6.7.3. ABASTECIMIENTO DE LA REMOCION DE HUMEDAD.

El trabajo en ésta área es promisorio como las oportunidades de examinar resultados de las primeras modificaciones ocurridas. Las turbinas principales que previamente han sido encontradas seriamente erosionadas por los pigmentos de humedad en los álabes de rotor y fue necesario remplazarlas, fueron encontradas en perfectas condiciones con solo ligeras señales de aspereza en las orillas de estelita. Hace cuatro años cuando los álabes de reemplazo fueron instalados, las orillas de arrastre de las toberas de diafragma fueron estrechadas a 0.254 mm (.010 in), incluyendo las toberas de las uniones horizontales. Los sellos radiales fueron removidos también de la turbina, para propósitos comparativos.

El trabajo hecho durante el programa de 1979 con las máquinas apagadas para ser reparadas incluyó la instalación de huecos de drenaje más amplios, contenedores de drenaje, atrapadores de agua, captores y removedores de sellos radiales en las últimas tres etapas.

En otro grupo de turbinas auxiliares los ductos de diafragma del drenaje fueron encontrados casi completamente tapados por la corrosión. La reparación consistió en agrandar los ductos e instalar un sello sin estaño en las mangas. Esta misma turbina tuvo una cavidad que tendía a juntar suficiente polvo como para causar fallas en el álabe. Este problema fue corregido separando previamente las líneas de drenaje múltiple e instalando toberas de paso alrededor de las trampas de drenaje.

Sin menospreciar otros medios utilizados para inhibir o eliminar la erosión por partículas sólidas, la SCE ha concluido que las variantes de presión en ciertas calderas de tambor en el sistema pueden ser viables y benéficas. El trabajo en estas áreas continua hasta el momento.

De cualquier forma las líneas de paso de vapor alrededor de las turbinas HP, IP, y LP será solamente considerado para las nuevas unidades. Las líneas de paso Backfitting actualmente se presentan como una opción poco atractiva económicamente comparada con otros esfuerzos que se han hecho para afrontar el problema de la erosión por partículas sólidas en las toberas y álabes, también serán empleadas nuevas unidades de materiales en tubos de las calderas, así como tubos cromados para prevenir la exfoliación de la superficie interna del tubo.

6.8. AUDITORIAS TECNICAS PARA EVALUAR LA EFICIENCIA Y POTENCIA DE TURBINAS DE VAPOR Y SU IMPACTO EN LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO.

6.8.1 INTRODUCCION.

Actualmente el país demanda una óptima utilización de todos sus recursos y esto incluye también a las Centrales Generadoras de Electricidad.

El deterioro lento pero permanente de la trayectoria del flujo causa cambios en la geometría original del sistema de álabes y en consecuencia disminuye la eficiencia y la capacidad de generación de las turbinas.

Se presenta un método completo de análisis de turbinas de vapor y directamente aplicable en campo a los diferentes problemas que una turbina puede presentar tales como: erosión por partículas sólidas o por humedad, corrosión, desgaste de sellos, depósitos, daños por cuerpos extraños, fallas en sus componentes, efectos abrasivos del proceso de limpieza, etc. Con ello es posible tomar decisiones acertadas sobre los trabajos de mantenimiento con un orden de prioridad fundamentado en el análisis de todos y cada uno de los factores que afectan el comportamiento de la turbina.

Esta metodología es utilizada durante un mantenimiento en donde se aplican las recomendaciones preventivo-correctivas derivadas de este estudio. Este análisis consiste en la "Evaluación e Identificación debido al Deterioro de sus Componentes (EVIDEP)". EVIDEP proporciona la identificación del derrateo de potencia y la cuantificación del mismo, a través de la medición directa del sistema completo de álabes fijos y móviles, y del cálculo de su comportamiento trabajando de acuerdo a las condiciones de operación nominales "punto de referencia" y además con los daños presentados al momento del análisis.

Esta evaluación es considerablemente útil en la dirección o coordinación de las plantas de generación al tomar decisiones correctas en cuanto a las fechas de los mantenimientos mayores y a la adquisición de partes de reemplazo, así como para determinar las causas de alteración del régimen térmico. Adicionalmente los resultados obtenidos pueden utilizarse para un diagnóstico preciso del funcionamiento durante la operación de la turbina.

Hasta la fecha más de 30 turbinas han sido analizadas con este método de EVIDEP con resultados excelentes y reconocidos internacionalmente.

6.8.2. CONCEPTUALIZACION BASICA DEL PROBLEMA.

Los cálculos de las características que describen el fluido de trabajo se han usado por muchos años en el análisis y diseño de turbomáquinas, sin embargo dichos análisis se han aplicado a casos aislados y específicos de algunas turbinas.

Para el desarrollo de EVIDEP se consideran los fundamentos de las teorías establecidas hasta el momento para aplicarlas a los casos reales de las Centrales Generadoras del país.

Para poder unir las teorías desarrolladas sobre el análisis del comportamiento de los fluidos se presentan ahora fotografías que muestran problemas en turbinas que fueron analizadas con el método de EVIDEP y junto con ellas el modelo teórico establecido para poder realizar su simulación computacional.

La figura 1 muestra un fuerte desgaste en los perfiles de álabes con lo que la distribución de las velocidades y presiones no es la de diseño, esto ocasiona una disminución en la capacidad de generación.

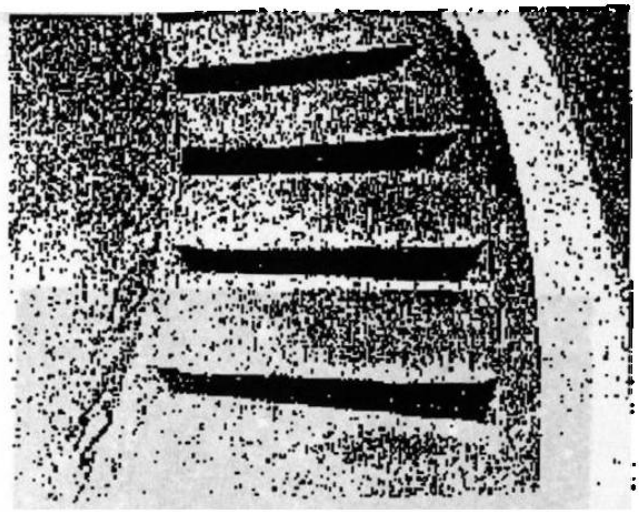


Fig. 1 Dobles de los Filos de salida de los Alabes

La figura 2 muestra el desgaste completo de sellos radiales, con ello se genera un incremento de fuga de flujo que no realiza trabajo, en ocasiones se presentan problemas tan fuertes como un aumento de 200% respecto del huelgo original, provocando pérdidas de hasta 15 MW en turbinas de potencia de generación elevada con su consecuente pérdida económica. Como se verá posteriormente, ésta es la causa principal del derrateo de potencia en las turbinas del país.

Fig. 2 Muestra el Desagaste completo de sellos en una turbina de vapor

La figura 4 muestra fuertes depósitos en los álabes, los cuales cambian la rugosidad de diseño por una mucho mayor, disminuyen la garganta del canal de álabes, cambian las dimensiones originales del álabe y con ello todo el comportamiento esperado y "óptimo" del flujo.

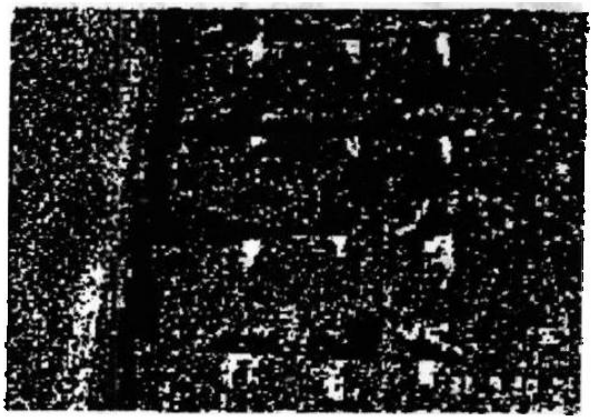


Fig. 4 Fuertes depósitos en los diafragmas de turbina
Cambiando además la rugosidad y viscosidad

Sin embargo, esto no es nuevo. Muchas centrales generadoras en muchos países viven estos problemas durante cada mantenimiento, lo que es nuevo y es resultado del análisis de EVIDEP es determinar cuánto se pierde por cada concepto y de allí, identificar en qué se debe centrar el esfuerzo.

Para entender el estudio del comportamiento de los fluidos es necesario analizar el comportamiento de los flujos internos. En primer lugar existen gradientes elevados de presiones axiales, radiales y tangenciales dentro del paso del flujo debido a sus giros dentro de las coronas del álabe. Estos giros redistribuyen el campo de vorticidad entrante y generan flujos transversales, figura 5. Con altos gradientes ocurre la separación o desprendimiento del flujo y en algunas separaciones sucede un reacoplamiento del mismo.

6.8.3. DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE COMPUTO.

Para efectuar este tipo de análisis es necesario contar con programas de cómputo para el análisis aerodinámico y termodinámico a través de la trayectoria completa del flujo en la turbina. En este caso se requiere aplicar programas desarrollados con modelos en una y dos dimensiones (1D, 2D). El modelo 2D se utiliza para las últimas etapas de turbinas de baja Presión y el modelo 1D para las restantes que componen la turbina.

