

MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA EL SISTEMA DE  
ENFRIAMIENTO DE GLICOL DEL GENERADOR DE LA TURBINA A GAS  
SIEMENS-WESTINGHOUSE W501FD2 DE LA COMPAÑIA CELSIA  
S.A.E.S.P.- PLANTA MERILECTRICA

CARLOS ALEXANDER MONROY GARCIA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DEL MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2015

MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA EL SISTEMA DE  
ENFRIAMIENTO DE GLICOL DEL GENERADOR DE LA TURBINA A GAS  
SIEMENS-WESTINGHOUSE W501FD2 DE LA COMPAÑIA CELSIA S.A.  
E.S.P.- PLANTA MERILECTRICA

CARLOS ALEXANDER MONROY GARCIA

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de  
Especialista en Gerencia del Mantenimiento

Director: Daniel Ortiz Plata  
Ingeniero Mecánico. Msc

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIAS FÍSICO-MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DEL MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA

2015

## DEDICATORIA

A Dios por bendecir mi familia.

A mí esposa por darme la oportunidad de hacerme parte de su vida.

A mis padres por su apoyo y enseñanzas.

A mis hijos que son la fuerza que impulsa mi vida.

## AGRADECIMIENTOS

A Celsia S.A E.S.P-Planta Meriléctrica por brindarme el apoyo económico y el tiempo para cursar mis estudios.

Al Profesor Ing. Daniel Ortiz por sus aportes y orientación para cumplir la meta trazada.

A cada uno de los profesores que hicieron de esta especialización una experiencia enriquecedora, motivadora e inspiradora.

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	14
1 TIPOS DE MANTENIMIENTO .....	15
1.1 Mantenimiento Preventivo .....	15
1.1.1 Mantenimiento preventivo rutinario .....	15
1.1.2 Mantenimiento predictivo .....	15
1.1.3 Rondas de operación .....	15
1.1.4 Mantenimiento detectivo .....	15
1.2 Mantenimiento correctivo.....	16
1.2.1 Mantenimiento correctivo de emergencia.....	16
1.2.2 Mantenimiento correctivo programado .....	16
1.3 Alcances y límites del mantenimiento .....	17
2 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO.....	18
2.1 La primera generación .....	18
2.2 La segunda generación .....	18
2.3 La tercera generación.....	19
2.4 Cuarta generación .....	21
3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD – RCM .....	22
3.1 Marco conceptual .....	22
3.2 RCM.....	26
3.3 Las siete preguntas del RCM.....	28
3.3.1 Funciones y sus Estándares de Funcionamiento.....	29
3.3.2 Fallas Funcionales .....	30
3.3.3 Modos de Falla (Causas de Falla).....	30
3.3.4 Efectos de los Fallas .....	30
3.3.5 Consecuencias de las Fallas.....	31
3.3.6 Tareas de mantenimiento.....	32
3.3.7 Acciones a “falta de” .....	34

3.4	Normatividad.....	36
3.4.1	Norma ISO 14224 .....	36
3.4.2	Norma SAE JA1011 .....	37
3.4.3	Norma SAE J1739.....	38
4	CENTRAL TERMICA MERILECTRICA .....	39
4.1	Turbina de combustión .....	40
4.1.1	Rotor .....	40
4.1.2	Cojinetes y Sellos.....	42
4.1.3	Sección de Entrada de Aire.....	43
4.1.4	Sistema de Filtros de Entrada .....	43
4.1.5	Enfriadores Evaporativos .....	44
4.1.6	Silenciador del Ducto de Entrada .....	44
4.1.7	Distribuidor de Entrada / Carcasa .....	44
4.1.8	Sistema de Alabes Guía de Entrada de Aire de Posición Variable	45
4.1.9	Sección Compresor-Combustor .....	45
4.1.10	Toberas de Combustible .....	47
4.1.11	Ignitores de Bujía .....	47
4.1.12	Cilindro de la Turbina .....	48
4.1.13	Alabes de la Turbina .....	48
4.1.14	Anillo de alabes fijos.....	50
4.1.15	Sección de Exhosto.....	50
4.2	Generador sincrónico 206 MVA.....	52
4.2.1	Equipo Principal y Componentes .....	53
4.2.2	Sistema de enfriamiento por hidrogeno del generador (Sistema Primario) 61	
4.2.3	Sistema de Purga de Dióxido de Carbono .....	65
4.2.4	Sistema de Sellos de Aceite del Generador.....	66
5	ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO .....	70
5.1	Descripción del proceso de gestión del mantenimiento.....	70
5.2	Grupo de mantenimiento – Planta Merilétrica .....	70

5.3	Procedimiento gestión del mantenimiento .....	72
5.3.1	Establecer políticas y definir lineamientos de mantenimiento .....	72
5.3.2	Definición del plan de mantenimiento.....	72
5.3.3	Programar y aprobar el mantenimiento .....	73
5.3.4	Liberar órdenes de mantenimiento.....	74
5.3.5	Apertura de permisos de trabajo .....	74
5.3.6	Entrega de materiales y herramientas.....	74
5.3.7	Recibir el equipo de operaciones .....	75
5.3.8	Intervención de los equipos - desarrollo del mantenimiento.....	75
5.3.9	Pruebas operativas y devolución de equipos a operaciones.....	76
5.3.10	Devolución de herramientas.....	76
5.3.11	Documentación de la ejecución del mantenimiento .....	76
5.3.12	Evaluación de la ejecución del mantenimiento.....	77
5.3.13	Identificación de acciones sobre equipos.....	77
5.3.14	Evaluación del proceso .....	77
5.3.15	Mejora del proceso.....	78
6	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO .....	79
7	INDICADORES DE GESTIÓN.....	80
7.1	Cumplimiento de mantenimiento preventivo .....	80
7.2	Cumplimiento de órdenes pendientes.....	81
7.3	Cumplimiento de avisos.....	82
7.4	Evaluación del mantenimiento correctivo.....	82
7.5	Comparación mantenimiento preventivo – correctivo .....	82
7.6	Backlog .....	83
8	ANALISIS RCM SISTEMA DE ENFRIAMIENTO POR GLICOL .....	84
8.1	Desarrollo del contexto operacional.....	84
8.1.1	Descripción del sistema .....	85
8.1.2	Enfriador Aire-Glicol .....	86
8.1.3	Tanque de expansión.....	87

8.1.4	Alimentador de químicos.....	88
8.1.5	Bombas de agua (P-345-01, P-345-02) .....	88
8.1.6	Indicadores de Temperatura (TI34529, TI34530).....	89
8.1.7	Indicador de Nivel (LI34553) .....	90
8.1.8	Interruptor de Presión (PS34554).....	91
8.1.9	Interruptor de Presión (PS34551).....	91
8.1.10	Interruptores de Nivel (LS34516, LS34517) .....	92
8.2	Funciones Principales y secundarias.....	94
8.3	Desarrollo hoja de información .....	94
8.4	Desarrollo hoja de decisión.....	94
	Ver anexo C.....	94
9	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA.....	95
10	CONCLUSIONES .....	97
	BIBLIOGRAFIA.....	99

## LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Tipos de Mantenimiento.....	16
Figura 2. Patrón de falla en función del tiempo.....	18
Figura 3. Curva de la bañera .....	19
Figura 4. Patrones de falla .....	21
Figura 5. Patrones de falla industria aeronáutica.....	23
Figura 6. Unidad Termo Meriléctrica 169 MW.....	39
Figura 7. Organigrama área mantenimiento .....	71
Figura 8. Generador H2 cooled 206 KVA .....	84
Figura 9. Sistema de enfriamiento Glicol. ....	85
Figura 10. P&ID Sistema de enfriamiento secundario Generador SIEMENS 206 KVA.....	86
Figura 11. Intercambiador de calor Aire-Glicol.....	87
Figura 12. Tanque de expansión. ....	87
Figura 13. Skid de Bombas.....	88
Figura 14. Corte Bomba de Glicol.....	89
Figura 15. Indicadores de temperatura entrada y salida.....	90
Figura 16. Indicador de nivel magnético .....	90
Figura 17. Interruptor de presión PS 34554 y PI 34554 .....	91
Figura 18. Interruptor de presión PS 34551 y PI 34551 .....	92
Figura 19. Interruptores de nivel LS34516 y LS34517.....	92
Figura 20. Diagrama de entradas y salidas sistema de enfriamiento secundario .....	93
Figura 21. Diagrama de bloques sistema de enfriamiento secundario .....	94
Figura 22. Porcentaje de tareas proactivas actuales. ....	95
Figura 23. Porcentaje de tareas proactivas análisis RCM .....	96

## RESUMEN

**TITULO:** MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA EL SISTEMA DE ENFRIAMIENTO DE GLICOL DEL GENERADOR DE LA TURBINA A GAS SIEMENS-WESTINGHOUSE W501FD2 DE LA COMPAÑIA CELSIA S.A. E.S.P.- PLANTA MERILECTRICA <sup>1</sup>

**AUTOR:** CARLOS ALEXANDER MONROY GARCIA.\*\*

**PALABRAS CLAVES:** RCM, GESTIÓN, MANTENIMIENTO, CONFIABILIDAD, MANTENIBILIDAD, PREDICTIVO, PROACTIVO.

### **DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:**

Objetivo del mantenimiento: asegurar la confiabilidad y disponibilidad de los activos de una empresa mediante el conjunto de acciones proactivas que permitan mantener las funciones deseadas de todos y cada uno de los equipos, cumpliendo con los requisitos del sistema de calidad de la empresa, el cumplimiento con todas las normas de seguridad y medio ambiente y alcanzando máxima rentabilidad.

Esta monografía desarrolla un modelo de RCM aplicado al sistema de enfriamiento del generador de la unidad generadora, incluye descripción detallada del contexto operacional, análisis de funciones principal y secundarias del sistema, desarrollo de la hoja de información, desarrollo de la hoja de decisión, listado de tareas proactivas resultado de este análisis RCM así como su frecuencia y perfil del empleado de mantenimiento para atender las fallas para realizar una adecuada gestión del mantenimiento del activo.

Se espera que este ejercicio real, genere un impacto positivo y sea una guía fiel a la metodología RCM y facilite futuros análisis en otros activos y otros campos. Se trata de alinear un programa de mantenimiento existente con prácticas de clase mundial mediante la estrategia mencionada; es de entender que esto implica capacitar y entrenar al personal en el desarrollo de esta metodología, formar una mesa de trabajo multidisciplinaria con igual nivel jerárquico dentro de ella, haciendo participes a los operarios, personal de mantenimiento y directivas; sólo así es posible lograr un verdadero análisis RCM.

---

<sup>1</sup> Monografía.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Daniel Ortiz Plata, Ingeniero Mecánico.

## SUMMARY

**TITLE:** RCM MAINTENANCE BASED MODEL FOR A W501FD2 SIEMENS-WESTINGHOUSE GAS TURBINE GENERATOR GLYCOL COOLING SYSTEM - CELSIA S.A E.S.P - MERILECTRICA POWER PLANT\*.

**AUTHOR:** CARLOS ALEXANDER MONROY GARCIA\*\*.

**KEYWORDS:** RCM, MANAGEMENT, MAINTENANCE, RELIABILITY, MAINTAINABILITY, PREDICTIVE, PROACTIVE.

### DESCRIPTION:

Maintenance goal: ensuring the reliability and availability of the assets of a company through the joint proactive actions to maintain the desired functions of each and every one of the assets, meeting the requirements of the quality system of the company, compliance with all standards of safety and environment and achieving maximum profitability.

This monograph develops a RCM model applied to the generator cooling system of the generating unit, includes a detailed description of the operational context, analysis of primary and secondary functions of the system, development of the information sheet, development of the decision sheet, list of RCM based proactive tasks as a result of this analysis, Maintenance frequency and profile of the maintenance worker to address the failure to perform adequate maintenance management of the asset.

It is expected that this actual exercise, generate a positive impact and be a faithful guide to the RCM methodology and provide further analysis in other assets and other fields. This is to align existing maintenance program with world class practices mentioned by the strategy; it is understood that this implies training of the staff in the development of this methodology, conform a multidisciplinary work team with equal status within it, by involving operators, maintenance personnel and directives; only then can achieve true RCM.

---

\* Monograph

\*\* School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization. Director: Daniel Ortiz Plata, Mechanical Engineer.

## INTRODUCCIÓN

Celsia es una empresa de servicios públicos especializada en los negocios de generación y distribución de energía eléctrica. La compañía trabaja bajo enfoques de excelencia, brindando a sus grupos de interés valor agregado, teniendo siempre presente la sostenibilidad como un componente vital.

Celsia, por intermedio de la sociedad Colener S.A.S., tiene una participación del 50,01% en la Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., EPSA, la cual tiene participación en los cuatro componentes del negocio de energía: generación, transmisión, distribución y comercialización, con presencia en los departamentos del Valle del Cauca, Tolima y Cauca. Asimismo, EPSA tiene una participación mayoritaria en la Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P. que presta sus servicios al municipio de Tuluá.

Celsia tiene una capacidad de generación de energía junto con Zona Franca Celsia, EPSA y CETSA de 1.777 MW, los cuales están representados en 18 centrales ubicadas en seis departamentos de Colombia.

# 1 TIPOS DE MANTENIMIENTO

## 1.1 Mantenimiento Preventivo

### 1.1.1 Mantenimiento preventivo rutinario

“Es un mantenimiento basado en una frecuencia establecida. Bien puede ser tiempo (días, horas, semanas, meses, etc...), kilómetros recorridos, número de eventos, etc...Generalmente, es intrusivo. Es decir, requiere de parar o intervenir el equipo para hacerle mantenimiento.” Pedro silva Ardila Pag 35

### 1.1.2 Mantenimiento predictivo

“Es un mantenimiento basado en inspecciones. Generalmente, no es intrusivo. Puede utilizar simplemente los sentidos del inspector o basarse en mediciones, como el desgaste, temperatura, fatiga para la cual se usan instrumentos o equipos especializados, como analizadores de vibración, termógrafos, tintas penetrantes, ultrasonido, análisis de aceites, etc...” Pedro silva Ardila Pag 35

### 1.1.3 Rondas de operación

Es un mantenimiento no intrusivo basado en inspecciones sensoriales del inspector como Ver, oír hacer seguimiento a parámetros de operación como temperatura, presiones, etc.

### 1.1.4 Mantenimiento detectivo

El mantenimiento detectivo o en búsqueda de fallas consiste en la prueba de dispositivos de control de manera controlada, para asegurarse que estos dispositivos cumplan con la protección encomendada.

A este mantenimiento se le conoce como tarea en búsqueda de fallas o prueba funcional y el intervalo para el cual se realizan esta tarea se llama intervalo de búsqueda de fallas

## 1.2 Mantenimiento correctivo

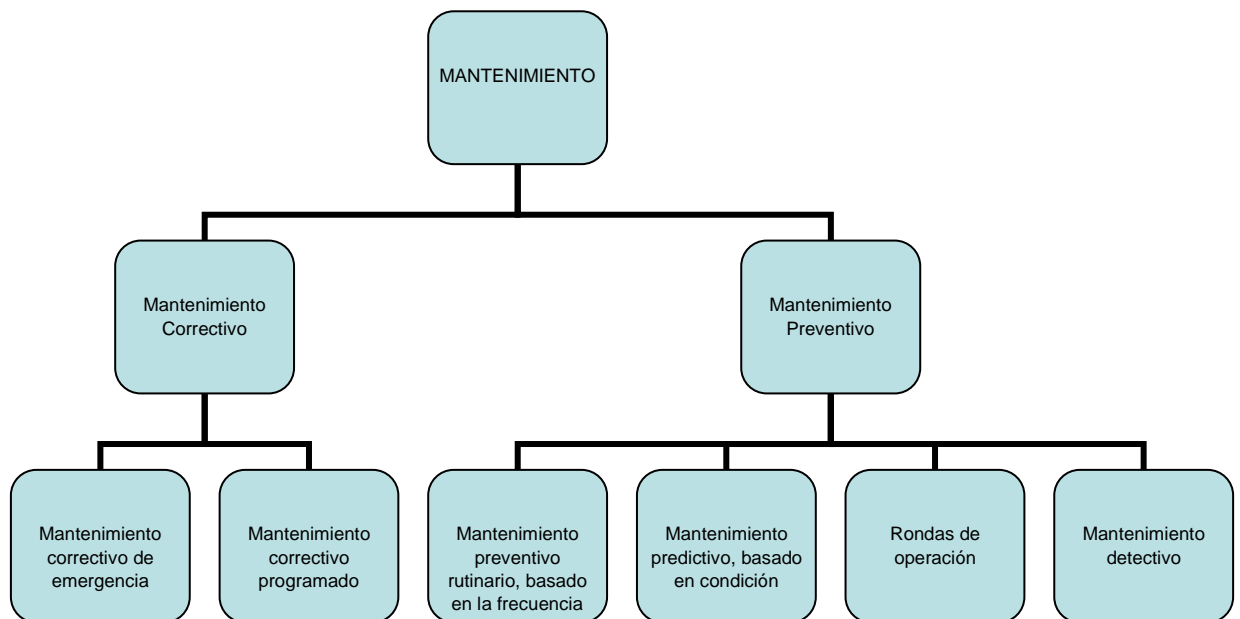
### 1.2.1 Mantenimiento correctivo de emergencia

Es aquel que reacciona ante la falla para su corrección.

### 1.2.2 Mantenimiento correctivo programado

Es el que reacciona ante un defecto detectado y aun no se ha perdido la función es decir aún no ha ocurrido la falla.

Figura 1. Tipos de Mantenimiento



### 1.3 Alcances y límites del mantenimiento

Mantenimiento: Asegurar que todo elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas.

Claramente, para que esto sea posible, los equipos deben ser capaces de cumplir esas funciones previstas.

