimo indicado en el Gráfico P-15-1936-17B3 de 17.500 lb_{carbón}/h para producir las 342.151 lb_{vapor}/h requeridas para generar los 52.500 kW con tres pulverizadores indicadas en el Gráfico P-15-1936-17B del Plant Operating Guide. Se puede ver que, desde el punto de vista de los equipos de combustión, teniendo en consideración la restricción respecto de la velocidad mínima del carbón pulverizado de 3.000 ppm, no existe problema para lograr un mínimo técnico de ese orden.

- ii. A la afirmación indicada por el experto técnico Flujo & Energía, de que la protección bajo los 70 [MW] es por el uso de HFO, podemos agregar que el diseño original de la caldera consideraba quema HFO hasta media carga como lo menciona el Plant Operating Guide, combustible que dejó de utilizarse cuando se instalaron los filtros de mangas y se cambiaron los quemadores por quemadores de bajo NOx. Sin embargo, la caldera tiene disponibles para su uso quemadores e ignitores que operan con

petróleo diésel, los que actualmente se encuentran disponibles y son parte de la operación rutinaria de la planta, ya sea durante las puestas en servicio, detenciones o condiciones de operación anormal, lo anterior para sostener la operación continua de uno o más pisos de piso quemadores.

La protección que viene grabada en el SW-FGD que impide operar bajo los 70 [MW] hace referencia a que, en régimen de carga menor al mínimo técnico, la planta ha iniciado un proceso de detención y **que debe utilizar en forma permanente petróleo diésel**. Esta condición de operación no es compatible con la operación del SW-FGD/FF por la acumulación de residuos oleosos tal como lo menciona el fabricante en la instalación de la protección, donde indica que bajo los 70 [MW] estará utilizando en forma permanente petróleo.

Respuesta: No es usual que el fabricante del FGD emita instrucciones de como operar el Generador de Vapor. Para clarificar, en el informe se insertan los siguientes párrafos tomados desde la información entregada por los fabricantes originales de los equipos:

- a. Desde el documento de ALSTOM Norway AS N° 9.5-0002 Ventanas 2 SWFGD Operation and Control Philosophy.

ESD1 / 11 **Less than 70MW boiler load.**
If the boiler load drops below 70MW, the FGD will go in bypass. This to prevent the content of oily gas entering the absorber. Normally the boiler are fired with oil from 70MW and below.

En este párrafo se entiende que “si la carga de la caldera cae bajo 70MW, el FGD irá a modo bypass. Esto para evitar que el contenido de gas aceitoso entre al absorber. Normalmente las calderas son operadas con petróleo desde 70MW y menos”.

Sin duda la última frase del párrafo anterior es una generalización que obligatoriamente debe ser ajustada a cada equipo específico; lo cual, en el caso de Ventanas 2 se debe definir según la guía de operación Plant Operating Guide.

- b. Desde la guía de operación Plant Operating Guide se toma la siguiente Nota:

NOTE: Depending on characteristics of the coal, subsequent operating experience might indicate that coal can be burned during start-up while carrying minimum load; however, until sufficient experience is gained, it is advisable (except for shutting down) to burn heavy fuel oil up to approximately half load.

En esta Nota se entiende que “Dependiendo de las características del carbón, de la experiencia operativa posterior podría indicar que se puede quemar carbón durante el arranque con una carga mínima; sin embargo, hasta que se obtenga suficiente experiencia, es aconsejable (excepto para apagar) quemar petróleo pesado hasta aproximadamente la mitad de la carga”.

La unidad generadora Ventanas 2 se conectó al sistema eléctrico el año 1977; por lo cual se infiere que se ha obtenido la experiencia suficiente para arrancar con carbón desde una carga mínima que generalmente está en el entorno de los 40MW. Por lo tanto, el uso de quemadores de petróleo diésel no debería ser necesario sobre este nivel de generación.

Por otro lado, cuando se requiere realizar movimientos de carga entre los 90MW y máxima carga o cambiar de pisos de quemadores (pulverizadores) es absolutamente necesario el uso de ignitores con petróleo diésel (como ocurrió durante la prueba); por lo tanto, el petróleo diésel no es un problema para el FGD.

Con todo lo anterior, se consignará en el informe de prueba que el Coordinador solicitará a AES Gener S.A. los antecedentes aclaratorios del fabricante del SW FGD para la operación en las condiciones descritas.

d) Sobre el Capítulo VIII

- i. Flujo & Energía indica que la planta está diseñada para operar en una carga de 52,5 [MW], sin embargo, el documento (balances térmicos) de referencia de planta indica que son valores entregados y no garantizados (ver título de los documentos de balance térmico).