Se requirió de muchos años de experiencia para desarrollar los algoritmos y los programas de cómputo aplicados en este análisis. Se utilizaron resultados de comparación de cálculos y mediciones térmicas de turbinas en Centrales de Generación.

El programa tiene la capacidad de efectuar el cálculo de turbinas con n etapas ($n=1,\ldots,\infty$), turbinas formadas por una sola sección o varias secciones (Alta, Intermedia o Baja Presión), con o sin extracciones, con álabes rectos o cónicos, con o sin etapa de Control, para turbinas de impulso o de reacción. Además calcula pérdidas por fugas, por humedad, por perfil, fuerzas axiales, propiedades del flujo, caída de entalpía punto por punto a través de toda la línea de expansión, eficiencia y potencia de salida etapa por etapa en un circuito de iteración, y proporciona resultados globales de la turbina completa.

El cálculo se realiza en cuatro planos 0-0, 1-1, 1d-1d, 2-2, los cuales se localizan a la entrada y salida del álabe fijo y del álabe móvil, respectivamente. El flujo se divide en N tubos de corriente ($N_{máx}=20$).

6.8.4. DIAGRAMA DE FLUJO.

El programa de cómputo tiene la capacidad de calcular las características de operación de la Plantas de Generación reales.

En este algoritmo se aplica la ecuación simplificada de equilibrio radial.

$$\frac{1}{\rho\sigma_r}\left(\frac{\sigma\gamma}{r}\right)=\left(\frac{c\theta^2-cz^2}{R}\right)-\left(\frac{c_r\sigma c_r}{\sigma_r}\right)$$

donde:

$$R=\frac{\sigma\gamma}{\sigma_r}$$

Se realizan las siguientes suposiciones sobre el flujo:

- Flujo estacionario en la etapa,
- Flujo axisimétrico en la etapa,
- Flujo adiabático con pérdidas debidas a la viscosidad,
- Cambios en la densidad del vapor,
- Influencia de la capa límite en el campo de flujo,
- Flujo homogéneo a la entrada de la etapa.

El modelo matemático se basa en el sistema de ecuaciones formado por las ecuaciones de balance de masa, energía, momento y en las leyes de la termodinámica.

Las ecuaciones son aplicadas a cada tubo de corriente y el valor final de la variable de salida es resultado de procesos iterativos y de la integración de todos los tubos de

corriente. El cálculo se realiza rueda a rueda y etapa por etapa. La característica del algoritmo es que para el estractor se aplica la ecuación de equilibrio radial simplificada.

Las eficiencias se calculan de:

$$\eta_1 = 1 - \zeta_{11} \ , \ \eta_2 = 1 - \zeta_{12}$$

donde:

$$\zeta_{11} = 1 - \frac{c_1^2}{c_{1g}^2} \ , \ \zeta_{12} = 1 - \frac{w_1^2}{w_{2g}^2}$$

La potencia de salida es:

$$P_1 = M_0 h_1$$

y para el grupo completo de etapas, la eficiencia es:

$$\eta_{gr} = \frac{\sum_{i=1}^{N} h_{t,i}}{i_{0r(1)} - i_{2gr}}$$

Una de las características más importantes de este programa de cómputo es el cálculo de las pérdidas totales y adicionales.

Las pérdidas calculadas son:

Pérdidas totales:

$$Y_1 = Y_p + Y_s$$

Pérdidas por perfil:

$$Y_p = Y_{ph}X_{pr}X_{\pi}X_{pd} + \Delta Y_{pd} + \Delta Y_{phf} + \Delta Y_{pe}$$

Pérdidas por flujo secundario:

$$Y_s = Y_{sh}X_{sh}X_{sr}$$

Pérdidas adicionales:

- Pérdidas por fugas
- Pérdidas por fricción
- Pérdidas por admisión parcial
- Pérdidas por humedad
- Pérdidas por el alambre de amortiguamiento

Para el cálculo de las pérdidas adicionales se utilizan diferentes métodos de cálculo de pérdidas. Estos métodos son amplios y complejos por lo que para entender los detalles se sugiere revisar las referencias mencionadas.

Dentro del mantenimiento las pérdidas pueden dividirse en:

- Pérdidas recuperables
- Pérdidas no recuperables

Las primeras son aquellas que pueden evitarse cambiando o recuperando elementos de la turbina durante el mantenimiento; las segundas, constituyen el grupo de pérdidas que permanecerán debido al desgaste de los elementos de la turbina debido a su envejecimiento.

Las pérdidas recuperables (durante un mantenimiento) son causadas por:

- Incremento de claro de sellos
- Depósitos
- Daños en el borde de la estelita de los alabes
- Incremento de la rugosidad por depósitos
- Daños mayores en álabes que deben ser reemplazados

La disminución de eficiencia causada por la pérdida de material, incremento de la garganta y rugosidad del álabe en el sistema completo de álabes en el sistema completo de álabes, no son fácilmente recuperadas.

6.8.5. DATOS DE ENTRADA.

El cálculo considera tres tipos diferentes de datos de entrada:

Datos de la geometría de diseño y las condiciones de operación a carga base de la turbina proporcionados por el fabricante, o de la turbina nueva o se calculan.

Geometría de la turbina al salir a mantenimiento, indicando el deterioro de los elementos de la turbina.

Geometría de la turbina al terminar el mantenimiento, que será modificada debido al reemplazo, limpieza y/o recuperación de elementos de la turbina.

La geometría del sistema de álabes requerida incluye:

- Dimensiones de cada álabe y rueda fija y móvil: largo, ancho, ángulo metálico, diámetro, garganta, espesores, cuerda, etc.

- Dimensiones de cada etapa

- Claros de sellos internos y externos

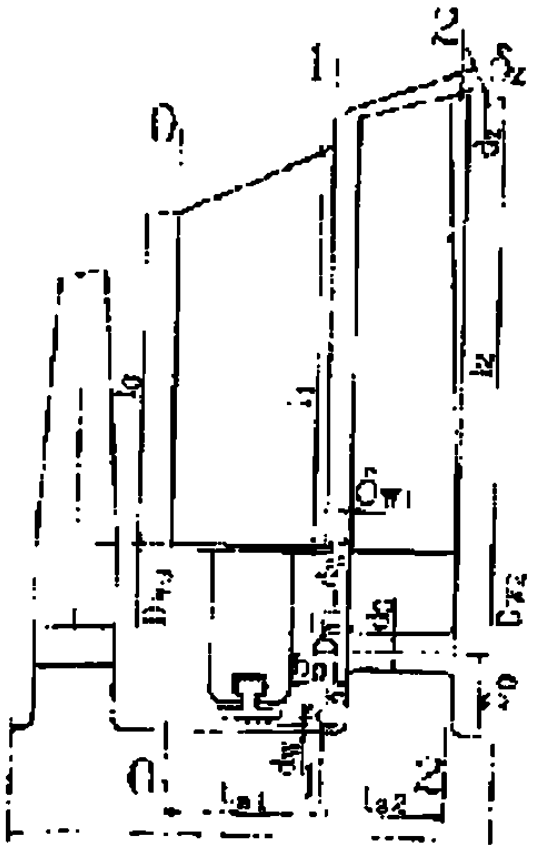


Fig.8 Ilustración del modelo geométrico a la entrada y salida de los álabes fijos y móviles

Las Figuras 8 y 9 ilustran la geometría requerida para el cálculo.

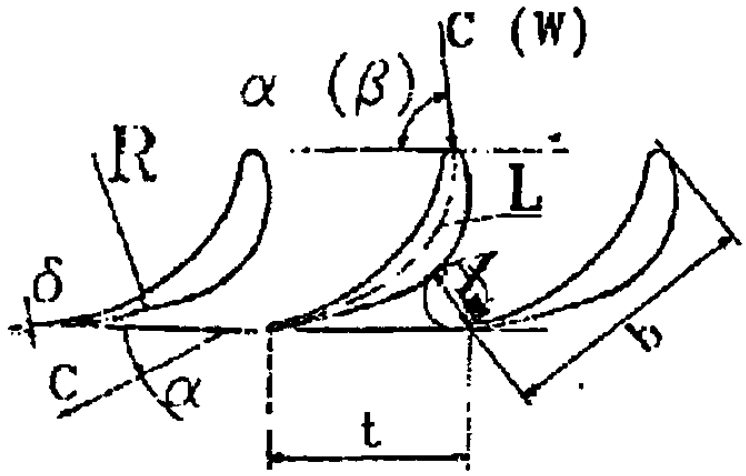


Figura 9. Ilustración de las dimensiones de los perfiles de álabes.

Estas dimensiones son tomadas en varios puntos a lo largo del álabe y para varios álabes. Con esta información se toma un promedio de la interpolación de cada dimensión en cada línea de corriente.

Los parámetros de las condiciones de operación necesarios son: flujo másico, presión de entrada y salida, temperatura de entrada; si existen extracciones se requiere el flujo de extracción y, si existe una etapa de control, se requiere el flujo por los sellos de la etapa y la eficiencia de la misma.

Considerando la geometría y las condiciones de operación de diseño se calculan la eficiencia y potencia de referencia para la evaluación de las pérdidas.

A continuación se determina el comportamiento de la turbina considerando ahora, como datos de entrada, la geometría modificada por la influencia de las pérdidas que incluye los cambios respecto a su valor de diseño debido al deterioro de algunas dimensiones como son la garganta, claros de sellos, bordes de salida, etc. La diferencia entre los dos cálculos son las pérdidas causadas por el deterioro de la trayectoria del flujo.

