

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LOS  
HIDROGENERADORES DE LA CENTRAL LA GUACA

JUAN CARLOS GROSSO PERALTA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2004

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LOS  
HIDROGENERADORES DE LA CENTRAL LA GUACA

JUAN CARLOS GROSSO PERALTA

Monografía de Grado presentada como requisito para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director: GABRIEL RODRÍGUEZ PABÓN  
Ingeniero Mecánico

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2004

*A Miguel Angel, mi Padre y maestro, quien no alcanzó a verme con esta meta conquistada, pero quien desde el cielo está feliz y orgulloso celebrándola.*

*A mis hijos Juan Andrés y Angela Valeria.*

*A mi señora Eliza y mi madre Martha por su apoyo y ayuda permanente.*

## CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	1
1. LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	3
1.1 ORIGEN Y RESEÑA HISTÓRICA	3
1.2 MISIÓN Y VISIÓN DE EMGESA	4
1.2.1 Misión	4
1.2.2 Visión	4
1.3 DESCRIPCIÓN CADENA DE GENERACIÓN GUACA – PARAÍSO	4
1.3.1 Central El Paraíso	6
1.3.2 Central La Guaca	7
1.3.3 Estación de Bombeo Muña 3	8
2. PLANTA E INSTALACIONES DE LA CENTRAL LA GUACA	9
2.1 EL CONJUNTO GENERADOR CENTRAL LA GUACA	9
2.1.1 Turbina Pélton	9
2.1.2 Generador	10
2.1.3 Transformadores de Potencia	10
2.2 EL PRINCIPIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	11
2.3 CONSTRUCCIÓN GENERAL DE UN GENERADOR	12
2.4 TIPOS DE DEVANADO	14
2.5 CLASES DE AISLAMIENTO	15
2.5.1 Aislamiento del Estator o Armadura	16
2.5.2 Aislamiento del Rotor o Campo	16
2.6 FORMAS DE CONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR	18
2.6.1 Construcción del Estator o Armadura	19
2.6.2 Construcción del Rotor o Campo	20
2.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN EN PARALELO	21
2.8 CARACTERÍSTICAS GENERADOR CENTRAL LA GUACA	22
3. ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO	24
3.1 ORGANIGRAMA DE MANTENIMIENTO	24
3.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO POR HOJAS DE RUTA	24
3.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	29
3.4 EVALUACIÓN DE LA ORGANIZACIÓN DE MANTENIMIENTO	31
3.4.1 Confiabilidad	31
3.4.2 Aspectos económicos	31

4. EL MANTENIMIENTO, LA ADMINISTRACIÓN Y SUS CONCEPTOS	33
4.1 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO	34
4.1.1 Primera Generación	34
4.1.2 Segunda Generación	35
4.1.3 Tercera Generación	36
4.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO	41
4.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO	42
4.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	45
4.4.1 Definición	45
4.4.2 Contexto Operacional	45
4.4.3 Las Siete Preguntas Básicas	46
4.4.4 Funciones de los activos	47
4.4.5 Fallas Funcionales	49
4.4.6 Modos de Falla	50
4.4.7 Efectos de Fallas	50
4.4.8 Consecuencias de las Fallas	51
4.4.9 El intervalo PF	53
4.4.10 Tareas Proactivas	55
4.4.11 Tareas de Reacondicionamiento y/o Restitución Cíclica	58
4.4.12 Tareas a Condición	59
4.4.13 Acciones a “Falta de”	59
4.4.14 Proceso de Selección de Tareas de RCM	61
4.4.15 El Facilitador	63
4.5 ANÁLISIS DE CRITICIDAD	63
4.6 MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN	68
4.6.1 Aspecto Motivacional	68
4.6.2 Formación de Equipos	71
4.6.3 Comunicación Efectiva	72
5. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM	75
5.1 LOS GRUPOS DE ANÁLISIS	75
5.2 DIAGRAMA DE FLUJO RCM	77
5.3 EL CONTEXTO OPERACIONAL	79
5.4 LA HOJA DE INFORMACIÓN	82
5.5 LA HOJA DE DECISIÓN	82
5.6 PROGRAMA RCM	84
5.6.1 Programa de modificaciones e intervenciones	84
5.6.2 Sugerencias de Rediseños	86
6. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN	88
6.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO	88
6.1.1 Costo – Beneficio Aplicando Únicamente Correctivo	88
6.1.2 Costo – Beneficio Aplicando Únicamente Preventivo	89
6.1.3 Costo – Beneficio Aplicando RCM	89
6.2 CÁLCULO DE INDICADORES	90
6.3 METODOLOGÍA DE SEGUIMIENTO DE GRUPO DE ANÁLISIS	92

