



Operación de las centrales térmicas con combustibles líquidos

Experiencia de Central Dock Sud

Por **Santiago M. Sajaroff**

En enero de 1907 se comenzó la construcción de la usina termoeléctrica Central Dock Sud y a lo largo de los años se ha encarado el desafío constante de implementar cambios tecnológicos profundos, pero necesarios, para adaptarse a las necesidades de la sociedad.

La usina actualmente cuenta con cinco turbinas agrupadas en dos tecnologías diferenciadas:

- Un “ciclo combinado” de 797,5 MW de potencia (1 MW = 1.000.000 watts), compuesto por dos turbinas de gas Alstom modelo GT26AB y una turbina de vapor ABB modelo DKYZZ2-IN41, en operación comercial desde el año 2001.

Por “ciclo combinado” se entiende una instalación que aprovecha los gases de salida de turbinas de gas para generar vapor e impulsar una turbina de vapor y aprovechar así parte de la energía no utilizada por las turbinas de gas.

El consumo de combustible a plena potencia es de 167,5 Dam³/h de gas natural y 140 m³/h de gas oil (1 Dam³ = 1.000 m³).

- Dos turbinas de gas a “ciclo abierto” de 36 MW de

potencia cada una, modelo Frame 6 (una de marca AEG y la otra Alstom), en operación comercial desde el año 1989.

El consumo de combustible de cada turbina a plena potencia es de 11 Dam³/h de gas natural y 11 m³/h de gas oil.

Las turbinas de gas Alstom, que componen el ciclo combinado, tienen la característica distintiva de haber sido diseñadas con el concepto conocido como “combustión secuencial”, el cual se basa en la existencia de dos cámaras de combustión secuenciales (una después de la otra) teniendo cada una su turbina asociada.

La primera cámara de combustión, de alta presión, se denomina con la sigla EV por *environmental* (medioambiental) y la segunda, de baja presión, se conoce con la sigla SEV por *sequential environmental* (medioambiental secuencial). Estas cámaras de combustión son anulares y concéntricas con el eje del rotor; la primera cuenta con 30 quemadores y la segunda con 24.

La cámara EV tiene asociada la turbina de alta presión

o HPT (*High Pressure Turbine*), que consta de una rueda de álabes y a continuación de la cámara SEV se encuentra la turbina de baja presión o LPT (*Low Pressure Turbine*), compuesta por 4 ruedas de álabes (LPT1 a 4).

Las ventajas de este diseño se relacionan con un mejor control de emisiones y temperaturas de salida de gases relativamente constantes desde bajas cargas (30% de potencia) lo cual es conveniente en ciclos combinados por la generación de vapor.

Estas turbinas –para el caso de quemar gas natural– encienden con llama piloto en la cámara EV (aire y combustible se mezclan en el punto de encendido) y durante el aumento de carga (entre los 35 y 60 MW) el sistema de control cambia los quemadores en uso para pasar al tipo de llama premezcla (aire y combustible se mezclan antes del encendido).

Coincidentemente con el cambio de modo de llama se produce el encendido de la segunda hilera de quemadores (cámara SEV). Para el caso con gas oil estos quemadores también encienden, pero no hay cambio en el tipo de llama de la cámara EV, lográndose la reducción de temperatura de combustión por inyección de agua.

La explicación de estas características de la turbina es necesaria para poder comprender una de las medidas de contención adoptadas para paliar los efectos negativos del uso intensivo del gas oil (conmutación de combustibles por corto tiempo).

La figura 1 muestra un diagrama en corte de la turbina GT26, donde se identifican los componentes principales, relevantes para el tema tratado.

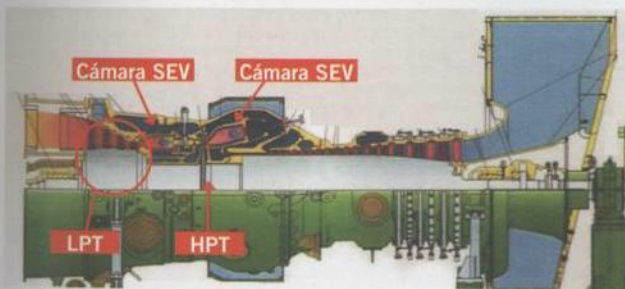


Figura 1. Diagrama en corte de turbina GT26.

La figura 2 muestra la cámara de combustión de alta presión o EV por haberse visto en ella impactos directos de la generación con combustible líquido.



Figura 2. Foto de parte de la cámara de combustión de alta presión o EV.

Teniendo ya los conceptos básicos constructivos y de control de las turbinas de gas de Central Dock Sud se explican a continuación algunos de los motivos que derivaron en un mayor uso de gas oil y las consecuencias que esto produjo.