6.8.6. RESULTADOS DEL ANALISIS.

En esta sección se presenta un resumen y la tendencia general de comportamiento de las pérdidas analizadas, y además se proporciona casos de aplicación especifica.

Debido a que la distribución de las pérdidas tiene un comportamiento similar para turbinas a diferentes condiciones de operación y potencia de generación, en la Tabla 1 se presentan los resultados de la tendencia global del comportamiento de las pérdidas totales en las turbinas analizadas.

De esta manera, la tendencia indica que el problema mayor en las turbinas de vapor es que los huelgos de los sellos internos son mayores (o mucho mayores) a los recomendados por el fabricante. Seguido por los problemas que se presentan en la etapa de regulación donde la erosión por partículas sólidas es el principal factor de desgaste en esta etapa.

Sin embargo y como ya se mencionó, las dos primeras causas de disminución de potencia son problemas recuperables, por lo que es posible retornar prácticamente a la generación de potencia original de la turbina.

A la fecha, cuantificando la potencia recuperada se ha obtenido un beneficio en capacidad instalada de

$$65{,}722 \text{ kW/hr} * \$300.00 \text{ M.N./(kW/hr)} = 19{,}716{,}600.00 \text{ M.N.}$$

y con ello, el ahorro de combustible es:

8,700 hr/año * 65,722 kW/hr * $0.3 M.N. = $171,534,420.00 M.N./año

6.8.7. EJEMPLOS DE APLICACION.

A continuación se presentan casos de aplicación a turbinas bajo diferentes condiciones de operación y generación.

Ejemplo 1. El primer caso es una turbina de 158MW. El análisis se realizó considerando por separado cada una de las secciones que componen la turbina completa.

- Sección de Alta Presión., 6 etapas.
- Sección de Intermedia Presión. 6 etapas.
- Sección de Baja Presión. Doble flujo con 6 etapas cada uno.

Los problemas principales dentro de la trayectoria del flujo de estos álabes fueron: erosión por partículas sólidas y como consecuencia desprendimiento de material en la Etapa de Regulación y en la Sección de Alta Presión, modificando la geometría original del canal de flujo, incremento excesivo de claros de sellos internos, aumentando la rugosidad también a consecuencia de la erosión y además por depósitos.

Se efectuó el cálculo después de la preparación de los datos de entrada obteniéndose:

Componentes Dañados	Pérdidas antes de mantenimiento [KW]	Pérdidas después de mantenimiento [KW]
Etapa de Control	2,677.0	943.0
Sellos Internos	4,507.3	1,240.0
Rugosidad	336.0	0.0
Sellos Externos	477.3	440.0

TABLA 6.8.1. Resultados del análisis de la turbina de 158MW antes y después del mantenimiento.

Ejemplo 2. En este caso se presenta una turbina de 300MW de generación nominal, formada por:

- Etapa de Regulación
- Sección de Alta Presión
- Sección de Intermedia Presión
- Sección de Baja Presión

Las causas principales del derrateo de potencia fueron:

Desgaste de toberas de la etapa de regulación debido a erosión por partículas sólidas.

Deterioro marcado en todo el sistema de sellos radiales internos y externos

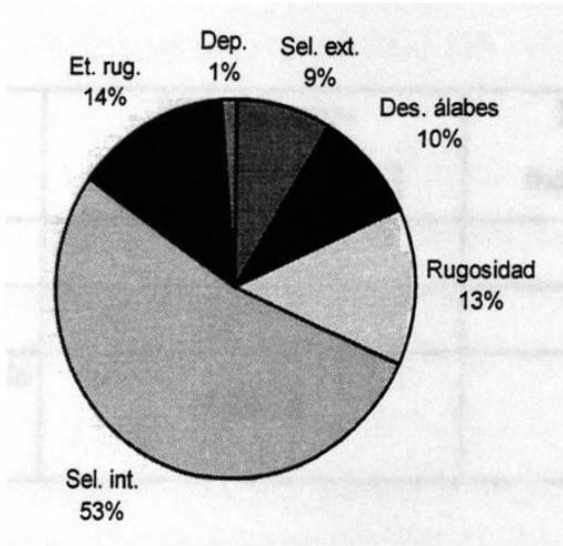


Figura 10. Resumen del resultado Global del Análisis de la Disminución de Potencia en Turbinas de Vapor durante 1995-1996.

En la figura 10 se presenta una gráfica de la proporción de la influencia de las pérdidas sobre la pérdida total, así como la potencia recuperada.

El régimen térmico a condiciones nominales para estas turbinas es de 7,989 Btu/kW. Considerando la influencia de las pérdidas antes mencionadas sobre el régimen térmico,

éste sufre un incremento de 3.481%. A continuación se realiza un cálculo conservador del costo asociado a este incremento:

$$\frac{287{,}190\ kW/hr * 1.02 * 2.0dls * 8760\ hrs/año * 0.0348 * 7989\ Btu/kW}{1 * 10^6\ Btu}$$

Costo adicional de combustible por año = $1,427,237.00 Dls.

Si la turbina requiriese alcanzar la potencia nominal trabajando bajo estas condiciones, el incremento del flujo de vapor necesario implicaría un incremento en el régimen térmico de 4.384%, lo cual tendría asociado un costo adicional de combustible de $1,797,474.00 dls/año.

Componentes Dañados	Pérdidas antes mantenimiento [KW]	Pérdidas después mantenimiento [KW]
Etapa de control	1,320.0	0.0
Sellos internos	7,614.7	1,307.9
Sellos externos y Etapa de regulación.	2,002.8	131.0

6.8.8. CONCLUSIONES.

Después del análisis de más de 30 turbinas en las que se ha aplicado este método de análisis, se presentan las siguientes conclusiones:

Para resolver este tipo de problemas es necesario conocer y/o entender el comportamiento de los flujos internos en las turbomáquinas. Esto requiere de numerosos análisis para un diagnóstico exitoso de los problemas que puede presentar una turbina.

En este análisis se han aplicado métodos de análisis en 1D y 2D, proporcionando resultados de potencia y eficiencia satisfactorios, que al ser corroborados con la potencia generada, una vez puesta en marcha nuevamente la unidad, han verificado el diagnostico establecido.

Se proporcionaron ejemplos de aplicación con gráficas sobre la influencia de cada pérdida sobre la pérdida total, así como la potencia recuperada y las pérdidas remanentes.

Se presentó un análisis de la influencia de las pérdidas sobre el régimen térmico.

Se presentó un análisis estadístico de la influencia de las pérdidas sobre todas las turbinas analizadas, mostrándose la importancia de la pérdida por incremento en claros de sellos internos, sin embargo ésta es una pérdida catalogada como recuperable durante los trabajos de mantenimiento.

Se puede desarrollar un análisis similar para cada uno de los diferentes elementos que componen el Ciclo de la Turbina y por supuesto, no sólo para turbinas de Vapor sino para Turbinas de Gas y Compresores. Esto último ya ha sido desarrollado y aplicado a casos específicos de Turbinas de nuestro país.

6.9. ANALISIS, DIAGNOSTICO Y REHABILITACION DE COMPONENTES DE TURBINAS EN CTE's.

6.9.1. INTRODUCCION.

Los costos de los combustibles, el creciente interés en el uso racional de los recursos naturales y las restricciones impuestas por las agencias reguladoras del medio ambiente; además de una tendencia encaminada al control total de calidad, han originado la ineludible necesidad de que las plantas generadoras de potencia eléctrica, operen en su punto óptimo de funcionamiento.

Durante los mantenimientos de las turbinas, es común observar desgaste en toberas, diafragmas y sellos, así como daños en álabes móviles ocasionados por la presencia de partículas sólidas; estos desgastes reducen considerablemente la eficiencia de la turbina, aumentando el consumo específico de calor, y teniendo como consecuencia final una pérdida económica considerable.

Para analizar el funcionamiento de una turbina de vapor, realizando un análisis termodinámico del flujo, es necesario conocer la geometría real de la turbina, así como sus condiciones de operación; por lo que se hace indispensable las mediciones físicas en campo, debido a que los componentes sufren deterioro o modificaciones después de un cierto período de operación.

En el análisis termodinámico presentado en este reporte, se utilizó como herramienta de cálculo el programa TUR-88, propiedad del IEE. Este programa involucra aspectos termodinámicos, aerodinámicos y de geometría, y realizar el cálculo termodinámico

siguiendo la trayectoria del flujo en una y dos dimensiones en turbinas de vapor, cuya geometría es conocida.

6.9.2. ALCANCE.

Este trabajo presenta los resultados de la medición de la geometría del canal de flujo, los cálculos de potencia y eficiencia, las recomendaciones para el mantenimiento y los resultados de la inspección visual de la turbina de la Unidad 3, de la C.T. Río Escondido.

6.9.3. OBJETIVO.

El objetivo principal de este trabajo, es cuantificar las pérdidas de potencia y eficiencia debidas al deterioro de los principales componentes de la turbina, además de determinar la influencia de las pérdidas en el consumo térmico unitario.

6.9.4. MEDICION DE LA GEOMETRIA DEL CANAL DE FLUJO.

El sistema de álabes fijos y móviles se compone de:

- Una etapa de control de dos pasos.