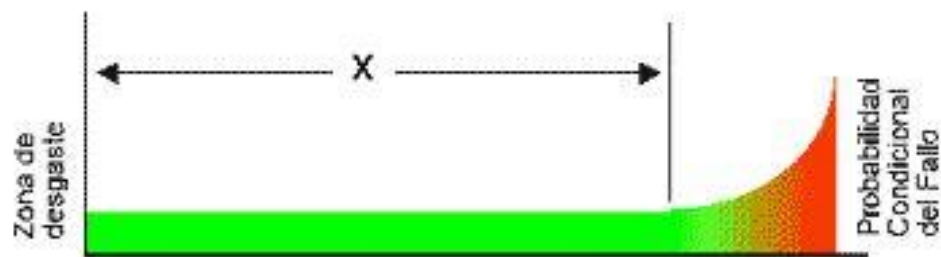
Esto es porque el mantenimiento - el proceso de “causar que continúe” - solamente puede entregar la capacidad incorporada (confiabilidad inherente) de cualquier elemento. No puede aumentarla. En otras palabras, si cualquier tipo de equipo es incapaz de realizar el funcionamiento deseado en principio, el mantenimiento por sí solo no puede realizarlo. En tales casos, debemos modificar los elementos de forma que pueda realizar el funcionamiento deseado, o por el contrario reducir nuestras expectativas. Carlos Mario Pérez. Soporte & CIA

## 2 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

### 2.1 La primera generación

La Primera Generación cubre el periodo hasta la II Guerra Mundial. En esos días la industria no estaba muy mecanizada, por lo que los periodos de paradas no importaban mucho. La maquinaria era sencilla y en la mayoría de los casos diseñada para un propósito determinado. Esto hacía que fuera fiable y fácil de reparar. Como resultado, no se necesitaban sistemas de mantenimiento complicados, y la necesidad de personal calificado era menor que ahora.

Figura 2. Patrón de falla en función del tiempo



### 2.2 La segunda generación

Durante la Segunda Guerra Mundial las cosas cambiaron drásticamente. Los tiempos de la Guerra aumentaron la necesidad de productos de toda clase mientras que la mano de obra industrial bajó de forma considerable. Esto llevó a la necesidad de un aumento de mecanización. Hacia el año 1950 se habían construido máquinas de todo tipo y cada vez más complejas. La industria había comenzado a depender de ellas.

Al aumentar esta dependencia, el tiempo improductivo de una máquina se hizo más patente. Esto llevó a la idea de que los fallos de la maquinaria se podían y debían de prevenir, lo que dio como resultado el nacimiento del concepto del

mantenimiento preventivo. En el año 1960 esto se basaba primordialmente en la revisión completa del material a intervalos fijos.

El costo del mantenimiento comenzó también a elevarse mucho en relación con los otros costes de funcionamiento. Como resultado se comenzaron a implantar sistemas de control y planificación del mantenimiento. Estos han ayudado a poner el mantenimiento bajo control, y se han establecido ahora como parte de la práctica del mismo.

Figura 3. Curva de la bañera



### 2.3 La tercera generación.

Desde mediados de los años setenta, el proceso de cambio en la industria ha cobrado incluso velocidades más altas. Los cambios pueden clasificarse bajo los títulos de nuevas expectativas, nueva investigación y nuevas técnicas.

**Nueva Investigación:** Mucho más allá de las mejores expectativas, la nueva investigación está cambiando las creencias más básicas acerca del mantenimiento. En particular, se hace aparente ahora que hay una menor conexión entre el tiempo que lleva un equipo funcionando y sus posibilidades de falla.

**Nuevas Expectativas:** El crecimiento continuo de la mecanización significa que los periodos improductivos tienen un efecto más importante en la producción, costo total y servicio al cliente. Esto se hace más patente con el movimiento mundial hacia los sistemas de producción “justo a tiempo”, en el que los reducidos niveles de stock en curso hacen que pequeñas averías puedan causar el paro de toda una planta. Esta consideración está creando fuertes demandas en la función del mantenimiento.

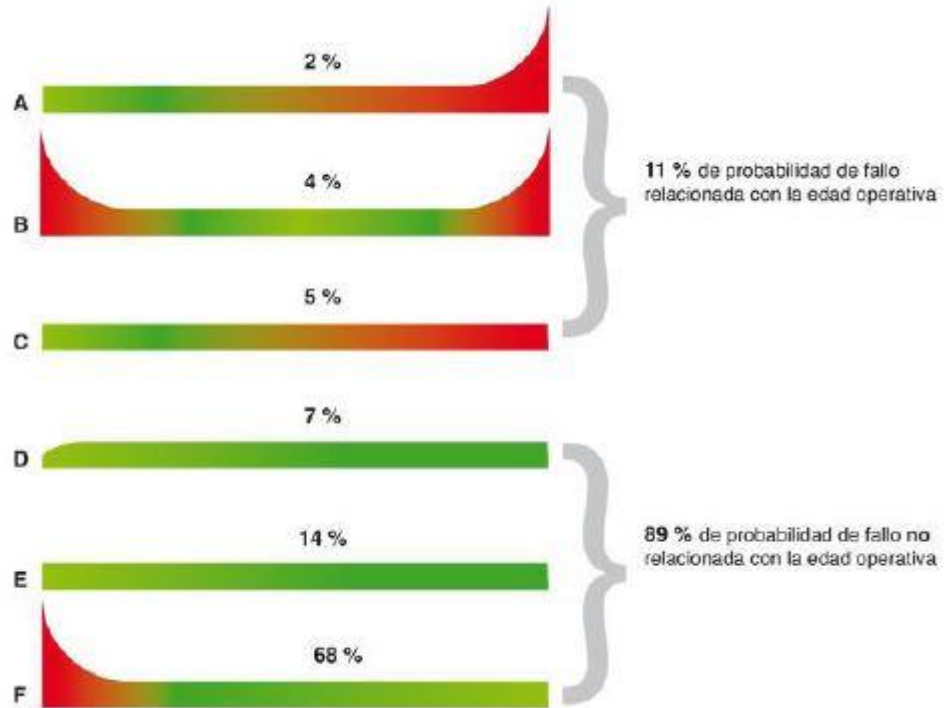
Una automatización más extensa significa que hay una relación más estrecha entre la condición de la maquinaria y la calidad del producto. Al mismo tiempo, se están elevando continuamente los estándares de calidad. Esto crea mayores demandas en la función del mantenimiento.

Otra característica en el aumento de la mecanización es que cada vez son más serias las consecuencias de los fallos de una planta para la seguridad y/o el medio ambiente. Al mismo tiempo los estándares en estos dos campos también están mejorando en respuesta a un mayor interés del personal gerente, los sindicatos, los medios de información y el gobierno. También esto ejerce influencia sobre el mantenimiento.

Finalmente, el coste del mantenimiento todavía está en aumento, en términos absolutos y en proporción a los gastos totales. En algunas industrias, es ahora el segundo gasto operativo de coste más alto y en algunos casos incluso el primero. Como resultado de esto, en solo treinta años lo que antes no suponía casi ningún gasto se ha convertido en la prioridad de control de coste más importante.

**Nueva Investigación:** Mucho más allá de las mejores expectativas, la nueva investigación está cambiando nuestras creencias más básicas acerca del mantenimiento. En particular, se hace aparente ahora que hay una menor conexión entre el tiempo que lleva una máquina funcionando y sus posibilidades de falla.

Figura 4. Patrones de falla



## 2.4 Cuarta generación

Ha habido un aumento explosivo en los nuevos conceptos y técnicas del mantenimiento. Se cuentan ahora centenares de ellos, y surgen más cada vez. Estos incluyen:

- Técnicas de "Monitoreo a condición"
- Sistemas expertos
- Técnicas de gestión de riesgos
- Modos de fallos y análisis de los efectos
- Confiabilidad y mantenibilidad
- Análisis ciclo de vida útil

### 3 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD – RCM

#### 3.1 Marco conceptual

Hacia la mitad del siglo pasado, la aviación comercial mundial estaba sufriendo más de 60 accidentes por millón de despegues.

Dos terceras partes de los accidentes ocurridos eran causados por fallas en los equipos. Esta alta tasa de accidentalidad y el auge de la industria del transporte aéreo exigían acciones para mejorar la seguridad.

El hecho de que una tasa tan alta de accidentes fuera causada por fallas en los equipos significaba que, al menos inicialmente, el principal enfoque en mejorar las estrategias de mantenimiento tenía que hacerse orientado a la seguridad de los equipos.

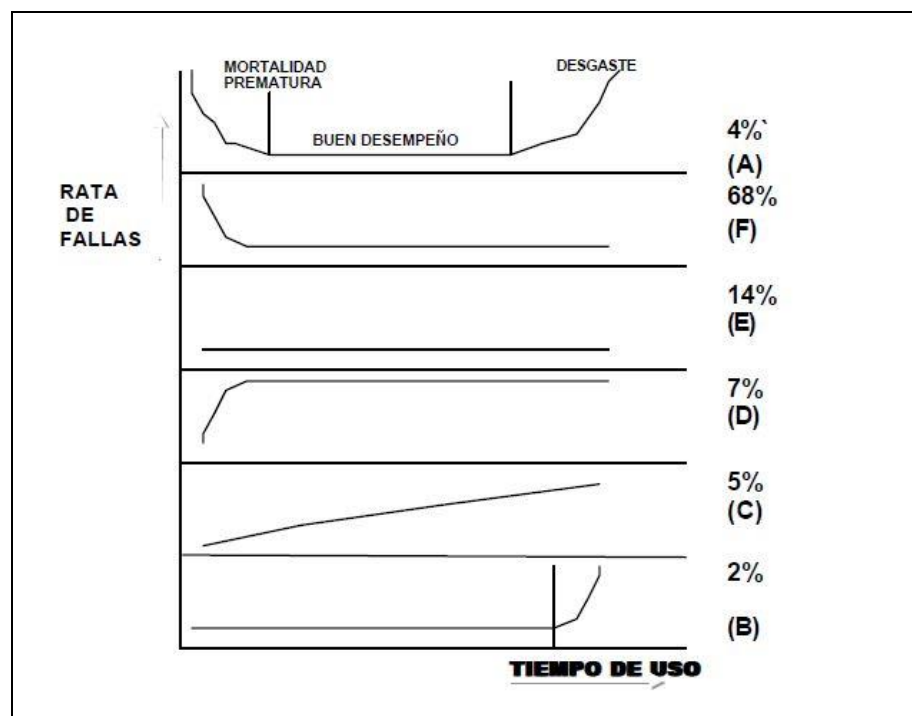
Históricamente la estrategia de preservar los equipos era practicada disciplinadamente por la aviación comercial, cuando surgió el primer Jet “Jumbo”: el B747 –100. A inicio de 1960, la FAA (Federal Aviation Administration) estipuló un Programa de Mantenimiento preventivo (PM) para el 747, que iba a tener tres veces más mantenimiento preventivo que el requerido para el 707 (porque dicho avión iba a transportar tres veces más pasajeros).

Reconociendo las dificultades de tal norma, United Airlines lideró un equipo de trabajo para reevaluar el concepto de mantenimiento preventivo y determinar la estrategia correcta para lograr seguridad y economía de operación con las aerolíneas comerciales.

En 1978 la aviación comercial en Estados Unidos publicó un estudio de patrones de falla en los componentes de aviones cambiando todas las costumbres que hasta el momento se tenía sobre el mantenimiento.

La Figura 3 muestra cómo el punto de vista acerca de las fallas en un principio era simplemente que cuando los elementos físicos envejecen tienen más posibilidades de fallar, mientras que un conocimiento creciente acerca del desgaste por el uso durante la Segunda Generación llevó a la creencia general en la “curva de la bañera”. Sin embargo se revela que en la práctica actual no sólo ocurre un modelo de falla sino seis diferentes.

Figura 5. Patrones de falla industria aeronáutica.



Fuente: Soporte & CIA

Sin embargo, los equipos en general son mucho más complicados de lo que eran hace algunos años. Esto ha llevado a cambios sorprendentes en los modelos de las fallas de los equipos, como se muestra en la Figura 5. El gráfico muestra la probabilidad condicional de falla contra la vida útil para una gran variedad de elementos eléctricos y mecánicos.

El modelo A es la conocida “curva de la bañera”. Comienza con una incidencia de falla alta (conocida como mortalidad infantil o desgaste de funcionamiento) seguida por una frecuencia de falla que aumenta gradualmente o que es

constante, y luego por una zona de desgaste. El modelo B muestra una probabilidad de falla constante o ligeramente ascendente, y termina en una zona de desgaste.

El modelo C muestra una probabilidad de falla ligeramente ascendente, pero no hay una edad de desgaste definida que sea identificable. El modelo D muestra una probabilidad de falla bajo cuando el componente es nuevo o se acaba de comprar, luego un aumento rápido a un nivel constante, mientras que el modelo E muestra una probabilidad constante de falla en todas las edades (falla aleatoria).

Finalmente, el modelo F comienza con una mortalidad infantil muy alta, que desciende finalmente a una probabilidad de falla que aumenta muy despacio o que es constante.

Por ejemplo, los estudios hechos en la aviación civil mostraron que el 4% de las piezas está de acuerdo con el modelo A, el 2% con el B, el 5% con el C, el 7% con el D, el 14% con el E y no menos del 68% con el modelo F.

En general, los modelos de las fallas dependen de la complejidad de los elementos. Cuanto más complejos sean, es más fácil que estén de acuerdo con los modelos E y F. (El número de veces que ocurren estos modelos en la aviación no es necesariamente el mismo que en la industria). Pero no hay duda de que cuanto más complicados sean los equipos más veces encontraremos los modelos de falla (E y F).

Estos hallazgos contradicen la creencia de que siempre hay una conexión entre la confiabilidad y la edad operacional. Fue esta creencia la que llevó a la idea de que cuanto más a menudo se revisaba una pieza, menor era la probabilidad de falla. Hoy en día, esto es raramente la verdad. A no ser que haya un modo de falla dominante, los límites de edad no hacen nada o muy poco para mejorar la confiabilidad de un equipo complejo. De hecho las revisiones programadas pueden aumentar las frecuencias de las fallas en general por medio de la

introducción de la mortalidad infantil dentro de sistemas que de otra forma serían estables.

La transformación del mantenimiento en la aviación comercial, que partió de un cúmulo de supuestos y tradiciones para llegar a un proceso analítico y sistemático, hizo de ésta “La forma más segura para viajar”. El término RCM fue originalmente definido por los funcionarios de United Airlines: Stanley Nowlan y Howard Heap en su informe “Reliability Centered Maintenance” / “Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad” en 1978.

RCM es un proceso desarrollado con el fin de ayudar a determinar las mejores políticas, para asegurar el cumplimiento de las funciones de los activos físicos y para manejar las consecuencias de sus fallas, se llama Mantenimiento centrado en la Confiabilidad porque reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúan consiguiendo su capacidad incorporada confiabilidad inherente.

El éxito de la industria de la aviación comercial en incrementar las horas de vuelo, la drástica optimización de su récord de seguridad y el hecho de mostrarle al resto del mundo que es posible un enfoque de mantenimiento casi enteramente proactivo, testifican el éxito del RCM.

Muy pronto se hizo evidente que no existe otra técnica comparable para identificar lo que debe ser hecho con el fin de preservar las funciones de los recursos físicos.

El RCM se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, se necesita saber qué tipo de elementos físicos existentes en la empresa, y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión del RCM. En la mayoría de los casos, esto significa que se debe de realizar un registro de equipos completo si no existe ya uno.

Como resultado, el RCM ha sido usado por miles de organizaciones que se extienden a casi todo campo importante del empeño humano organizado. El RCM se está convirtiendo en una metodología fundamental para la determinación de las prácticas apropiadas de manejo de recursos físicos.

### 3.2 RCM

Como en los últimos años el mantenimiento ha recibido brillantes aportes provenientes del campo de la estadística y de la teoría de la confiabilidad, el mantenimiento de aeronaves ha sido el motor que ha activado los mejores planteamientos dentro del mantenimiento.

Estas teorías también se han ampliado con estudios efectuados en grandes flotas de transporte urbano, y aunque no se pueden aplicar a la totalidad de una fábrica u otra empresa, debido a la falta de homogeneidad en los equipos instalados a las grandes diferencias entre fábricas y a la carencia de organismos que regulen, que coordinen y tengan autoridad en lo que respecta a la práctica del mantenimiento.

No es que las bases teóricas globales, estén vedadas a las fábricas u otras empresas, pero a la vista de la situación general y a la necesidad de atender prioritariamente los problemas inmediatos y de medio plazo, la experiencia es el mejor camino.

Ante esta situación, puede ser de primera necesidad el conseguir y seguir un método que pretenda únicamente unificar criterios dentro de una misma organización. Criterios que, como primer caso, se basen en la lógica y el conocimiento de los equipos y de sus misiones. Son los mismos parámetros que se aplican a diario, pero sistematizados para obtener una mayor

uniformidad. El plan así diseñado, puede ser un buen punto de partida para que posteriormente sea afinado y retocado con aportaciones de mayor nivel.

Algunos diccionarios definen mantener como la causa para continuar o para mantener en un estado existente. Ambas definiciones ponen de manifiesto que el mantenimiento significa la preservación de algo.

Pero cuando se tiene que tomar la decisión de mantener algo, ¿qué es lo que se desea causar que continúe? ¿Cuál es el estado existente que se desea preservar?

La respuesta a estas preguntas puede encontrarse en el hecho de que todo elemento físico se pone en servicio para cumplir una función o funciones específicas. Por lo tanto, cuando se mantiene un equipo, el estado en que se desea preservarlo debe ser aquel en el que se desea que continúe para cumplir la función determinada.

**Mantenimiento: Asegurar que todo elemento físico continúe desempeñando las funciones deseadas.**

Claramente, para que esto sea posible, los equipos deben ser capaces de cumplir esas funciones previstas.

Esto es porque el mantenimiento - el proceso de “causar que continúe” - solamente puede entregar la capacidad incorporada (confiabilidad inherente) de cualquier elemento. No puede aumentarla. En otras palabras, si cualquier tipo de equipo es incapaz de realizar el funcionamiento deseado en principio, el mantenimiento por sí solo no puede realizarlo. En tales casos, debemos modificar los elementos de forma que pueda realizar el funcionamiento deseado, o por el contrario reducir nuestras expectativas.

RCM se llama Mantenimiento centrado en la Confiabilidad porque reconoce que el mantenimiento no puede hacer más que asegurar que los elementos físicos continúan consiguiendo su capacidad incorporada confiabilidad inherente.