Aumento del uso de gas oil en el mercado eléctrico y en Central Dock Sud

En los últimos años el mercado eléctrico argentino sufrió un cambio de su matriz energética de abastecimiento de la demanda.

En efecto, a partir del invierno del año 2007 el mercado requirió generación con gas oil por volúmenes casi 500% superiores a los consumos históricos anuales habidos en los 15 años anteriores, lo cual puede verse en la figura 3. En 2008 hay una baja del requerimiento (previsto) porque las condiciones climáticas e hidrológicas fueron más benignas que las de 2007.

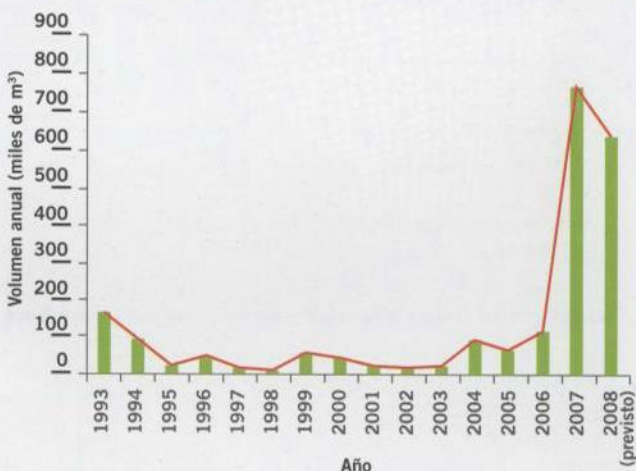


Figura 3. Uso histórico de gas oil del mercado eléctrico.

En la figura 4 puede verse la correlación directa entre la situación del mercado eléctrico y la de Central Dock Sud, en donde 2007 fue récord histórico por más de un 600%.

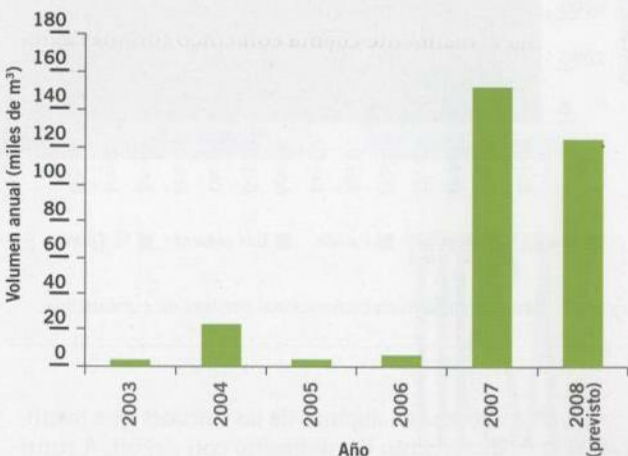


Figura 4. Uso de gas oil de Central Dock Sud.

El aumento imprevisto de uso de gas oil en 2007 se justificó, en parte, a una menor disponibilidad del recurso hidráulico, una menor disponibilidad relativa de gas natural para usinas, y a un aumento sostenido de la demanda eléctrica del sistema, tal como puede verse en las figuras 5 y 6, donde además se percibe que las curvas de generación térmica e hidráulica tienden a desacelerar sus tendencias divergentes a partir de marzo de 2008. La disponibilidad del recurso hidráulico depende de las condiciones climáticas y cambia cada año, y normalmente es suplementario del recurso térmico.

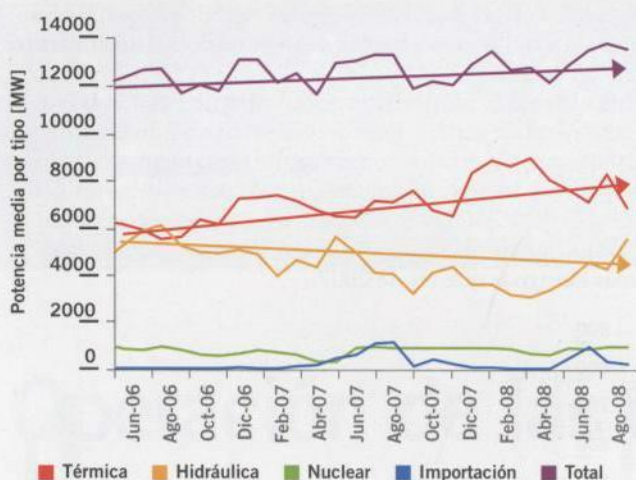


Figura 5. Evolución de la demanda y la generación por tipo en el mercado eléctrico.