- Diez etapas de presión altas.
- Cuatro etapas de presión intermedia alta.
- Cuatro etapas de presión intermedia baja.

Cabe mencionar que en este caso se tomó información de la turbina de la unidad 2, tal como: número de álabes, diámetros, longitudes de álabes, etc.; midiéndose las dimensiones susceptibles de cambio; tales como: garganta de salida de los álabes, paso, claros de sellos, depósitos, etc.

6.9.5. ESTADO ACTUAL DE LOS DIAFRAGMAS.

6.9.5.1. BLOQUE DE TOBERAS (CURTIS 1).

La parte superior se encuentra en buenas condiciones.

La parte inferior tiene 14 álabes severamente erosionados, que son los siguientes (numerados en dirección del flujo): 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 20, 21, 26 y 27. Los álabes 7 y 18 tienen filos de salida desgastados y el álabe 22 tiene ligeramente deformado el perfil cóncavo.

El desgaste de los álabes del bloque de toberas representa un incremento de 2 a 3% del área de salida.

Recomendación: Rehabilitar los álabes desgastados del bloque de toberas inferior, cuidando de guardar las dimensiones de garganta (*a*), paso (*t*), y la relación garganta/paso (*a/t*), dentro de tolerancias de ± 2.5% para el ángulo.

6.9.5.2. DIAFRAGMA CURTIS 2.

La parte superior se encuentra en buenas condiciones.

La parte inferior presenta filos de salida desgastados de los álabes 16, 17, 19, 21 y 49; numerados en dirección del flujo. También presenta los siguientes álabes golpeados: 9, 20, 25, 27, 28, 29, 32, 34, 43, 44 y 47; siendo los más críticos los álabes 32, 43 y 44.

Recomendación: Rehabilitar los álabes del diafragma inferior que presenta filos de salida desgastados. Enderezar los álabes golpeados severamente (32, 43 y 44), cuidando de calentar previamente a fin de no crear fisuras.

6.9.5.3. DIAFRAGMA 14.

Algunos álabes del diafragma 14 tienen un ligero doblez del filo de salida de aproximadamente 0.5 mm.

Recomendación. Revisar en el próximo mantenimiento el avance del problema.

/

6.9.6. ESTADO ACTUAL DEL ROTOR DE LA TURBINA.

6.9.6.1. RUEDAS 4, 5 y 6.

Los álabes de estas ruedas presentaron depósitos sobre el perfil del lado convexo, en aproximadamente 16% de su superficie.

6.9.6.2. RUEDAS 11 a 14.

Se observaron depósitos sobre la superficie interna del cincho, teniendo un espesor de 3 mm. aproximadamente en las etapas 11 y 12, 1mm. en las etapas 13 y 0.5 mm en la etapa 14.

6.9.6.3. RUEDAS 15 a 18.

Se presentaron depósitos aislados en la superficie interna del cincho de éstas etapas.

6.9.7. ESTADO ACTUAL DE LOS SELLOS INTERNOS.

El claro de los sellos entre diafragmas y rotor (δw), así como entre cincho y carcaza (δz), presenta incremento con referencia a las condiciones de diseño. De la medición de los claros, por parte de la Central, se obtienen los siguientes valores.

	δw		δz	
	Diseño	Antes de mantenimiento	Diseño	Antes de mantenimiento
1C	2.00	1.93	1.40	1.50
2C	1.40	1.68	1.40	1.55
1	1.00	1.33	1.00	1.68
2	1.00	1.53	1.00	2.05
3	1.00	1.61	1.00	1.53
4	1.00	1.58	1.00	1.81
5	1.00	1.57	1.00	1.49
6	1.00	1.24	1.00	1.31
7	1.00	1.25	1.00	1.38
8	1.00	1.35	1.00	1.68
9	1.00	1.46	1.00	1.38
10	1.00	1.39	1.00	1.35
11	0.40	1.20	1.00	1.41
12	1.00	1.66	1.00	1.58
13	1.00	1.58	1.00	1.56
14	1.00	1.58	1.00	1.47
15	1.00	1.68	1.00	1.30
16	1.00	1.52	1.00	1.35
17	1.00	1.88	1.00	1.42
18	1.00	1.96	1.00	1.78

Tabla 6.9.1 Comparación de claros de sellos.

6.9.8. ANALISIS DE LA DISMINUCION DE LA POTENCIA Y EFICIENCIA ANTES DEL MANTENIMIENTO.

Con la información obtenida a través de las mediciones efectuadas y los datos de operación de los balances térmicos de diseño, se realizaron los cálculos considerando la influencia individual de cada uno de los elementos desgastados de la turbina.

6.9.8.1. POTENCIA Y EFICIENCIA DE REFERENCIA.

La Tabla 2 resume los resultados del cálculo para condiciones de referencia.

SECCION	POTENCIA INTERNA [kW]	η(%)
Alta presión	79235	86.77
Presión intermedia	87045	89.29
Baja presión	134850	86.69
Total	301130	87.58

Tabla 6.9.2. Condiciones de referencia de la turbina.

6.9.8.2. PERDIDA DE POTENCIA CONSIDERANDO EL DESGASTE EN LA ETAPA DE REGULACION.

En éste punto se considera la erosión por partículas sólidas que sufrió la etapa de control. A partir de las mediciones realizadas y comparando con los valores de referencia, se llevó a cabo el cálculo cuyos resultados se resumen en la Tabla 3.

SECCION DE LA TURBINA	PERDIDA DE POTENCIA [kW]
Alta presión	1137
Presión intermedia	0
Total de la Turbina	1137

Tabla 6.9.3. Efecto de la erosión en el canal de flujo de la etapa de control sobre la potencia de la turbina.

6.9.8.3. PERDIDA DE POTENCIA CONSIDERANDO LOS DEPOSITOS EN EL CANAL DE FLUJO.

Este punto considera los depósitos sobre la superficie de los álabes, en la sección de alta presión, y los depósitos sobre el cincho de las ruedas de la sección de presión intermedia.

SECCION DE LA TURBINA	PERDIDA DE POTENCIA [kW]
Alta presión	311
Presión intermedia	315
Total de la Turbina	626

Tabla 6.904. Efecto de los depósitos en el canal de flujo sobre la potencia de la turbina.

6.9.8.4. PERDIDA DE POTENCIA CONSIDERANDO EL INCREMENTO EN CLAROS EN SELLOS INTERNOS.

En éste cálculo se considera el incremento de los claros de sellos entre diafragmas y rotos (δw), así como el aumento del claro de los sellos entre cincho y carcaza (δz). Tomando como referencia las mediciones realizadas por el personal de la planta, se muestra la pérdida de potencia en la Tabla 5.

SECCION DE LA TURBINA	PERDIDA DE POTENCIA [kW]
Alta presión	1948
Presión intermedia	1909
Total de la Turbina	3857

Tabla 6.9.5. Efecto del incremento del claro de sellos internos.

6.9.8.5. RESUMEN DE LA POTENCIA Y EFICIENCIA ANTES DEL MANTENIMIENTO DE LA UNIDAD.

En la Tabla 6 se muestra un resumen de los resultados obtenidos de los cálculos realizados, considerando la geometría de la turbina tal como salió a mantenimiento.

ESTADO DE LA TURBINA	POTENCIA	INTERNA [kW]	TOTAL [kW]
Potencia de referencia	79,235	87,045	1,137
Desgaste en la etapa de regulación	1,137		626
Depósitos en el canal de flujo	315	311	3,857
Incremento de claros de sellos internos	1,948	1,909	5,620
Total de perdidas	3,400	2,220	85.78
Eficiencia actual (%)	83.09	87.55	

Tabla 6.6.6. Disminución de la potencia interna y eficiencia debido al desgaste de los elementos de la turbina, antes de mantenimiento.

6.9.9. INFLUENCIA DE LAS PERDIDAS EN EL H.R.

Ignorando muchas de las complejidades del ciclo, la influencia del deterioro de los componentes de una turbina sobre el H.R., puede realizarse de manera simplificada, considerando los parámetros de operación y la potencia entregada por la unidad.

H.R. de referencia: 7,638.88 Btu/kW-h

H.R. antes del mantenimiento:

$$\%\Delta HR_{AP} = \%\Delta\eta_{AP}\left(\frac{\Delta h_{AP}}{Pot_{tot}}\right)\left(\frac{m_{AP}}{3{,}412.1} - \frac{m_{IP}}{HR}\right)$$

$$\%\Delta HR_{AP} = (3.68)\left(\frac{139.5}{301{,}130}\right)\left(\frac{1{,}981{,}71}{3{,}412.1} - \frac{1{,}788{,}790}{7{,}638.88}\right)$$

$$\%\Delta HR_{AP} = 0.591\%$$

$$\%\Delta HR_{IP} = \%\Delta\eta_{IP}(F)\left[\frac{((\Delta h_{IP} * m_{IP}) - (h_1 - h_2)(m_t))}{3{,}412.1 Pot_{tot}}\right]$$

$$\%\Delta HR_{IP} = (1.74)(0.52)\left[\frac{((178.3 * 1{,}788{,}790) - (96.3 * 111{,}070))}{(3{,}412.1)(301{,}130)}\right]$$

$$\%\Delta HR_{IP} = 0.271\%$$

$$\%HR_{TOT} = \%HR_{AP} + \%HR_{IP}$$

$$\%HR_{TOT} = 0.591 + 0.271 = 0.862\%$$

6.9.10. COMENTARIOS.

Las pérdidas de potencia debido a los claros de sellos, están en función de las mediciones de éstos, en este caso se tomaron solo 3 puntos de medición (izquierdo, derecho e inferior), que corresponde a la primera columna de datos. Suponiendo que solo se hubieran tomado dos puntos (izquierdo y derecho), las pérdidas calculadas serían de 2,536 kW. Finalmente se muestra un cálculo con los cuatro puntos de medición, suponiendo que el claro en el punto superior (δ_{sup}) es igual al de diseño (δ_{dis}).

