

MPSA-MICI-Elec-001-2024
Panamá, 2 de febrero de 2024

Su Excelencia
Jorge Rivera Staff
Ministro
Ministerio de Comercio e Industrias
Ciudad
E. S. D.

Estimado Ministro Rivera:

Hacemos referencia a la nota DM-N-No 1114-2023 del MICI de 23 de diciembre de 2023, que trata sobre la elaboración de la propuesta para un Plan de Preservación y Gestión Segura de MPSA, en lo sucesivo denominado "PGS", donde la propuesta en comento fue remitida al MICI el 16 de enero de 2024 y contiene las actividades requeridas para la implementación de la misma.

El objetivo de esta nota es abordar específicamente el tema de la preservación y gestión segura de la Planta de Generación Eléctrica. El plan presentado considera la continuidad de la operación de la planta de generación eléctrica como un factor importante en la preservación de este activo, dado los efectos de corrosión por estar ubicada frente a la costa Atlántica con un régimen de lluvias de 5m3/año-promedio, entre otros aspectos, que afectan a la planta de forma adversa cuando no esté operando por períodos largos de tiempo. Para mayor ilustración y soporte sobre los aspectos técnicos de preservación de este activo, adjuntamos como **Anexo 2**: La evaluación técnica de la preservación de la planta de energía de MPSA.

Por otro lado, la "gestión segura" de este activo de generación eléctrica consistiría en mantenerlo operando, lo cual, cubriría la carga eléctrica de mantenimiento de los equipos en el sitio de Botija y Punta Rincón, contribuiría a la seguridad operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN) al aumentar los recursos de potencia firme y energía confiables. También contribuiría con sus excedentes de generación en la reducción del costo marginal del Mercado Ocasional al tener el más bajo costo variable en \$/MWh de generación térmica en el mercado eléctrico nacional y regional.

Lo anterior cobra más relevancia a la luz de la crisis climática actual y los efectos de la continuidad del fenómeno del NIÑO que se extiende durante el año 2024, como lo ha comunicado el Instituto de Meteorología e Hidrología de Panamá, por lo cual, la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) declaró las condiciones de Alerta Temprana mediante la Resolución AN 18500-elec., entre otros. En el **Anexo 1**, resumimos brevemente los aspectos técnicos de la operación de la planta de energía, la cobertura de la carga de mantenimiento y cuidado de los activos, y la potencia firme excedente.

Con respecto al aspecto regulatorio, MPSA cuenta actualmente con un Certificado de Registro Definitivo de Autogenerador No. 017-14B emitido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) mediante la resolución AN No. 7343-Elec de 2014 y a través de la resolución AN No. 13330-Elec de 2 de mayo de 2019, se prorrogó este certificado hasta el 6 de marzo de 2024.

Este documento está sujeto a modificaciones, cambios y/o revisiones por parte de las Entidades del Estado, acorde al Artículo 2 de la Resolución de Gabinete 19 de 27 de febrero de 2024.

DESPECHO DEL MINISTRO

2FEB2024 2:40PM

COBRE PANAMÁ

Debemos reiterar, que la operación de la planta de generación de MPSA es una parte integral del Plan de Preservación y Gestión Segura que fue presentado al MICI. Considerando que la operación de la planta de energía y las actividades descritas en este plan se extenderán más allá del período de vigencia del Registro Definitivo de Autogenerador actual, en este sentido, MPSA estará remitiendo en tiempo oportuno a la ASEP la documentación para la renovación del registro aludido, como ya estaba previsto desde antes de la detención de las unidades de generación por falta de combustible a raíz de las dificultades en el acceso al Puerto Internacional de Punta Rincón por razones conocidas.

En base a lo anterior, por este medio solicitamos al MICI sus buenos oficios para que informe a la ASEP de la importancia de renovar sin mayor demora el Certificado de Registro Definitivo de MPSA como Autogenerador.

Con toda consideración y respeto.

Atentamente,



Keith Green
Gerente de País
MPSA

Adjuntos: Anexo 1 - Aspectos técnicos de la operación de la planta de energía, la cobertura de la carga de mantenimiento, cuidado de los activos y potencia firme excedente.
Anexo 2 – La evaluación técnica de la preservación de la planta de energía de MPSA.

Anexo 1 - Aspectos técnicos de la operación de la planta de energía, la cobertura de la carga de mantenimiento, cuidado de los activos y potencia firme excedente.

En la condición actual, la demanda eléctrica es menor que la capacidad de generación de la central térmica por lo cual se considera que el excedente de energía sería ofertado al mercado eléctrico siguiendo los procesos contemplados en la regulación vigente.

La operación de las unidades de generación de MPSA y el excedente de energía tendría un efecto neto positivo para el Sistema Interconectado Nacional en adelante (SIN).

- Con 300MW de capacidad de generación inyectando los excedentes en la mitad del sistema de transmisión troncal del país proporcionan estabilidad de capacidad firme de dos unidades confiables, y con una alta inercia que aportan un soporte importante para amortiguar el efecto de los eventos que ocurren en la red en su operación normal.
- Adicionalmente esta inyección de energía en la mitad de la red de transporte, que es longitudinal, proporciona estabilidad y mejora del perfil de voltaje contribuyendo además en la reducción de las pérdidas técnicas del sistema de transmisión.
- Contribuye a la mitigación del efecto de los ciclos operativos de las fuentes de generación de energías renovables e intermitentes.
- El Gobierno Nacional, mediante Resolución de Gabinete No. 48, del 30 de mayo de 2023, declaró Estado de Emergencia Ambiental en toda la República de Panamá frente a la sequía prolongada como consecuencia de la crisis climática. La Autoridad Nacional de los Servicios Público (ASEP) emitió la resolución AN No. 18500-elec de Alerta Temprana en cuya parte resolutive, entre otras cosas, ordena al Centro Nacional de Despacho (CND) que tome las medidas operativas necesarias para alcanzar y mantener niveles en los embalses de las Centrales Hidroeléctricas Fortuna y Bayano, las cuales deben garantizar el abastecimiento de la demanda, con las previsiones de bajos aportes producto de la sequía prolongada como consecuencia de los efectos del año del Niño. La disponibilidad para el despacho de las unidades de generación de MPSA permitirá una mejor gestión del uso del agua de las centrales hidroeléctricas mencionadas contribuyendo con el objetivo de las resoluciones emitidas.
- Esta misma resolución de la ASEP también ordena “suspender los retiros de energía de los Autogeneradores conectados directamente al Sistema de Transmisión, los cuales deberán limitar su consumo a la generación de sus unidades...”, además, ordena suspender las exportaciones de energía al mercado regional.
- El reinicio y continuidad de las operaciones de la planta de energía de MPSA resuelve de forma definitiva las potenciales limitaciones en el suministro desde el SIN durante las operaciones necesarias para el PGS cumpliendo también el objetivo de la resolución en comento.
- Las estimaciones de la Semana 4 del Centro Nacional de Despacho muestran precios del Costo Marginal del Sistema por encima de los USD 105.00 durante todo el primer semestre del año 2024 y se mantienen aún por encima de los USD 60.00 hasta la semana 37 el año 2024. Las unidades de generación de MPSA disponibles al despacho económico tendrían el efecto de mitigar el incremento de los precios en el costo marginal del sistema (CMS) con beneficios para todo el país.
- La disponibilidad adicional de potencia y energía en el SIN también abriría la posibilidad de permitir exportaciones de energía lo cual traería divisas a la economía del país.
- En cuanto a las emisiones debido a la producción de energía eléctrica, el Decreto Ejecutivo No. 5 (De 4 de febrero de 2009) Por el cual se dictan Normas Ambientales de Emisiones de Fuentes Fijas considera límites para las emisiones de material particulado, óxidos de azufre y óxidos de nitrógeno.

El compromiso del Estudio de Impacto Ambiental de MPSA fija límites mucho más rigurosos a lo establecido en el decreto ejecutivo citado y estos límites son monitoreados en tiempo real y validados por empresas independientes durante la operación de la planta de energía. El cuadro más abajo refleja el nivel de emisiones de la producción de energía, siendo la central eléctrica de MPSA de tecnología de punta entrando en operación en el año 2019.

Emisión	Regulación Panameña Decreto Ejecutivo No. 5 -2009	ESIA Código de Compromiso: 13017 (Desde Código 13588 – Adenda de Marzo 2011 y 13608 – Adenda de Sept. 2011)
		referencia @ 15% O2
Dióxido de azufre	0.2 tpd/MWe or 2,000 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³
Óxido nitroso	750 mg/Nm ³	200 mg/Nm ³
Partículas de materia	50 mg/Nm ³	30 mg/Nm ³

Copia de la propuesta presentada por MINERA PANAMÁ, S.A.

Anexo 2: Con referencia a la preservación de la central térmica.