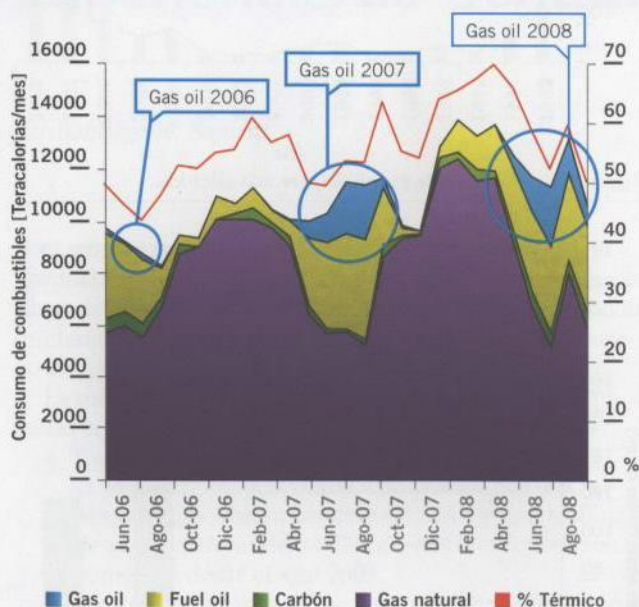


Figura 6. Generación térmica convencional por tipo de combustible.

Así, se comprenden algunas de las causales que justifican el gran incremento del despacho con gas oil. A continuación se tratan sus efectos sobre Central Dock Sud.

Impacto por el uso de gas oil sobre la confiabilidad y disponibilidad

La figura 7 muestra la evolución de la cantidad de fallas en el ciclo combinado para los períodos de invierno de los años 2006 a 2008, en la cual puede verse que hubo un aumento importante en la cantidad de salidas de servicio no programadas.

Haciendo un análisis de las causas de cada una de ellas, se ha podido constatar que más del 60% del incremento de fallas de 2007 y el 100% del incremento de 2008 tuvieron un denominador común: la acumulación de residuos carbonosos en los quemadores de la cámara de combustión EV, que se produce sólo al quemar combustible líquido.

Esta acumulación de residuos deforma el frente de llama produciendo que ésta eleve la temperatura en las paredes de los quemadores a valores inadmisibles, haciendo actuar las protecciones correspondientes (lógica de Burner Shell trip).

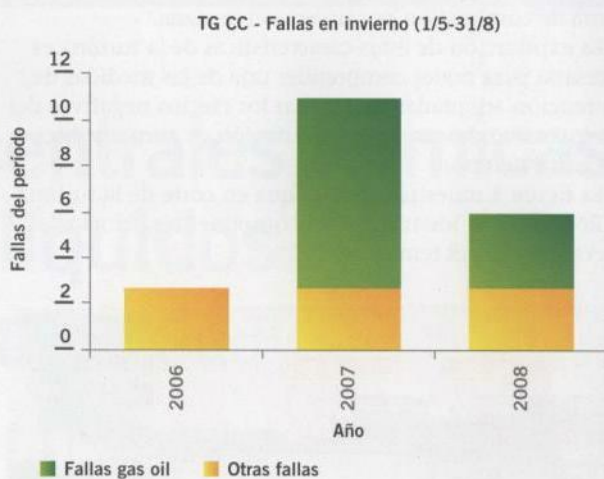


Figura 7. Evolución de la cantidad de fallas del ciclo combinado de los períodos invernales de 2006 a 2008.

En la figura 8 pueden verse fotos de inspecciones boroscópicas de la cámara de combustión EV, donde se observan los residuos carbonosos mencionados, ya desprendidos de los quemadores. Estas fotos deben compararse con la figura 2.



Figura 8. Fotos de inspecciones boroscópicas de la cámara de combustión EV.

Durante el año 2007 se ensayó una solución operativa para intentar disminuir la formación de estos residuos carbonosos, que consistía en una parada y arranque de turbina con frecuencia semanal (durante los fines de semana, para aprovechar el menor requerimiento de energía y potencia).

La justificación de esta hipótesis consistía en el posible desprendimiento de estos residuos por tres causas: el estrés térmico al enfriar la turbina por el apagado de llama y al calentarla en el arranque posterior, el aumento de vibraciones al pasar por las velocidades críticas durante las rampas de desaceleración en la parada y aceleración en el arranque y finalmente un estrés térmico adicional en las lanzas de inyección de combustible porque el control de la turbina inyecta agua por ellas para el barrido del combustible durante la secuencia de salida de servicio.

La operación habida en 2008 ha demostrado que esta operativa no es exitosa y en cambio se ha comprobado que una manera efectiva de desprender estos residuos es la conmutación de combustible líquido a gas natural por al menos una hora y a una potencia no menor de 60 MW, para asegurar el cambio de modo de quemado de piloto a premezcla y el encendido de la segunda hilera de quemadores.