SECCION	3 PUNTOS	IZQ - DER	4 PUNTOS
Alta presión	1,948	1,353	1,472
Intermedia presión	1,909	1,183	1,434
Total	3,857	2,536	2,906

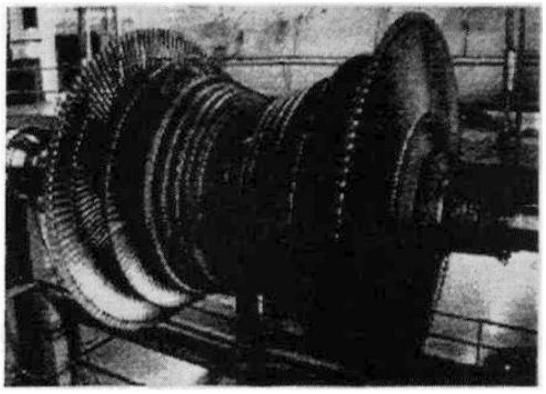
Lo anterior muestra la sensibilidad de los cálculos con el número de mediciones tomadas.

6.9.11. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

A partir de los resultados obtenidos en las mediciones de la geometría del canal de flujo, y el análisis termodinámico de la turbina Mitsubishi de 300 MW, unidad 3, de la Central Termoeléctrica Río Escondido se dan las siguientes recomendaciones, tendientes a reducir las pérdidas de potencia y eficiencia actuales:

- Realizar la limpieza del rotor para eliminar los depósitos.
- Rehabilitar el bloque de toberas inferior, cuidando de guardar las dimensiones de garganta (a), paso (t), y la relación garganta/paso (a/t), dentro de tolerancias de ±5% para las dos primeras y ±2.5% para el ángulo, con el fin de obtener elementos que cumplan con la calidad requerida y se eliminen al máximo las pérdidas.
- Reparar los álabes que tienen filos de salida desgastados y enderezar los álabes doblados del diafragma Curtis 2.
- Reemplazar los sellos internos cuyos claros se encuentren fuera de los rangos especificados por el fabricante.
- Se recomienda medir los claros de sellos en cuatro puntos (superior, inferior, izquierdo, derecho) para aumentar la confiabilidad de las mediciones.

6.10. REHABILITACION Y EXTENSION DE VIDA UTIL DE COMPONENTES DE TURBOMAQUINAS.



Entre los equipos más complejos en la generación de energía eléctrica se encuentran las turbinas. Sus componentes están sometidos continuamente a grandes esfuerzos, y a la erosión y corrosión producidas por el fluido de trabajo. Tarde o temprano, piezas como álabes móviles, diafragmas, carcasas y rotores presentan desgaste o daños por el uso y en ocasiones como consecuencia de un diseño, montaje o manufactura deficientes lo que provoca pérdidas sustanciales en la eficiencia de la turbina. En general, los fabricantes no suelen reparar piezas dañadas y lo que representa una fuerte erogación para el cliente. De ahí que en las últimas décadas en varios países se hayan desarrollado tecnologías de reparación y rehabilitación de componentes.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha trabajado en esta área desde 1988, en la que actualmente es líder en América Latina, a través de la hoy denominada Unidad de Equipos Mecánicos. La reparación, rehabilitación y extensión de vida útil de componentes de turbomáquinas que llevan a cabo los especialistas del IIE han permitido ahorros significativos a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como a Petróleos Mexicanos (Pemex) y otras industrias que utilizan equipos rotatorios.

Con las tecnologías desarrolladas en el IIE se pueden recuperar piezas a un costo inferior en un 75 a 90% al que representa comprar refacciones nuevas; además, la recuperación normalmente se hace en un tiempo menor al que implicaría la sustitución

del componente por parte del fabricante, lo que aumenta la disponibilidad del equipo rotatorio. En varios casos, los componentes se han rediseñado de tal manera que su desempeño y duración resultan mejores que los de la refacción original. A estos beneficios se añade el que las tecnologías de reparación y rehabilitación siempre se transfieran al personal de las plantas y se dé la capacitación necesaria para su implementación.

6.10.1. EL DIAGNOSTICO DE LAS FALLAS.

El éxito que han tenido las tecnologías del IIE para la rehabilitación de componentes se basa en un diagnóstico de las causas del desgaste o fallas de los mismos. Para ello se utilizan distintos tipos de pruebas y estudios, entre los que destaca el análisis del comportamiento estructural. Éste se basa en la aplicación del método del elemento finito, una herramienta matemática con la que esta sometido un componente en distintas condiciones y cuáles son las consecuencias de esos esfuerzos en el desempeño de la máquina. De esta manera es posible verificar si la causa propuesta del daño en una pieza es la correcta. Cuando es necesario hacer modificaciones al diseño original del componente, el análisis estructural permite determinar cuál es la mejor opción dadas las condiciones en las que debe operar.

6.10.2. LA REHABILITACION DE COMPONENTES.

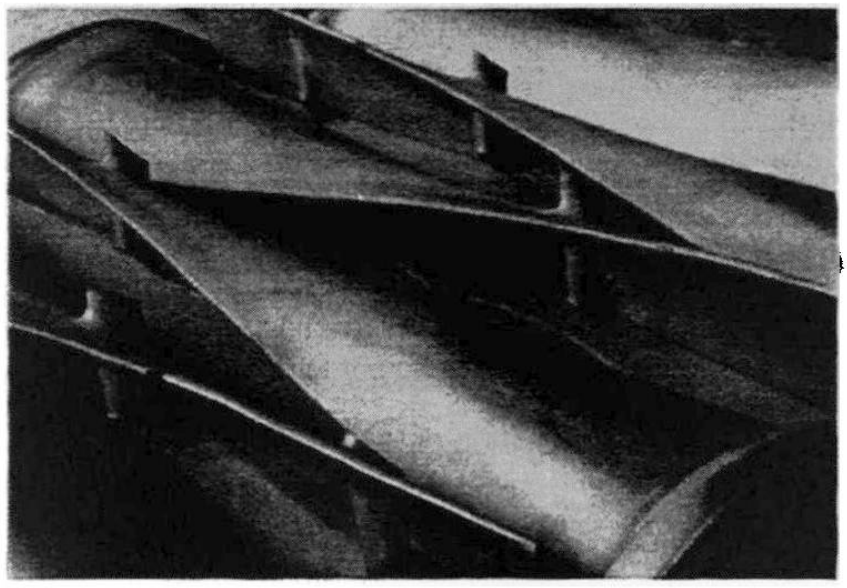
Los especialistas del IIE han reparado y rehabilitado componentes de turbomáquinas en muy diversas centrales de generación y actualmente hay nueve patentes en trámite de estos desarrollos tecnológicos. A continuación se exponen algunos de los principales trabajos realizados en esta área.

El primer proyecto de rehabilitación que emprendió el IIE se llevó a cabo en el taller de la central termoeléctrica de San Jerónimo, en Monterrey. Allí se reparó un diafragma de la etapa L-2 de una turbina de vapor de la central termoeléctrica de Mérida II; el diafragma es un grupo de álabes fijos que tienen la función de controlar la dirección del vapor que después pasa por los álabes móviles. Los álabes, construidos con acero al carbón, presentaban erosión y corrosión. Las zonas afectadas se cortaron y en los álabes se implementaron injertos de acero inoxidable, un material más durable y resistente que el original. Para este trabajo se desarrolló una tecnología de soldadura, tratamiento térmico y maquinado, y se diseñaron dispositivos especiales para sujetar el injerto. Con el fin de aumentar la resistencia de las piezas erosionadas, se les colocó un recubrimiento de carburo de cromo mediante rociado de plasma. Esta tecnología se transfirió a la CFE, empresa que posteriormente la utilizó con éxito en otro diafragma de la central termoeléctrica Mérida II, en la última revisión que se hizo de la pieza, después de cinco años de operación, se encontró que ésta no había sufrido desgaste.

Casi al mismo tiempo que se reparaba el diafragma en la central de San Jerónimo, se inició otro proyecto en la central termoeléctrica de Tula, en Hidalgo. En este caso el problema era con loa álabes móviles de la etapa L-0 de una turbina de vapor de 300 MW que frecuentemente presentaban daños en la paleta. Hasta ese entonces, el procedimiento utilizado era cortar todos los álabes de una rueda, fracturados o no, y sustituirlos por nuevos. El costo de los álabes nuevos, 120 en total, ascendía a 480 mil dólares. Los especialistas del IIE retiraron sólo los álabes dañados; algunos tuvieron que ser

sustituidos y otros se rehabilitaron mediante injertos. También en la central de Tula se repararon toberas; estos bloques de álabes fijos son los primeros en recibir el vapor, y éste pasa después a la llamada etapa Curtis de álabes móviles. Las toberas presentaban desgaste debido a la erosión por partículas sólidas provenientes de la caldera, y era preciso utilizar una cantidad de vapor mucho mayor que la normal para mantener la potencia requerida en la turbina, lo que a su vez implicaba un enorme gasto de combustible. Mediante un procedimiento de soldadura, tratamiento térmico, maquinado y verificación de la geometría de las piezas se repararon varias toberas. También se les aplicó un recubrimiento de carburo de cromo por rociado de plasma. Con esta reparación se logró duplicar la vida útil de las toberas y en una revisión que se hizo cuatro años después, durante un mantenimiento programado, se encontró que el desgaste había sido mínimo.