Estando fuera de servicio la central de generación eléctrica, hay consideraciones importantes que deben ser tomadas en cuenta:

- La ubicación física de la planta de generación en la costa Atlántica con una elevada humedad relativa y nivel de precipitación anual de más de 5 m3/año en el área, dan lugar a un ambiente altamente corrosivo para las estructuras y equipos.
- Debido al diseño de la planta, la mayor parte de las instalaciones están expuestas a la intemperie y no pueden ser confinadas para una preservación que permita su aislamiento de los efectos del ambiente marino. Debido a lo anterior, cualquier plan de preservación es limitado en su efectividad.
- En condiciones normales de operación los sistemas se mantienen a temperaturas que evitan la acumulación de humedad y, en consecuencia, se protegen los diferentes sistemas.
- La complejidad de la configuración de la instalación, sus componentes principales y sistemas auxiliares, no permiten una preservación efectiva con el agravante del rápido deterioro provocado por el ambiente marino. La mejor manera de preservar los activos asociados a la generación de energía eléctrica es manteniéndolos en operación a los valores nominales, de ser posible.
- La Unidad 1 salió de servicio el 16 de noviembre y la Unidad 2 salió de servicio el 23 de noviembre de 2023 con 74 días y 67 días fuera de servicio respectivamente al 28 de enero. El tiempo que ambas unidades han estado fuera de servicio es mayor que el tiempo previsto para una parada de mantenimiento mayor con la diferencia en que, durante las paradas de mantenimiento, hay disponible una cantidad de recursos de personas y equipos que permiten hacer los trabajos de limpieza e intervención de los equipos y sistemas en un corto periodo de tiempo. En las condiciones actuales la cantidad de personas y recursos es mucho menor con un alcance limitado para la ejecución de trabajos y los costos de mantenimiento son elevados.

Desde el momento en que salieron de servicio las unidades de generación se han establecido los mecanismos de preservación siguiendo las mejores prácticas de la industria, las recomendaciones de los fabricantes y también las recomendaciones de especialistas en la materia, que han sido parte de nuestros procesos de inspección y mantenimiento durante las paradas programadas de las unidades.

Como parte de estas consultorías se solicitó la elaboración de un informe técnico idóneo referente a la preservación de la planta de energía el cual muestra la complejidad de lo que tratamos de exponer de forma resumida en esta nota. **Este informe técnico se adjunta a esta nota como parte del Anexo 2**, para dar visibilidad en detalle sobre todos los aspectos asociados a la preservación en los diferentes sistemas que componen la planta de energía. Con esta información se reitera que la mejor manera de preservar los activos asociados a la generación de energía eléctrica es manteniendo la planta de energía en operación.



“INFORME DE ANÁLISIS PRESERVACIÓN DE LA PLANTA DE ENERGÍA DE MINERA PANAMÁ PUNTA RINCÓN – PANAMÁ”

REVISIONES					
Rev.	Fecha	Descripción	Preparado	Revisado	Aprobado
02	23/01/2024	ORDEN DE COMPRA O.C. 4000037783 "INFORME DE ANÁLISIS PRESERVACIÓN DE LA PLANTA DE ENERGÍA DE MINERA PANAMÁ PUNTA RINCÓN – PANAMÁ"	Lic. Carlos Lasarte		
ELABORADO POR:			APROBADO POR:		
EMPRESA:		PUMPS - ZONE	EMPRESA:		MINERA PANAMÁ – PANAMÁ
RESPONSABLE:		Carlos Lasarte	RESPONSABLE:		Ing. Boris Batista
FECHA:		23/01/2024	FECHA:		
FIRMA:			FIRMA:		

INDICE DE CONTENIDO

1. Evaluación de la Preservación de La planta de energía de Minera Panamá
 - 1.1. Introducción
 - 1.2. Antecedentes de la condición de corrosión atmosférica en Panamá
2. Análisis de la Situación
 - 2.1. ¿Qué implica la Preservación de estas instalaciones?
3. De la Planta de Energía se deben considerar todos los sistemas que la integran
4. Principales actividades del proceso de preservación
 - 4.1. Actividades
 - 4.2. Preservación contra corrosión de equipos e infraestructura
 - 4.3. Previo a la puesta en servicio de las unidades se requerirá
5. Dentro del proceso de preservación hay múltiples factores a considerar
6. Precauciones del proceso de preservación
7. Estado Actual
7. Dificultades Técnicas de la Preservación por largos periodos de un sistema fuera de servicio
 - 7.1. De los sistemas y componentes susceptibles a limitaciones en la preservación:
 - 7.1.1. La Planta desaladora
 - 7.1.2. La planta desmineralizadora - Equipo de intercambio iónico
 - 7.1.3. El circuito de agua de reposición y condensado
 - 7.1.4. Condensador de turbina
 - 7.1.5. Los calentadores de agua de alimentación de baja, media y alta presión
 - 7.1.6. Bombas de extracción de condensado y de agua de alimentación
 - 7.1.7. El desaireador
 - 7.1.8. La turbina de vapor, el condensador de la turbina y el recalentador de vapor se consideran una unidad
 - 7.1.9. El generador de electricidad
 - 7.1.10. Al interior de la Caldera – Lado gases de combustión
 - 7.1.11. La salida de los gases de combustión hacia china
 - 7.1.12. El sistema de manejo del carbón y aire de combustión
 - 7.1.13. Los Precalentadores de aire de combustión y ductos de aire hasta los quemadores
 - 7.2. Preservación de componentes auxiliares
 - 7.2.1. Los equipos eléctricos deben aislarse y bloquearse según sea necesario por motivos de seguridad.
 - 7.3. Corrosión Bajo Aislamiento Térmico (CUI) y Corrosión Atmosférica
8. Arranque después de la preservación
 - 8.1. Antes de volver a poner la turbina en servicio después de su preservación
 - 8.2. Antes de volver a poner la caldera en servicio después de su preservación en seco
9. Conclusiones
10. Hoja de vida del consultor

INFORME DE ANÁLISIS PRESERVACIÓN DE LA PLANTA DE ENERGÍA DE MINERA PANAMÁ – PUNTA RINCÓN – PANAMÁ

Evaluación de la Preservación de La planta de energía de Minera Panamá

Introducción

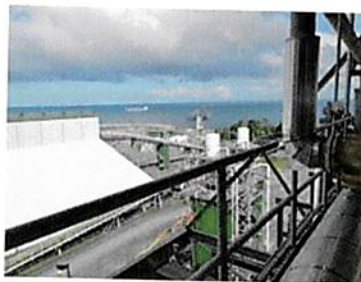
La empresa Minera Panamá que cuenta con dos unidades de generación con calderas de carbón con una capacidad de 300MW, las cuales han sido puestas fuera de operación debido al agotamiento del combustible. Al no poder volver a ponerlas en servicio se ha solicitado la consultoría para obtener las recomendaciones de las mejores prácticas para la preservación de los equipos con miras a el reinicio de operaciones.

Este documento abordará las mejores prácticas de ingeniería relacionadas a la preservación de las instalaciones de la planta de energía y sistemas auxiliares, y también se analizarán las particularidades de cada sistema con la finalidad de determinar las dificultades que pueden encontrarse para la implementación de la preservación y la efectividad de estas.

La capacidad de autogeneración de 300 MW instalados en Minera Panamá se utiliza para proveer la energía a los sistemas de producción del mineral de cobre y la conexión al Sistema Integrado Nacional a través de la S/E Llano Sánchez en 230 kV le permite la posibilidad de aportar el bloque de energía excedente ante cualquier eventualidad no programada ya sea por causas naturales del efecto climático o la salida en servicio de alguno de los principales centros de generación ubicados hacia centro occidente del país.

NOTA: Este documento presenta fotografías de otras instalaciones, con la finalidad de ilustrar los potenciales daños que pueden sufrir los varios componentes de los equipos instalados y no se corresponden con la condición actual de las instalaciones de la planta de energía de Cobre Panamá. Las fotos de otras instalaciones, usadas como ejemplos, tienen a su lado derecho el símbolo @

Antecedentes de la condición de corrosión atmosférica en Panamá



Del estudio “UN COMPENDIO DE ESTUDIOS DE LA CORROSIÓN ATMOSFÉRICA DEL ACERO EN PANAMÁ” publicado por científicos de la Universidad de Panamá en el año 2017, con el objetivo de conocer el comportamiento de los diferentes metales utilizados en las operaciones del Canal de Panamá a fin de seleccionar los más adecuados para la construcción del tercer juego de esclusas, para mejorar las facilidades del Canal y previamente por el proyecto de investigación “Mapa Iberoamericano de Corrosividad Atmosférica (MICAT)” entre los años 1995 y 1998, se observa que la costa del Caribe de Panamá, en la que está ubicada la planta de energía de Minera Panamá – Punta Rincón, relativamente cercano a Colón, es en una zona cuya categoría de corrosividad – C5, según el tiempo de humectación (precipitación mayor a 5.000 mm por año),

altas temperaturas y la concentración de dióxidos de azufre y cloruros, de acuerdo con la Norma ISO 9223, resulta ser la de mayor corrosividad en Panamá.

Generando severos problemas de corrosión atmosférica en las estructuras y superficies externas de equipos, tuberías y ductos afectando su integridad.

Análisis de la Situación

¿Qué implica la Preservación de estas instalaciones?

Es imprescindible enfatizar en la importancia de aplicar las buenas prácticas de preservación, ya que la falta de protección adecuada de los equipos fuera de servicio ha de resultar con frecuencia en costos de mantenimiento muy altos y en algunos casos, en la necesidad de tener que reemplazar equipos muy corroídos.