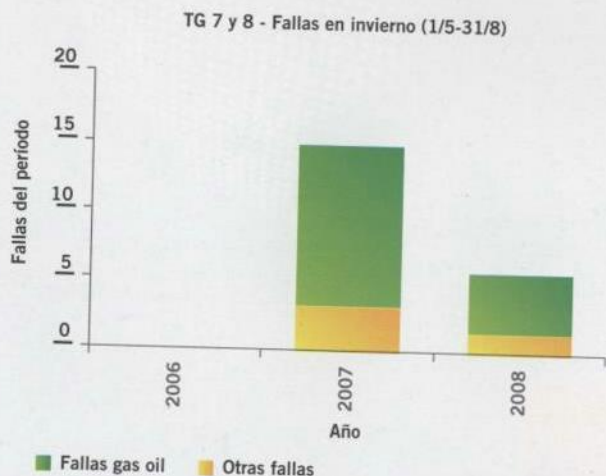


Figura 9. Evolución de la cantidad de fallas de las TG a ciclo abierto de los períodos invernales de 2006 a 2008.

Para el caso de las turbinas de gas a ciclo abierto se observa la evolución de las fallas en la figura 9, donde también se verifica un impacto negativo en la confiabilidad por el uso de gas oil (2006 carece de valores por mantenimiento).

En este caso se verifica que para 2007 el aumento de fallas por uso de gas oil queda justificado en casi un 50% por la acumulación de residuos carbonosos en los quemadores, mientras que 2008 se caracterizó por una predominancia de problemas de ensuciamiento de filtros a comienzo del invierno.

Estas turbinas no tienen lógica de protección por medición de temperaturas sobre las paredes de los quemadores (*Burner Shell trip*) sino que la deformación del frente de llama se traduce en un alta dispersión de las temperaturas de escape, lo cual está supervisado por el sistema de control.



Figura 10. Fotos de quemadores nuevo y usado de las TG a ciclo abierto.

La acumulación de residuos carbonosos en los quemadores de estas turbinas puede constatar en la figura 10, donde se compara un quemador nuevo con uno utilizado durante el invierno de 2007.

Otro aspecto relacionado con la confiabilidad es la elevación del riesgo de accidentes en las turbinas del ciclo

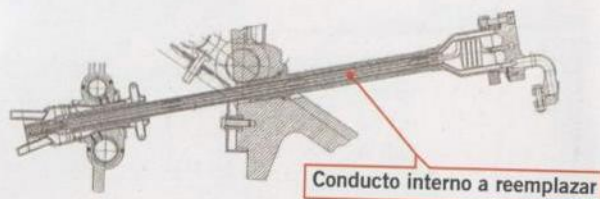


Figura 11. Quemador EV.

LA CALIDAD ES NUESTRO
RECURSO INAGOTABLE

Cables de acero a la medida
de la Industria Petrolera.



IPH SAICF®



www.iph.com.ar



Figura 12. Álaves LPT1 nuevos y uno que quemó gas oil en 2007.

combinado, ya que se detectó que parte del circuito de gas oil a la cámara de combustión EV sufre efectos corrosivos, lo cual impide el despacho con combustible líquido luego del período estival sin hacer boroscopia y prueba hidráulica previa. Alstom rediseñó los materiales de las partes críticas, y el cambio se implementaría en la próxima inspección mayor.

Las partes afectadas han sido tuberías de acometida a los quemadores y los conductos internos de éstos. En la figura 11 se ve un esquema en corte del quemador EV.

En cada cambio de quemadores u otro cambio mayor es necesario realizar un ajuste del sistema de control de la turbina de gas o *commissioning*, que implica una subida lenta de carga, estabilización a plena potencia por varias horas y una bajada lenta.

Un *commissioning* requiere fechas ciertas de prueba por la coordinación del personal especializado y el permiso para quemar aproximadamente 3.000 m³ de gas oil.

El último aspecto relacionado con la confiabilidad fue la detección de una gran pérdida de *coating* (recubrimiento protector de los álaves) en la primera etapa de álaves móviles de baja presión (LPT1), intensificada por quemar gas oil.

Esto obligó a boroscopías de seguimiento cada 500 horas de operación con gas oil y un cambio de álaves LPT1 a fines de 2007.

Alstom rediseñó el proceso de fabricación y se implementaría en la próxima revisión mayor. En la figura 12 se muestran álaves LPT1 nuevos y uno luego de haber quemado gas oil durante el invierno de 2007.

Impacto por el uso de gas oil sobre la producción de agua desmineralizada

Parte del control de temperatura en la cámara de combustión al quemar gas oil se logra por inyección de agua desmineralizada con una relación de masas agua/gas oil que ronda 1,3. La planta de agua requirió una ampliación que está en proceso porque las condiciones exigentes del despacho han hecho que su diseño quede desadaptado.