A lo anterior, hay que aclarar que la central ha experimentado una serie de modificaciones con la incorporación de nuevos equipamientos para cumplir la normativa ambiental, lo que impacta directamente sobre los parámetros de operación. Por tanto, es difícil pensar que será posible alcanzar valores de diseño, cuando claramente el equipamiento no es el original.

Dentro de las modificaciones se pueden destacar:

- ✓ 1994 precipitador electrostático
- ✓ 2009 desulfurizador, SW-FGD.
- ✓ 2013 filtro de Mangas (FF), VTI.
- ✓ 2014 quemadores bajo NOx & Clasificadores dinámicos en pulverizador.

El valor de carga indicado no concuerda con la capacidad mínima de molienda de cada pulverizador de 12,7 [ton/h] y esto no es compatible con el cálculo que se hace a partir de la curva de coordinación y balance térmico.

Nuevamente señalamos, que el objetivo de la prueba de MT no fue tratar de bajar carga hasta 52 MW con tres pulverizadores como lo concluye el Experto Técnico en el informe. Al contrario, como el mismo Experto Técnico lo deja explícito en el Protocolo de Pruebas, el objetivo era realizar pruebas con dos pulverizadores e incluso con uno sólo, situación que no fue posible de llevar a lograr, por las inestabilidades operacionales de la máquina y evidenciadas por el Experto Técnico.

Respecto a la protección bajo los 70 [MW], se refiere a que la condición de operación no es compatible con la operación del SW-FGD/FF en forma sostenida, lo anterior por la acumulación de residuos oleosos tal como lo menciona el fabricante en la instalación de la protección, donde se entiende que bajo los 70 [MW], se estará utilizando en forma permanente petróleo diésel.

Respuesta: ver respuestas c. i) y d, ii)

- ii. Relacionado al párrafo anterior, no encontramos por parte del experto Flujo & Energía, un sustento técnico para recomendar un valor de 85 [°C] en los gases de salida, cuando el diseño es de 90 [°C]. El experto técnico propone un valor distinto al señalado por el fabricante.

Respuesta: La recomendación a que hace referencia el Coordinado tiene su origen en que durante la prueba este control estuvo en manual y al ser consultado el personal de AES Gener indicaron que la operación automática de ese control “nunca había funcionado”. En cuanto a la recomendación referida, lo primero que hay que aclarar es que el informe dice “...para que controle una temperatura igual o superior a 85°C”. Respecto al fundamento técnico, debería ser solicitado al fabricante del equipo; ya que esta información fue tomada desde el documento de ALSTOM Norway AS N° 9.5-0002 Ventanas 2 SWFGD Operation and Control Philosophy, página 7. Se inserta el párrafo referido.

There is a temperature requirement of minimum 85° C in the flue gas at stack exit for boiler loads between 140 – 220 MW. This is achieved by reheating the cleaned gas in the GGH and then mixing it with a portion of hot untreated gas from the reheat by pass damper. The GGH thus increases the cleaned flue gas temperature to the required level.

- iii. El PPDA (plan preventivo de descontaminación ambiental) considera que, bajo ciertas condiciones de ventilación y calidad del aire de la zona, será necesario estresar el sistema de abatimiento con el cierre del bypass lo que hará disminuir esta temperatura aún más, mientras se mantenga esta condición de mayor demanda al SW-FGD. Como se indicó en el informe de noviembre 2018, esta reducción de temperatura provocará en el mediano y largo plazo daños en los ductos de gases por el efecto de corrosión ácida.

Respuesta:

Comentario Coordinador: Indicar en el informe de pruebas que el Coordinador solicitará al coordinado AES Gener S.A. referirse en detalle a esta condición, indicando específicamente los periodos posibles esperados en que esta condición de cierre de bypass sea necesaria y el informe técnico que justifique lo señalado de daños de corrosión en los ductos.

- iv. Respecto al soplado de caldera éste actualmente se ejecuta con carga mayor a 150 [MW] y cuatro pulverizadores en servicio. Con esto se evita el “soplado” de llama que provoca inestabilidad, trip de uno o más pisos de quemadores y eventualmente el trip de la unidad. Por tanto, la unidad debe alcanzar una carga igual o superior para realizar esta operación en forma segura.

Respuesta:

Comentario Coordinador: El Coordinador ha indicado en procesos similares de pruebas de mínimo técnico a centrales termoeléctricas a carbón, que esta limitación no influirá en la determinación del mínimo técnico de la unidad, toda vez que la unidad al requerir el soplado de la caldera deberá comunicarse al Centro de Despacho y Control (CDC) del Coordinador para solicitar la realización de esta maniobra operacional. Se solicita consignar esta indicación en el informe de prueba.

e) 3. Comentarios Finales:

- i. Es importante destacar que, durante la ejecución de la prueba se visualizó una importante diferencia en la operación del sistema de transporte de cenizas del filtro de mangas. Esta diferencia se notó claramente al trabajar con dos pulverizadores, donde no se apreciaba que hubiese transporte adecuado de cenizas desde el filtro de mangas (se estaba acumulando la ceniza en algún lugar distinto al filtro de mangas por variaciones del flujo de gases), situación que cambió considerablemente al operar con tres pulverizadores, donde se aprecia que nuevamente el sistema comienza a transportar dentro de parámetros normales de operación. Esta observación es relevante para validar que en baja carga hay acumulación de cenizas en la caldera que no es transportada hacia el filtro de mangas, debido a que se opera con un flujo de gases más bajo, que no asegura el total transporte de las cenizas hacia el filtro de mangas (FF).