Aunque puede resultar muy sencillo entender el principio básico de mantener la combinación de humedad y oxígeno alejada de las superficies metálicas para prevenir la corrosión, no es sencillo lograrlo en un sistema de la magnitud y complejidad de una planta termoeléctrica. Se pueden emplear varios procedimientos diferentes para reducir o prevenir la corrosión. Es difícil conseguir y mantener todas las superficies internas libres de humedad, pero no preservar reducirá la disponibilidad, confiabilidad del sistema, aumentará los costos de mantenimiento y eventualmente acortará su vida útil. Una corrosión severa podría incluso conducir a fallas catastróficas.

Analizar todos los diversos factores como disponibilidad de acceso y recursos, limitaciones ambientales, condiciones atmosféricas, costo y otros elementos que deben considerarse para llegar a la mejor solución con los máximos beneficios y protección, al mínimo costo.

Las siguientes prácticas, aplicadas correctamente, ayudarán a proteger de la corrosión a las unidades críticas durante los periodos fuera de servicio.

Se dispone de referencias para llevar a cabo la preservación interna de los equipos principales de la planta de energía, tales como:

1. Los propios Manuales de O&M de los Fabricantes de los equipos principales de las unidades
2. El Documento ASME (siglas en ingles de Sociedad Americana de Ingeniería Mecánica) de Consenso CRTD-Vol.66 para la Preservación de Calderas, Turbinas, Condensador de Turbina, y Equipos Auxiliares (un Reporte de Investigación ASME)
3. Práctica de Diseño e Ingeniería de SHELL "Conservación de equipos nuevos y antiguos y tubería permanente inactiva"
4. "Guidelines for Mothballing of Process Plants" Ronald J. Twigg MTI Publication N° 34 – Materials Technology Institute of the Chemical Process Industries.
5. Lineamientos del Electric Power Research Institute (EPRI)

Para las Calderas

6. ASME (siglas en ingles de Sociedad Americana de Ingeniería Mecánica) BPVC Section VII 101.5 OUT-OF-SERVICE OPERATION
7. ABMA (siglas en ingles de Asociación Americana de Fabricantes de Calderas): Boiler Water Quality Requirements and Associated Steam Quality for Industrial / Commercial and Institutional Boilers

Los sistemas que integran las plantas de generación de energía generalmente emplean materiales que se corroen fácilmente, por lo que en condiciones de operación requieren tratamientos químicos y cuidados

operacionales, y fuera de servicio, cuando se exponen al aire y la humedad puede sufrir una importante pérdida del rendimiento e integridad de la unidad, perjudicar su capacidad de servicio, retrasar el arranque o provocar fallas posteriores al arranque durante la operación. Los procedimientos de preservación adecuados pueden extender la vida útil de una unidad, reducir los costos de reparación, reemplazo y mantenimiento e incluso evitar costosas interrupciones.

Estas prácticas de preservación aseguran que los equipos principales de las unidades de generación estarán protegidos contra la entrada de aire – cuando se trata de una preservación por largo plazo, se deben mantener los sellos de vacío del condensador y de la turbina; El desaireador; las carcasas y tubos de los calentadores de agua y las propias calderas, secos, inertizados con presión positiva de nitrógeno o vapor, con sustancias deshumificadoras y/o la aplicación de inhibidores de corrosión en fase de vapor, debidamente controladas.

En función de sus diseños y materiales, para cada equipo ha de diseñarse el sistema de preservación más adecuado y práctico, y para garantizar una preservación exitosa de todos los equipos y sistemas, con su método de preservación. Todas las condiciones de preservación deben ser monitoreadas continua o periódicamente y mantenidas permanentemente.

El nivel de humedad debe controlarse con frecuencia para garantizar que la deshumidificación sea adecuada para proteger los componentes bajo preservación.

De la Planta de Energía se deben considerar todos los sistemas que la integran:

- Superficies internas (en contacto con el agua) y externas (en contacto con los gases de combustión) de la caldera.
- Sobrecalentador y recalentador
- Turbina de vapor
- Generador eléctrico
- Sistemas de lubricación
- Condensadores, tanques de almacenamiento de condensado y eyectores.
- Filtros, desaladora y desmineralizadores
- Calentadores de agua de alimentación y desaireador.
- Molinos, sistemas de transportación y tolvas de alimentación del carbón combustible
- Todo el circuito de manejo de aire de combustión, ventiladores, precalentadores de aire y ductos
- Equipos de acondicionamiento de muestras y alimentación de productos químicos.
- Sistemas eléctricos y electrónicos (paneles e instrumentos) de accionamiento, supervisión y control, tanto en los espacios de sala de control, paneles dentro de edificios y en campo
- Subestaciones y transformadores eléctricos
- Instrumentación de control y seguridad
- Todos los circuitos de tuberías y sus válvulas, de agua, vapor y condensado
- Bombas de agua y condensado
- Compresores, circuito – tuberías y tanques de aire comprimido
- Todos los ductos, filtros, precipitadores de salidas de gases de combustión y chimenea.
- Canales de circulación de agua de enfriamiento de los condensadores

En caso de decidirse por una preservación de larga duración, todos estos sistemas se deben tener en estado de conservación, manteniéndolos secos y/o libres de oxígeno. Algunos de los sistemas auxiliares pueden requerir técnicas especializadas o mantenerse operativos.

Las turbinas de vapor son particularmente susceptibles a daños por corrosión porque generalmente ingresa aire a la turbina durante el enfriamiento. El oxígeno del aire se combina con el vapor que se ha condensado en puntos bajos y cavidades que no son drenables, proporcionando así los ingredientes para que se desarrolle rápidamente la corrosión. La presencia de cloruros y sulfatos en el condensado aumenta la corrosividad. Si hay depósitos en las superficies metálicas, pueden promover la formación de celdas de corrosión debajo del depósito que pueden provocar corrosión localizada (picaduras).

En el caso de las calderas se debe proteger tanto el lado agua/vapor como el lado fuego/gases de combustión.

Principales actividades del proceso de preservación

Actividades

- Efectuar una inspección completa de la unidad antes de su preservación, para detectar y recomendar cuidados especiales previos y para la preservación
- Limpieza general total de todas las partes del área de combustión de la caldera/neutralización
- Vaciado y limpieza lado agua de la caldera en caliente
- Aseguramiento de que las superficies a preservar están limpias y libres de contaminantes
- Remoción de escombros y óxidos existentes

Preservación contra corrosión de equipos e infraestructura

- Seccionamiento de cada uno de los circuitos de preservación y aseguramiento de la hermeticidad
- Limpieza previa a la preservación
- Llenado y presurización con gas inerte o aire seco donde aplique
- Instalación de sustancias deshumidificadoras donde aplique
- Esquema de rotación periódica de equipos
- Mediciones de aislamiento eléctrico de motores y barras del sistema de distribución interno
- Lubricación de rodamientos y ejes
- Definir un Plan de Rondas estructuradas - Monitoreo y mantenimiento de condición las condiciones de preservación
- Inspección interna de recipientes de presión (medición de humedad y espesores, evaluación de la apariencia de las superficies bajo protección)
- Silos de carbón con material remanente/puntos calientes de carbón/generación de gases

Previo a la puesta en servicio de las unidades se requerirá

- Desmantelamiento de los sistemas de preservación en cada uno de los equipos bajo este régimen e inspección – evaluación de condición de cada componente crítico del sistema
- El comisionado de todos los sistemas, como al momento de su arranque inicial
- Lavado químico y soplado de sistema de vapor.

Tiempo mínimo estimado, para el retorno al servicio, para garantizar una operación confiable y eficiente: un mes.

Posiblemente el procedimiento que más ocupa atención es el vaciado, secado y preservación de la caldera y posiblemente sea el más complicado. En un procedimiento en seco, la caldera se ventila, se drena y se seca lo más completamente posible con aire. Luego se cierran las bocas de registro, se cierran herméticamente o se tapan todas las conexiones y se purga y presuriza la caldera con nitrógeno para evitar la entrada de aire. El éxito de este procedimiento depende del secado rápido y completo de todas las superficies metálicas de la caldera y de la exclusión del aire durante el proceso de colocación. Un método alternativo y quizás mejor es drenar bajo presión de nitrógeno para evitar la entrada de aire durante el drenaje. En este caso, no es necesario secar completamente la caldera antes de establecer el manto de nitrógeno.

Pero las calderas de la planta de generación de Minera Panamá ya están fuera de servicio, vacías y bajo una condición de preservación con nitrógeno y posiblemente algunas de las actividades indicadas inicialmente ya se han efectuado.

Dentro del proceso de preservación hay múltiples factores a considerar

A continuación, se listan los elementos que generalmente deben considerarse al preparar la preservación de una unidad o sistema:

- Seguridad — del personal y las instalaciones
- Sistemas y/o equipos a preservar
- Condición actual de la(s) unidad(es)
- Período estimado de preservación y trabajo a realizar para esto
- El entorno de las unidades bajo preservación, en este caso la cercanía al mar en un entorno altamente corrosivo.
- Tiempo estimado disponible para cuando se requiera poner en marcha la unidad
- Disponibilidad de mano de obra para inspeccionar y monitorear la(s) unidad(es) durante la preservación
- Valor de la unidad y posibles consecuencias financieras del procedimiento de preservación seleccionado
- Compatibilidad entre la preservación y los tratamientos químicos en las condiciones operacionales
- Disposición de los productos usados para la preservación
- Sistemas auxiliares tales como sistemas de alimentación de productos químicos, aditivos para combustible, sopladores de hollín, etc.