Soluciones integrales para el transporte de hidrocarburos y otras sustancias peligrosas

- Tanques de Fragmentación
- Piletas Petroleras - Tratamiento de lodo - Work Over
- Tanques estáticos
- Desarrollos Especiales
- Cisternas de Acero al Carbono, Acero Inoxidable y Aluminio



• Ruta Nacional 8 Km 220 CP 2700 Pergamino 02477-438102
 • Parque Industrial Pergamino Ruta 32 km 1,5 02477-424314
 • Av. Corrientes 1296 1º Piso Of. 15 y 17 C.F. 011-4382-8245
tanquesmilei@milei.com.ar
www.milei.com.ar

Tabla 1. Norma IRAM 6537/3:1998.

Requisitos	Unidad	Min.	Máx.	Método de ensayo
Curva de destilación	10% volumen recuperado	°C	-	235
	50% volumen recuperado	°C	-	300
	90% volumen recuperado	°C	-	360
Densidad a 15°C	g/ml	0,805	0,865	IRAM IAP A 6616
Punto de inflamación	°C	45	-	IRAM IAP A 6539
Punto de escurrimiento	°C	-	-6	IRAM IAP A 6566
Vanadio	mg/kg	-	0,5	ASTM D 3605
Corrosión sobre lámina de cobre (3 hr a 50°C)		-	1B	IRAM IAP A 6533
Residuo carbonoso sobre el 10% final del destilado	g/100 g	-	0,15	IRAM IAP A 6542 ASTM D 189
Azufre	g/100 g	-	0,5	ASTM D 4294
Agua	g/100 g	-	0,03	IRAM 21320
Color	-	-	3	IRAM IAP A 6509
Viscosidad cinemática a 40°C	mm²/s (cst)	2	4,5	IRAM IAP A 6597
Poder calorífico inferior	MJ/kg (kcal/kg)	42 (10000)	-	ASTM D 4868
Cenizas	mg/kg	-	50	IRAM 6564 ASTM D 482
Número de neutralización	mg KOH/g	-	0,5	ASTM D 974
Sodio + potasio	mg/kg	-	0,5	ASTM D 3605
Sedimento por extracción	g/100 g	-	0,02	ASTM D 473 IRAM IAP A 6552
Estabilidad a la oxidación	mg/kg	-	20	ASTM D 2274
Calcio	mg/kg	-	2	IP 288
Zinc + plomo	mg/kg	-	0,5	ASTM D 3605
Níquel	mg/kg	-	1	ASTM D 3605
Vanadio + zinc + plomo + níquel	mg/kg	-	1	ASTM D 3605

Impacto por el uso de gas oil sobre la logística y control de stocks de combustible

Central Dock Sud está preparada para recibir combustible líquido por camión, por barco o por poliducto desde el polo petroquímico de la zona.

La recepción por camión es viable sólo para casos excepcionales de recuperación lenta de stock ya que la capacidad de descarga ronda los 30 m³/h, contra un consumo máximo de 162 m³/h. Respecto de la operatoria con barcos se ha observado poca previsibilidad de horarios en general, lo cual obliga a un mayor manejo de stocks.

Por las altas necesidades de energía del sistema, en algunas oportunidades debió recibirse combustible en

MARTELLI ABOGADOS

San Martín 323, piso 13. C1004AAG Buenos Aires, Argentina
Tel +54 11 5258 4100 - Fax +54 11 5258 4101
info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

tanques en movimiento, lo cual impide usar el método de medición tradicional de altura líquida ("cinta y pilón"). Esto obligó a aceptar mediciones de stock de origen. Para contraste de este método de cinta y pilón, Central Dock Sud instaló un medidor en la línea de entrada.

Por una relativamente baja capacidad de almacenamiento en planta (4.000 m³) se contrataron 9.000 m³ de capacidad de almacenamiento en el polo petroquímico (conexión por poliducto con una capacidad de bombeo de unos 250 m³/h).

Existen grandes restricciones para conseguir almacenaje con bombeo confiable dentro del polo petroquímico Dock Sud. En otras oportunidades y desde puntos más alejados se evidenciaron mermas inaceptables de bombeo.

Impacto por el uso de gas oil sobre

el aseguramiento de la calidad del combustible

Acorde con lo pactado en el contrato de provisión del ciclo combinado, la calidad de combustible líquido a suministrar debía ajustarse a la establecida en la tabla 1 de la norma IRAM 6537/3:1998.

Luego, una vez iniciada la construcción del ciclo combinado, Alstom informó que el combustible líquido a utilizar en las GT26 debía cumplir con lo estipulado en la tabla 2. De la comparación de ambas se observa que hay límites para algunos parámetros no contemplados en la norma IRAM, como el contenido de aromáticos, y que para el caso del sodio y del potasio el cumplimiento de la norma argentina es insuficiente (0,5 ppm de la norma IRAM contra el requisito Alstom de 0,2 ppm).