La función determinada de cualquier equipo puede definirse de muchas formas dependiendo exactamente de dónde y cómo se esté usando (el contexto operacional).

Como resultado de esto, cualquier intento de formular o revisar las políticas de mantenimiento deberían comenzar con las funciones y los estándares de funcionamiento asociados a cada elemento en su contexto operacional.

Esto lleva a la siguiente definición formal de RCM:

Reliability Centered Maintenance: Es un proceso que se usa para determinar los requerimientos del mantenimiento de los elementos físicos en su contexto operacional.

Una definición más amplia de RCM podría ser “un proceso que se usa para determinar lo que debe hacerse para asegurar que un elemento físico continúa desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional presente”.

### 3.3 Las siete preguntas del RCM

El RCM se centra en la relación entre la organización y los elementos físicos que la componen. Antes de que se pueda explorar esta relación detalladamente, se necesita saber qué tipo de elementos físicos existentes en la empresa, y decidir cuáles son las que deben estar sujetas al proceso de revisión del RCM. En la mayoría de los casos, esto significa que se debe de realizar un registro de equipos completo si no existe ya uno.

Más adelante, RCM hace una serie de preguntas acerca de cada uno de los elementos seleccionados, como sigue:

- ¿Cuáles son las funciones?
- ¿De qué forma puede fallar?
- ¿Qué causa que falle?
- ¿Qué sucede cuando falla?
- ¿Qué ocurre si falla?
- ¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?
- ¿Qué sucede si no puede prevenirse la falla?

### 3.3.1 Funciones y sus Estándares de Funcionamiento

Cada elemento de los equipos debe de haberse adquirido para unos propósitos determinados. En otras palabras, deberá tener una función o funciones específicas. La pérdida total o parcial de estas funciones afecta a la organización en cierta manera. La influencia total sobre la organización depende de:

- La función de los equipos en su contexto operacional.
- El comportamiento funcional de los equipos en ese contexto.

Como resultado de esto el proceso de RCM comienza definiendo las funciones y los estándares de comportamiento funcional asociados a cada elemento de los equipos en su contexto operacional.

Cuando se establece el funcionamiento deseado de cada elemento, el RCM pone un gran énfasis en la necesidad de cuantificar los estándares de funcionamiento siempre que sea posible. Estos estándares se extienden a la producción, calidad del producto, servicio al cliente, problemas del medio ambiente, costo operacional y seguridad.

### 3.3.2 Fallas Funcionales

Una vez que las funciones y los estándares de funcionamiento de cada equipo se hayan definido, el paso siguiente es identificar cómo puede fallar cada elemento en la realización de sus funciones. Esto lleva al concepto de una **falla funcional**, que se define como la incapacidad de un elemento o componente de un equipo para satisfacer un estándar de funcionamiento deseado.

### 3.3.3 Modos de Falla (Causas de Falla)

El paso siguiente es tratar de identificar los **modos de falla** que tienen más posibilidad de causar la pérdida de una función. Esto permite comprender exactamente qué es lo que puede que se esté tratando de prevenir.

Cuando se está realizando este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada falla. Esto asegura que no se malgaste el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de falla debe ser considerado en el nivel más apropiado, para asegurar que no se malgasta demasiado tiempo en el análisis de falla en sí mismo.

### 3.3.4 Efectos de los Fallas

Cuando se identifica cada modo de falla, los **efectos de las fallas** también deben registrarse (en otras palabras, lo que pasaría si ocurriera). Este paso permite decidir la importancia de cada falla, y por lo tanto qué nivel de mantenimiento (si lo hubiera) sería necesario.

El proceso de contestar sólo a las cuatro primeras preguntas produce oportunidades sorprendentes y a menudo muy importantes de mejorar el funcionamiento y la seguridad, y también de eliminar errores. También mejora

enormemente los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos.

### 3.3.5 Consecuencias de las Fallas

Una vez que se hayan determinado las funciones, las fallas funcionales, los modos de falla y los efectos de los mismos en cada elemento significativo, el próximo paso en el proceso del RCM es preguntar cómo y (cuánto) importa cada falla. La razón de esto es porque las consecuencias de cada falla dicen si se necesita tratar de prevenirlos. Si la respuesta es positiva, también sugieren con qué esfuerzo debemos tratar de encontrar las fallas.

RCM clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos:

- **Consecuencias de las fallas no evidentes:** Las fallas que no son evidentes no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a otras fallas con consecuencias serias, a menudo catastróficas. Un punto fuerte del RCM es la forma en que trata los fallas que no son evidentes, primero reconociéndolos como tales, en segundo lugar otorgándoles una prioridad muy alta y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento.
- **Consecuencias en la seguridad y el medio ambiente:** Una falla tiene consecuencias sobre la seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medio ambiente si infringe las normas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente. RCM considera las repercusiones que cada falla tiene sobre la seguridad y el medio ambiente, y lo hace antes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática de la producción.

- **Consecuencias Operacionales:** Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (capacidad, calidad del producto, servicio al cliente o costos industriales en adición al costo directo de la reparación). Estas consecuencias cuestan dinero, y lo que cuesten sugiere cuanto se necesita gastar en tratar de prevenirlas.
- **Consecuencias que no son operacionales:** Las fallas evidentes que caen dentro de esta categoría no afectan ni a la seguridad ni a la producción, por lo que el único gasto directo es el de la reparación.

Si una falla tiene consecuencias significativas en los términos de cualquiera de estas categorías, es importante tratar de prevenirlas. Por otro lado, si las consecuencias no son significativas, entonces no merece la pena hacer cualquier tipo de mantenimiento sistemático que no sea el de las rutinas básicas de lubricación y servicio

Por eso en este punto del proceso del RCM, es necesario preguntar si cada falla tiene consecuencias significativas. Si no es así, la decisión normal a falta de ellas es un mantenimiento que no sea sistemático. Si por el contrario fuera así, el paso siguiente sería preguntar qué tareas sistemáticas (si las hubiera) se deben de realizar. Sin embargo, el proceso de selección de la tarea no puede ser revisado significativamente sin considerar primero el modo de falla y su efecto sobre la selección de los diferentes métodos de prevención.

### 3.3.6 Tareas de mantenimiento

La mayoría de la gente cree que el mejor modo de mejorar al máximo la disponibilidad de la planta es hacer algún tipo de mantenimiento de forma rutinaria. El conocimiento de la Segunda Generación sugiere que esta acción preventiva debe de consistir en una reparación del equipo o cambio de componentes a intervalos fijos.

Supone que la mayoría de los elementos funcionan con precisión para un período y luego se deterioran rápidamente. El pensamiento tradicional sugiere que un histórico extenso acerca de las fallas anteriores permitirá determinar la duración de los elementos, de forma que se podrían hacer planes para llevar a cabo una acción preventiva un poco antes de que fueran a fallar.

Esto es verdad todavía para cierto tipo de equipos sencillos, y para algunos elementos complejos con modos de falla dominantes. En particular, las características de desgaste se encuentran a menudo donde los equipos entran en contacto directo con el producto.

El reconocimiento de estos hechos ha persuadido a algunas organizaciones a abandonar por completo la idea del mantenimiento sistemático. De hecho, esto puede ser lo mejor que hacer para fallas que tengan consecuencias sin importancia. Pero cuando las consecuencias son significativas, se debe de hacer algo para prevenir las fallas, o por lo menos reducir las consecuencias.

RCM reconoce cada una de las tres categorías más importantes de tareas preventivas, como siguen:

- **Tareas “A Condición”**: La necesidad continua de prevenir ciertos tipos de falla, y la incapacidad creciente de las técnicas tradicionales para hacerlo, han creado los nuevos tipos de prevención de fallas. La mayoría de estas técnicas nuevas se basan en el hecho de que la mayor parte de las fallas dan alguna advertencia de que están a punto de ocurrir. Estas advertencias se conocen como **fallas potenciales**, y se definen como las condiciones físicas identificables que indican que va a ocurrir una falla funcional o que está en el proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas se usan para determinar cuando ocurren las fallas potenciales de forma que se pueda hacer algo antes de que se

conviertan en verdaderas fallas funcionales. Estas técnicas se conocen como tareas a condición, porque los elementos se dejan funcionando a condición de que continúen satisfaciendo los estándares de funcionamiento deseado.

- **Tareas de Reacondicionamiento Cíclico y de Sustitución Cíclica:** Los equipos son revisados o sus componentes reparados a frecuencias determinadas, independientemente de su estado en ese momento.

Una gran ventaja del RCM es el modo en que provee criterios simples, precisos y fáciles de comprender para decidir (si hiciera falta) qué tarea sistemática es técnicamente posible en cualquier contexto, y si fuera así para decidir la frecuencia en que se hace y quien debe de hacerlo. Estos criterios forman la mayor parte de los programas de entrenamiento del RCM. El RCM también ordena las tareas en un orden descendiente de prioridad. Si las tareas no son técnicamente factibles, entonces se debe tomar una acción apropiada, como se describe a continuación.

### 3.3.7 Acciones a “falta de”

Además de preguntar si las tareas sistemáticas son técnicamente factibles, el RCM se pregunta si vale la pena hacerlas. La respuesta depende de cómo reaccione a las consecuencias de las fallas que pretende prevenir.

Al hacer esta pregunta, el RCM combina la evaluación de la consecuencia con la selección de la tarea en un proceso único de decisión, basado en los principios siguientes:

Una acción que signifique prevenir la falla de una función no evidente sólo valdrá la pena hacerla si reduce el riesgo de una falla múltiple asociado con esa función a un nivel bajo aceptable. Si no se puede encontrar una acción sistemática apropiada, se debe llevar a cabo la **tarea de búsqueda de fallas**.

Las tareas de búsqueda de fallas consisten en comprobar las funciones no evidentes de forma periódica para determinar si ya han fallado. Si no se puede encontrar una tarea de búsqueda de fallas que reduzca el riesgo de falla a un nivel bajo aceptable, entonces la acción “a falta de” secundaria sería que la pieza debe rediseñarse.

Una acción que signifique el prevenir una falla que tiene consecuencias en la seguridad o el medio ambiente merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de esa falla en sí mismo a un nivel realmente bajo, o si lo suprime por completo.

Si no se puede encontrar una tarea que reduzca el riesgo de falla a un nivel bajo aceptable, **el componente debe rediseñarse.**

Si la falla tiene consecuencias operacionales, sólo vale la pena realizar una tarea sistemática si el costo total de hacerla durante cierto tiempo es menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de la reparación durante el mismo período de tiempo. Si no es justificable, la decisión “a falta de” será el **no mantenimiento sistemático**. (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales no son aceptables todavía, entonces la decisión “a falta de” secundaria sería rediseñar de nuevo).

De forma similar, si una falla no tiene consecuencias operacionales, sólo vale la pena realizar la tarea sistemática si el costo de la misma durante un período de tiempo es menor que el de la reparación durante el mismo período. Si no son justificables, la decisión inicial “a falta de” sería de nuevo el **no mantenimiento sistemático**, y si el costo de reparación es demasiado alto, la decisión “a falta de” secundaria sería volver a diseñar de nuevo.

Este enfoque gradual de “arriba-abajo” significa que las tareas sistemáticas sólo se especifican para elementos que las necesitan realmente. Esta característica del RCM normalmente lleva a una reducción significativa en los trabajos rutinarios.

También quiere decir que las tareas restantes son más probables que se hagan bien. Esto combinado con unas tareas útiles equilibradas llevará a un mantenimiento más efectivo.

Si esto compara el enfoque gradual tradicional de abajo a arriba.

Tradicionalmente, los requerimientos del mantenimiento se evaluaban en términos de sus características técnicas reales o supuestas, sin considerar de nuevo que en diferentes condiciones se aplican consecuencias diferentes. Esto resulta en un gran número de planes que no sirven para nada, no porque sean “equivocados”, sino porque no consiguen nada.

El proceso del RCM considera los requisitos del mantenimiento de cada elemento antes de preguntarse si es necesario volver a considerar el diseño. Esto es porque el ingeniero de mantenimiento que está de servicio hoy tiene que mantener los equipos como está funcionando hoy, y no como debería de estar o puede que esté en el futuro.

### 3.4 Normatividad

#### 3.4.1 Norma ISO 14224

La norma internacional ISO 14224 presenta los lineamientos para la especificación, recolección y aseguramiento de la calidad de los datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos

Los principales objetivos de la aplicación de esta norma son:

- Especificar los datos que serán recolectados para el análisis de:
  - Diseño y configuración del sistema.

- Seguridad, disponibilidad y confiabilidad de los sistemas y las plantas.
- Costo del ciclo de vida.
- Planeación, optimización y ejecución del mantenimiento.
- Especificar datos en un formato normalizado, a fin de :
  - Permitir el intercambio de datos sobre confiabilidad y mantenimiento entre plantas, propietarios, fabricantes y contratistas.
  - Asegurar que los datos de confiabilidad y mantenimiento son de calidad suficiente, según el análisis que se pretende realizar.

#### 3.4.2 Norma SAE JA1011

La norma SAE JA1011 (Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes) especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado un proceso RCM.

RCM es un proceso específico utilizado para identificar las políticas que deben implementarse para manejar los modos de falla que podría causar la falla funcional de cualquier activo físico en un contexto operativo dado. Este documento está destinado a ser utilizado para evaluar cualquier proceso que pretende ser un proceso de RCM, con el fin de determinar si se trata de un verdadero proceso de RCM. Este documento apoya dicha evaluación al especificar las características mínimas que un proceso debe tener a fin de ser un proceso RCM.

Según esta norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

1. ¿Cuáles son las funciones y los modelos ideales de rendimiento del activo en su actual contexto operativo (funciones)?
2. ¿En qué formas no puede cumplir sus funciones (fallas funcionales)?
3. ¿Qué ocasiona cada falla funcional (modos de falla)?

4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla (efectos de la falla)?
5. ¿En qué forma es importante cada falla (consecuencias de la falla)?
6. ¿Qué debe hacerse para predecir o prevenir cada falla (tareas proactivas e intervalos de labores)?
7. ¿Qué debe hacerse si una tarea proactiva adecuada no puede ser encontrada (acciones por defecto)?

### 3.4.3 Norma SAE J1739

La normatividad que soporta el diseño y elaboración de un FMEA y FMECA. Descrito como un grupo sistematizado de actividades destinadas a:

- Reconocer y evaluar la falla potencial de un producto / proceso y su efecto.
- Identificar las acciones que podrían eliminar o reducir la posibilidad de que un posible fracaso se produzca.
- Documentar el proceso es complementario al proceso de definición de lo que es un diseño o proceso debe hacer para satisfacer al cliente.

Como resultado, el RCM ha sido usado por miles de organizaciones que se extienden a casi todo campo importante del empeño humano organizado. El RCM se está convirtiendo en una metodología fundamental para la determinación de las prácticas apropiadas de manejo de recursos físicos.

## 4 CENTRAL TERMICA MERILECTRICA

Figura 6. Unidad Termo Meriléctrica 169 MW



Fuente: Celsia S.A E.S.P

La planta Termoeléctrica Meriléctrica perteneciente a la compañía Celsia S.A. E.S.P. ubicada en la ciudad de Barrancabermeja, cuenta con una Turbina de Combustión (CT) Siemens Westinghouse Modelo W501FD2 (STG6 5000F) con capacidad de 169 MW trabajando en un ciclo simple y que suministra energía al Sistema interconectado nacional; la planta cuenta con un contrato de Cargo por Confiabilidad esto quiere decir que es-despachada/redespachada centralmente cuando el sistema interconectado nacional lo requiera (CND/Cliente) lo requiere con un tiempo de aviso de arranque de la Unidad de 6 horas y una solicitud de arranque por día, cuando la planta no es despachada/redespachada debe permanecer disponible 24 horas al día los 365 días del año.

Incluye un ensamble principal de turbina a gas con un sistema de entrada y compresión de aire, un sistema de exhosto de gases, un sistema de arranque

de turbina y un sistema de control de turbina, y los equipos auxiliares asociados para el normal funcionamiento de la planta.

#### 4.1 Turbina de combustión

La Turbina a Gas Siemens/Westinghouse Modelo 501FD2 consiste en tres elementos primarios: 1) un compresor de 16 etapas de flujo axial; 2) un sistema de combustión de baja emisión usando 16 combustores “dry low-Nox” (óxidos nitrosos secos) de gas natural; y 3) una turbina de potencia de 4 etapas tipo reacción. El compresor y la turbina están mecánicamente conectados para formar un sólo montaje rotor y eje. El rotor es soportado por chumaceras que son, a su vez soportadas por el ensamble del armazón de la turbina. Hay una chumacera en cada extremo de la CT. Una chumacera también está localizada en el rotor entre el motor de arranque y el colector. Un rodamiento de empuje de doble acción en el extremo de entrada de la turbina mantiene la posición axial del rotor a medida que la carga mecánica en la turbina se incrementa.

Un correcto alineamiento de la turbina con el generador es mantenido por los pedestales rígidos en el extremo del compresor y los puntales tangenciales soporte en el extremo de la turbina. Los soportes flexibles de la turbina permiten la libre expansión y contracción debido a las condiciones térmicas variables sin perjudicar el alineamiento turbina-generador. Un sistema de soporte tangencial para el rodamiento del extremo de la turbina, lo mantiene centrado bajo todas las condiciones de carga y temperatura.

##### 4.1.1 Rotor

El rotor de un solo eje de la CT está compuesto por tres secciones individuales acopladas: 1) el eje del compresor; 2) el eje de la turbina; y 3) un tubo de torsión. El propósito del rotor es sostener los álabes del compresor para realizar trabajo en el aire del ambiente en la entrada del compresor y crear el flujo necesario de aire a través de la CT, quién transforma la energía

transferida de los gases de exhosto en el trabajo rotacional necesario para mover el compresor y el generador eléctrico acoplado.

La porción de rotor del compresor está compuesta por 13 discos sostenidos juntos usando 12 pernos de eje. El rotor del compresor soporta 16 filas de alabes. El área de cada etapa del compresor disminuye al igual que la presión se incrementa a lo largo del compresor. Los alabes del compresor son sostenidos en su lugar en el rotor usando un diseño “cola de milano”.