Precauciones del proceso de preservación

En un proceso de preservación ya sea en húmedo que, en seco, se debe considerar el uso y la manipulación adecuada de productos químicos y hay que considerar los cuidados a tener en cuenta desde el punto de vista de la seguridad como del medio ambiente. Algunos productos químicos son inflamables o pueden causar lesiones graves o la muerte si se manipulan incorrectamente, otros productos son tóxicos. Todas las personas que trabajan en la implantación y monitoreo del proceso de preservación deben estar familiarizadas con sus propiedades peligrosas y las precauciones de seguridad recomendadas.

Siempre se deben observar las regulaciones de la Administración de Salud y Seguridad Ocupacional (OSHA), o las normas de seguridad individuales de la empresa, al manipular nitrógeno, que es un gas inerte que, aunque se usa comúnmente proteger los equipos durante la preservación, para desplazar el aire de los equipos. El nitrógeno no sustenta la vida humana y se deben observar precauciones especiales cuando se utiliza. Además, se deben colocar señales para advertir de los peligros que implican.

También se debe tener en cuenta que cuando se produce corrosión en espacios confinados, se desprende hidrógeno creando un entorno potencialmente explosivo, por lo que se debe extremar la precaución y dichos espacios deben ser revisados y ventilados.

Una caldera que contiene depósitos que se formaron durante el funcionamiento o debido a una retirada inadecuada del servicio puede requerir una limpieza química en algún momento durante el período de parada. Si esto no se puede hacer, se recomienda programar la limpieza química inmediatamente antes del reinicio.

Una caldera que contiene depósitos porosos que retienen humedad no debe almacenarse en seco debido a la dificultad de secar completamente los depósitos y al potencial de corrosión subsiguiente debajo de los depósitos.

Cuando el sistema vuelva a ponerse en servicio nuevamente, los productos de corrosión generados en las secciones previas a la caldera migrarán a la caldera, la turbina de vapor, el recalentador, el condensador y el sistema de condensado. Estos productos de corrosión que se generarán a pesar del proceso de preservación, junto con los productos de corrosión generados en la caldera, pueden depositarse en áreas críticas de transferencia de calor de la caldera, aumentando el potencial de corrosión localizada y/o sobrecalentamiento de las superficies de transferencia de calor durante el funcionamiento. Si no se depositan en la caldera, probablemente continuarán aguas abajo dañando los sobrecalentadores y las turbinas, particularmente los alabes, donde las altas velocidades y los productos de corrosión pueden causar graves daños por erosión en poco tiempo.

Estado Actual

De acuerdo con la información recibida de Planta, al momento las unidades de la Planta de Energía se encuentran preservadas con nitrógeno, pero hay algunas válvulas con pases u otros componentes que no permiten mantener presión de este gas, y como era de esperar que ocurra, limitaran la efectividad de la preservación del lado agua en forma seca.

Esta condición de preservación se está llevando, cumpliendo con el Procedimiento First Quantum de preservación seca de calderas de alta presión y las recomendaciones de Electric Power Research Institute (EPRI) aplicando un procedimiento de preservación en seco para el lado vapor, las paredes de agua y el economizador, el desaireador y el condensador.

- Se drenó la caldera cuando la temperatura del domo superior estaba alrededor de 120°C
- Des humificación aplicando aire seco a través de 2NT500 y se mantuvo abierta las válvulas 2NT502 y 2BD532 una vez que la temperatura promedio del tambor superior fue 105-110°C con la finalidad de empujar la humedad hacia afuera.
- Una vez que el aire seco salió por los desagües de las paredes de agua, se tiene bajo presión de nitrógeno, el economizador y toda la caldera dirigiendo el flujo de aire hacia el tanque de purga intermitente.
- El lado de vapor: se tiene bajo preservación los sobrecalentadores, la línea de vapor principal y las secciones del recalentador. La válvula de vapor principal 2MS509 se mantiene abierta para enviar el aire seco a otros puntos.
- La preservación de la turbina de alta, intermedia y baja presión, y el condensador, se está llevando a cabo con aire seco, siguiendo las recomendaciones del fabricante Doosan-Skoda.

Se resalta que representa un verdadero desafío la preservación lado fuego y ducterías de aire y gases de combustión, durante un periodo prolongado de parada, la humedad interna y el contenido de ceniza. Este proceso requiere cegar las entradas de aire posibles como los ventiladores, quemadores, compuertas de visita, ductos y resulta poco práctico y factible.



Dificultades Técnicas de la Preservación por largos periodos de un sistema fuera de servicio

Es importante resaltar que hay secciones de los sistemas de agua, vapor y gases de combustión que no son posible preservar de manera eficiente y están más expuestos a los efectos de la corrosión. Si bien, los dos equipos principales de una planta térmica son la caldera y la turbina, existe una cantidad considerable de equipos y sistemas auxiliares que operando de forma independiente, pero coordinada, son indispensables para la producción de energía y requieren igual atención que los equipos principales en cuanto a la preservación.

Luego de evaluar las complejidades y limitaciones de un proceso de preservación, que requiere muchos recursos y una estrategia muy bien definida, para garantizar la integridad y confiabilidad de todos los equipos y sistemas que conforman una planta de generación de energía, se concluye que la mejor manera de preservarlos es teniéndola en servicio y a su carga nominal, siguiendo los procedimientos operacionales adecuados y asegurando una combustión eficiente y un tratamiento del agua y el vapor dentro de los parámetros establecidos por las normas correspondientes, para las presiones de operación.

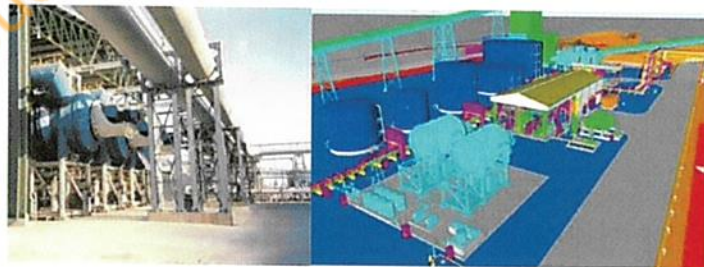
Las siguientes condiciones o limitaciones en los procesos de preservación y los daños - fallas que esto seguramente generará en los varios equipos y sistemas de las unidades de generación, causarán altos costos de reparación y acondicionamiento, además de muy baja disponibilidad y requerimientos de pruebas de las unidades al momento de requerirlas en producción.

NOTA: en las siguientes imágenes se mostrarán, con la finalidad de ilustrar lo que se plantea, que corresponden a casos ocurridos en otras instalaciones similares – indicadas con @

De los sistemas y componentes susceptibles a limitaciones en la preservación:

Plantas desaladora y desmineralizadora que requieren un procedimiento de preservación muy particular para garantizar sobre todo el mantenimiento de la condición y efectividad de las resinas de intercambio iónico.

La Planta desaladora consiste en una unidad de destilación por compresión de vapor de dos fases a temperatura ambiente.



Sus principales componentes son:

- Evaporador/Condensador [Tanque Principal]
- Sistema de Eliminación NCG
- Compresor de vapor centrífugo y su sistema de lubricación
- Bombas y tuberías
- Intercambiadores de Calor del Agua de Alimentación
- Sistema de Control del Proceso, Instrumentación y Válvulas de Control

A este sistema se le debe hacer una inspección detallada, una limpieza muy cuidadosa de los remanentes del agua de mar y salmuera, para definir cuáles serán el o los procedimientos de preservación y cuáles de estos componentes son viables - rentables preservar. Considerando que si se deciden no preservar habrá que reponer algunos de los componentes, que implicará un tiempo de reposición.

La planta desmineralizadora - Equipo de intercambio iónico



Si los tiempos de preservación son cortos, la resina de intercambio iónico debe regenerarse normalmente antes del apagado y mantenerse húmeda, y no debe someterse a temperaturas superiores a 95°F (35°C). Una vez que las resinas de intercambio iónico han estado en servicio, también pueden estar sujetas a crecimientos biológicos y deben protegerse de la acción biológica mediante un procedimiento de limpieza microincrustante antes de su almacenamiento. El proveedor de resina o equipo puede proporcionar un procedimiento de limpieza.

De una consulta hecha a un fabricante se recibió la siguiente instrucción:

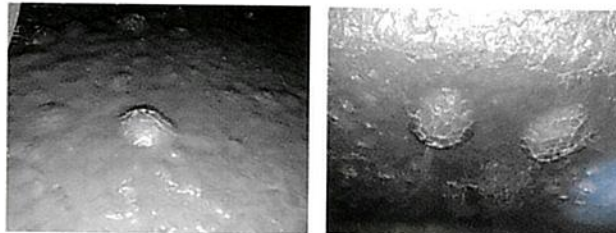
Las resinas deben almacenarse en su embalaje original, sin abrir, en un lugar fresco y seco. Para obtener mejores resultados, se debe utilizar una instalación de almacenamiento interior con control climático no superior a 40 °C. Las temperaturas de almacenamiento superiores a 40 °C pueden causar una pérdida prematura de capacidad de las resinas aniónicas. Las resinas catiónicas pueden soportar temperaturas más altas, hasta 80 °C, pero idealmente hay que preservarlas todas en igualdad de condiciones. Se debe tener cuidado de que las resinas no queden expuestas al aire porque se secarán y encogerán. Cuando se rehidratan, estas resinas son susceptibles a la rotura de las perlas. Se deben mantener hidratadas con una solución saturada de NaCl.