Tabla 2. Requisitos Alstom fijados una vez iniciada la construcción de la planta.

Requisitos	Unidad	Mín.	Máx.
Propiedades físicas	Viscosidad cinemática antes de la atomización	mm ² /s (cst)	- 6
	Viscosidad cinemática antes de las bombas centrífugas	mm ² /s (cst)	- 50
	Viscosidad cinemática a la máxima temperatura	mm ² /s (cst)	1,5 -
	Densidad a 15°C	g/ml	- Debe especificarse
	Temperatura del combustible	°C	- 60
	Punto de congelación	°C	- 10°C < a temp. media invernal
	Punto de inflamación (Pensky-Martens)	°C	38 -
	Destilación, punto de ebullición	°C	170 -
	90% de vol. recuperado	°C	- 365
	Residuos de carbón (método micro) de 10% de residuos de destilación	%	- 0,15%
Composición	Valor calorífico (valor de calentamiento)	-	- Debe especificarse
	Composición básica, C, H, N	-	- Debe especificarse
	Nitrógeno (FBN)	-	- Debe especificarse
	Azufre	-	- Debe especificarse
	Aromáticos	% vol	- 30
	Escoria	ppm	- 50
Pureza	Agua y sedimentos	%	- 0,1
	Tamaño de partículas antes del Sist. Distr. Comb	µm	- 35
Oligoelementos	Suciedad filtrable antes del Sist. Distr. Comb.	ppm	- 20
	Sodio + potasio	ppm	- 0,2
	Calcio	ppm	- 2
	Vanadio	ppm	- 0,5
	Plomo + zinc	ppm	- 0,5
	Níquel	ppm	- 1
	(V + Pb + Zn + Ni)	ppm	- 1

Por este motivo, debió instalarse una planta purificadora para reducción del contenido de sodio y potasio, que se explicará más adelante.

A continuación se adjuntan las justificaciones de los límites impuestos por Alstom a algunos de los parámetros físico-químicos descriptos en la tabla 2.

Carbono y aromáticos

Los residuos de carbono y el contenido de compuestos aromáticos son indicadores de tendencia a la formación de coque. Durante 2008 se ha visto que el contenido de aromáticos estuvo en general muy cerca del límite y además de las salidas de servicio intempestivas por la presencia de residuos carbonosos en los quemadores, se han evitado muchas otras por la solución operativa planteada precedentemente (conmutación a gas natural por corto tiempo).

Agua

Se controla –entre otros– para evitar aparición de bacterias ya que algunas pueden formar compuestos corrosivos por la presencia de azufre. Dock Sud tiene aporte normal con el gas oil, aparición por condensación en el tanque y agregado por el proceso de purificación o reducción del sodio y potasio (se explicará más adelante).

Escoria y resto de metales pesados

Hay riesgo de erosión en la turbina si el contenido de escorias excede 50 ppm. Éstas están formadas por com-

plejos orgánicos metálicos solubles en aceite y por compuestos inorgánicos insolubles. En la zona de reacción, estas sustancias generan nuevos compuestos con distintos puntos de fusión (eutéticos) que tienen un potencial corrosivo muy alto. Como partículas, impactan sobre los álabes y reducen su vida útil.

Las partículas de metales pesados como el vanadio, el plomo, el níquel o el zinc pueden causar corrosión a altas temperaturas. El gas oil recibido cumplió con estos parámetros.

Metales alcalinos y alcalinotérreos (sodio + potasio + calcio)

El calcio forma depósitos de difícil eliminación en los álabes de la turbina. En la zona inflamable, el sodio reacciona con los óxidos de azufre para formar sulfato sódico, que puede condensarse en los componentes refrigerados, permanecer en estado líquido a temperaturas superiores a 884°C y provocar corrosión por el azufre del combustible y la sal marina (si hubiera).

Aunque el diseño del tanque y el procedimiento de drenaje sean correctos, el gas oil puede contener más de 0,2 ppm de sodio y potasio, puesto que el combustible tiene capacidad para contener 150 ppm de agua emulsionada, no separable por drenaje.

Envejecimiento

Alstom no limita directamente el tiempo de almacenamiento. Central Dock Sud tuvo gas oil almacenado desde

HAY UN PORTAL PARA VOS, COMENZÁ A FORMAR PARTE...

**PETROLERO
SOCIAL ★ CLUB**

www.petrolerosocialclub.com

ocio | deportes | eventos | algo de trabajo | negocios | notas | novedades | solidaridad | capacitación...

septiembre de 2007 a abril de 2008. Se notó aumento de color (de 2 a 4,5), número de neutralización (de 0,05 a 0,2) y reducción de estabilidad a la oxidación (de 66 a 20). El drenado de los tanques evidenció presencia de lodos de origen desconocido, lo cual planteó dudas sobre representatividad de muestras para análisis químicos, la aceptación de fondos de tanques de barcos, etc.