Otros trabajos realizados en Tula incluyen la reparación de elementos de válvulas, carcasas de bombas de alimentación de agua, así como la rehabilitación de los diafragmas de un compresor para la turbina de gas de la unidad de ciclo combinado. También allí se utilizaron por primera vez boroscopios implementados por el IIE instalando los tubos guía en las carcasas para inspeccionar el estado de los álabes sin tener que destapar la turbina, lo que constituye un proceso complejo y que lleva mucho tiempo. Un boroscopio es básicamente un tubo flexible alimentado con luz que en un extremo tiene un sistema de prismas; en el otro extremo se coloca una cámara fotográfica o de vídeo y así se obtienen imágenes nítidas de los álabes.



Alabes L-0 de turbinas de vapor de baja presión de unidades de 300 MW

Posteriormente se hicieron varios trabajos de rehabilitación en rotores y diafragmas de turbinas de 100 MW en la central geotérmica de Cerro Prieto. Estos componentes se dañan principalmente porque el vapor que sale de la tierra está muy contaminado con partículas de silicio, azufre y fósforo. Fue en Cerro Prieto donde por primera vez en el mundo se rehabilitaron álabes, en la zona de tetones, sin desmontar la rueda; los tetones se recuperaron por soldadura, tratamiento térmico y maquinado. Para este trabajo fue necesario diseñar un torno especial y un cabezal giratorio.

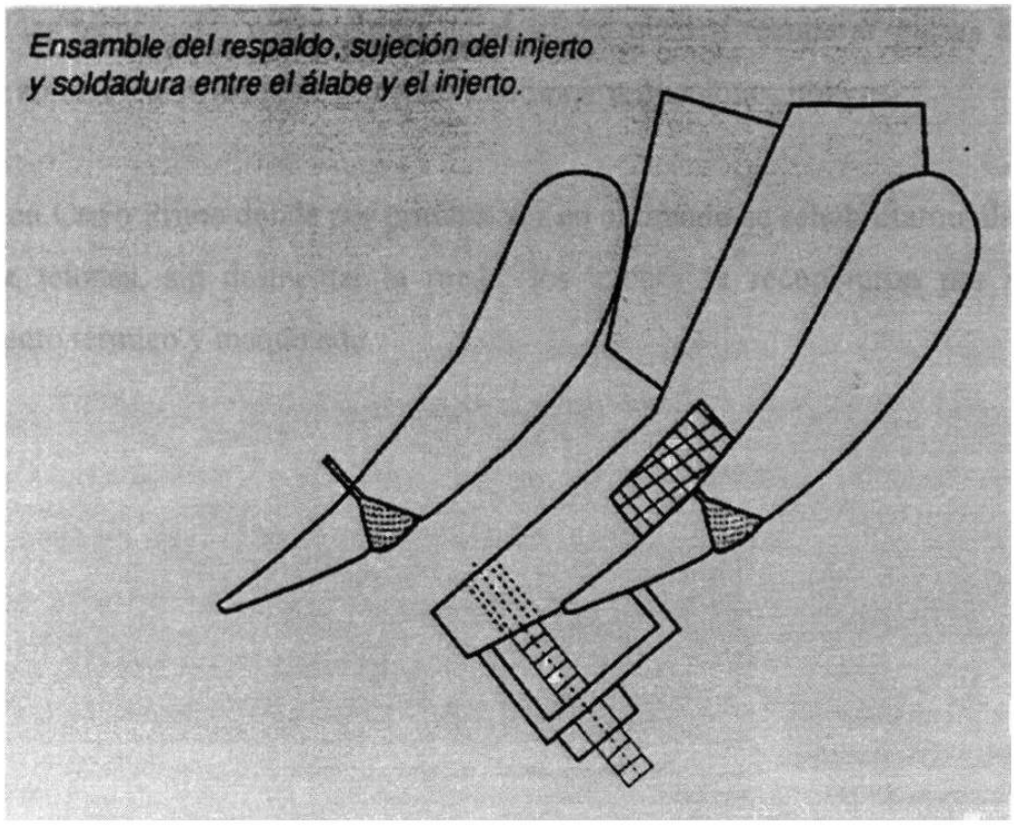
Otra tecnología de rehabilitación de componentes desarrollados en el IIE es la de reparación de álabes móviles con injertos de barra sólida de estelita. La mayoría de los fabricantes utilizan como protección contra la erosión en los álabes injertos delgados de estelita unidos a los filos de entrada por un proceso de soldadura, o bien el endurecimiento por calor de dichos filos. Sin embargo, este tipo de protección no es completamente eficaz y los álabes llegan a erosionarse en la zona reforzada. Los especialistas del IIE han reparado álabes con este problema mediante el injerto de barras de estelita, que cubren una superficie mayor que los practicados por los fabricantes, usando una técnica de soldadura de penetración total. Este tipo de soldadura permite restaurar totalmente el perfil del álabe dañado e impide la pérdida de material por el lavado del vapor.

Es posible reparar álabes móviles con injertos de barra sólida de estelita.

El último proyecto de rehabilitación de álabes móviles de turbinas de 300 MW realizado en el IIE consistió en rediseñar los álabes dañados cambiando los cinchos remachados por cinchos integrados, lo que proporciona un amortiguamiento de las vibraciones cuatro a cinco veces mayor, elimina los primeros modos de vibración y reduce los esfuerzos hasta en un 40% en la parte superior de los álabes. Este método de rehabilitación y mejoramiento de álabes móviles no tiene antecedentes en el mundo.

Recientemente, la Unidad de Equipos Mecánicos reparó válvulas de vapor para la central de Puerto Libertad, en Sonora. La reparación tiene un costo del 20% del de una válvula nueva, lo que representa un ahorro significativo para la central, en virtud de que este tipo de válvulas se habían estado reemplazando cada seis meses. También se reparó la carcasa de una turbina de vapor en la central de Altamira, Tamaulipas. Normalmente, cuando una carcasa presenta fisuras lo único que se hace es desbastar las zonas dañadas dejando una cavidad. Los especialistas del IIE hicieron una reparación mediante desbastado, precalentamiento, soldadura, tratamiento térmico y maquinado, con lo que la carcasa recuperó las condiciones de diseño. Para realizar el trabajo fue necesario respetar numerosas restricciones, ya que la parte dañada se ubicaba en una zona crítica de la carcasa, la que soporta el bloque de toberas.

Actualmente, la Unidad de Equipos Mecánicos Rotatorios intensifica sus actividades de desarrollo tecnológico en lo que se refiere a la rehabilitación de componentes de turbinas de gas, dada la tendencia mundial de transformar las centrales termoeléctricas en plantas de ciclo combinado; en este campo ya se han realizado diferentes trabajos para la CFE, Pemex y empresas de otros países. También están en evaluación proyectos para la reparación de componentes de turbinas hidráulicas, otro campo en el que la Unidad ha trabajado tanto en México como para el extranjero.



6.10.3. CONCLUSIONES

Tarde o temprano, piezas como álabes móviles, diafragmas, carcasas y rotores presentan desgaste o danos por el uso y en ocasiones como consecuencia de un diseño, montaje o manufactura deficientes lo que provoca perdidas sustanciales en la eficiencia de la turbina.

El Instituto de Investigaciones Eléctricas (IIE) ha trabajado en esta área desde 1988, en la que actualmente es líder en América Latina, a través de la hoy denominada unidad de equipos mecánicos. La reparación, rehabilitación y extensión de la vida útil de componentes de turbomaquinaria que llevan a cabo los especialistas del IIE han permitido ahorros significativos a la Comisión Federal de Electricidad (CFE), así como a Petróleos Mexicanos (Pemex) y otras industrias que utilizan equipos rotatorios.

Con las tecnologías desarrolladas en el IIE se pueden recuperar piezas a un costo inferior en un 75 a 90% al que representa comprar refracciones nuevas.

Fue en Cerro Prieto donde por primera vez en el mundo se rehabilitaron álabes, en la zona de tetones, sin desmontar la rueda; los tetones se recuperaron por soldadura, tratamiento térmico y maquinado.

6.11. FALLAS MECANICAS

6.11.1. FATIGA DE CICLO ALTO

Posiblemente los efectos de los problemas presentes más comúnmente en los pasajes de las turbinas de vapor son aquellos asociados con la fatiga de ciclo alto. Esta fatiga es un mecanismo considerado como causa de fallos primario en muchos componentes ya sean rotatorios o estacionarios. Además es un mecanismo que puede transmitir su problema a otros mecanismos y de ésta forma causar una situación que de ser propagada conduce a niveles destructivos.

Los efectos cíclicos son iniciados en el flujo del vapor relacionados a diversas causas. La frecuencia de los impulsos dependiendo de la naturaleza y fuente de la excitación, y la magnitud dependiendo de las características de flujo se localiza en el pasaje. Se reconoce que la magnitud de los impulsos no necesita se alta para que ocurra. Si la frecuencia de un impulso se encuentra ubicada en un rango cercano a la frecuencia natural de un componente dañado, impulsos con magnitud relativamente pequeña causará una falla.