Si se preserva en los recipientes, los tanques se deben llenar a tope con la solución de NaCl al 15-25 %. Para asegurar que no entre aire. Previo a la puesta de nuevo en servicio, las camas deberán someterse a una doble o triple regeneración.

Para la preservación de los recipientes de intercambio iónico revestidos vacíos, se deben tener los siguientes cuidados esenciales:

- No deben almacenarse al sol directo ni en áreas en las que las temperaturas puedan superar los 95°F (35°C).
- Si tienen partes internas de acero inoxidable, estas deben enjuagarse con agua con un bajo contenido de cloruro antes del almacenamiento húmedo o seco.
- Al momento de reiniciar operaciones, los recipientes de intercambio iónico revestidos no deberían volver a ponerse en servicio después de un período de inactividad prolongado sin que se confirme la integridad del revestimiento mediante pruebas de chispa.

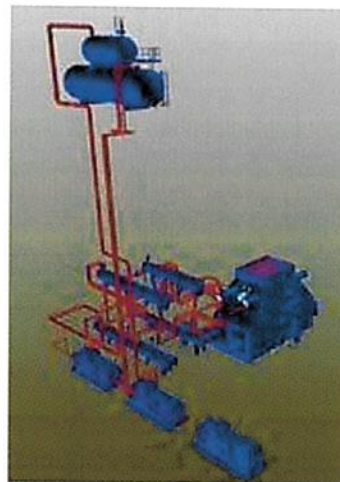
Para prevenir daños como los que se muestran en la siguiente imagen



El circuito de agua de reposición y condensado, en el cual se combinan el agua que viene de las plantas desaladora y desmineralizadora antes citadas y el condensado del vapor que pasa a través de la turbina. Dentro de este circuito está el condensador de la turbina, las bombas de extracción de condensado, precalentadores del agua, de baja, mediana y alta presión, el desaireador y las bombas de agua de alimentación.

Este sistema que está compuesto de una cantidad considerable de tuberías que no son de fácil preservación y puede llegar a tener alta exposición a los efectos de la corrosión. Adicionalmente, la preservación de las bombas en este sistema es lo más crítico, ya que, al estar seco, las partes internas de las mismas quedan expuestas.

Todas estas limitaciones de preservación de tuberías, intercambiadores de calor y bombas, irán acumulando partículas producto de la oxidación, que, al momento de iniciar la operación de la planta, serán una potencial fuente de ensuciamiento y contaminación de la caldera, que provocará ensuciamiento de la misma y corrosión bajo depósitos, incrustaciones y sobrecalentamientos, promoviendo fallas de tubos a corto y mediano plazo.



Para el condensador de turbina, se deben inspeccionar tanto el lado del condensado de vapor como el del agua de refrigeración.

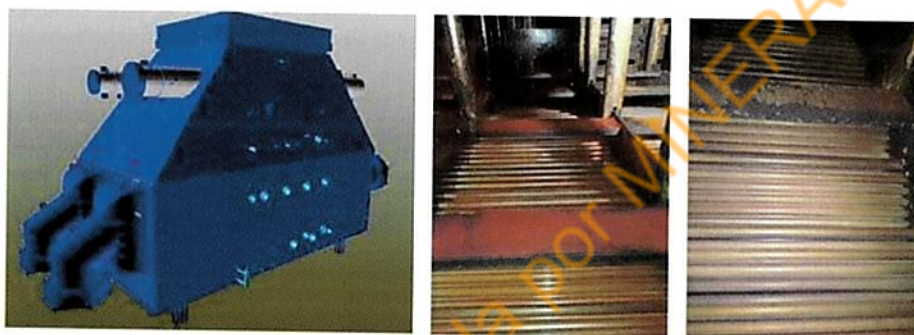
Para una preservación de largo plazo, el lado de agua del condensador de la turbina debe inspeccionarse y limpiarse, si es necesario. Luego se debe secar utilizando aire filtrado y deshumidificado. Cuando se completa

el secado, se debe presurizar el condensador con nitrógeno para evitar fugas de aire o se debe continuar con la circulación de aire deshumidificado

Con respecto al condensador, la única limpieza requerida para el lado de vapor del condensador de la turbina de vapor es eliminar toda la materia acumulada con condensado u otra agua de alta pureza.

El lado del agua de refrigeración, agua de mar, ha de requerir una limpieza exhaustiva. El lavado puede ser adecuado, pero a menudo se requiere limpieza mecánica o química.

Los condensadores de vapor normalmente se almacenan en seco.



Fotos de la parada de mantenimiento de la Unidad 1 – año 2019

En el condensador lado agua de mar, al no estar circulando este electrolito, que cierra el circuito para que la protección catódica proteja el material de las placas ante los tubos del condensador de Welded Titanium ASTM B338-2, se permitirá tener daños en la unión placa tubos, que pueden llegar a generar ingresos de agua de mar al condensado al momento que la turbina comience a trabajar.



Fotos de la parada de mantenimiento de la Unidad 1 – año 2019

En la parte interna (agua – vapor) de la propia caldera, los elementos del Recalentador y el circuito de vapor entre él y la turbina, por limitaciones en el sello de venteos y drenajes del circuito.

Los calentadores de agua de alimentación de baja, media y alta presión son intercambiadores de calor de placas y tubos que habría que limpiar e inspeccionar detalladamente su condición, previo a la preservación para prevenir daños por corrosión bajo depósitos en las placas, interior y exterior de los tubos y/o la carcasa y tapas.

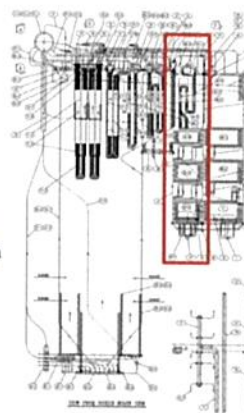
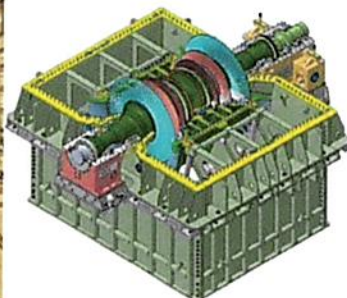


Las bombas de extracción de condensado y de agua de alimentación han de ser mantenidas de manera rutinaria y frecuente durante su preservación, como todos los equipos rotativos rutinarios, para asegurar su buena condición para el momento de su entrada en servicio nuevamente. Como se mencionó antes, las partes internas de las bombas, en caso de no tener una supervisión y mantenimiento constante, quedarán expuestas a la oxidación al momento de sacar de servicio el sistema.

El desaireador que, en caso de no garantizar una adecuada inertización, está construido internamente de componentes de acero inoxidable, que podría sufrir daños por corrosión bajo tensión al ingreso de los cloruros ambientales.



La turbina de vapor, el condensador de la turbina y el recalentador de vapor se consideran una unidad - Un circuito aparte y difícil de mantener porque normalmente están interconectados sin medios de aislamiento entre sí. Si el recalentador puede aislarse de las etapas de presión alta e intermedia de la turbina, la turbina, el condensador de vapor y el recalentador pueden preservarse por separado, aunque No es sencillo. A diferencia de la caldera, el lado de vapor de la turbina normalmente sólo se puede almacenar en seco porque las turbinas de vapor tienen sellos que permiten fugas.



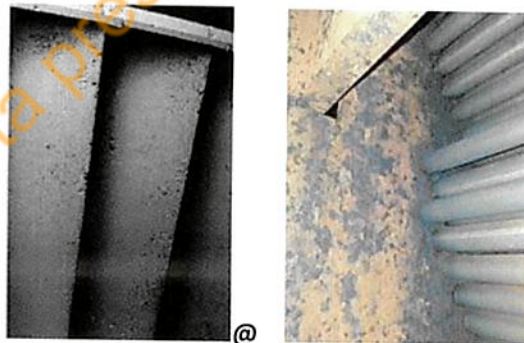
Para la turbina de vapor, la inspección no es fácil, ya que generalmente requiere retirar la cubierta o la mitad superior para inspeccionar las partes internas como los álabes, los diafragmas, los sellos y el rotor. Los procedimientos de desmontaje específicos y los criterios de inspección normalmente se encuentran en el manual del propietario entregado por el fabricante.

El eje de la turbina de vapor descansa sobre cojinetes lubricados con aceite y separados del lado del vapor por sellos. Estos sellos vienen en varias disposiciones, pero generalmente no son aisladores positivos ni están diseñados para líquidos, por lo que la turbina de vapor debe colocarse en seco.

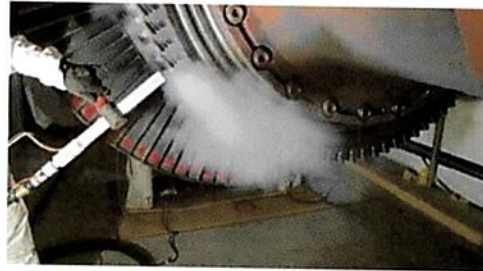


Todas las fuentes potenciales de intrusión de humedad, como las conexiones de extracción, contrapresión o sellado auxiliar de vapor deben eliminarse mediante obturación o doble bloqueo y purga. Es probable que cualquier humedad que ingrese al sistema permanezca en el sistema y se combine con otras impurezas para atacar las superficies metálicas.