7. CONCLUSIONES	94
BIBLIOGRAFÍA	96
ANEXOS	

94
96

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pag.</b>
<b>Tabla 1.</b> Rutas de Mantenimiento Preventivo en SIE	25
<b>Tabla 2.</b> Prioridades en Avisos de Avería	29
<b>Tabla 3.</b> Plazos en Avisos de Avería	29
<b>Tabla 4.</b> Calificación de Frecuencia de Fallas	64
<b>Tabla 5.</b> Calificación del Impacto Operacional	65
<b>Tabla 6.</b> Calificación de la Flexibilidad	65
<b>Tabla 7.</b> Calificación de los Costos de Mantenimiento	66
<b>Tabla 8.</b> Calificación del Impacto en Seguridad, Ambiente e Higiene	66
<b>Tabla 9.</b> Cuadro de Factores	67
<b>Tabla 10.</b> Matriz General de Criticidad	67

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pag.</b>
<b>Figura 1.</b> Eslogan y Símbolo de Marca EMGESA	3
<b>Figura 2.</b> Fachada Central La Guaca	5
<b>Figura 3.</b> Interior Casa de Máquinas Central La Guaca	5
<b>Figura 4.</b> Localización Proyecto Hidroeléctrico Mesitas	8
<b>Figura 5.</b> Turbina Pélton	9
<b>Figura 6.</b> Generador en Proceso de Armada	10
<b>Figura 7.</b> Principio del Generador de Corriente Alterna	12
<b>Figura 8.</b> Máquina de Polos Salientes	13
<b>Figura 9.</b> Máquina de Rotor Cilíndrico	14
<b>Figura 10.</b> Estator Central La Guaca	17
<b>Figura 11.</b> Rotor Central La Guaca	18
<b>Figura 12.</b> Polos de Rotor	20
<b>Figura 13.</b> Sistema de Lámparas para Mostrar Sincronía de Generadores	22
<b>Figura 14.</b> Organigrama Central La Guaca	25
<b>Figura 15.</b> Diagrama de Flujo del Mantenimiento Preventivo	28
<b>Figura 16.</b> Diagrama de Flujo del Mantenimiento Correctivo	30
<b>Figura 17.</b> Evolución de las Expectativas del Mantenimiento	38
<b>Figura 18.</b> Evolución del Pensamiento de l Tipo de Fallas	40
<b>Figura 19.</b> Evolución en las Técnicas de Mantenimiento	40
<b>Figura 20.</b> El Contexto Operacional	46
<b>Figura 21.</b> Categorías de Funciones	48
<b>Figura 22.</b> Intervalo P-F	54
<b>Figura 23.</b> Perspectiva de Falla a Intervalos Regulares	55
<b>Figura 24.</b> Tipos de Patrones de Fallas	56
<b>Figura 25.</b> Momento de la Tarea a Condición	60
<b>Figura 26.</b> Cadena para Obtener Resultados	70
<b>Figura 27.</b> Comunicación Efectiva	72
<b>Figura 28.</b> Relación entre los Miembros del Grupo de Análisis RCM	76
<b>Figura 29.</b> Diagrama de Flujo para Análisis RCM	78
<b>Figura 30.</b> Hoja de Información	82
<b>Figura 31.</b> Hoja de Decisión	84
<b>Figura 32.</b> Formulario para el Programa de Mantenimiento Basado en RCM	86
<b>Figura 33.</b> Formulario para Propuesta de Rediseño RCM	87

## ANEXOS

	Pag.
<b>Anexo A.</b> Ejemplo Desagregación Funcional de Equipos en SAP	98
<b>Anexo B.</b> Diagrama de Decisión RCM	100
<b>Anexo C.</b> Hoja de Información Generador Central La Guaca	103
<b>Anexo D.</b> Hoja Decisión Central La Guaca	104
<b>Anexo E.</b> Planilla Seguimiento Asistencia Grupos	105

## RESUMEN

**TÍTULO :** PROGRAMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LOS HIDROGENERADORES DE LA CENTRAL LA GUACA.\*

**AUTOR :** JUAN CARLOS GROSSO PERALTA \*\*

**PALABRAS CLAVES :** Mantenimiento, Centrado, Confiabilidad, Generador, Energía Eléctrica.

**DESCRIPCIÓN:** El programa de mantenimiento en los generadores de la Central Hidroeléctrica La Guaca tiene como finalidad conseguir las metas de disponibilidad y confiabilidad trazadas con el propósito de alcanzar los objetivos de ingresos y ganancias para los accionistas de EMGESA, con base en la fiabilidad de la generación de energía y la preservación en el tiempo del cargo por capacidad que otorga la Comisión de Regulación de Energía y Gas a los entes generadores del país.

El presente manuscrito expone en primera instancia una descripción de lo que es EMGESA, sus postulados estratégicos y resume la estructura de la cadena de generación de energía de Guaca y Paraíso. A continuación se exponen las teorías de construcción de generadores eléctricos y las características detalladas del generador de la Central La Guaca. En seguida se hace una radiografía del esquema actual de mantenimiento del generador, sus estrategias, su recurso humano y los indicadores de gestión usados.