El rotor de la turbina consiste en cuatro discos de aleación de acero sujetos juntos con tornillos pasantes. Los tornillos pasantes ajustan el rotor de la turbina al tubo de torsión. El tubo de torsión consiste en un cilindro hueco que transmite torque entre la turbina y el compresor. El eje del compresor es pernado al tubo de torsión, completando el ensamble del eje a lo largo de la turbina.

Un sello es instalado alrededor de la superficie externa del tubo de torsión para separar la sección de compresor de la sección de turbina. Aire del sistema de enfriamiento de aire del rotor es suministrado a los sellos del tubo de torsión. Una porción de este aire es también empleado para enfriar la raíz de los alabes rotatorios, las estrías de los discos, y áreas aledañas del rotor de la turbina.

Los alabes del compresor y la turbina están diseñados para permitir su remoción sin perturbar otras filas de alabes y manteniendo el rotor en su lugar. El material de aleación de cromo de los alabes del compresor proveen amortiguación para todas las condiciones operativas, mientras que el diseño cola de milano de las raíces proveen amortiguación en ellas con respecto al estrés tangencial fundamental. Los alabes de la turbina están hechos de una aleación de acero resistente al calor extremo. Los alabes de la turbina emplean un sistema de entrada lateral con la raíz en forma de árbol de abeto.

Las raíces de los alabes de la turbina y los bordes de los discos están aislados y protegidos de los gases calientes por un sistema de placas laterales de entrada y exhosto. Las placas laterales de entrada crean una cámara de aire

anular que acepta aire enfriado, filtrado de extracción del interior del rotor y lo dirige axialmente dentro de la raíz de los alabes y áreas surcadas del disco. El aire de enfriamiento es descargado a través de agujeros en las placas laterales de exhosto de la cuarta etapa. Los alabes de la primera y segunda etapa incorporan una serie de alabes agujerados, los cuales son usados para descargar aire de enfriamiento radialmente dentro de la corriente del gas.

#### 4.1.2 Cojinetes y Sellos

Las chumaceras lubricadas a presión en cada extremo del ensamble del eje de CT soportan el peso del rotor y mantienen su alineamiento radial con respecto a la carcasa de la turbina. El rodamiento delantero de CT está instalado dentro de la carcasa de entrada y el rodamiento posterior de CT dentro de la carcasa de exhosto. Los cojinetes constan de carcasas exteriores de acero divididas horizontalmente que contienen cuatro pines esféricos endurecidos, cada uno de los cuales soporta una zapata revestida de material babbit que mantiene el alineamiento del eje. Un pin de retención en la carcasa del cojinete engancha una ranura en la parte interior de la carcasa para evitar la rotación.

El alineamiento axial del eje es mantenido por un cojinete de empuje tipo zapata giratoria que absorbe el empuje transmitido a través de un collar maquinado en el rotor. Un anillo de zapatas de empuje flotantes absorbe el empuje transmitido a través del collar giratorio. Las zapatas del cojinete, a su vez, aplican la carga de empuje contra los anillos duales de placas de nivelación enclavadas. Las placas de nivelación distribuyen el empuje uniformemente a lo largo de todo el cojinete. El cojinete de empuje está instalado en una cubierta asegurada al extremo delantero de la carcasa de entrada.

Todos los cojinetes son refrigerados y lubricados por flujo de aceite del sistema de lubricación de CT. Ambos extremos de cada cojinete contienen un sello flotante, que previene la fuga de aceite desde la cubierta del cojinete y

mantiene la presión de aceite en el cojinete. Un sello de aceite está instalado en el extremo delantero del cojinete de empuje para prevenir una fuga en el extremo delantero de la unidad. Un sello de aceite está instalado en el extremo posterior de la carcasa de entrada para prevenir fuga de aceite a lo largo del rotor en la sección del compresor. Este sello contiene el aceite del cojinete y del rodamiento de empuje. Aire de sello es también suministrado al cojinete en el extremo del exhosto de la turbina. El aire de sello es suministrado del drenaje de la Sexta etapa del compresor por un orificio. El aire de sello previene la migración de aceite lubricante a lo largo de los sellos del eje.

Las temperaturas de los cojinetes son monitoreadas por el sistema de control de la turbina. Termocuplas son instaladas en el babbit de los cojinetes de empuje y en los cojinetes radiales.

#### 4.1.3 Sección de Entrada de Aire

La sección de entrada de aire, filtra y controla el flujo de aire dentro de la CT. Esta sección incluye pantallas contra impurezas, sistema de filtración de alta eficiencia, componentes del enfriamiento evaporativo, el ducto de entrada contiene baffles silenciadores, y el distribuidor de entrada del compresor el cual contiene los alabes guía de entrada de aire de posición variable (IGVs). El aire inicialmente entra a la sección de filtración y luego pasa al ducto de entrada a través del enfriador evaporativo y baffles silenciadores al distribuidor de entrada.

#### 4.1.4 Sistema de Filtros de Entrada

El ensamble de entrada de los filtros proporciona una forma de filtrar el aire ambiente que está siendo succionado dentro de la CT por el compresor. El ensamble de los filtros consiste en un sistema único de auto limpieza que utiliza elementos pares de filtros cilíndricos y cónicos de alta eficiencia los cuales son secuencialmente limpiados por pulsos de aire comprimido en contra flujo.

#### 4.1.5 Enfriadores Evaporativos

Un enfriador evaporativo está localizado dentro de la casa de filtros. El enfriador evaporativo incluye dos bombas, agua, tuberías, válvulas, medidores de flujo, medio filtrante, sumidero de agua y un cabezal de distribución de agua de reposición. Aguas abajo del enfriador evaporativo, hay eliminadores de rocío que ayudan a reducir el arrastre de agua en exceso en la corriente de aire hacia el compresor de la turbina. Los enfriadores se desempeñan mejor en condiciones de calor seco. El enfriador baja la temperatura del aire de entrada al compresor (calor latente de evaporación) e incrementa su desempeño proporcionando aire húmedo y fresco al compresor.

#### 4.1.6 Silenciador del Ducto de Entrada

El silenciador del ducto de entrada es una sección con baffles del ducto que atenúa el ruido y estabiliza el flujo de aire a través del ducto. El silenciador está localizado entre los enfriadores evaporativos y la transición hacia el IGV'S.

#### 4.1.7 Distribuidor de Entrada / Carcasa

El distribuidor de entrada moldeado provee un pasaje aerodinámico para el flujo del aire dentro del compresor, y proporciona alojamiento para el cojinete delantero. El sistema de IGV está instalado en la carcasa para modular el flujo de aire atmosférico durante varias condiciones operativas de la turbina. La primera etapa de álabes del compresor está inmediatamente después del sistema IGV.

#### 4.1.8 Sistema de Alabes Guía de Entrada de Aire de Posición Variable

El sistema de álabes de posición variable IGV es un anillo de alabes de posición variable localizados inmediatamente aguas arriba de la primera etapa de álabes del compresor. Estos alabes son hidráulicamente accionados para abrir (incrementar) o cerrar (disminuir) el área de entrada de aire efectiva al compresor.

El Sistema de Control del IGV determinará la posición de los alabes para una de dos ocasiones. Si la turbina no está corriendo el sistema de control posicionará los alabes a  $53^\circ$  (completamente cerrados). Si la turbina está corriendo el sistema de control controlará entonces la posición de los alabes dependiendo de la potencia de salida del generador.

Si el interruptor de salida del generador está abierto el sistema de control posicionará los alabes dependiendo de la velocidad de la turbina. Si la velocidad de la turbina es menor a 3400 RPM serán posicionados a  $45^\circ$  (aproximadamente 50%). Si la velocidad de la turbina es mayor a 3400 RPM serán posicionados a  $35^\circ$  (cercano a una rata de  $5^\circ$  por segundo).

#### 4.1.9 Sección Compresor-Combustor

El cilindro del compresor (carcasa) y el cilindro del combustor están pernaos conjuntamente en una junta vertical para formar la cámara de compresión. Estas carcasas combinadas contienen los diafragmas estacionarios del compresor de 16 etapas. Incorporado dentro de la carcasa está el distribuidor de aire de sangrado para la extracción de aire de las etapas de compresión sexta, décima y trece los cuales suministran aire de enfriamiento para los vanes de la turbina de las etapas cuarta, tercera y segunda respectivamente.

La carcasa del compresor descansa en unos pedestales que forman un soporte rígido para la CT en el extremo del compresor. El movimiento axial debido a la

expansión térmica es transferido al soporte flexible en la sección del cilindro de la turbina.

Los diafragmas del compresor están compuestos de dos secciones segmentadas de acero inoxidable serie 400 que forman un anillo de 360 grados radiales detrás de cada etapa giratoria en el compresor. La estructura del diafragma típicamente consta de una etapa de superficies aerodinámicas posicionadas entre las cubiertas internas y externas. En las etapas nueve a quince, las superficies interiores y exteriores forman parte integral de la aleta antes de fabricarse dentro del diafragma. La superficie externa es maquinada para caber en las ranuras en la base del cilindro del compresor o cubierta y el anillo de alabes del compresor. Los sellos entre etapas localizados en el diámetro interno de la superficie interna en cada fila del diafragma minimizan la fuga por contra flujo entre el diafragma y el rotor, mejorando la eficiencia general del compresor. Los diafragmas del compresor pueden ser removidos con el rotor en su lugar, de tal manera que todos los álabes estacionarios pueden ser inspeccionados sin interferir con cualquier componente rotatorio.

Los combustores generan un suministro continuo de gas caliente comprimido que es usado para mover la turbina. Los 16 combustores están organizados circunferencialmente alrededor del ensamble de la turbina antes de la primera etapa de la turbina.

Cada combustor está fabricado de hojas prensadas en espiral de níquel laminado y aleación de cromo, lo cual protege los componentes adyacentes de las altas temperaturas y presiones creadas por la combustión del gas. Cada combustor consiste de una canastilla combustora cilíndrica anclada a la carcasa de la CT en su extremo delantero. Una pieza de transición es conectada a la canastilla combustora a través de una abrazadera de resorte cilíndrica.

#### 4.1.10 Toberas de Combustible

El combustible es medido y admitido a los combustores a través de las Toberas de combustible localizadas en la parte anterior (aguas arriba) de cada canastilla combustora. Las Toberas de combustible son accesibles externamente para su fácil remoción y reparación. El aire comprimido fluye dentro del combustor para mezclarse con el combustible a través de perforaciones en sus paredes que están diseñadas para producir mezcla turbulenta.

Los combustores de “Dry Low-Nox” reducen la temperatura de la llama pre mezclando el combustible y el aire en la boquilla antes de la ignición en la canastilla combustora. La combustión de pre-mezcla aprovecha la más baja temperatura de la llama creando una tendencia homogénea de rata combustible / aire. La mezcla combustible / aire fluye dentro de cada canastilla combustora a lo largo de la boquilla de combustible.

Las Toberas están compuestas de tres sub-ensambles de Toberas acopladas juntas para formar una sola unidad. Cada boquilla consiste de ocho ensambles de boquilla/espiral pre-mezcla rodeando un piloto central. Esta unidad también tiene una etapa “C” de anillo de dispersión. Esta no es una boquilla verdadera, de hecho es un tubo circular localizado alrededor de la base de la boquilla de etapa Piloto. Este anillo consiste de muchos orificios en los cuales el gas es dispersado dentro del combustor. Las secciones externas operan en un modo de pre-mezcla pobre y son estabilizadas por el piloto de quemado de difusión central.

#### 4.1.11 Ignitores de Bujía

Los ignitores de bujía están instalados en los combustores No. 6 y No. 7 son usados para encender la mezcla combustible – aire durante el arranque. Los tubos cruza llama proveen una conexión entre todas las canastillas adyacentes para asegurar una ignición completa. Las bujías son montadas sobre resortes

de modo que cuando la turbina está en reposo, estas se proyectan dentro de sus respectivas canastillas combustoras. Una vez la combustión es establecida, la aceleración de la turbina resulta en un incremento en la descarga del compresor que eventualmente comprime el resorte, empujando así al ignitor fuera de la canastilla para alejar la punta del mismo de la zona de combustión de alta temperatura.

Los gases de combustión calientes fluyen del extremo aguas abajo de los combustores a través de las piezas de transición, las cuales dirigen los gases hacia la turbina. Los sellos superiores e inferiores, localizados a cada salida de las piezas de transición, cuentan con orificios que acomodan el flujo de aire del compresor. Esto proporciona enfriamiento a medida que los gases calientes entran a la primera fila de alabes estacionarias.

#### 4.1.12 Cilindro de la Turbina

El cilindro de la turbina (carcasa) y ensamble de soporte contiene la cámara de combustión y alberga las cuatro etapas de los diafragmas estacionarios de la turbina (ensambles de anillos de álabes). Cada ensamble de anillo de alabes consiste de alabes estacionarias y segmentos de anillo que son montados dentro de las ranuras de los anillos de aislamiento. Estos anillos de aislamiento son luego montados en anillos de álabes. Anillos de aislamiento, segmentos de alabes estacionarias, y segmentos de anillos son retenidos y posicionados en el anillo de alabes con tornillos y pines de torque radial.

#### 4.1.13 Alabes de la Turbina

Los segmentos de alabes de la turbina son moldeados con superficies integrales internas y externas de aleaciones resistentes a calor extremo. Los alabes estacionarios dirigen y expanden el flujo de los gases de combustión a los alabes móviles de la turbina causando rotación, también proporcionan una

forma para maximizar la transferencia de energía desde los gases de combustión a los alabes móviles. Los alabes rotatorios y los alabes estacionarios para las dos primeras etapas de la turbina están cubiertos con una capa protectora cerámica TBC (Thermal Barrier Coating).

Las alabes estacionarios son enfriados en varias formas; alabes de la primera etapa usan aire de descarga del compresor dirigido internamente para pasar desde la cubierta exterior hasta el centro hueco de los mismos. El aire de enfriamiento sale a través de pasajes hacia el borde posterior. Las alabes de la segunda etapa reciben aire de sangrado de la etapa trece del compresor, el cual fluye desde un distribuidor al cilindro de la turbina a través de una tubería exterior. El aire pasa desde la superficie exterior, a través de los alabes y a través de la superficie interna. Los alabes de la tercera etapa usan aire de sangrado de la décima etapa del compresor, el cual es llevado a través de tubería externa hasta el alojamiento de la turbina. Los alabes de la cuarta etapa reciben aire de sangrado de la sexta etapa del compresor llevada por tubería externa. El aire pasa radialmente a través de las alabes desde la cubierta externa hacia la cubierta interna.

El aire refrigera los alabes estacionarios y los segmentos de los alabes mientras suministra flujo positivo a través de los segmentos de anillo y los sellos entre etapas. Platinas orificio en las líneas de enfriamiento de la segunda y tercera etapa limitan el flujo de aire de enfriamiento y las válvulas de control de las cavidades de disco mantienen las temperaturas deseadas en la turbina. La línea de enfriamiento de la cuarta etapa está equipada con dos platinas orificio de control de flujo y no tiene válvula de control de temperatura.

El sistema de aire de enfriamiento de CT suministra aire de enfriamiento al rotor de la turbina asociado y a la cámara de combustión. El sistema de aire de enfriamiento del rotor incluye un intercambiador de calor aire-aire que es enfriado por un ventilador accionado por un motor eléctrico.

#### 4.1.14 Anillo de alabes fijos

Los segmentos de anillos re direccionan la trayectoria del flujo de los alabes rotativos de la turbina. Se proporciona pequeñas tolerancias para permitir la expansión y contracción térmica entre los segmentos y el anillo de alabes. El ensamble del anillo de alabes dentro de cada etapa forma una unidad radialmente sujeta al cilindro de la turbina. Esto permite acceso a las filas de alabes individuales. Un sistema de rodillos permite la remoción o re-instalación de un ensamble de anillo de alabes entero sin remover el rotor de la turbina o manipular las otras etapas de la misma.

Las pérdidas por fugas al paso por cada anillo estacionario es minimizado por un sistema de sellos. Este consiste en un anillo de sellos de soporte llamado sello interetapa, radialmente asegurado a los segmentos de los alabes estacionarios. El anillo de sellos es mantenido a una temperatura de operación óptima por el flujo de aire de enfriamiento. Después de pasar a través de las alabes, el aire de enfriamiento es dirigido sobre el sello antes de entrar a la cavidad de disco. El aire de enfriamiento es entonces dirigido hacia la corriente principal de gas. El flujo de aire de enfriamiento previene que gases calientes entren a las cavidades de disco. El diseño del sistema de enfriamiento permite un relativo crecimiento térmico radial entre los segmentos de los alabes estacionarios y el sello interetapa. Esto permite el uso de mínimas tolerancias radiales de sello.

#### 4.1.15 Sección de Exhosto

Después de pasar por la turbina, los gases de exhosto y el aire de enfriamiento entran al cilindro de exhosto y son canalizados entre un ensamble interno y externo del cono difusor. El cono exterior protege las paredes internas de la carcasa de la exposición directa a la alta temperatura de los gases de exhosto mientras el cono interno envuelve el alojamiento del cojinete posterior. El cilindro de exhosto está compuesto del alojamiento del cojinete, los conos

internos y externos del difusor del exhosto, y la carcasa externa, todos unidos juntos por medio de un ensamble de platinas de apoyo tangencial.

Seis elementos de apoyo fijos en la carcasa exterior del difusor del exhosto proveen apoyo estructural para el ensamble del alojamiento del cojinete. Los miembros estructurales que soportan el alojamiento del cojinete están protegidos dentro de otro juego de soportes externos huecos que proporcionan soporte para los conos difusores de exhosto externos e internos. Este recubrimiento protege las platinas de daño por gases de exhosto calientes proporcionando envolturas de aire fresco alrededor de ellas. Este tipo de recubrimiento contra el calor hace al sistema de platinas menos sensible a las condiciones transientes de temperatura.

El diseño tangencial permite la expansión del soporte a través de una leve rotación del alojamiento del cojinete mientras mantiene un soporte rígido de bajo estrés. El sistema es menos sensible a los transientes de temperatura y es capaz de sostener centrado el cojinete para todas las variaciones de temperatura y carga.