Una superficie con los efectos de las fallas por la fatiga de ciclo alto es mostrada en la figura ***6.11.1***. En esta figurase muestran los efectos característicos de los daños causados por este mecanismo. De hecho las superficies dañadas muestran una estructura cristalina ininterrumpida, siendo la ruptura final con tensión o sobrecarga torsional, dependiendo del tipo de esfuerzo que haya causado la separación final. Las marcas de arrastre normalmente se encuentran presentes, y son marcas representativas de condiciones transitorias que causan fracturas o cambios en las grietas y sus rangos de propagación. Esto puede provocar una progresión masiva en la extremidad de una grieta.

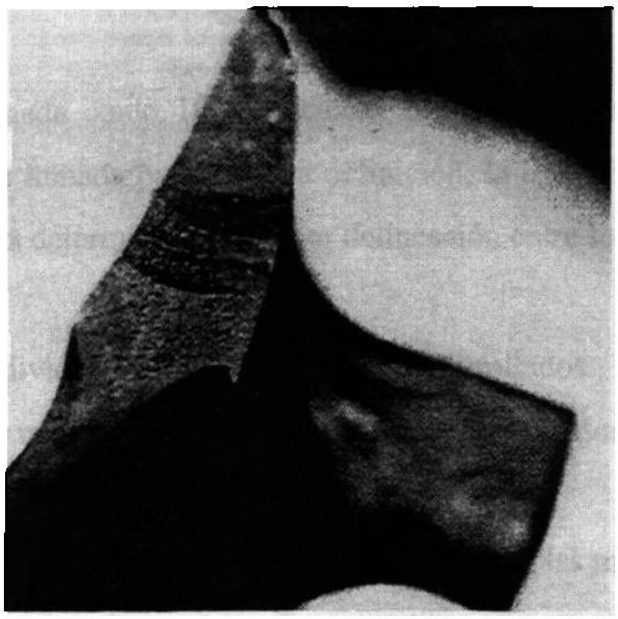


Fig. 6.11.1 Superficie con daño por fatiga de ciclo alto.

Las verdaderas superficies dañadas por fatiga de ciclo alto no tienen indicaciones de deformaciones mecánicas, y si alguna superficie fallara completamente por el efecto de la fatiga de ciclo alto, las demás superficies se adecuarían perfectamente.

6.11.2. FATIGA DE CICLO BAJO

La fatiga de ciclo bajo es diferente en muchas formas al fenómeno de la fatiga de ciclo alto. Estas diferencias son:

El numero de ciclos requeridos para que se presente una falla es significantemente menor que para la fatiga de ciclo alto. El tiempo para fallar es una función de la magnitud de los niveles de esfuerzo.

- El numero de ciclos de esfuerzo necesarios para causar una falla son significantemente menores que para la fatiga de ciclos altos. Una diferencia arbitraria

es usualmente tomada como 100,000 ciclos. Sin embargo, esta es únicamente una forma conveniente tomada para dar una definición, la apariencia de una superficie y otras características determinan una mejor delineación entre los dos tipos.

- Los niveles individuales de esfuerzo desarrollados en cada ciclo son considerablemente mas altos con los efectos de los ciclos bajos.

- Hay deformación mecánica en las fallas de superficies, y las marcas de estas muestran evidencias individuales de ruptura. Esto es, los esfuerzos son lo suficientemente grandes que causarán deformaciones plásticas en las extremidades principales de una grieta.

Las formas mas comunes de la fatiga de ciclo bajo son aquellas atribuidas a los ciclos térmicos, cuando ocurren grandes cambios de temperatura, causando expansión o contracción térmica de las superficies del material. Estos movimientos térmicos provocan fuerzas internas forzando al material propagando esfuerzos de una magnitud suficiente para iniciar una ruptura.

En la figura ***6.11.2*** se muestra la apariencia de una grieta por fatiga de ciclo bajo en una esquina de una carcaza con alta temperatura. Dichas grietas pueden ser reparadas utilizando soldaduras o materiales de unión.

Fig. 6.11.2 Grieta por fatiga de ciclo bajo en una carcaza de alta presión

6.11.3. FALLAS DE DESLIZAMIENTO POR ALTA TEMPERATURA

Los aceros que son sometidos a elevadas temperaturas por extensos periodos de tiempo, a su vez que estan expuestos a esfuerzos y cambios de sus microestructuras, tienen un pronunciado efecto sobre las características de deslizamiento del material. Bajo características de esfuerzos de tensión las fallas son transregulares. Sin embargo, a elevadas temperaturas y con la aplicación de esfuerzos de tensión es común que sucedan fallas intergranulares debido a los efectos de deslizamiento. El deslizamiento es un mecanismo de "deslizamiento" en el material que ocasiona dislocaciones de las uniones granulares. Este desencajamiento causa una distorsión plástica de los componentes del material, y no es eliminada de los componentes cuando de estos se elimina el esfuerzo.

En algunas etapas de alta temperatura existen instantes cuando ocurre la deformación por deslizamiento propagándose en una deformación plástica de los componentes de los pasajes del flujo de vapor. Esto no es un tipo común de mecanismo, y se presenta únicamente en los elementos de mas alta temperatura. Es difícil de detectar, sin la ayuda de repetidas y detalladas mediciones. Sin embargo, hay ocasiones en que este fenómeno se hace presente, y contribuye a la degradación general de un paso o componente.

No es común que los elementos puedan operar por periodos de tiempo que vayan hasta la tercera región de deslizamiento y falla, así como este tipo de fallas es obvio que no deben llegar hasta este nivel de deformación. Este daño es visto como un incremento de la abertura radial entre el block de cierre y la rueda. Este tipo de abertura es común pero no necesariamente es una señal de que ocurrirá una falla. El ancho de esta abertura debe ser monitoreada.

6.11.4. EFECTOS CORROSIVOS

Siempre existe la posibilidad de ingreso de iones corrosivos que provienen de diversas fuentes y que se introducen en los pasajes de vapor. Estos iones tienen la característica principal de causar caras y dramáticas interrupciones en las unidades, y muchos pasos de la turbina se pueden ver afectados por estos fenómenos. Los pasos mas seriamente dañados suelen ser aquellos en los que se forma resequedad después de la expansión del fluido dentro de regiones secas, de esta forma la resequedad transporta los iones corrosivos hasta los lugares mas escondidos, en donde los corrosivos pueden llegar a convertirse en los agentes mas agresivos para las condiciones correctas en las que debe operar la unidad.

Existen un gran numero de mecanismos que provocan estos daños:

***Picaduras de corrosion.**

Las picaduras por corrosion regularmente se presentan en unidades que han sido cerradas y que aun tienen restos de agua depositados en las superficies de los alabes. Si estos residuos de agua tienen un alto contenido de iones corrosivos, cuando el agua se evapora la concentración de estos iones se incrementa. En ciertos rangos de concentración estos iones tienen la suficiente fuerza para atacar con picaduras el material. La figura ***6.11.3*** nos muestra este efecto.

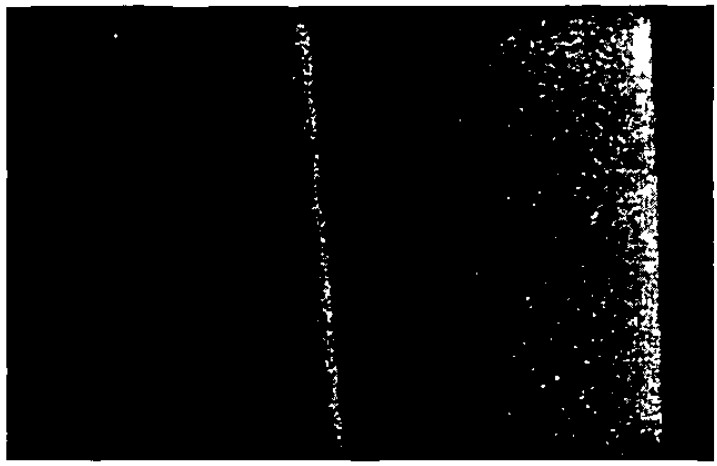


Fig. 6.11.3 Picaduras por corrosión en la línea de aspas movibles.

Las picaduras de corrosion son causadas en las álabes para el vapor, cuando componentes químicos agresivos se forman dentro de las unidades, y que después son depositados en las superficies de los elementos dando como resultado la pérdida de material.

Este tipo de ataque se origina principalmente en el momento de cerrar las unidades, cuando los álabes se encuentran calientes, y no hay, o no hay suficiente flujo para remover los corrosivos de las superficies. Las pequeñas picaduras se forman debajo de las superficies, por lo que no es sencillo detectarlas. Las pérdidas por interrupciones de flujo causadas por las picaduras, no pueden ser reparadas en las álabes que se estan moviendo, y de hecho es tan difícil rellenar o resanar estas picaduras que no resulta económico.

***Grietas por el esfuerzo de corrosion.**

Para que este problema debe haber tres condiciones en los elementos. Se requiere la presencia de iones corrosivos, la presencia de esfuerzo de tensión en los componentes y que el material sea susceptible. El rango y la velocidad con que las

grietas se propaguen en estos materiales depende de la temperatura ambiente presente para soportar las reacciones químicas.