Respuesta: No debería sorprender que al bajar la cantidad de carbón quemado baje la cantidad de ceniza generada, tampoco debería sorprender que al bajar la carga también baje el flujo de gases hacia la Chimenea, es algo obvio. Además, el Generador de Vapor está diseñado para trabajar incluso con niveles de carga inferiores (ver Gráfico P-15-1936-17B). En consecuencia, que el operador no esté acostumbrado a trabajar con estos niveles de generación y se sorprenda por la nueva situación no es condición necesaria y suficiente para suponer que está frente a una condición anómala.

En la guía de operación Plant Operating Guide página IV-23, Sección D. Ash Handling System, se lee que el sistema está diseñado para trabajar con combustibles con 20% de contenido de ceniza; el carbón utilizado tenía 9,20%.

D. ASH HANDLING SYSTEM

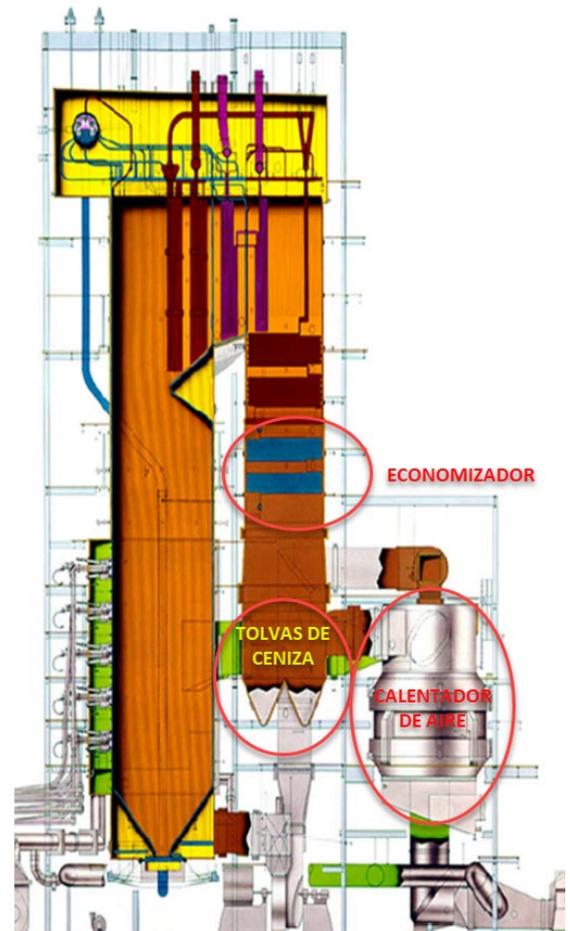
1. General

The ash handling system handles refuse from the furnace bottom and fly ash from the dust collection hoppers located downstream of the economizer. The fly ash and bottom ash are conveyed in slurry form by hydraulic jet pumps to Unit No. 1 storage ponds.

At maximum boiler rating, when firing bituminous coal at 5744.5 Kg-cal/Kg (10,340 Btu/lb), the fuel burn rate is 83,915 Kg/hr (185,000 lb/hr). The ash removal system is designed for fuel containing 20% ash, with design distribution as follows: 25% of the total as bottom ash and 85% of the total as fly ash, for a total of 110%. The design ash loadings are as follows:

	<u>Quantity Metric T/Hr</u>	<u>Quantity, Tons/Hr.</u>
Furnace Bottom Ash	4.19	4.62
Dust Collection Hoppers	14.26	15.72

Entonces, el operador tiene opciones para manejar esta situación, como lo es, entre otras, el realizar soplado en zonas que no afectan la combustión ni las temperaturas, barriendo desde los sopladores IK ubicados en la zona del Economizador hasta el soplado del Calentador de Aire y realizar extracciones de ceniza en las tolvas que están bajo el Economizador y ubicadas antes de Filtro de Mangas (ver Figura siguiente).



No se indican en el informe del experto técnico Flujo & Energía los muestreos de ceniza tomados durante la ejecución de la prueba de mínimo técnico. Se realizó una inspección visual de la ceniza donde quedó claro el alto contenido de no quemados en la misma. Al día de hoy, con los análisis de laboratorio finalizados, corroboramos que el valor fue de 24% de no quemados, mientras que las buenas prácticas recomiendan (ASTM Standar C618) que este valor no supere el 6%.