El túnel alrededor del alojamiento del cojinete es separado de la cavidad de disco de la turbina por un sello estático. Unos orificios en la pared de la carcasa del cojinete proporcionan paso de aire del túnel del cojinete a las cavidades de sello del cojinete. Algo de este aire pasa a través del sello dentro de la cámara del cojinete, el cual está a un pequeño vacío. El aire remanente fluye a través del sello dentro de la cavidad de disco en la parte trasera de la rueda de álabes de cuarta etapa. Este flujo de aire enfría la cavidad de disco y pasa a la corriente de gases de exhosto, enfriando continuamente el túnel del cojinete y el espacio del cono interno.

El distribuidor del exhosto está compuesto de un cilindro interno y otro externo, acoplados por medio de dos platinas huecas de forma aerodinámica. El cilindro externo tiene la forma de un cono truncado. El cilindro interno, conjuntamente con el cono interno del difusor de exhosto, forma una cámara encerrada alrededor del cojinete posterior. Los soportes huecos proporcionan

una vía de acceso a esta cámara, como también un conducto para las tuberías y las líneas de conduit hacia el área de los cojinetes.

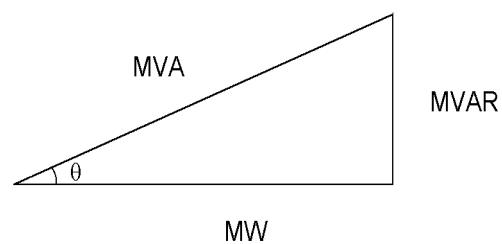
El distribuidor del exhosto sirve como una extensión del difusor del exhosto. El flujo de aire/gas de combustión es reducido sin volverse excesivamente turbulento. La estabilización del flujo de exhosto más adelante mejora el desempeño de la CT y sirve como una transición aerodinámica al sistema de exhosto.

#### 4.2 Generador sincrónico 206 MVA

La Turbina de combustión mueve un Generador Sincrónico AC de alto voltaje para suministrar 230 kV. a la subestación de Comuneros y para mover los equipos auxiliares de planta a través de los Transformadores de Arranque y Auxiliares siempre que la CT esté operando. El Generador es un Generador sincrónico a 3 fases, 60-Hertz, y 3600-rpm. La capacidad de potencia del Generador es expresada en unidades de Mega-Volti-Amperios (MVA) y es determinada por el diseño de la máquina. El Generador de CT tiene una capacidad de 206 MVA a 0.90 factor de potencia. El Generador es totalmente encapsulado y usa un sistema de enfriamiento por hidrógeno, con dos enfriadores que intercambian calor con agua y etilenglicol al 30 %

La salida total de potencia de un Generador es medido en dos formas separadas, Vatios y Volti-Amperios-Reactivos (VAR). Vatios es la medida de la potencia real que el Generador está proporcionando (potencia que está realizando un trabajo). VAR es la medida de la potencia reactiva, la cual es simplemente descrita como la energía retornada a la fuente por los componentes reactivos de las cargas eléctricas del sistema (reactancias inductiva y capacitiva). VAR es usualmente descrita en términos de operación retrasada (lagging) o adelantada (leading). Las salidas de potencia del Generador son típicamente medidas en valores de Mega Vatios ( $10^6$  vatios) y

MegaVolti-Amperios (MVA). La capacidad para el Generador de CT será entonces expresada como 206 MVA (185.4 MW) a un factor de potencia de 0.9. MW y MVAR no pueden ser sumados algebraicamente el uno al otro; por lo tanto, es importante entender la relación entre MW y MVA que es definida por el término factor de potencia (pf). Factor de potencia es un valor numérico, el cual describe cuanto de la potencia disponible de un Generador está siendo usada para realizar un trabajo a las cargas del sistema de distribución. A medida que más potencia es desplazada en los campos magnéticos de un sistema, el factor de potencia se reducirá y el resultado es visto como disminución en MW. La completa relación del sistema AC, referida como el triángulo de potencia, es ilustrada en la figura de abajo.



1.  $MVA = \sqrt{(MW)^2 + (MVAR)^2}$
2.  $PF = \cos(\theta)$
3.  $PF = MW/MVA$

#### 4.2.1 Equipo Principal y Componentes

El Generador y el sistema de excitación consisten en estator del Generador (inducido), rotor del Generador (campo), un ensamble de colector consistente en anillos deslizantes rotatorios conteniendo varios bancos de escobillas de carbón, un compartimiento de cables principales del Generador, un cubículo neutral de tierras, un transformador de la excitación del Generador, dispositivo de distribución (switchgear) de excitación estática, y un cubículo de regulador de voltaje. El Generador es movido por la CT a través de un eje rotatorio, el cual es común a ambas partes del equipo. La función de la combinación del Generador de CT y el sistema de excitación es convertir energía mecánica de la rotación de CT en energía eléctrica precisamente regulada.

#### 4.2.1.1 Estator y Rotor

Un campo magnético es desarrollado en las bobinas del devanado del estator pasando corriente directa (DC) a través de una bobina de devanado más pequeña de campo secundario en el rotor. La fuente de la corriente DC del devanado de campo (Excitatriz), o "corriente de excitación," es controlada y variada por el regulador de voltaje para mantener un voltaje específico en el devanado de campo (voltaje DC) o en los cables principales del Generador (voltaje AC). La energía para la excitación del generador es suministrada desde los terminales del Generador a través de un transformador de excitación.

Las puntas de las bobinas del estator son sacadas para conectar las cargas eléctricas, mediciones, y relés de protección. El voltaje DC es aplicado a las bobinas de campo vía escobillas del rotor localizadas en el alojamiento del colector. Los componentes dentro del alojamiento del colector son refrigerados por aire filtrado que es pasado a través del recinto por un ventilador montado en el eje.

#### 4.2.1.2 Sistema de Excitación

El sistema de excitación suministra y regula energía eléctrica a los devanados de campo rotativos para excitar el Generador. Es hecho por dos componentes principales: el transformador de excitación, y el paquete regulador/rectificador contenido en dispositivo de distribución (switchgear) de la excitatriz. La energía recibida del transformador de excitación es convertida de AC a DC por un rectificador. La cantidad de energía convertida es controlada por el regulador de voltaje.

#### 4.2.1.3 Regulador de Voltaje

La regulación de voltaje es producida por el uso de tiristores amplificadores de potencia y controlada a través de un regulador de ajuste manual DC o automáticamente por el regulador voltaje AC en respuesta al voltaje salida principal del Generador que es continuamente sensada por transformadores de potencial para propósitos de control y medición. Los tiristores son accionados “on” y “off” en una configuración de puente completo rectificador de tres fases. La corriente DC resultante es aplicada directamente al campo principal del Generador. Los voltios y amperios del campo principal del Generador son monitoreados también como cualquier alarma del sistema de excitación.

#### 4.2.1.4 Interruptor de Salida del Generador de CT

El interruptor de salida del generador permite que el Generador sea sincronizado al voltaje y frecuencia del sistema de red de Comuneros. El Interruptor del Generador es usado para conectar el Generador de CT a través de un transformador elevador al sistema local de transmisión de alto voltaje 230-kVolt.

#### 4.2.1.5 Ducto de Barras de Fases Aislado

El ducto de barras de fase aislado consiste en tres ductos conductores redondos de aluminio rígido alojados en recintos individuales por fase. Este conecta los terminales del Generador de CT al transformador de excitación y al transformador elevador.

#### 4.2.1.6 Cubículo de Tierra Neutro

El cubículo de tierra neutro contiene un transformador de una sola fase a 14400/240/120, 15 kVA, y un resistor a 0.50 ohm, 300A, 1 min. Esta combinación limita la corriente de falla a tierra del Generador a 260 amperios.

#### 4.2.1.7 Sistemas de Control y Protección

El sistema de control distribuido WDPF provee todas las características de control y protección para el Generador de la turbina. El Generador es normalmente controlado por los operadores desde las consolas de control en el Cuarto de Control de la planta.

#### 4.2.1.8 Sincronización

El sistema de sincronización del Generador es suministrado en el panel de relés de protección del Generador que permite al Generador ser conectado de manera segura a la red eléctrica. Un selector de tres posiciones (Manual - Off/Remoto - Automático) determina la localización a la cual la sincronización es controlada. En la posición MANUAL, el operador manualmente controla la sincronización del Generador en el panel de control del Generador. El control de la sincronización es realizado automáticamente a través del circuito de control de velocidad con el selector en la posición AUTO.

El WDPF de la planta provee control para los MW localmente y usando valores de operación introducidos. En la Pantalla de Control Automático del Generador, control de MW es local y el operador entra la demanda en MW, y los valores de incremento MW/MIN.

#### 4.2.1.9 Regulación de Voltaje

La energía eléctrica es producida en el estator del Generador por un campo magnético rotativo. La energía o excitación para el campo es producida por un regulador estático de voltaje por medio de una escobilla y un ensamble de anillo deslizante. La energía eléctrica a la Excitatriz es suministrada por la salida del Generador desde el estator a través del Interruptor de excitación de campo localizado en el encerramiento de la excitatriz. Esta energía AC es rectificadora y se establece un pulso de corriente DC al campo magnético rotatorio. El regulador actúa para mantener una salida de voltaje del Generador variando la fuerza del campo magnético en los devanados del rotor. Esto se logra variando la duración de los pulsos DC que son suministrados al campo. El regulador controla el encendido o activación de los dispositivos de los tiristores (SCRs) los cuales actúan como switches y permiten la salida del ensamble rectificador de la excitatriz para ser suministrada al campo magnético giratorio. El control del regulador se logra controlando el ajuste de encendido de los tiristores a través de un regulador de base ajustado manualmente o automáticamente a través de una respuesta de retro alimentación del voltaje terminal del Generador. Un voltímetro de transferencia da una indicación de la diferencia en los voltajes de salida de los modos de regulador de voltaje manual y automático. Cuando no hay diferencia entre estos voltajes, el voltímetro está balanceado y el operador puede hacer transferencia de modos de manera segura.

El circuito DC, o voltaje de campo, está siempre operando independientemente del modo de operación. Este circuito es también conocido como el circuito interno. Este proporciona la salida o señal de encendido para los SCRs. Cuando se está operando en modo (DC) manual, el voltaje de campo es comparado con una señal de referencia manual (setpoint) y el error resultante es usado para controlar la salida del circuito interno a los SCRs. Si el voltaje sentido es menor que el voltaje de referencia, la señal de salida es aplicada más rápidamente a los SCRs, permitiéndoles activarse y suministrar un pulso

de duración más largo al campo magnético giratorio, incrementando así la fuerza del campo. Lo opuesto ocurre si la fuerza del campo está por encima del voltaje de referencia.

La salida del regulador AC reemplaza la señal de referencia manual (setpoint) cuando se está operando en modo (AC) automático. En el regulador AC, la señal de error es desarrollada a través de la comparación de la señal de referencia automática (setpoint) con la señal del sensor de voltaje terminal del Generador. Para un incremento en el voltaje terminal por encima de la señal de referencia, la señal de error del regulador AC al regulador DC se incrementa. Esto tiene el mismo efecto que incrementar la señal manual de referencia (setpoint) al regulador DC. El resultado es una señal de error incrementada entre el voltaje censado en el campo y el nuevo voltaje DC de referencia, lo que ocasiona un incremento en la fuerza del campo, como fue previamente explicado.

El propósito primario del regulador de voltaje es controlar el voltaje AC de salida del Generador. Esto no siempre significa tener el voltaje de la línea constante. Para una operación paralela estable con la red de Comuneros, una pequeña caída en el voltaje por encima del rango del Generador es necesario. Esta caída o característica de inclinación establece una carga dada para cada valor de voltaje que pueda ocurrir en la red, y así estabiliza la carga del Generador a ese valor. Por esta razón las características de inclinación son establecidas dentro de los parámetros operativos del regulador. El factor de potencia es también indirectamente afectado y ajustable cuando los Generadores están operando en paralelo y en línea con la red de Comuneros.

El voltaje de línea que el Generador y el regulador están intentando mantener establecerá la eficiencia eléctrica del sistema y de la planta. El factor de potencia en uno o la carga total en MW (cero VAR) es el modo de operación más eficiente.

#### 4.2.1.10 Alarmas y Relés de Protección

Las alarmas generadas por el Generador y el sistema de excitación son las estándar del fabricante y son mostradas en la consola de control del WDPF. El controlador del WDPF Controla y protege la turbina y el Generador de condiciones anormales que puedan resultar en daño al Generador. Los parámetros críticos de operación monitoreados son temperatura de rodamientos, temperatura en devanados del estator, vibraciones del eje, y excitación anormal. El WDPF genera una alarma o un disparo, de acuerdo como sea apropiado para protección.

La energía para los relés de protección y para los disparos es suministrada por el sistema de 125 VDC. El Generador es automáticamente protegido contra fallas eléctricas y falla en el sistema de energía primaria por varios relés de protección, los cuales están localizados en el compartimiento del Generador, el compartimiento auxiliar del Generador y el paquete eléctrico.

#### 4.2.1.11 Carcasa

La carcasa del generador y sus extremos de cierre son fabricados en lámina de acero, la cual es rolada y soldada para formar las formas requeridas. El método de construcción dependerá de si el generador va a ser utilizado bajo techo o en exteriores.

Las unidades que son destinadas para operar en exteriores contienen protecciones especiales contra la lluvia, el viento, la nieve, el calor, el frío y el óxido. Esto incluye protecciones a prueba de agua para instrumentos y todas las conexiones mecánicas y eléctricas.

#### 4.2.1.12 Núcleo del estator

El núcleo del estator consiste en una serie de láminas magnéticas aceradas unidas mediante una prensa hidráulica en su fabricación. Cada lámina está recubierta para proveer aislamiento entre uniones así como prevenir el sobrecalentamiento por corrientes inducidas. El núcleo terminado es tratado para protegerlo de la formación del óxido.

Las bobinas del estator son aisladas con un aislante THER-MALASTIC para eliminar la actividad corona.

#### 4.2.1.13 Detectores de temperatura

Detectores de temperatura son provistos dentro del generador para medir varias temperaturas internas del generador. Aquella localizadas en los pasajes del gas, miden la temperatura del gas caliente entrando a los enfriadores de hidrogeno y la temperatura del gas al salir de los enfriadores.

#### 4.2.1.14 Rotor del generador

El cuerpo del rotor es forjado con acero de alta resistencia. Un agujero axial es provisto en el lado excitación para llevar las terminales del devanado de campo a la fuente de excitación.

#### 4.2.1.15 Devanado del rotor

Los devanados están localizados en agujeros radiales con variable espesor. Celdas aislantes son ubicadas primero en cada ranura y las bobinas son ensambladas media vuelta al tiempo.

#### 4.2.2 Sistema de enfriamiento por hidrogeno del generador (Sistema Primario)

El enfriamiento por hidrogeno ha sido empleado en generadores de turbinas con capacidad mayor a 20.000 KW desde la década de los 30's. Inicialmente la presión del Hidrogeno dentro del generador se mantenía a  $\frac{1}{2}$  psig. Incrementando la presión de Hidrogeno y con mejoras en los blowers, metalurgia y en detalles de la construcción, fue posible aumentar de manera práctica a valores máximos en forma constante.

Sin embargo, se hizo evidente que el aumento de la presión de hidrogeno estaba limitada a 30 psig, ya que más allá de ese punto no se aprecia aumento de la capacidad con mayor aumento de la presión de hidrogeno, por lo que Westinghouse Corporation desarrolló un método mejorado de enfriamiento para grandes generadores de turbinas de combustión, lo cual permitió la fabricación de generadores con mayor capacidad.

El fundamento básico de esta mejora consistió en enfriar los conductores activos dentro del generador haciéndolos huecos y circulando un medio de enfriamiento a través de estos ductos.

El enfriamiento con Hidrogeno tiene las siguientes ventajas:

1. Las Perdidas por fricción y ventilación se reducen debido a la baja densidad del gas Hidrogeno. Las pérdidas por ventilación son proporcionales a la densidad del gas.
2. Un aumento en la potencia de salida por unidad de volumen es alcanzada debido a la alta conductividad térmica y altos coeficientes de transferencia de calor del hidrogeno. Es esta ventaja del Hidrogeno la que permitió fabricar generadores de mayor capacidad de lo que era posible con enfriamiento por aire.
3. Los gastos de mantenimiento se reducen gracias a la ausencia de polvo y humedad propia de un sistema cerrado de gas recirculante.

4. El tiempo de vida del aislamiento de los devanados del estator puede ser aumentado gracias a la ausencia de oxígeno y humedad lo cual disminuye el dañino efecto de cualquier corona que pueda presentarse bajo inusuales condiciones de operación.
5. El ruido del viento (gas recirculante) es reducido debido a la menor densidad del gas y al ser un sistema de ventilación cerrado.

Tabla 1. Coeficientes de transferencia de calor

<b>Características</b>	<b>Aire</b>	<b>Hidrogeno</b>
Densidad	1.00	0.07
Conductividad Térmica	1.00	7.00
Coeficiente de transferencia de calor	1.00	1.35
Calor Especifico	1.00	0.98
Mantiene la combustión	Si	No
Agente Oxidante	Si	No

Fuente: Westinghouse Electric Corporation 1994

#### 4.2.2.1 Flujo del sistema

El Generador emplea un circuito cerrado de enfriamiento con hidrógeno. Este sistema de enfriamiento provee una manera segura de adicionar o remover hidrógeno al Generador, manteniendo la presión de hidrógeno a 30 psig, monitoreando parámetros del sistema, suministrando las alarmas apropiadas, y secando el hidrógeno.

El Hidrógeno es circulado por un ventilador de flujo axial montado en el rotor del Generador lado turbina. El ventilador empuja al hidrógeno a través de dos enfriadores de hidrógeno tipo aleta refrigerados por agua los cuales están montados dentro de la carcasa del Generador entre el ventilador y la carcasa del generador lado turbina. Un transmisor de presión diferencial electrónico es conectado al recinto del Generador y censa la presión desarrollada por el

ventilador montado en el eje. La señal de presión diferencial es transmitida al Cuarto de Control y puede ser usada como un chequeo de la condición de pureza de gas en el Generador.