Al fallar los sellos de las turbinas y condensadores e ingresar la humedad con altos contenidos de cloruros ambientales, se pueden generar daños en diferentes componentes de la turbina y las placas del condensador.



Una turbina sucia no debe dejarse en reposo. La limpieza de la turbina de vapor se suele realizar con la turbina abierta y en la mayoría de los casos, mediante medios mecánicos (granallado) o limpieza criogénica (ice-blasting). El fabricante del equipo normalmente recomienda un cronograma para la inspección y limpieza de una turbina de vapor.



El generador de electricidad en el que se incluye el propio generador, enfriadores del estator (agua) y del rotor (hidrógeno), sistema de sellos y el paso al transformador con su sistema de aceite de enfriamiento. Todo este sistema requiere un importante acondicionamiento y limpieza para su preservación. Para este sistema existen recubrimientos con inhibidores o inhibidores volátiles de corrosión específicos.

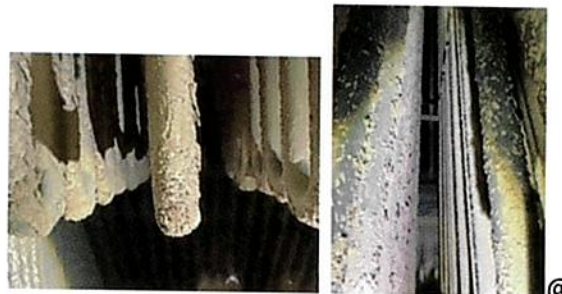
Al interior de la Caldera – Lado gases de combustión

Durante la combustión de carbón se generan cenizas de trisulfatos de sodio, potasio y hierro, que en condiciones normales de operación causan corrosión por la fusión de estas cenizas entre 1030 ° F y 1130 ° F (544°C y 610° C), pero adicionalmente durante la combustión los cloruros y compuestos de azufre presentes forman dióxidos y trióxidos de sulfuro y cloruro de hidrógeno que cuando se alcanzan temperaturas suficientemente bajas los gases y el vapor de agua de los gases de combustión se condensan para formar ácido sulfuroso, ácido sulfúrico, y ácido clorhídrico, que promueven una severa corrosión. Cuando la caldera está fuera de servicio, estos ácidos que están presentes en las cenizas depositadas en las superficies de los tubos en cada parte de la caldera se activan y corroen.

A continuación, varias imágenes de tubos de sobrecalentadores y paredes del hogar con cenizas depositadas



Fotos de la parada de mantenimiento de la Unidad 1 – año 2019



En el caso particular de los sobrecalentadores de estas calderas se debe resaltar que hay arreglos fabricados en aceros inoxidable (ver en la siguiente table los componentes encerrados en rojo), que podrían verse afectados durante periodos de la caldera fuera de servicio, por el ácido clorhídrico contenido en las cenizas y dar inicio de daños por corrosión intergranular.

NO.	PARTICULARS	O.D	THK.	MATL	Q'TY	MAX WORK.P (barg)	MAX WORK.T (°C)
75	PLATEN 2ND S/H INLET PIPE	355.6	45	SA335-P12	1	206.5	455
76	PLATEN 2ND S/H INLET HEADER	355.6	45	SA335-P12	1	206.5	455
77-1	PLATEN 2ND S/H INLET TUBE (UNHEATED PART)	45	4.7	SA213-T12	192	206.5	445
77-2	PLATEN 2ND S/H TUBE	45	6.3	SA213-TP347H	48	206.5	590
77-3	PLATEN 2ND S/H TUBE	45	7.2	SA213-T22	144	206.5	525
77-4	PLATEN 2ND S/H TUBE	45	8.8	SA213-T91	144	206.5	575
77-5	PLATEN 2ND S/H OUTLET TUBE (UNHEATED PART)	45	8.8	SA213-TP347H	48	206.5	555
77-6	PLATEN 2ND S/H OUTLET TUBE (UNHEATED PART)	45	8.8	SA213-T22	192	206.5	555
78-1	PENDENT S/H INLET TUBE (UNHEATED PART)	50.8/45	7.9/8.8	SA213-T91	192	206.5	555
78-2	PENDENT S/H TUBE	50.8	7.9	SA213-T91	192	206.5	587
78-3	PENDENT S/H TUBE	50.8	10.4	SA213-TP347H	99	206.5	653



En las superficies externas de los tubos de las paredes del hogar en las zonas de radiación y de convección, acumulan cenizas de baja granulometría hasta grandes acumulaciones, que van generando daños por corrosión debido a la condensación de ácidos durante los periodos de calderas fuera de servicio.



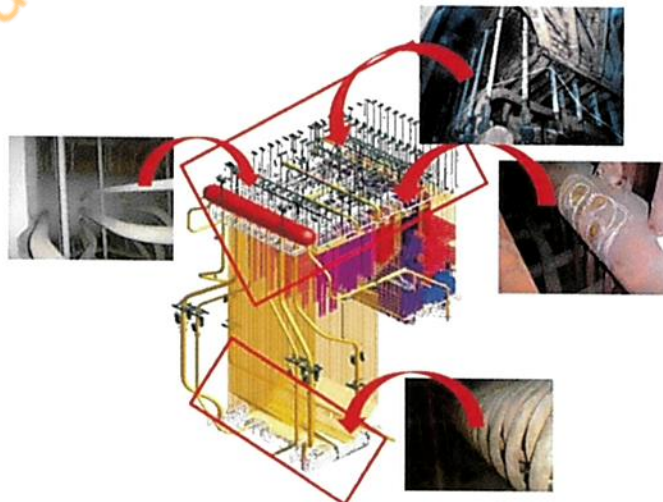
Fotos de la parada de mantenimiento de la Unidad 1 – año 2019

Estas cenizas son tan ácidas que pueden llegar a generar daños bastante severos como lo que se muestra a continuación:



En el Pent-house que hospedan los elementos de sujeción de la caldera, que garantizan su posición, alineamiento y seguridad estructural. Donde puede ingresar humedad y lluvia en un área a la que pudieron ingresar gases de combustión ricos en ácido clorhídrico.

En la cámara muerta de fondo, donde se ubican los colectores de fondo que conforman las paredes del hogar de las calderas, en la que puede ingresar gran cantidad de cenizas de combustión ricas en ácido clorhídrico y humedad ambiental al momento de salir de servicio la unidad.



En la siguiente imagen se muestra evidencia del ingreso de finas cenizas de combustión a las cámaras – pent-house que hospedan los colectores de los sobrecalentadores y los elementos de sujeción-suspensión de la propia caldera, y se observa la sedimentación de estas sobre todas las superficies. Al ingresar la humedad a estos espacios, cuando la caldera está fuera de servicio, se activa la corrosión por los ácidos contenidos.

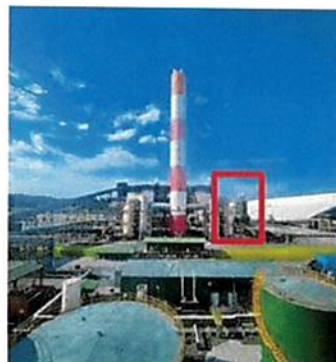


Foto de la parada de mantenimiento de la Unidad 1 – año 2019

Lo ideal, de acuerdo con lo planteado por las mejores prácticas recomendadas es remover y neutralizar las cenizas depositadas con soluciones alcalinas a presión o con el uso de limpieza criogénica (ice-blasting) e impregnar las superficies limpias con sustancias neutralizantes, pero conociendo el tamaño, la configuración y el acceso limitado a muchas de las áreas de las zonas de convección de estas calderas resulta prácticamente imposible garantizar la protección de todas las superficies, lado gases de combustión, del economizador, recalentadores y sobrecalentadores. Pretender garantizar la remoción de las cenizas acumuladas en todas las superficies metálicas a proteger y preservar, en el lado gases es poco posible e impráctico. Los niveles de hermeticidad del cuerpo externo de la caldera son bajos cuando la caldera está apagada y además se tienen ingresos de aire con muy alta humedad y cloruros del ambiente marino por la chimenea, compuertas de ductos tanto de aire como de carbón, los quemadores, etc.

NOTA: El potencial daño por el ácido clorhídrico con la caldera en servicio es imposible ya que el punto de rocío (condensación) de este ácido está típicamente alrededor de 130°F (54°C).

La salida de los gases de combustión hacia chimenea considera además de los ductos, a los filtros de mangas, silos de cenizas volantes, pasa por los precalentadores de aire, el ventilador del tiro inducido y la propia chimenea. Habrá que definir la viabilidad y real conveniencia de preservar todo el sistema de salida, ya que cada uno de los componentes ha de ser acondicionado – limpiado y evaluar el método de preservación que cumpla un balance de efectividad – costo.



A los filtros de manga, previos a la chimenea para remover sólidos de los gases de combustión y los silos de acumulación de cenizas, no es posible o viable, realizar una limpieza completa a menos de ejecutar una intensa labor de desmantelamiento y almacenamiento de partes, lo que resulta muy complicado y requiere de muchos recursos y tiempo.