Actualmente Dock Sud registra el envejecimiento de gas oil por medio del seguimiento de los siguientes parámetros:

- Color.
- Número de neutralización (variaciones en la acidez).
- Estabilidad a la oxidación (tendencia a la formación de lacas).
- Sedimentos y agua: para control de limpieza del tanque.

Aspectos del proceso de purificación del gas oil para reducción del contenido de sodio y de potasio

Una vez determinada la necesidad de reducción del contenido de sodio y potasio, se optó implementarlo por medio de purificadoras que trabajan por centrifugado. Se inyecta agua desmineralizada para capturar los iones sodio y potasio y luego se realiza un centrifugado para separar el agua del gas oil por diferencia de densidad.

Este proceso ha demostrado tener varios aspectos que requieren atención constante, a saber:

• Tratamiento y disposición final del agua de lavado

Las purificadoras producen dos desechos diferenciados:

- Producto del lavado automático de la purificadora propiamente dicha. Es agua con alto contenido de lodos atrapados del gas oil (aprox. 2 m³/día a pleno).
- Agua de lavado del gas oil. Es el agua desmineralizada inyectada para atrapar el sodio y potasio, separada por centrifugación. Es agua con bajo nivel de contaminantes, salvo algunos puntos porcentuales de gas oil que fue arrastrado en el centrifugado. Este aporte representa el mayor caudal y es el más limpio (aprox. 20 m³/día a pleno).

Hasta mediados de 2008 ambos aportes de deshecho se juntaban y el total debía enviarse a disposición final (método de *land farming*) por superar los 30 ppm de hidrocarburo en agua, que establece la legislación vigente. Operativamente implicaba un camión por día estando a plena carga. Por el costo y complicación logística que suponía esta operatoria se decidió construir una pileta decantadora del agua de lavado para poder separar el agua del gas oil por decantación y así minimizar el volumen a tratar. Paralelamente, se está evaluando el tratamiento de esta agua con bacterias que metabolizan el gas oil.

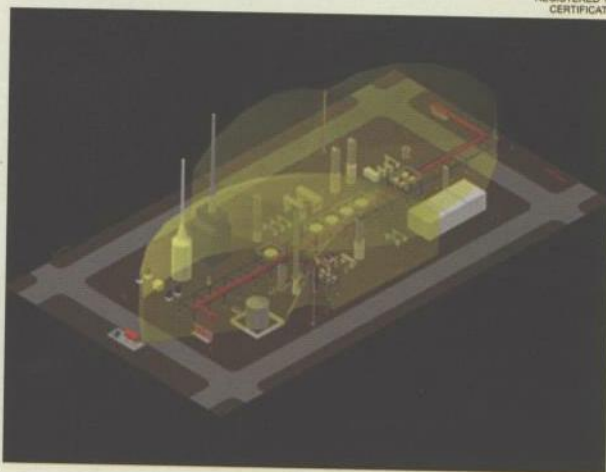
• Control de calidad del proceso de purificación



TEX
PROTECCION CONTRA INCENDIOS



TEX ARGENTINA
REGISTERED TO ISO 9001:2000
CERTIFICATE NO. A17223



TEX ARGENTINA provee soluciones de Ingeniería, equipos y recursos, para cubrir los requerimientos específicos de Protección contra Incendio en la industria, esencialmente de Oil & Gas, tanto en operaciones aguas adentro (OFF SHORE), como terrestres, brindando los siguientes servicios:

- ▣ Proyectos de Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle
- ▣ Inspección, prueba y diagnóstico de instalaciones existentes
- ▣ Validación de Diseño e Ingenierías Reversas
- ▣ Diseño bajo normas y estándares nacionales, internacionales y corporativos
- ▣ Simulaciones hidráulicas y de eventos
- ▣ Desarrollo, construcción y suministro de equipamiento y soluciones especiales
- ▣ Comercialización de equipos y sistemas



Tex Argentina SRL
Campos Salles 2154 2° piso - (C1429CFD) Capital Federal
Tel: 54 11 4702-4002 / 4003 email: texar@texarsrl.com.ar



Se ha observado una gran dificultad para tener mediciones confiables de sodio y potasio en el orden de las décimas de partes por millón, que es el límite de Alstom. Muestras simultáneas enviadas a distintos laboratorios arrojaron resultados incoherentes. Una de las causas es que la determinación de trazas de sodio está muy influenciada por el cuidado que tenga el operador del laboratorio químico.