El hidrógeno frío que sale de los enfriadores viaja a través de la armazón hacia el extremo de la excitación del Generador, donde es introducido por los extremos abiertos de los tubos de venteo en las bobinas del estator, orificios axiales en el núcleo del estator, anillos de conexión, conductores principales, bujes, y el rotor. El hidrógeno pasa desde el extremo de excitación del Generador al extremo lado turbina del Generador por tubos de venteo, orificios axiales, y ductos de tubería desde la caja de conexiones. El gas es entonces recirculado a través del circuito cerrado. Agua de Enfriamiento es suministrada para los enfriadores de hidrógeno desde el sistema auxiliar de enfriamiento agua / glicol.

Una porción del hidrógeno frío saliendo de los enfriadores es también dirigido, por baffles y pasajes de ventilación a cada extremo del rotor, a los devanados del rotor mismo. Es entonces descargado en el espacio de aire en el centro del rotor y es luego enviado nuevamente hacia el ventilador y recirculado a través de los enfriadores. El extremo curvo del devanado tiene un circuito separado de ventilación de aquel en la porción recta del devanado. Un patrón especial de orificios es provisto y el gas frío de los enfriadores pasa directamente dentro de estos orificios a ambos extremos del rotor. Este hidrógeno fluye a través de pasajes huecos en el extremo curvo, similar a los pasajes en el extremo recto del rotor, y es entonces descargado dentro de una cámara especial debajo del extremo curvo del estator cerca del centro del polo. De aquí es descargado al espacio de aire y es entonces retornado al ventilador.

#### 4.2.2.2 Almacenamiento de Gas

El Hidrógeno de reposición es suministrado al Generador desde dos brazos de hidrógeno. Cada brazo de hidrógeno puede ser aislado del otro y contiene

siete puntos de conexión para cilindros independientes de hidrógeno. Una válvula solenoide en el cabezal común permite el llenado remoto del sistema y una válvula reguladora de presión mantiene la presión del Generador a 30 Psig.

#### 4.2.2.3 Secador de Gas

El sistema de enfriamiento del gas hidrógeno es conectado a una torre secadora de aire dual tipo disecante. Cada torre del secador está equipada con un ventilador independiente para ayudar en el transporte de hidrógeno a través de las torres y calentadores en las torres para propósitos de regeneración. Las torres están conectadas con dos válvulas de cuatro vías que son controladas / actuadas por un mecanismo de cambio neumático temporizado. El secador es completamente automático y no requiere interacción con el operador para funcionar o reactivarse. La reactivación de la unidad se lleva a cabo simultáneamente con la operación del Generador.

Cada torre está llena con 50 lbs de alúmina disecante activada. El Hidrógeno es forzado a través del disecante y debido a la gran superficie de área y la alta capacidad de absorción de la alúmina activada, el agua vapor en el hidrógeno es separada del gas y atrapada. La secuencia de temporizado programa para que una torre esté absorbiendo vapor por ocho horas, mientras la otra torre está siendo regenerada. La secuencia de regeneración consiste en cuatro horas de calentamiento y cuatro horas de enfriamiento.

La regeneración de la torre fuera de servicio se logra calentando el absorbente con los elementos de calentamiento eléctricos embebidos los cuales vaporizan la humedad atrapada. Al mismo tiempo, el hidrógeno es forzado a través de la torre en regeneración por su ventilador. El hidrógeno saca la humedad vaporizada y es dirigida a través de un intercambiador enfriado con agua del sistema de enfriamiento. La humedad en el hidrógeno se condensa y permanece en la cámara separadora. La cámara separadora está equipada con una trampa drenaje tipo flotador, la cual permite que la humedad

recolectada sea drenada de la unidad. El hidrógeno es entonces dirigido de nuevo a la succión del ventilador. Después de cuatro horas de reactivación, los calentadores de las torres son automáticamente desenergizados y el disecante es enfriado por cuatro horas por el hidrógeno siendo pasado a través de la torre y circuito de enfriamiento.

#### 4.2.2.4 Detectores de Líquido

El Generador está equipado con dos detectores de líquido. Si el líquido entra al Generador debido a fugas de aceite, un enfriador defectuoso, o excesiva condensación, este fluirá hasta el fondo del Generador y hacia los detectores de líquido. Los detectores de líquido consisten en una cámara con dos interruptores de mercurio operados por flotador. Los interruptores son activados a pre-determinados niveles de líquido para indicar altos niveles. Las alarmas son recibidas en el Cuarto de Control.

#### 4.2.3 Sistema de Purga de Dióxido de Carbono

El sistema de purga de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) provee una forma de admitir CO<sub>2</sub> al generador para remover hidrógeno. El CO<sub>2</sub> es suministrado al sistema por un banco simple de cilindros de CO<sub>2</sub>.

El CO<sub>2</sub> es suministrado al Generador y distribuido a través del generador para desplazar el hidrógeno. El CO<sub>2</sub> es introducido a través del fondo del Generador y el hidrógeno es venteado por arriba. Suficiente CO<sub>2</sub> será introducido para reducir la concentración de hidrógeno a menos del 5%. El medidor de pureza estará conectado en la parte superior del Generador durante las operaciones de purga y la lectura deberá indicar un mínimo de 95% de CO<sub>2</sub> después de completar la purga.

#### 4.2.4 Sistema de Sellos de Aceite del Generador

Ya que el extremo del eje del rotor del Generador enfriado con hidrógeno debe ser llevado hasta afuera del estrecho recinto de gas, se deben proveer formas de prevenir el escape de gas a lo largo del eje. Se suministran sellos con aceite presurizado a ambos extremos del Generador para este propósito.

##### 4.2.4.1 Flujo del Sistema

El aceite es suministrado a dos ranuras anulares en el anillo del sello. Desde estas ranuras, el aceite fluye en ambas vías axialmente a lo largo del eje a través de espacios de tolerancia y el diámetro interno del anillo del sello. Mientras la presión del aceite en la ranura circunferencial exceda la presión del gas en la máquina, el aceite fluirá hacia el lado de hidrógeno del sello y prevendrá el escape de hidrógeno del Generador. Los anillos de sello están montados de tal manera que son capaces de moverse radialmente con el eje pero están restringidos de girar por pasadores en la estructura de soporte. El aceite es alimentado a las ranuras a través de pasajes en el soporte de la estructura y el aceite que pasa los anillos de sello es capturado en cámaras en ambos lados de los sellos y drenados de nuevo al reservorio de aceite de lubricación de la CT a través del tanque de sello (loop seal tank).

##### 4.2.4.2 Bombas del Sistema

Las dos bombas principales de lubricación AC de CT proporcionan el flujo de aceite requerido para que los sellos del Generador mantengan el aceite de sello a una presión de seis (6) psig por encima de la presión de hidrógeno en el Generador durante operación normal de la CT. Cuando el sistema de lubricación es apagado, la bomba de reserva AC o la bomba de aceite de sellos DC son usadas para mantener esta presión de aceite de sello. Esta diferencial de presión es suficiente para mantener el sello contra una fuga de hidrógeno

con mínimo flujo de aceite de lubricación. Es aconsejable mantener el flujo de aceite de sello tan bajo como sea posible para reducir la cantidad de aceite introducido al Generador del flujo de aceite de lubricación. Para mantener la diferencial de presión entre lado aceite y lado gas, la válvula PDCV-34602 de control diferencial es usada para mantener la presión de aceite de sello a 6 Psig por encima de la presión de Hidrogeno en el Generador.

Normalmente, una bomba de lubricación AC está en operación mientras la segunda se encuentra en reserva. La bomba de aceite de sello de emergencia DC se usa como respaldo en el caso que las dos bombas AC de lubricación fallen en suministrar la presión necesaria para el aceite de sellos. Después que la bomba de aceite de sellos de emergencia DC ha estado arrancada por una hora, la turbina es disparada, la válvula de alimentación de hidrógeno es cerrada, y la válvula de venteo de hidrógeno es abierta. Durante períodos cuando la CT no está siendo operada, la bomba de sellos de AC es usada para mantener presión de aceite de sello.

#### 4.2.4.3 Tanques Anti Espuma

El aceite que retorna del lado hidrógeno de los sellos entra a los tanques anti espuma. Los tanques anti espuma permiten que la mayoría del hidrógeno atrapado en el aceite escape antes que el aceite sea retornado al sistema de aceite de sello. Hay dos tanques anti espuma, uno por cada sello. Los tanques anti espuma están localizados en los soportes de los cojinetes del Generador. El nivel de aceite en el tanque anti espuma es mantenido a través de conexiones de rebose de una columna reguladora. El aceite de los tanques anti espuma es retornado al sistema por el regulador de drenaje.

#### 4.2.4.4 Regulador de Drenaje

El regulador de drenaje recoge el aceite de sello retornado del generador y previene que gas hidrógeno entre al sistema de aceite de sello usando una

válvula de flotador. La válvula de flotador en el tanque regulador de drenaje mantiene un nivel mínimo que permite pasar sólo aceite y retornarlo al reservorio de aceite de sello. Una línea de venteo es suministrada para permitir que el hidrógeno retorne al Generador. Una alarma de bajo nivel es actuada por un flotador, que proporciona al operador una indicación de alarma de mal funcionamiento del regulador de drenaje. La alarma actúa cuando el flotador está tres pulgadas abajo de su línea central de montaje.

#### 4.2.4.5 Reservorio de Aceite de Sellos

El reservorio de aceite de sellos recoge aceite de sellos del regulador de drenaje y de los cojinetes del Generador. En el reservorio de aceite de sellos, el hidrógeno y los vapores de aceite son removidos del aceite de sello antes de retornar al reservorio principal de aceite. Un sello tortuoso en el reservorio de aceite previene que el hidrógeno y los vapores de aceite escapen al reservorio principal de aceite de lubricación. El reservorio del aceite de sello está equipado con un eliminador de niebla y dos extractores de vapor de aceites.

#### 4.2.4.6 Eliminador de Niebla

El eliminador de niebla está construido con una canasta de un sólo elemento filtrante, lo cual minimiza la cantidad de niebla de aceite en la salida de los extractores de vapor. Los dos extractores con capacidad 100%, de flujo axial, llevan la niebla de aceite a través del eliminador de niebla de aceite desde el tanque reservorio de sellos y los descargan a la atmósfera. Los extractores de vapor reciben una energía eléctrica de 480V desde el MCC de CT.

#### 4.2.4.7 Extractores de Vapor

Los extractores de vapor también ventilan las cavidades de cojinetes del Generador para prevenir la acumulación de hidrógeno y suministran una presión negativa en el tanque reservorio de aceite de sellos, lo que causa que se libere el hidrógeno disuelto que haya entrado. Los extractores de vapor también remueven hidrógeno del sistema para prevenir una condición de sobre presión en el reservorio de aceite de sello, lo cual podría causar que entrara hidrógeno y pasara el sello del tanque y entrara en el sistema de lubricación principal.

#### 4.2.4.8 Características de Protección

El sistema de aceite de sello viene con dos interruptores diferenciales de presión que proporcionan alarma y características de protección. Un interruptor de presión diferencial 1PDS34603A abre si el delta de presión en el sello cae a 4.5 PSID dando una alarma "Seal Oil Differential Pressure – Low". Un segundo Switch 1PDS34603B abre si el delta de presión en el sello cae a 3.5 PSID, iniciando un disparo de la turbina, cierre de la válvula de alimentación de Hidrógeno FY-34506 y apertura de la válvula FY34511 de venteo de Hidrógeno del Generador.

Durante operación normal las bombas principales de Lubricación de la CT proveen aceite de sello necesario; la primera fuente de respaldo de aceite de sellos, cuando el motor de giro lento (Turning gear) se encuentra fuera de línea es la bomba de aceite de Sellos de motor AC; la segunda fuente de respaldo es la bomba de motor DC, la cual arranca automáticamente si se detecta en el cabezal de sellos una presión de 42 Psig y se apaga cuando la presión llega a 53 Psig.

## 5 ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO

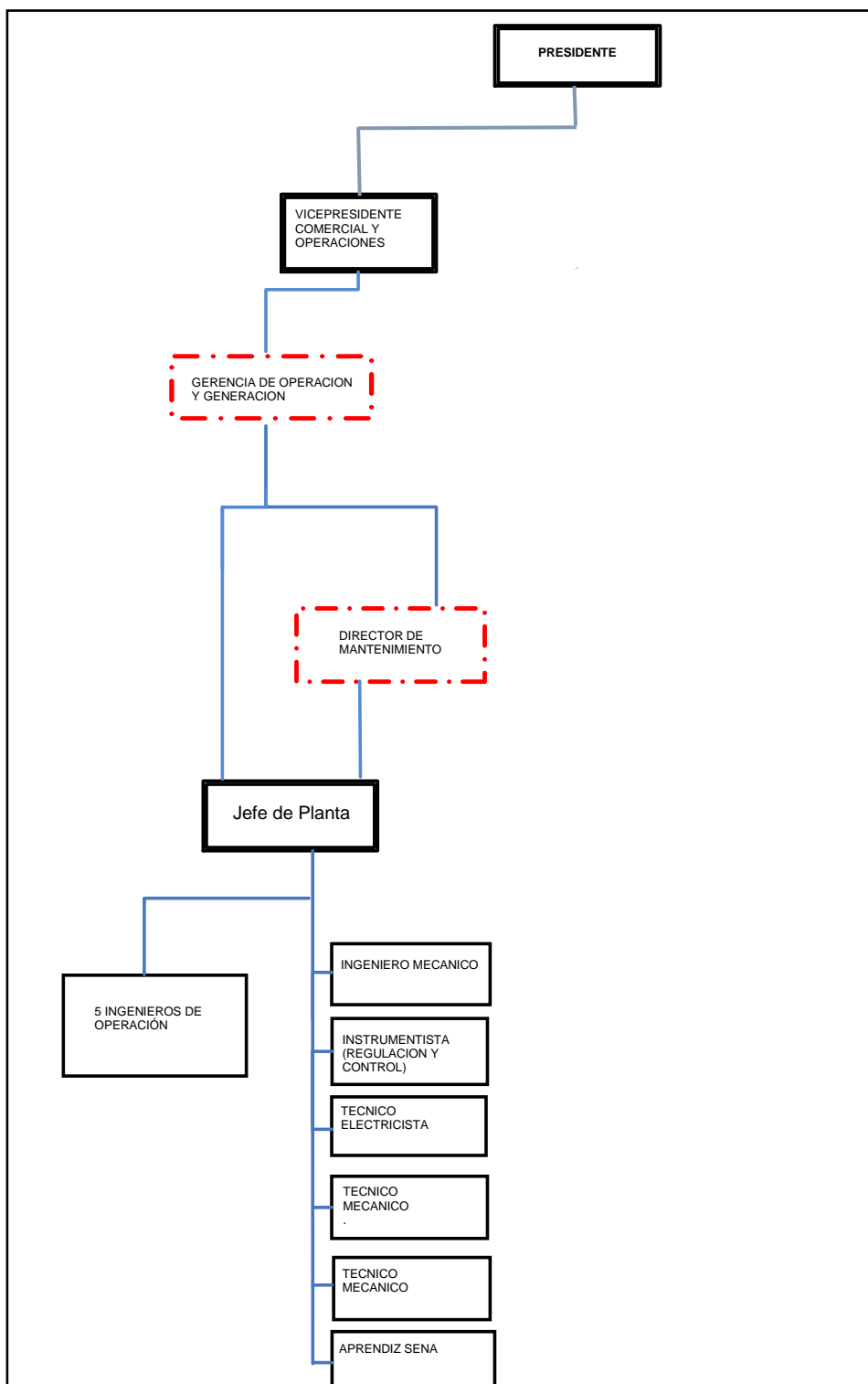
### 5.1 Descripción del proceso de gestión del mantenimiento

La misión del mantenimiento es mantener la funcionalidad de los activos físicos de las plantas, con una oportuna y eficiente utilización de los recursos, para lograr niveles de confiabilidad y disponibilidad, previniendo los efectos ambientales negativos y promoviendo prácticas de trabajo seguras para los colaboradores y contratistas.

### 5.2 Grupo de mantenimiento – Planta Merilétrica

El grupo de mantenimiento en planta está conformado por un grupo de 7 personas, un Jefe de planta, un ingeniero Mecánico, dos Técnicos Mecánicos, un instrumentista, un técnico electricista y un aprendiz SENA (Véase figura 7).

Figura 7. Organigrama área mantenimiento



El área de mantenimiento en planta no ha sido ajena a los cambios y reestructuración de la compañía, estos cambios incluyen la evolución de los sistemas CMMS originalmente PG MATE, luego MP2 y finalmente SAP, con esto se busca una mayor integración y control entre los diferentes procesos de apoyo de la compañía.

### 5.3 Procedimiento gestión del mantenimiento

#### 5.3.1 Establecer políticas y definir lineamientos de mantenimiento

El director de mantenimiento y el Jefe de Planta tienen la responsabilidad de definir las Políticas y lineamientos de mantenimiento, mediante Consulta de Reglamentación, Normatividad, información técnica, información de los equipos, información ambiental, SISO y calidad, planes del negocio.

De acuerdo a esto se elaboran los manuales de mantenimiento.

#### 5.3.2 Definición del plan de mantenimiento

El director de mantenimiento y el jefe de planta definen la creación de planes de mantenimiento y su permanente actualización, se realiza especificando:

- Descripción de las actividades.
- Área responsable.
- Ciclos.
- Duración estimada del trabajo.
- Recursos humanos requeridos.
- Repuestos a utilizar.
- Estado requerido de los equipos a intervenir. (En servicio o fuera de servicio).
- Instructivos de mantenimiento.

Esto se debe hacer permanentemente con base en los resultados y mejoras del proceso, estrategias establecidas, la operación de cada una de las plantas y la información contenida en los manuales de mantenimiento de los equipos de las plantas, incluyendo los equipos críticos de medición y seguimiento.

El presupuesto para la ejecución del plan de mantenimiento se define a partir de: mantenimientos mayores programados, mantenimientos preventivos, proyectos o mejoras a ejecutar y estimados de operación.

El plan se registra en el módulo PM de SAP. Cuando se requiera por características del servicio, la planeación del mantenimiento (Programación Semestral de Mantenimiento – PSM) se entrega al área de Operaciones para su posterior entrega a XM.