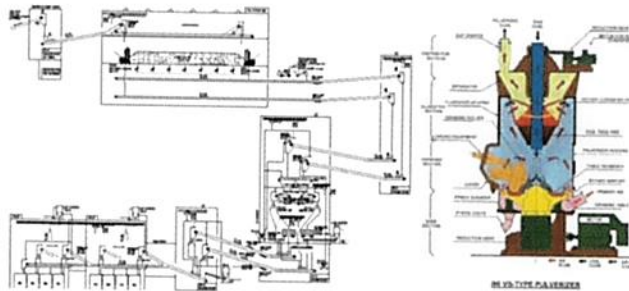
Ventilador de tiro inducido que extrae los gases de combustión luego de los filtros de manga, y los lleva a la chimenea.

Los ácidos que condensan con la caldera fuera de servicio dañan severamente por corrosión ácida cuando estos condensan, en los ductos, filtros, precipitadores, silos, precalentadores de aire, ventiladores de tiro inducido e incluso la chimenea (ver imágenes siguientes), por lo que hay que analizar la necesidad y conveniencia de preservar este sistema.

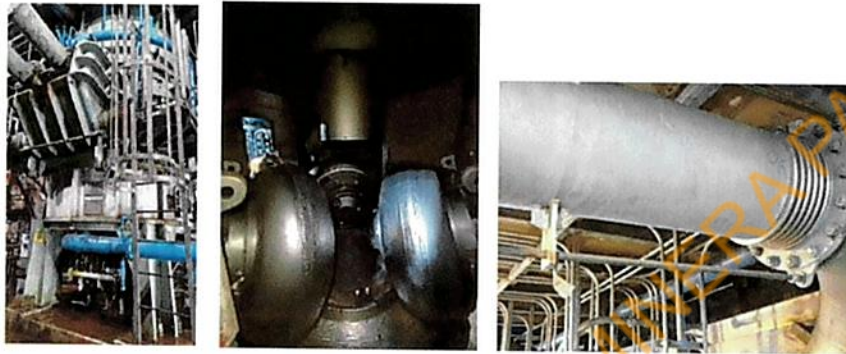


Debido a la dimensión y configuración de este sistema de aire y gases no es viable hacer una preservación, condición que implica la entrada de humedad ambiental altamente corrosiva por la ubicación geográfica, que combinado con los remanentes del ácido clorhídrico resultante de la combustión han de generar severos daños de corrosión, deterioro y fallas de los componentes que integran el sistema.

El sistema de manejo del carbón y aire de combustión hasta llegar a los quemadores quedan con sus superficies sucias y capturan humedad por lo que se generan daños de corrosión bajo depósitos en molinos, elementos estructurales, bandas, ventiladores de tiro, precalentadores de aire y láminas de ductos.



El molino tanto en su parte externa como interior es susceptible a sufrir daños por corrosión por la humedad de este medioambiente marino, que el carbón en polvo absorbe y en los puntos de mayor acumulación del carbón se generarán profundas picaduras - daños de corrosión bajo depósitos.



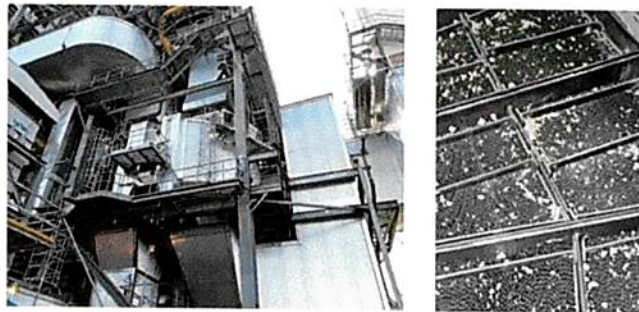
Molino vista externa (lado derecho), vista interna de las molas (centro) y ducto de salida del carbón hacia la caldera (derecha)

En el sistema se pueden tener múltiples puntos de ingreso del aire salitroso y húmedo que podrá generar daños por corrosión en ductos y equipos. Esta humedad puede llegar hasta los quemadores.

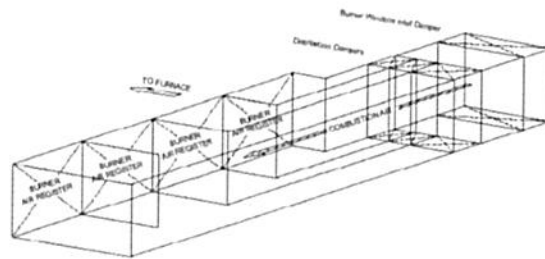
Para considerar este sistema dentro del plan de preservación habría que limpiar e impregnar todas las superficies internas con un inhibidor que prevenga la condensación de la humedad.



Los Precalentadores de aire de combustión y ductos de aire hasta los quemadores tienen muchos posibles puntos de ingresos de aire y humedad medioambiental que pueden generar severos daños por corrosión en los propios precalentadores de aire y en los ductos que llegan hasta los propios quemadores.



Vista externa de los precalentadores de aire (derecha) y vista interna de las cestas (derecha) mostrando acumulación de cenizas.



Disposición del conducto de aire secundario de entrada del quemador – Ducto de aire sobre fuego (derecha)

Para una preservación apropiada del sistema de aire sería necesaria su limpieza e impregnación con algún inhibidor que aisle las superficies metálicas de la humedad para prevenir los potenciales daños por corrosión

En los propios quemadores ocurren estos daños por corrosión en las superficies internas que absorben humedad y en el refractario que conforma las gargantas de los quemadores, estos se degradan por los ácidos generados durante la combustión.



Preservación de componentes auxiliares

La protección de los componentes auxiliares de una central eléctrica durante el stand-by es tan importante como la protección de las calderas y/o turbinas. Sin embargo, puede resultar poco práctico proteger todos los equipos auxiliares durante una parada. En algunos casos, el costo de la preservación puede aproximarse al costo del reemplazo, en cuyo caso el tratamiento de reserva no sería rentable.

Los equipos eléctricos deben aislarse y bloquearse según sea necesario por motivos de seguridad.

Para garantizar la confiabilidad y seguridad operacional de todos y cada uno de los equipos y sistemas que conforman una planta de generación de energía, es indispensable que se establezca una preservación adecuada y bien controlada de los Sistemas Eléctricos – Electrónicos – Telecomunicaciones e instrumentos, tanto en las Salas de Control, CCM, Gabinetes y Tableros tanto dentro de los edificios como en la intemperie, para evitar daños por corrosión



Corrosión Bajo Aislamiento Térmico (CUI) y Corrosión Atmosférica:

Finalmente, los equipos principales, ductos y tuberías de la planta de energía trabajan normalmente a presiones y/o temperaturas elevadas, por lo que no se permite la condensación de la humedad en sus superficies externas y se mantienen secas evitando la corrosión de estas. Considerando los daños que genera la corrosión atmosférica marina y sobre todo los daños de corrosión bajo aislamiento térmico (CUI), que es controlada por la temperatura de operación normal de las superficies de la mayoría de las tuberías y equipos, incluyendo el desaireador, las propias calderas y la mayor parte de los recipientes de la planta de generación de energía.



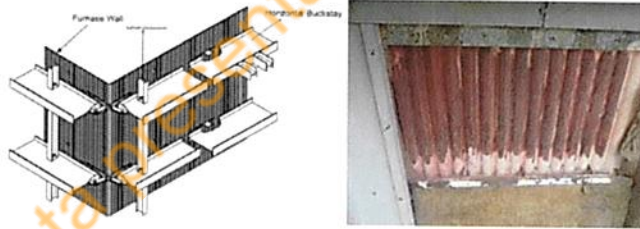
A continuación, ejemplos de daños por corrosión bajo aislamientos térmicos CUI en tuberías



Daños por corrosión bajo aislamientos térmicos CUI se puede generar sobre la superficie de cualquier componente muy importante, como el ejemplo que se muestra en el domo superior de una caldera.



Cuando la caldera está fuera de servicio, en un ambiente marino, este fenómeno de corrosión CUI, puede ocurrir en la superficie externa de los tubos de las paredes del hogar de la caldera, como se muestra a continuación:



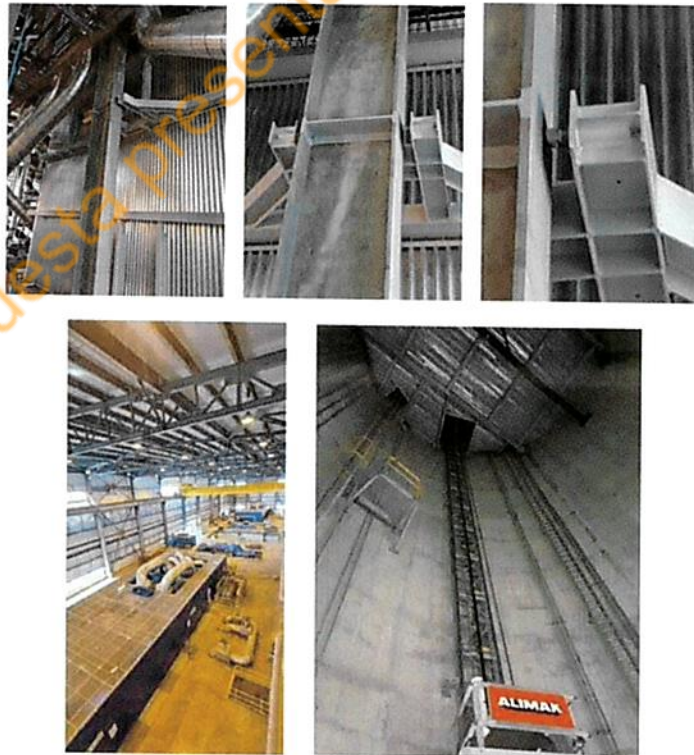
Ejemplo de CUI en las superficies de tubos de las paredes, colectores y elementos estructurales



Daños por corrosión atmosférica pueden afectar también a las válvulas de alivio de presión que protegen a las calderas y diferentes componentes del sistema de manejo de vapor. Son muy pocas las válvulas de alivio de presión que son bridadas (como se ve abajo en la foto de la izquierda), que pueden desmontarse y preservar en almacén en un ambiente acondicionado. La mayoría de las válvulas de alivio de presión de los elementos de alta presión son fijas – soldadas a los equipos o tuberías, por lo que no podrán ser desmontadas y preservadas adecuadamente para evitar sus daños (como los que se observan en los resortes de la foto de la derecha) y reparaciones mayores o reemplazos, una vez que se reinicien las operaciones.