Hay muchas porciones de los álabes en donde se presentan esfuerzos de tensión, tanto por diseño como por las condiciones de trabajo, como una consecuencia de la manufactura de estas unidades. En estos lugares es común encontrar las grietas por el esfuerzo de corrosion. Además las grietas dependen de la concentración de productos corrosivos y de la magnitud de los esfuerzos y de la temperatura local.

***Fatiga corrosiva.**

Cuando algún componente es sujeto a esfuerzos constantes de una magnitud de fatiga de ciclo alto que contribuye a la presencia de una falla; adición de contaminación por ambiente corrosivo, la habilidad del material para resistir la presencia de una grieta se disminuye, y la presencia de esta se producirá con niveles bajos de esfuerzo o en un corto periodo de tiempo.

El tipo de falla presentado en la fatiga corrosiva es distinto de la presentada en las grietas por esfuerzo de corrosion, en la cual el esfuerzo que se aplica es cíclico y la falla de fatiga es de tipo mecánico. En las fatigas corrosivas las fallas tienden a presentarse en aquellos puntos en donde los componentes corrosivos se concentran y existe un nivel de concentración de esfuerzo que causa efectos locales de tensión.

Debido a que el esfuerzo se hace presente en esta operación siempre hay alta temperatura asociada con este fenómeno. Dichas grietas pueden ser transgranualres o intergranulares. En la figura ***6.11.4*** se muestra una grieta de hélice que se ha generado por fatiga corrosiva en la región del orificio de cable.

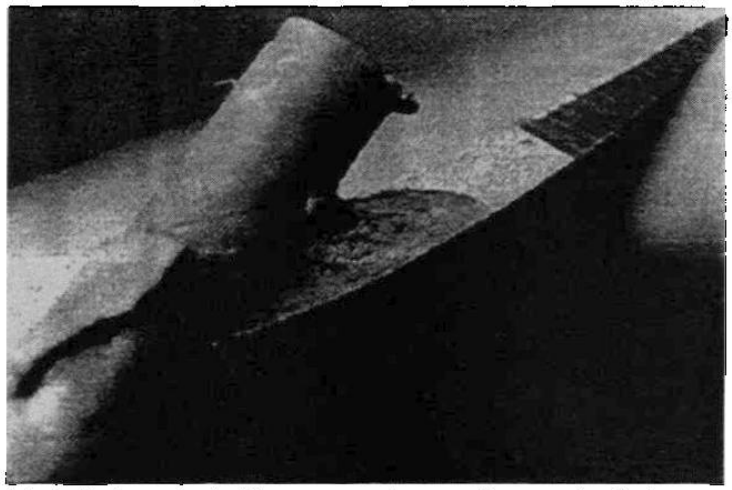


Fig. 6.11.4 Grieta de hélice causada por daños de fatiga corrosiva.

6.11.5. CORROSION DE ROZAMIENTO

La corrosion de rozamiento es un fenómeno que presenta problemas de picaduras en las superficies que se encuentran en contacto y que tienen impactos repetidamente o que cuentan con movimientos de deslizamiento entre ellas. Estos ataques o movimientos de deslizamiento producen altas temperaturas en el impacto o en el roce de superficies, lo cual tiene como resultado oxidaciones durante el contacto en las mas altas temperaturas, convirtiendo el acero en una forma de oxido de hierro (Fe3O4). En la figura ***6.11.5*** se aprecia la sección transversal inicial de una pieza que ha experimentado altas cargas de vibración causadas por rozamiento y en la figura ***6.11.6*** se muestra la parte final de ésta pieza que ha sufrido perdida de material por el rozamiento.

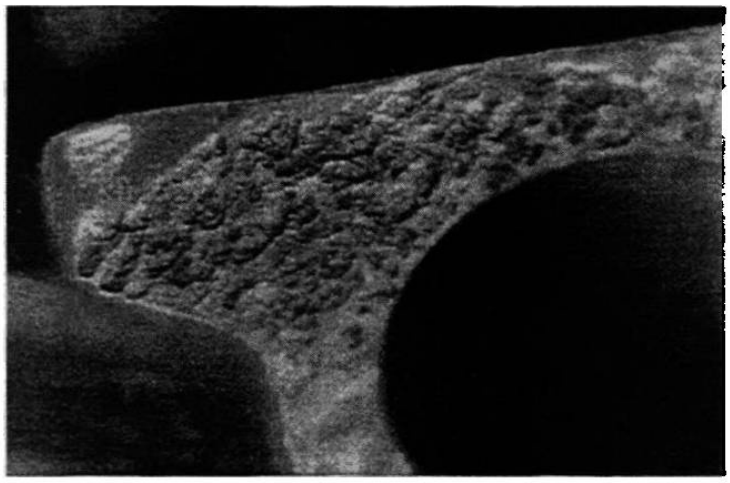


Fig. 6.11.5 Corrosión por rozamiento en la parte de la raíz del álabe.

Fig. 6.11.6 Corrosión por rozamiento en un extremo dela superficie de una banda de la cubierta total.

6.11.6. IMPACTOS DE PARTICULAS SOLIDAS

Cualquier falla de componente (ruptura mecánica) que ocurra en los álabes de vapor genera desperdicios metálicos. Estos desperdicios se subdividirán en partículas aun mas pequeñas por el movimiento de los álabes, estas partículas después pasarán siguiendo el flujo del fluido através de la unidad. En su paso através de las piezas de la unidad, estas pequeñas partículas causan daños severos a los pasajes y cubiertas. Si las partículas no son cortadas lo suficientemente pequeñas por los álabes, pueden quedarse almacenadas en los pasajes de flujo de vapor, figura ***6.11.7,*** causando aun mayores daños a la hilera de álabes mostrado en la figura ***6.11.8***. Acciones de reparación dependen del impacto de las partículas sobre los componentes, así como de la localización y extensión de la deformación.

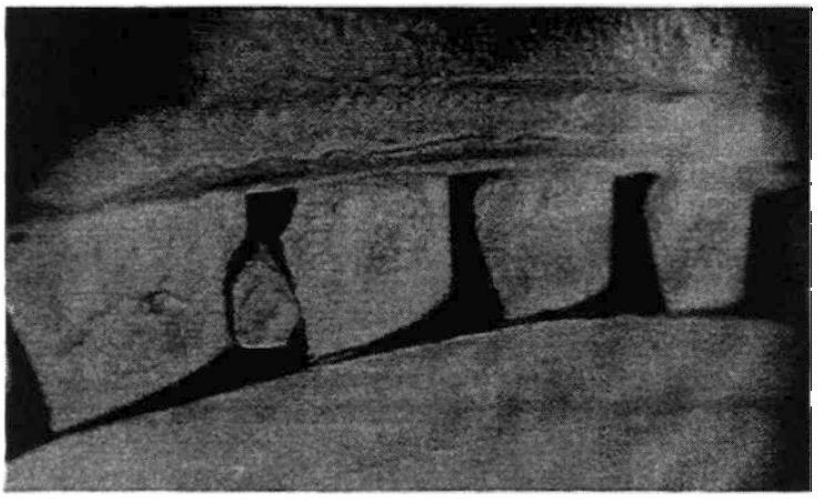


Fig. 6.11.7 Pieza de una válvula incrustada una hilera de aspas fijas.

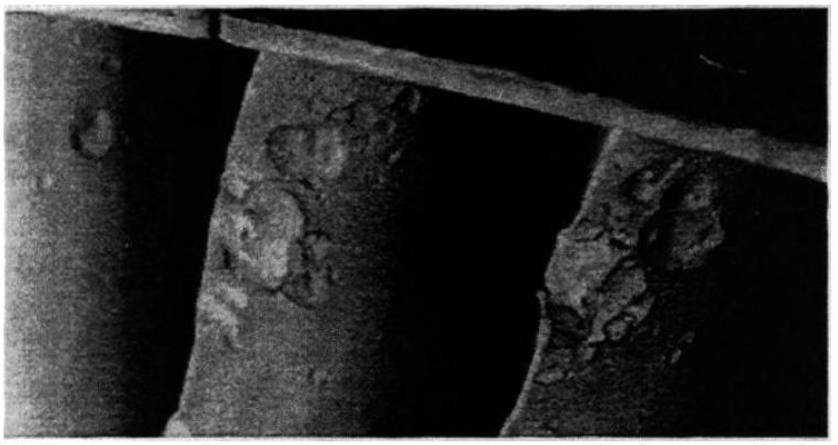


Fig. 6.11.8 Daño causado por impacto en una porción de entrada de una hilera de álabes moviles.

***Martillado de partículas sólidas.**

Existe el caso en que los residuos de partículas de metal son transportadas hasta la caldera, y objetos metálicos inadvertidamente pueden quedarse como residuos después de haberse practicado una acción de mantenimiento. Además pequeños misiles pueden ser generados dentro de la unidad durante la operación de ésta, todo esto como resultado de las rupturas mecánicas y de la distribución de residuos metálicos através de la unidad en servicio.

Estas pequeñas piezas metálicas tienen la potencia para impactar sobre los álabes en movimiento, causando pequeños cráteres que deforman el movimiento laminar que lleva el flujo de vapor através de los pasajes de aire. Esta interrupción del flujo de la corriente de vapor puede provocar separación prematura de la separación de esta corriente de vapor añadiendo vórtices a la corriente que provocan grandes pérdidas en la expansión.