### 5.3.3 Programar y aprobar el mantenimiento

El jefe de planta programa la ejecución de los planes. Se evalúa la criticidad de los Avisos para aprobar y programar de urgencia o programar recursos en el tiempo.

El jefe de planta decide si se debe planificar y ejecutar las medidas solicitadas en los Avisos utilizando Órdenes. En caso afirmativo, se crea una Orden para uno o más Avisos. Los Avisos que no se vinculen a Órdenes se cierran.

El jefe de planta o el ingeniero mecánico programa las actividades diarias teniendo como base las Órdenes generadas a partir de los planes de mantenimiento programados e incluyendo las Órdenes generadas de forma manual a partir de Avisos.

La programación y aprobación de mantenimiento se realiza teniendo en cuenta los estándares y lineamientos Ambientales, de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional, y la información de los Riesgos Ocupacionales y Ambientales propios de cada actividad. Se revisa en el módulo de Materiales de SAP, que existan los repuestos o insumos requeridos o si este trabajo se debe contratar se elabora la Solicitud de Servicio.

#### 5.3.4 Liberar órdenes de mantenimiento

Se liberan las Órdenes de mantenimiento en el módulo PM de SAP. Se envía un correo electrónico a sala de control indicando los números de las órdenes a ejecutar al siguiente día.

Los materiales requeridos para la ejecución de las actividades de mantenimiento se vinculan a las órdenes mediante Reservas ó Solicitudes de pedido.

La programación de órdenes de mantenimiento se realiza teniendo en la información de los Riesgos Ocupacionales y Ambientales propios de las actividades a realizar.

#### 5.3.5 Apertura de permisos de trabajo

Se solicita los permisos de trabajo a Operación, de acuerdo a la programación enviada de los mantenimientos a realizar.

En coordinación con el área de Operación se envían las consignaciones a XM para su aprobación.

Para la apertura de los permisos de trabajo se tiene en cuenta:

- Información de los Riesgos Ocupacionales y Ambientales.
- Manual de Tareas críticas, Formatos de ATS y Permisos de Trabajo.
- Estándares y lineamientos Ambientales, de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional.

#### 5.3.6 Entrega de materiales y herramientas

El personal de Mantenimiento retira los materiales de almacén utilizando los números de reserva correspondientes o el número de la orden.

Las herramientas requeridas para la ejecución de las actividades de mantenimiento que se encuentran en el almacén o cuarto de herramientas, se solicitan en calidad de préstamo al encargado de su custodia.

#### 5.3.7 Recibir el equipo de operaciones

En los permisos de trabajo se certifica la entrega y el recibo del equipo mediante la firma del Técnico de Operación y el Técnico de Mantenimiento.

El equipo se recibe ya bloqueado, teniendo en cuenta los documentos para estas tareas que tiene cada planta.

#### 5.3.8 Intervención de los equipos - desarrollo del mantenimiento

El personal de Mantenimiento procede a realizar las actividades descritas en las órdenes tomando como guías los instructivos de mantenimiento cuando corresponda. Adicionalmente, se diligencian los formatos que apliquen en cada caso.

El Técnico de Mantenimiento informa al Jefe de planta o al ingeniero mecánico sobre anomalías o defectos encontrados en los equipos y se solicitan repuestos adicionales, si se requieren.

Para el desarrollo del mantenimiento se tiene en cuenta:

- Información de los Riesgos Ocupacionales y Ambientales
- Manual de Tareas críticas, Formatos de ATS y Permisos de Trabajo
- Estándares y lineamientos Ambientales, de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional
- Elementos de protección personal

### 5.3.9 Pruebas operativas y devolución de equipos a operaciones

Al finalizar las actividades, el personal de Mantenimiento informa al área de Operación para restablecer las condiciones operativas de los equipos y por tanto proceder al desbloqueo de estos, al retiro de las etiquetas y al cierre de permisos de trabajo registrando la devolución de los equipos a Operación.

Durante la realización de las pruebas operativas de equipos se tiene en cuenta:

- Información de los Riesgos Ocupacionales y Ambientales
- Manual de Tareas críticas, Formatos de ATS y Permisos de Trabajo
- Estándares y lineamientos Ambientales, de Seguridad Industrial y Salud Ocupacional
- Elementos de protección personal

### 5.3.10 Devolución de herramientas

Las herramientas solicitadas en préstamo se devuelven al almacén o cuarto de herramientas, el encargado de la custodia verifica el estado de éstas y firma su recepción confirmando la devolución de las herramientas en buen estado.

### 5.3.11 Documentación de la ejecución del mantenimiento

El personal de Mantenimiento notifica en el sistema la información correspondiente a las actividades de mantenimiento ejecutado, el tiempo de ejecución y las personas que participaron, y se anexan los formatos diligenciados cuando sean necesarios.

Si el trabajo fue realizado por un contratista, este envía un informe con los registros, resultados y recomendaciones.

Si el trabajo realizado es una calibración de equipos críticos de medición y seguimiento, el informe incluye el certificado de calibración, los certificados que demuestran la trazabilidad de los patrones utilizados y conclusiones sobre la confiabilidad y estado del equipo.

Una vez notificada la orden se procede a la liquidación, el cierre técnico y el cierre comercial de la orden.

#### 5.3.12 Evaluación de la ejecución del mantenimiento

Se generan reportes mensuales para evaluar la efectividad del mantenimiento y alimenta los indicadores de gestión.

En el caso del mantenimiento predictivo, se llenan tablas adicionales diseñadas para analizar tendencias o se realiza diagnóstico con software especializado, si se tiene.

#### 5.3.13 Identificación de acciones sobre equipos

Se analizan los mantenimientos efectuados a los equipos, el número de fallas que han tenido, el tipo y la frecuencia de mantenimiento y a partir de esta información se toma la decisión de ajustar o modificar el plan de mantenimiento o generar avisos en SAP.

#### 5.3.14 Evaluación del proceso

Mediante de reuniones por procesos, por planta o por grupos primarios se hace análisis de los resultados e indicadores del proceso, para evaluar la necesidad de mejoramientos.

### 5.3.15 Mejora del proceso

De acuerdo a los resultados de la evaluación del proceso y las necesidades de mejora en seguridad industrial, salud ocupacional y ambiental, se determinan acciones de mejora para el proceso.

## 6 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

El programa de mantenimiento cuenta con 144 planes programados en el módulo PM de SAP y cada uno de ellos cuenta con su instructivo de mantenimiento que define el alcance, métodos, repuestos y herramientas a utilizar para ejecutar cada actividad.

Dentro del programa de mantenimiento preventivo encontramos planes de mantenimiento preventivo programado, mantenimiento predictivo basado en condición y pruebas funcionales o Inspecciones.

Dentro del programa de mantenimiento predictivo encontramos:

- Análisis de aceites lubricantes para equipos rotativos.
- Análisis de vibraciones para equipos rotativos
- Análisis de aceites dieléctricos para transformadores
- Termografía infrarroja
- Seguimiento a parámetros de operación como amperaje y temperatura de motores eléctricos.

Entre tareas de búsqueda de fallas tenemos:

- Pruebas eléctricas a equipos de patio 230 kV.
- Pruebas a relés y protecciones de línea.
- Pruebas eléctricas al generador.
- Pruebas a protecciones MCC motores.
- Pruebas funcionales a equipos y sistemas.

## 7 INDICADORES DE GESTIÓN

El proceso de gestión del mantenimiento cuenta con unos indicadores de gestión previamente establecidos por la dirección de mantenimiento, con ellos se busca la mejora continua del proceso estableciendo metas retadoras e implementado acciones correctivas y/o preventivas cuando existe incumplimiento o tendencia a serlo.

### 7.1 Cumplimiento de mantenimiento preventivo

Verifica la ejecución del plan de mantenimiento con el fin de asegurar la confiabilidad de los equipos de las Plantas.

$$\left( \frac{OMF}{OMF + OMP} \right) \times 100\%$$

OMF: Número de órdenes de mantenimiento (OM) preventivo finalizadas en lo corrido del año.

OMP: Número de OM preventivo pendientes al finalizar el periodo evaluado.

Incluye órdenes abiertas y liberadas.

Tabla 2. Prioridades de órdenes de mantenimiento.

PRIORIDAD	PROGRAMACIÓN*	DESCRIPCIÓN
1 - muy alta	Inmediata	Representa la necesidad de atender la orden en la fecha indicada, es decir, se trata de intervenciones inaplazables (ej.: parada de unidad, mantenimientos de emergencia) y por tanto no admite su postergación.
2 - alta	7 días	Para modificaciones y mantenimientos correctivos indica que la actividad puede ser planeada e incluida en la programación de la semana en curso, no es una emergencia pero es un trabajo apremiante. Para mantenimientos preventivos indica que se considera aceptable, en términos de riesgo de falla, un retraso de hasta 7 días en la ejecución del trabajo.
3 - media	30 días	Para modificaciones y mantenimientos correctivos indica que la actividad a realizar puede ser planeada e incluida en el programa mensual. Para mantenimientos preventivos indica que se considera aceptable, en términos de riesgo de falla, un retraso de hasta 30 días en la ejecución del trabajo.
4 - baja	> 30 días	Indica que la actividad de mantenimiento es menos apremiante en cuanto a su planeación y programación.

\* En las actividades requeridas a partir del estado de los elementos es el tiempo para reparar (órdenes de mantenimiento correctivo) o modificar (órdenes de inversión). En las actividades periódicas corresponde a la tolerancia de ampliar los intervalos de ejecución.

## 7.2 Cumplimiento de órdenes pendientes

Minimiza el número de órdenes pendientes y tomar acciones que permitan agilizar su ejecución.

$$\left( \frac{OMF}{OMF + OMP} \right) \times 100\%$$

OMF: Número de órdenes de mantenimiento (OM) preventivo y correctivo finalizadas en el mes evaluado.

OMP: Número de OM preventivo y correctivo pendientes al finalizar el mes evaluado. Incluye órdenes abiertas y liberadas.

### 7.3 Cumplimiento de avisos

Verificar el tratamiento y/o cierre de avisos de averías y solicitudes PM registrados por requerimientos de mantenimiento (excluyendo aquellos creados por modificaciones) con el fin de evitar que afecten la disponibilidad de los equipos de planta.

$$\left(1 - \frac{ANT}{AGM+APMA}\right) \times 100\%$$

ANT: Número de Avisos No Tratados a fin de mes o, para los avisos generados en los últimos cinco días del mes evaluado, antes del sexto día del nuevo mes.

AGM: Número de Avisos Generados en el Mes.

APMA: Número de Avisos Pendientes de Meses Anteriores.

### 7.4 Evaluación del mantenimiento correctivo

Minimiza el número de órdenes correctivas reactivas de emergencia.

*Número de Órdenes de mantenimiento correctivo reactivo de emergencia  
(con prioridad 1 – Muy elevada) creadas en el mes*

### 7.5 Comparación mantenimiento preventivo – correctivo

Mejora la confiabilidad de los activos de generación a partir del seguimiento a la utilización del recurso humano en órdenes de mantenimiento correctivo y preventivo.

$$\left(\frac{HHOMP}{HHOMP+HHOMC}\right) \times 100\%$$

HHOMP: Horas-hombre utilizadas en órdenes de mantenimiento preventivo.

HHOMC: Horas-hombre utilizadas en órdenes de mantenimiento correctivo.

## 7.6 Backlog

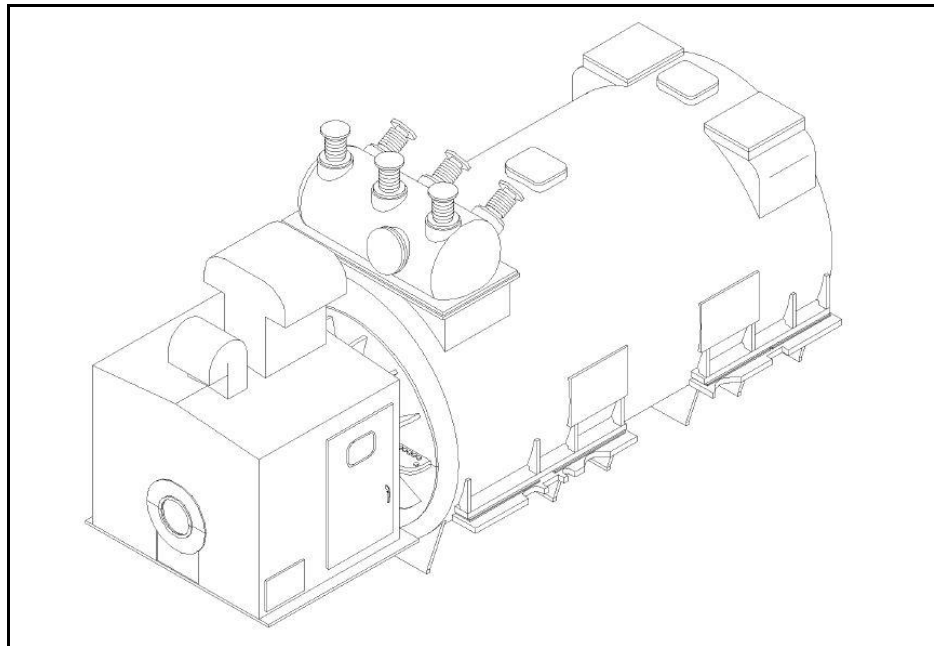
Permite el seguimiento a las órdenes pendientes con el fin de tomar acciones que permitan agilizar su ejecución, mide el número de órdenes pendientes por ejecutar.

## 8 ANALISIS RCM SISTEMA DE ENFRIAMIENTO POR GLICOL

### 8.1 Desarrollo del contexto operacional

Los generadores enfriados por Hidrogeno requieran una fuente constante de líquido refrigerante para mantenerse dentro de los parámetros normales de temperatura de operación  $110 \pm 5$  °F para el estator y  $109 \pm 4$  °F para el H2.

Figura 8. Generador H2 cooled 206 KVA



Fuente: Siemens-Westinghouse

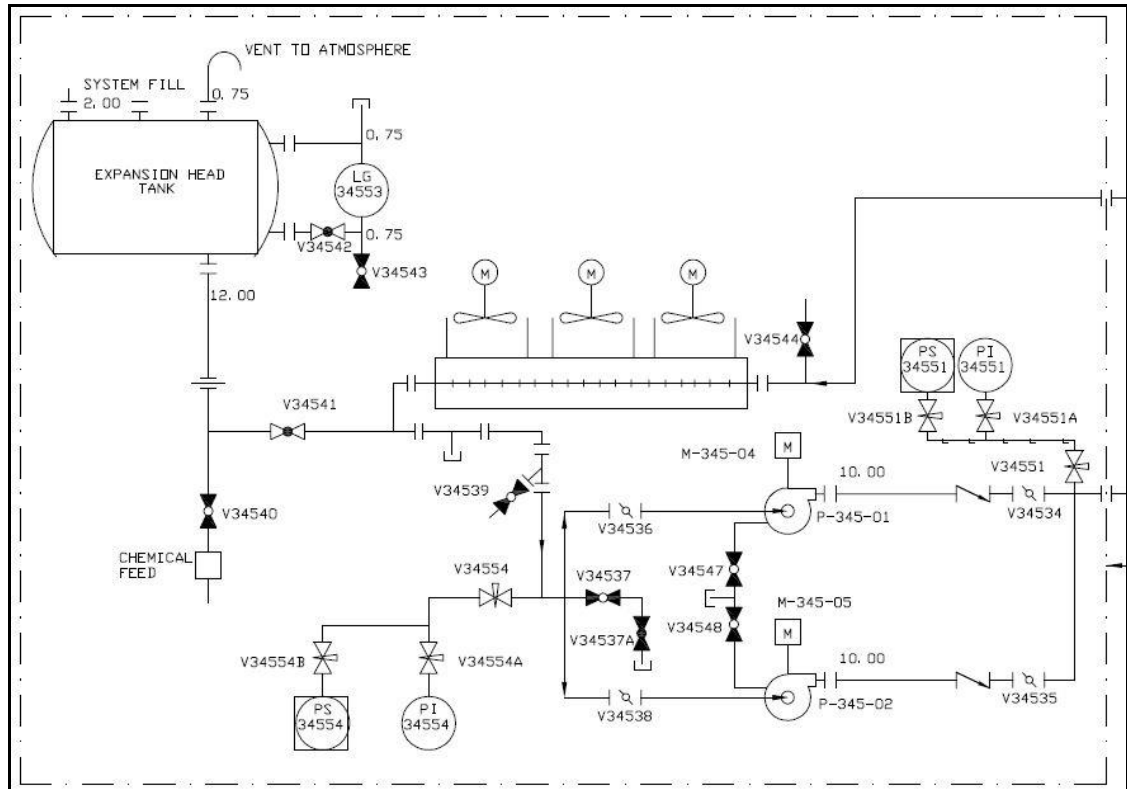
Figura 9. Sistema de enfriamiento Glicol.



#### 8.1.1 Descripción del sistema

Glicol de Enfriamiento es suministrado en circuito cerrado a los enfriadores de hidrógeno desde el sistema auxiliar de enfriamiento de Glicol, dos intercambiadores de calor embebidos dentro del generador permiten la transferencia de calor entre el hidrogeno al interior del generador y el glicol que fluye a través de los tubos del intercambiador, luego este se dirige hacia el intercambiador aire-glicol donde el calor residual es transferido al ambiente y retornando nuevamente hacia el generador impulsado por dos bombas de 100 hp de potencia y 2300 GPM @ 35 m TDH c/u (principal más respaldo) .

Figura 10. P&ID Sistema de enfriamiento secundario Generador SIEMENS 206 KVA



Fuente: Siemens-Westinghouse

### 8.1.2 Enfriador Aire-Glicol

El enfriador de Glicol es un intercambiador de calor enfriado por aire de tubos aleteados el cual usa ventiladores de tiro inducido para dirigir el aire a través del mismo. Hay tres ventiladores con capacidad cada uno de 165.525 CFM y accionados cada uno de ellos por motores AC trifásicos de 460 V, 25 hp y 900 rpm, sus 168 tubos de 1" de diámetro tienen capacidad para circular 2300 GPM.