• Beneficios adicionales por el centrifugado del gas oil

En el deshecho de la purificación se observa extracción de lodos provenientes con el gas oil, lo cual a priori debe implicar mayor vida útil de los filtros ya que de no implementarse el proceso de purificación esos lodos debieran ser atrapados.

Mediciones hechas por terceros no confirmaron eliminación significativa de material particulado en suspensión, por tener menor densidad que el gas oil, ya que sólo ayuda a eliminar las impurezas de mayor densidad que el combustible. Central Dock Sud no tuvo problemas de taponomiento frecuente de filtros (actualmente se utilizan filtros marca Pall, modelo HC8900EOM26H, p/ 40 µm).

• Complicaciones operativas sobre el despacho

Un exceso de aporte de agua de lavado resulta en un agregado de agua al tanque de destino, que luego requiere ser extraída. El gas oil con bajo contenido de sodio y potasio ha evidenciado zonas de fase intermedia entre el gas oil y el agua por formar una emulsión muy estable en el tiempo, lo cual genera un error considerable en la medición de volumen de agua (por uso de pasta).

Impacto por el uso de gas oil sobre el manejo de los recursos humanos

El invierno de 2007 evidenció necesidad de aumento del personal de operaciones, pasando de un operador de campo por guardia a dos (total de 6 operadores adicionales).

Impacto por el uso de gas oil sobre otros aspectos relevantes

Sólo por usar gas oil, el consumo de horas equivalentes de operación o EOH se incrementa en un 50% por condiciones contractuales. Esto acorta el período entre inspecciones y la vida contractual en un 33% en el tiempo. El aumento del consumo de horas equivalentes refleja la aceleración de deterioro del equipo. El acortamiento de los períodos entre inspecciones complica y encarece la disponibilidad de repuestos.

La mayor cantidad de fallas y de ciclos de arranque y parada por uso de gas oil aumenta sensiblemente la relación EOH/OH (hora equivalente operativa/hora operativa). En Central Dock Sud la conmutación de combustible requiere parada de turbina, por lo tanto hay paradas y arranques asociados a cada conmutación que son contabilizados como mayores horas equivalentes de marcha...

Se ha observado deterioro en los generadores de vapor o HRSG (por Heat Recovery Steam Generator). El efecto gas oil está en estudio.

Conclusión

Para Central Dock Sud, el uso del gas oil resulta en una menor disponibilidad de potencia y de energía respecto del uso del gas natural y en mayor costo y complejidad operativa.

Santiago Matías Sajaroff es ingeniero electricista de la Universidad Tecnológica Nacional. Actualmente se desempeña como jefe de Operaciones en la Central Dock Sud.

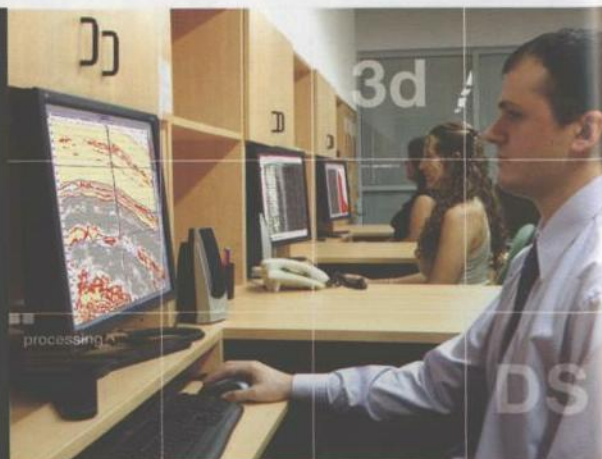
Posee un MBA de la Universidad Católica Argentina. Es magister en Administración del Mercado Eléctrico Mayorista del Instituto Tecnológico Buenos Aires (ITBA). Ha realizado varios cursos sobre Modelos de Optimización y Simulación aplicables a sistemas eléctricos, en España y Chile.

santiago.sajaroff@cdssa.com.ar

Reduzca el riesgo exploratorio y optimice al máximo su inversión

Proveemos a nuestros clientes el beneficio del know how y la innovación en procesamiento y reprocesamiento 2D/3D/4D, complementado con la Caracterización de Reservorios a partir de los datos sísmicos de reflexión, datos de perfiles de pozos y coronas. Contamos con software y hardware de última generación acompañados con 15 años de trayectoria local e internacional.

Procesamiento Convencional 2D-3D / PSTM / PSDM / Calibración de pozos / Impedancia Acústica / Estimación de Densidad / Predicción de Porosidad / Volúmenes μ_p , λ_p / Impedancia Elástica / AVO



Lima 575 8th & 9th Floor / C1073AAK / Buenos Aires, Argentina
Phone: 5411 4381 9376 / Fax: 5411 4372 9376
exploration@dataseismic.com.ar
www.dataseismic.com.ar

DATA SEISMIC
Geophysical Services