Respuesta: Como está establecido en el informe, la prueba con dos pulverizadores no resultó debido a inestabilidad de la llama, lo que es producto de una combustión deficiente e incompleta (posible causa: baja temperatura del combustible) y, por lo tanto, eso explica el alto contenido de combustible en las cenizas y por ese motivo no se le dio la importancia que hubiera tenido el análisis si las circunstancias de la prueba hubieran sido las esperadas.

Dado lo anterior, en el informe se recomienda que el Coordinado solicite al fabricante original que comisione y sintonice el equipo y genere las curvas de coordinación Pulverizador/Quemadores, sin ninguna restricción externa (similares al Gráfico P-15-1936-17B) (Sección VIII, párrafo 3 del Informe). Debe generar un conjunto de curvas para relacionar las características operativas importantes del flujo volumétrico, velocidades en ubicaciones críticas y pérdidas de presión del sistema a través del rango de carga de la caldera. Las curvas consideran el número de molinos en servicio y el rango de aporte de los molinos individuales.

3.3. Observaciones del Coordinado EL Pelicano Solar Company SpA

- f) El fabricante de la unidad presentó un balance térmico correspondiente a una generación mínima de 52.5MW (Fig. VI 1-1 en reporte) con 3 pulverizadores. Por ello es esperable que el Mínimo Técnico de la unidad sea comparable, o incluso menor a ese valor.

Respuesta: ver respuesta c, i)

- g) Existe una restricción de operación en el sistema causada por una protección al sistema FGD, y asociada a la operación con petróleo combustible pesado (“heavy fuel oil”). Dado que el combustible declarado para la operación de la unidad es carbón, resulta sorprendente e inadmisibles que esta restricción no haya sido levantada, dado que la unidad no tiene quemadores HFO desde 2014 (Informe, pág.22).

Respuesta: no corresponde al Experto Técnico referirse a esta observación.

- h) El reporte concluye que es necesario establecer ahora las Curvas de Coordinación de Quemadores/Pulverizador, ya que éstas no ‘quedaron disponibles’ en 2014. ¿Cómo ha operado, en condiciones seguras, la unidad Ventanas 2 sin tales Curvas de Coordinación desde 2014?

Respuesta: no corresponde al Experto Técnico dar respuesta a esta pregunta.

- i) El Procedimiento DP ‘Información Técnica de Instalaciones y Equipamiento’ establecía en el Art. 10-1 que se debía entregar información técnica para unidades térmicas con turbina a vapor, entre otros:
- i. Principales características técnicas de la caldera (marca, fabricante, año de fabricación, memoria descriptiva del proceso de producción de vapor, tipo de combustible, consumo específico).

- ii. Modelo simplificado de la caldera, incluyendo la constante de tiempo de acumulación de vapor, parámetros asociados al proceso de recalentamiento de vapor, modelo y parámetros del sistema de control de aire y combustible, modelo y parámetros del regulador de presión con sus correspondientes ajustes.
- iii. Estados de operación restringidos (entrada/salida de quemadores, apertura de válvulas parcializadoras, niveles de vibración inadmisibles, entre otras).

A nuestro juicio, el balance térmico respaldando la operación a 52.5MW es información técnica que debió ser entregada bajo el inciso i) indicado, y las Curvas de Coordinación de Quemadores/Pulverizador a información técnica bajo el inciso iii) indicado. Solicitamos al Coordinador que confirme la disponibilidad de tal información en Info técnica, con anterioridad a la emisión del Informe de Mínimo Técnico.

Respuesta: La Sección IV del informe, Descripción Técnica de los Equipos Principales, presenta un resumen con las características técnicas de la Planta. La información técnica fue solicitada a través del documento SIFE – CRDEN 20190409-AESGener V2 MT – R0, de fecha 22 de mayo de 2019, lo cual fue recepcionado vía enlace con fecha 14 de junio de 2019. Posteriormente, con fecha 28 de junio de 2019, se solicitaron las curvas de coordinación pulverizador/quemadores actualizadas; finalmente, con fecha 2 de julio de 2019 se recibe la respuesta indicando “Las curvas solicitadas no están disponibles en la documentación que tenemos de los quemadores”

- j) La principal conclusión del Informe de Mínimo Técnico es que las pruebas no permitieron cumplir con el Objetivo de la Prueba (Sección III), es decir determinar el Mínimo Técnico. Por ello, resulta indispensable repetir la prueba una vez que se hayan resuelto a la mayor brevedad todas las deficiencias técnicas y operativas identificadas en el Informe de Mínimo Técnico.

Respuesta: Se incorpora lo comentado por el Coordinador.