En operación normal, dos de los ventiladores están operando y el tercero está en reserva. El intercambiador cuenta con una superficie externa de 112.061 ft<sup>2</sup> y una capacidad de transferencia de calor de 10'742.415 BTU/h.

Figura 11. Intercambiador de calor Aire-Glicol



### 8.1.3 Tanque de expansión

El tanque de expansión con capacidad de 238 galones permite la expansión del glicol y mantiene el sistema a un nivel constante durante fluctuaciones intermitentes de temperatura. También provee un medio para ingresar agua/glicol de reposición al mismo.

Figura 12. Tanque de expansión.



#### 8.1.4 Alimentador de químicos

Este componente localizado en el skid de bombas permite la adición de Glicol de reposición y cualquier aditivo requerido como inhibidores de corrosión.

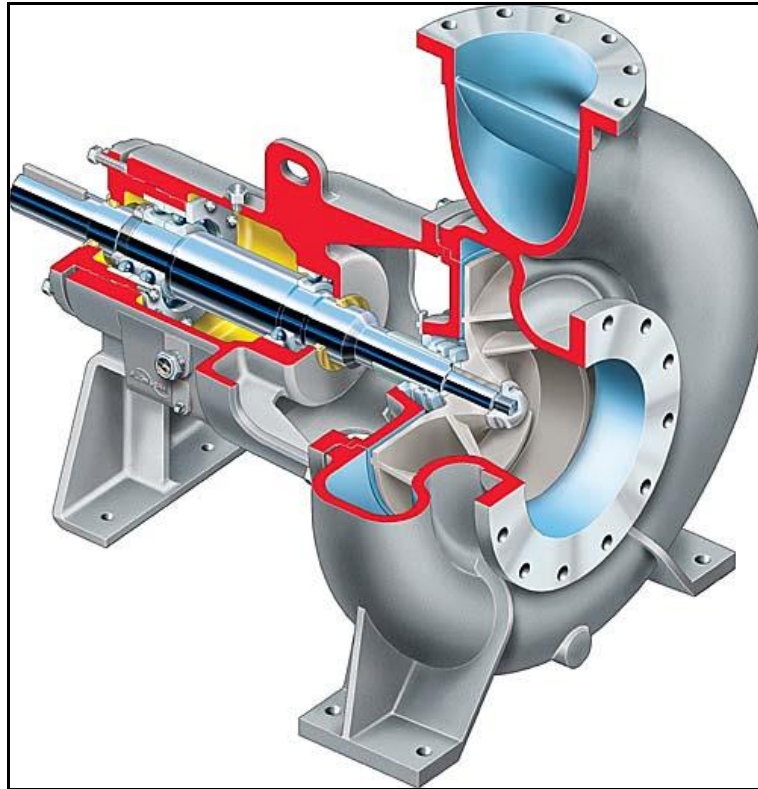
#### 8.1.5 Bombas de agua (P-345-01, P-345-02)

Dos bombas centrífugas marca Durco de 2300 GPM @ 107,1 TDH accionadas por motores eléctricos AC de 480 V, 100 HP y 1750 rpm, están montadas en un skid adyacente al enfriador de Glicol para proveer enfriamiento en todo el rango de operación del generador. Sólo una bomba es operada al tiempo, con la otra funcionando como reserva. Ambas bombas son idénticas en desempeño.

Figura 13. Skid de Bombas



Figura 14. Corte Bomba de Glicol



#### 8.1.6 Indicadores de Temperatura (TI34529, TI34530)

Dos termómetros bimetalicos proveen indicación local de temperatura para el sistema cerrado de enfriamiento localizado en las líneas de entrada (TI34529) y salida (TI34530) al intercambiador de calor.

Figura 15. Indicadores de temperatura entrada y salida.



#### 8.1.7 Indicador de Nivel (LI34553)

Un indicador de nivel magnético permite indicación local del nivel del tanque de expansión LI34553.

Figura 16. Indicador de nivel magnético



### 8.1.8 Interruptor de Presión (PS34554)

Un interruptor de presión normalmente abierto asociado al cabezal de succión de las bombas permite ante un cambio de la señal de este interruptor (Set: 5 Psig decrease, reset 6 Psig Rising) el encendido automático de la bomba de respaldo. La indicación local de la presión del cabezal de descarga de la bomba es mostrada por el PI34554.

Figura 17. Interruptor de presión PS 34554 y PI 34554



### 8.1.9 Interruptor de Presión (PS34551)

Un interruptor de presión normalmente abierto asociado al sistema de control y al cabezal de descarga de las bombas da alarma en cuarto de control y apaga la bomba en línea ante un cambio del estado del interruptor (Set: 40 Psig decrease, reset 43 Psig Rising). La indicación local de la presión de succión de la bomba es mostrada por el PI34551.

Figura 18. Interruptor de presión PS 34551 y PI 34551



#### 8.1.10 Interruptores de Nivel (LS34516, LS34517)

Estos interruptores proveen al sistema de control indicación que está ingresando refrigerante al generador. Esta indicación puede ser resultado de excesiva condensación del enfriador, indicación de fugas internas del enfriador, o indicación de fuga de aceite de sellos (cojinetes) dentro del generador.

Figura 19. Interruptores de nivel LS34516 y LS34517.



Figura 20. Diagrama de entradas y salidas sistema de enfriamiento secundario

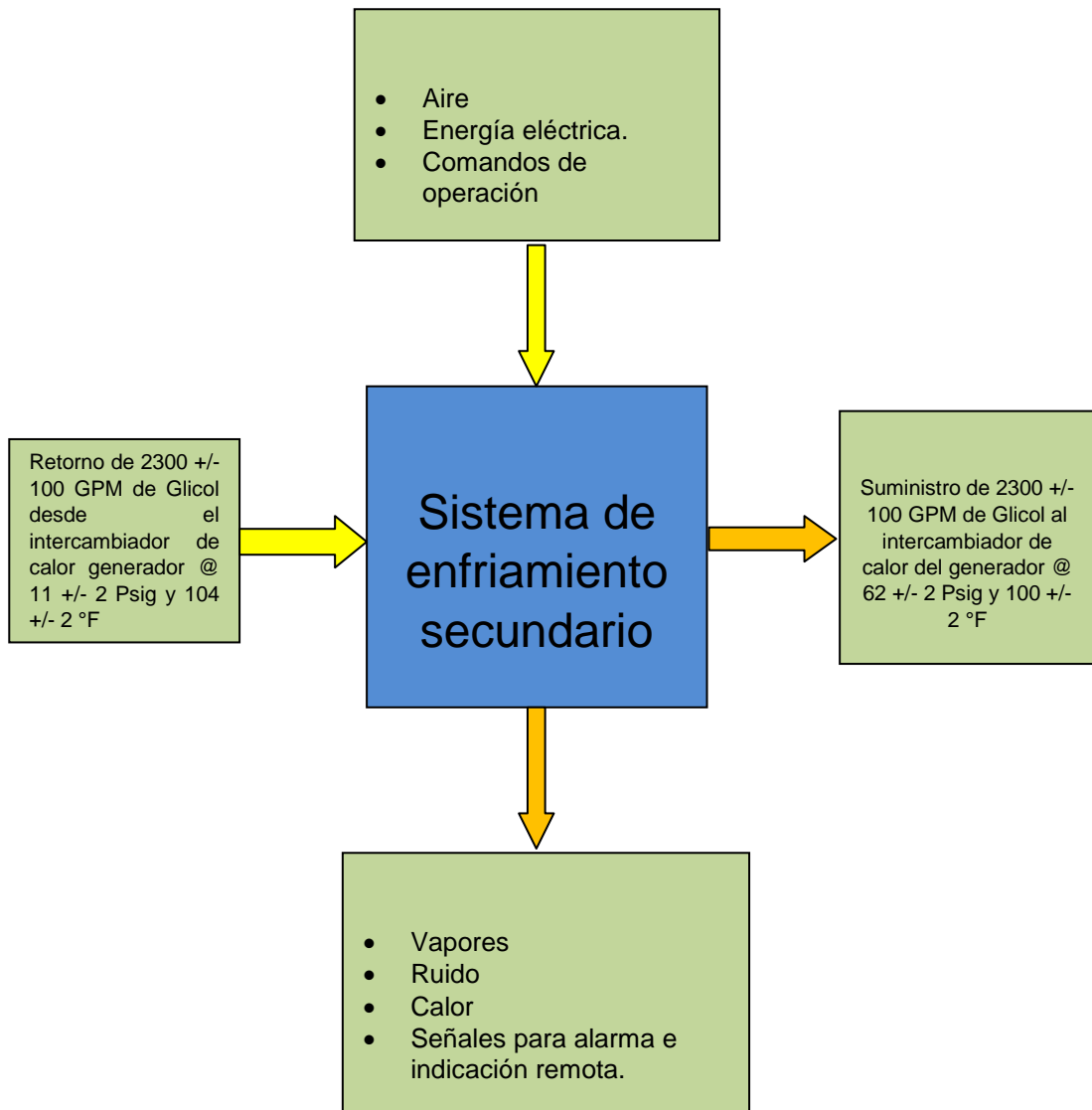
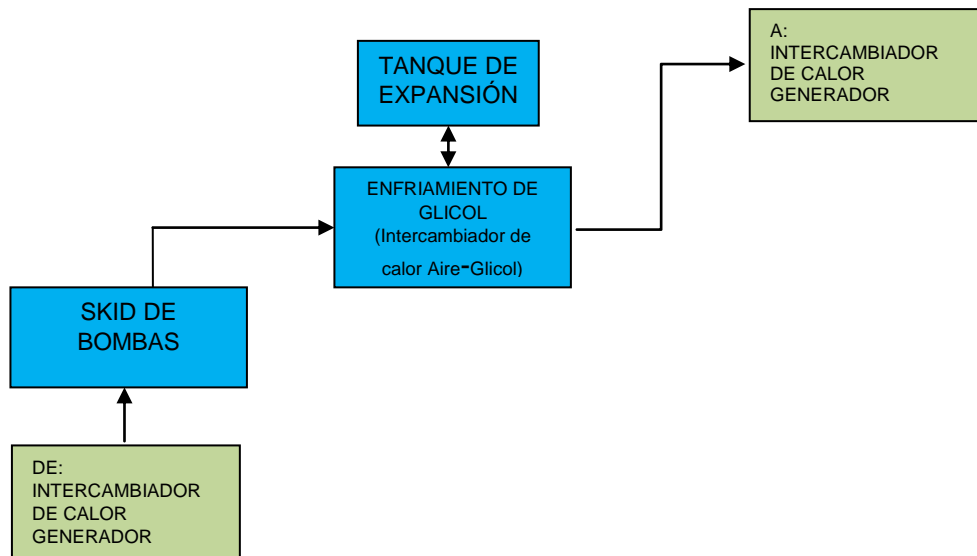


Figura 21. Diagrama de bloques sistema de enfriamiento secundario



## 8.2 Funciones Principales y secundarias

Ver anexo A.

## 8.3 Desarrollo hoja de información

Ver anexo B.

## 8.4 Desarrollo hoja de decisión

Ver anexo C.

## 9 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA

Los frutos y beneficios de RCM deben proveer una mejora significativa en los resultados de la empresa, así como muchas ganancias intangibles.

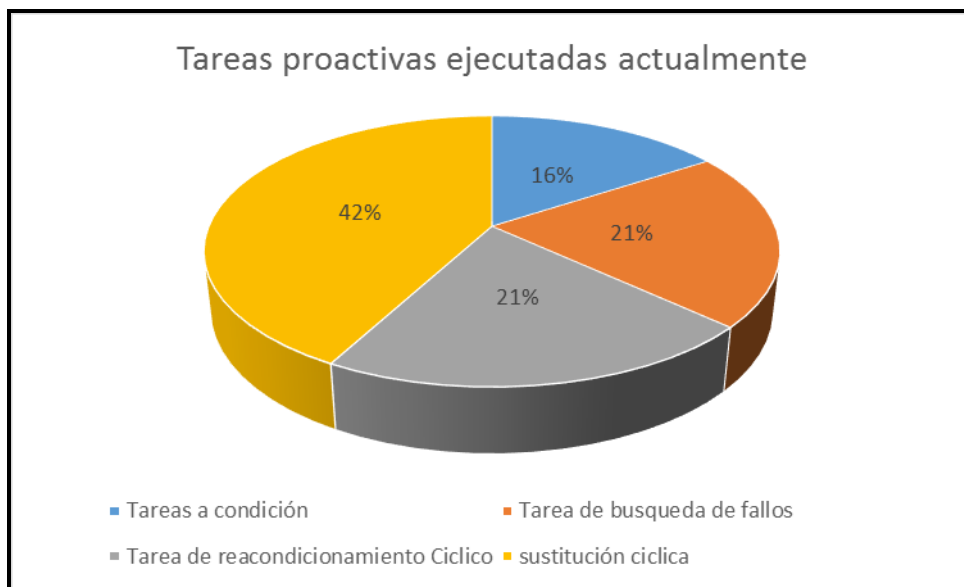
Una revisión al plan de mantenimiento de la planta arrojó la siguiente información:

Tabla 3. Tareas de mantenimiento Proactivas ejecutadas actualmente

Tareas a condición	Tareas de búsqueda de fallas	Tareas de reacondicionamiento cíclico	Tareas de sustitución cíclica
3	4	4	8

Fuente: el autor

Figura 22. Porcentaje de tareas proactivas actuales.



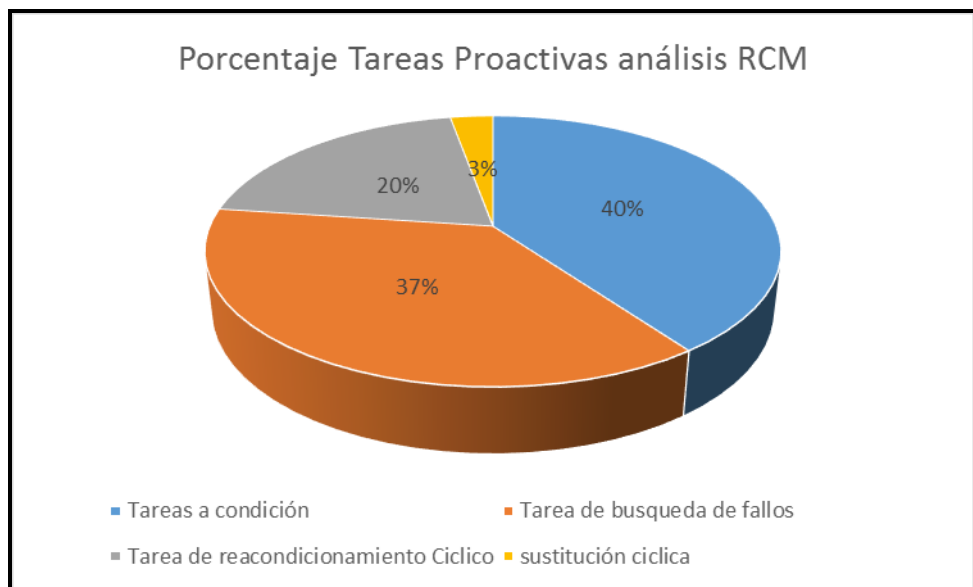
De los resultados de la hoja de decisión del análisis RCM se obtuvo la siguiente información:

Tabla 4. Tareas de mantenimiento Proactivas según análisis RCM.

Tareas a condición	Tareas de búsqueda de fallas	Tareas de reacondicionamiento cíclico	Tareas de sustitución cíclica
14	13	7	1

Fuente: el autor

Figura 23. Porcentaje de tareas proactivas análisis RCM



## 10 CONCLUSIONES

1. La metodología RCM es una herramienta muy valiosa que trae beneficios reales a cualquier tipo de industria.
2. Se brinda una guía para la ejecución de un análisis RCM a un nivel de entendimiento de técnicos y operarios.
3. Se identifica el marco normativo que rige la metodología RCM, la importancia de este y una descripción de las normas.
4. La metodología RCM se basa en la confiabilidad, con ella se busca garantizar que los equipos continúen haciendo lo que los usuarios quieren que haga en su contexto operacional, esto quiere decir que es una metodología complementaria y no excluyente a otras filosofías como por ejemplo TPM que busca la productividad con cero pérdidas, cero accidentes, cero defectos de calidad y cero averías.
5. Los resultados del análisis versus el plan de mantenimiento actual son concluyentes y en concordancia con los resultados típicos de RCM, una disminución del mantenimiento preventivo clásico (Sustitución cíclica) del 42 % al 3 %, un aumento de las tareas basadas en condición del 16 % al 40 %, aumento de tareas en búsquedas de fallos del 21 % al 37 %. Las tareas de reacondicionamiento cíclico prácticamente permanecieron en igual porcentaje para ambos casos.
6. Es notable el aumento total de tareas de mantenimiento que se generaron a partir de la metodología RCM, lo cual indica que hay componentes y equipos del sistema que se están desatendiendo.

7. Es de aclarar que el análisis no tenía el alcance de fallas en motores eléctricos, bombas y sistemas de alimentación AC, es de prever un aumento en el número de tareas de mantenimiento proactivas respecto al programa de mantenimiento actual.

## BIBLIOGRAFIA

PEREZ, Carlos Mario. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Soporte y Cia Ltda. Colombia. Disponible en [www.soporteycia.com](http://www.soporteycia.com)

MOUBRAY, John. RCM2 Reliability Centered Maintenance. Aladon. Inglaterra: John Mitchell Moubray. 2004, 425 páginas.

AMADOR M, Daniel. I-RCM una nueva perspectiva. WAL Engineering: Daniel Amador Mendoza. 12 páginas. Disponible en <http://wal-eng.com/descargables/IRCM%20Una%20Nueva%20perspectiva%20V.2.0.pdf>

UNIVERSIDAD DE MENDOZA. El metodo RCM. Argentina. Disponible en <http://www.um.edu.ar/catedras/claroline/backends/download.php?url=L03zZHVs19JSUkvUkNNLnBkZg%3D%3D&cidReset=true&cidReq=4071>

SILVA, Pedro. Mantenimiento en la práctica. Barranquilla: Pedro Eliseo Silva. 2009, 229 páginas.

# **ANEXOS**