Toda la **estructura que conforma el sistema de generación de vapor, la casa de turbinas, incluyendo la obra civil de la chimenea y toda la planta de energía de Minera Panamá** requiere ser rutinariamente mantenida, con la finalidad de prevenir daños por corrosión atmosférica y un medioambiente severamente corrosivo.



Arranque después de la preservación

Es esencial que se sigan los procedimientos adecuados para reiniciar los equipos de cada unidad después de la prolongada parada. La eficacia de la preservación puede resultar evidente durante la puesta en marcha, si se controla adecuadamente.

Los indicadores pueden ser concentraciones de lodos, óxidos – herrumbre muy altas o muy bajas que ingresan a la caldera desde el sistema de condensado/agua de alimentación. Si no se tuvo el cuidado adecuado, puede ser necesario volver a limpiar los equipos y tuberías o incluso reemplazarlo antes de devolverlo al servicio.

La preparación para la puesta en marcha debe comenzar mucho antes de la fecha de inicio prevista. Algunas sugerencias para ayudar a simplificar la puesta en marcha son:

Antes de volver a poner la turbina en servicio después de su preservación:

- Se deben retirar todas las bridas ciegas y el compuesto preservador de la turbina y los sistemas auxiliares.
- La unidad deberá inspeccionarse para determinar si es necesaria una limpieza posterior a la preservación.
- Se deben inspeccionar válvulas, motores, bombas y álabes de turbina. Si se encuentran productos de corrosión o depósitos, se deben eliminar.
- El aceite de turbina en circulación debe limpiarse y comprobarse su condición fisicoquímica.
- Deberían seguirse los procedimientos de comisionado y puesta en marcha del fabricante.

Antes de volver a poner la caldera en servicio después de su preservación en seco:

- Desconecte el suministro de nitrógeno y abra todos los venteos de la caldera.
- Enjuague para eliminar todos los lodos acumulados e inspeccione la caldera
- Químicamente ha de limpiarse si es necesario.
- Retire los sellos temporales utilizados durante el período de almacenamiento.
- Asegúrese de que los programas de mantenimiento de la válvula de alivio de seguridad estén actualizados,
- Llene la caldera con condensado limpio y realice una prueba de presión para verificar la hermeticidad de la caldera
- Tras una prueba de presión satisfactoria, drene la caldera al nivel de funcionamiento normal.
- Llevar a cabo las pruebas a satisfacción de funcionamiento del sistema de control y seguridad de la caldera
- Verificar que los auxiliares y la instrumentación de la caldera estén operativos.
- Preparar y encender la caldera.
- Pruebe las válvulas de alivio de presión de la caldera bajo presión de vapor antes de poner la caldera en servicio a plena presión de operación.

Conclusiones

Cada periodo de preservación, dependiendo de su duración y naturaleza, presentará un conjunto único de problemas. Por lo tanto, todos los programas de preservación deben diseñarse para superar dichos problemas y, al mismo tiempo, seguir siendo lo suficientemente flexibles para adaptarse a eventos y situaciones imprevistas que puedan surgir. Los procedimientos básicos de preservación en este consenso tienen como objetivo presentar los métodos y materiales necesarios para satisfacer esta necesidad.

Las actividades de preservación deben ser consideradas de muy corto plazo, usando como referencia las recomendaciones planteadas por las mejores prácticas del propio fabricante de cada equipo, ASME, EPRI, ABMA, etc.

El diseño de este tipo de plantas es para régimen de operación continuo con paradas un poco más prolongadas solamente para mantenimiento los sistemas principales como turbina, generador y caldera.

- Luego de una parada prolongada debe realizarse
 - una inspección detallada de condición interna y externa de los equipos, considerando posibles daños avanzados de corrosión bajo aislamientos térmicos, y
 - un mantenimiento mayor de todos los sistemas previos al arranque, posiblemente reemplazar algunos componentes.
- Un comisionamiento de
 - todos los sistemas y equipos críticos mecánicos, y
 - sistemas de control, pruebas de sistemas de seguridad y protecciones de turbina y generador y de caldera
- Mantenimiento y calibración de las Válvulas de alivio de presión.

Debido a lo complejo de una preservación completamente efectiva, como se ha indicado en la sección "Dificultades Técnicas de la Preservación por largos periodos de un sistema fuera de servicio" se debe considerar muy bien la opción de una preservación prolongada de las unidades.

Con base en lo antes expuesto, para periodos prolongados de preservación para garantizar la integridad y confiabilidad de todos los equipos y sistemas que conforman una planta de generación de energía, en el largo plazo, manteniendo su capacidad de producción, integridad física, garantizando la seguridad y devolviendo el retorno de la inversión para la cual fueron instaladas las unidades, se concluye que la mejor manera de preservarlos y garantizar una vida útil prolongada es teniéndola en servicio y a su carga nominal, siguiendo los procedimientos operacionales adecuados postulados por el fabricante, asegurando una combustión eficiente y un tratamiento del agua y el vapor dentro de los parámetros establecidos por las normas correspondientes, para las presiones de operación.



Reporte elaborado por: **Carlos Lasarte**

<https://www.linkedin.com/in/carlos-luis-lasarte-valc%C3%A1rceI-45bb3924/>

Licenciado en Química de la Universidad Central de Venezuela 1981 y Especialista en Ciencias y Técnicas de la Corrosión de la Universidad de Ferrara, Italia 1986, con más de 40 años de experiencia en la evaluación de condición, inspección y análisis de causas de fallas de calderas en Termoelectricas, Petroquímicas, Refinerías de petróleo y Plantas de diferentes procesos.

Instructor Autorizado ASME desde el año 2002 para los cursos de la Sección VII (Cuidado de Calderas de Potencia) del BPVC y Planes de Inspección de Calderas basado en Riesgos, según el Código ASME PCC3.

Se ha desempeñado como:

- Director General de Combustión, Energía & Ambiente desde 1997 a la fecha, Consultor en Calderas y Prevención de la Corrosión
- Consultor Independiente – Contratista de ASME S&C y del National Board para Latino América,
- Consultor de la Unidad Reguladora de Servicios de Energía y Agua URSEA para el desarrollo del Reglamento de Generadores de Vapor de Uruguay,
- Director Académico del Diplomado Universitario sobre Inspección Integral de Condición de Calderas en Servicio (IAS-UTN Argentina),

Actividad Institucional – Integrante de Comités de Normalización

- **NFPA 85:** Miembro del Comité Técnico sobre “Fundamentos de Sistemas de Combustión Riesgosos” Desde marzo 2010 hasta la fecha.
- **NFPA 350:** Miembro del Comité Técnico sobre “Prácticas Seguras de Trabajo en Espacios Confinados” Desde abril 2020 a la Fecha
- Miembro Contribuyente en los **Comités del BPVC de ASME:**
 - **Sección IV** Reglas para la construcción de calderas de calefacción - Subgrupo sobre Cuidado y Operación de Calderas de Calefacción del 2016 al 2023
 - **Sección XIII** Reglas para la Protección a Sobrepresión - Subgrupo sobre Requerimientos Generales del 2018 al 2023
 - Chairman Subgrupo de Traducción al Español del Código B&PV – **Sección VI y VII** (Lineamientos de cuidados de Calderas de Potencia y Caldeas de Calefacción) del 2018 al 2020

Como Voluntario en ASME

- Cuenta con el nivel honorario de miembro Fellow y otros varios reconocimientos como el McDonald Mentoring Award; Certificate of Recognition for Outstanding Contribution to Grow up ASME Members and Students in Venezuela and all LA&C Countries as the Current SSA District I and ASME Leader LA&C Countries for Many Years y Deep Appreciation for Participation and Outstanding Service as SSC Representative District I;

Fue:

- El primer Consultor para el VP de la Región Internacional de ASME (Región XIII) para la Sub-Región Latinoamérica & Caribe (LAC);
- El primer Líder del Distrito I ASME (Latinoamérica & Caribe) 2005 al 2007;
- Lideró para el Distrito I el Affinity Group sobre Operación & Mantenimiento de Calderas y
- Lideró el Capítulo Técnico de Calderas – Latinoamérica dentro de la División Técnica de Power;
- Coordinó el Programa “Generación de Relevo” para “Inspectores de Condición para la Certificación de Calderas”.

Más de 30 artículos técnicos publicados sobre prevención de la corrosión y confiabilidad, fallas e inspección de calderas.

Editor Director de la Revista Digital “Calderas...Guía del Usuario (en la industria y comercio)” ISSN 2710-754X, Desde mayo 2020 a la fecha.