Así, se prosigue con las teorías aplicables de mantenimiento: evolución, mantenimiento correctivo, preventivo y la escuela del mantenimiento centrado en confiabilidad – RCM - . Se revisa además un método de análisis de criticidad y algunos fundamentos de administración del recurso humano.

Por último, se expone toda la estrategia para desarrollar el esquema de mantenimiento centrado en confiabilidad para los generadores de la Central La Guaca, estudiando los grupos de análisis, el contexto operacional, las hojas de información y decisión y el programa final de mantenimiento, el cual puede contener modificaciones en intervenciones, intervenciones nuevas y propuestas de rediseño. Al igual se muestra la forma de hacer la evaluación de la gestión a través de análisis de costo beneficio, indicadores como la confiabilidad y la disponibilidad y el seguimiento a los grupos de análisis.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Gabriel Rodríguez Pabón, Ingeniero Mecánico.

## SUMMARY

**TITLE:** MAINTENANCE PROGRAM BASE IN RCM FOR THE HYDROGENERATORS FROM LA GUACA POWER STATION

**AUTHOR:** JUAN CARLOS GROSSO PERALTA \*

**KEYWORDS:** Maintenance, RCM, Generator, Electrical Energy, Reliability \*\*

**SUBJECT OR DESCRIPCION:** The maintenance program of the generators from the La Guaca power Station, has purpose to meet the goals of availability and reliability marked to reach the objectives of income and profits, to the shareholders from EMGESA. Based on the trust to produce energy and the preservation in time for the capacity load, that gives the Commission of Regulation of Energy and Gas to the entry generators of the country. The present manuscript exposed in the first instance a description of what EMGESA does. The denominated strategies and resumed structural chain of energy production from Guaca and Paraíso. To continue the expose theories of electrical generator construction and detail characteristics of the generator from Guaca Central. The next thing to do is an acutal scheme radiography of the generator maintenance, their strategies, human resources, and the indicators of actions used. In this way it is processed with the aplicable maintenance theories: evolution, corrective maintenance, preventive and the school of reliability – centred maintenance – RCM. A look over the criticize analysis method, and some administration basis of human resource. At last it expose the entire strategy to develop the maintenance scheme, concentrating in the confidentiality for the generators from La Guaca Central. Studying the analysis groups, the operational context, the information and decision sheets and the final maintenance program from which could have intervention modifications, new interventions and redesing proposals. The same way it shows how to do the evaluation actions form through the analysis of the benefits cost. Indicators as confidentiality and the availability and the continuity to the analysis groups.

---

\* Monograh

\*\* Scholl of Mechanical Engineering Maintenance Specialization.

Director: Gabriel Rodriguez Pabón, Mechanical Engineer.

## INTRODUCCIÓN

El negocio de generación de energía en Colombia, cada vez es más exigente y el estado presiona para que los dueños u operadores de los activos de generación, hagan un mejor mantenimiento de sus máquinas con el fin de tener disponible la capacidad del país en este sentido y no llegar a situaciones de riesgo y pérdida como las presentadas en el año 1992 durante los, conocidos por todos, racionamientos de energía.

De esta manera la Comisión de Regulación de Energía y Gas, ha creado mecanismos que incentivan a los dueños u operadores de los activos de generación en el país, ha esforzarse por adoptar estrategias de mantenimiento en sus máquinas, que produzcan resultados altos de disponibilidad y confiabilidad. Los mecanismos usados por la mencionada Comisión se pueden resumir en dos: Transacciones de Energía en Bolsa y Pago del Cargo por Capacidad. La primera se refiere a que la energía a grandes escalas se negocia en un mercado de bolsa, en la cual gana el que tiene altas disponibilidades y altos niveles de eficiencia en sus procesos de mantenimiento, los cuales le permiten tener los generadores listos para arrancar y ofrecer energía a bajos costos. La segunda se refiere al reconocimiento que se le da a cada central por su record de disponibilidad en un período de un año. Este cargo puede representar un alto porcentaje de los ingresos de una empresa de generación de energía, por el sólo hecho de mantener sus máquinas listas para arrancar con bajos índices de fallas.

Ante este panorama, EMGESA debe procurar que sus generadores tengan altos índices de disponibilidad y confiabilidad, con bajos índices de fallas y reducidos tiempos de mantenimiento. Para esto, y en especial para la Central Hidroeléctrica La Guaca, se propone avanzar en las tecnologías de mantenimiento usadas hasta ahora, saltando un paso adelante: el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad – RCM -.

Hasta ahora la estrategia de mantenimiento establecida para los generadores de la Central Hidroeléctrica La Guaca, se basa en mantenimiento preventivo regido por hojas de ruta que disparan órdenes de trabajo a intervalos de tiempo calendario y tiempo horario, presentando además algunos mantenimientos correctivos imprevistos. De esta manera se generan costos adicionales derivados principalmente por los desarmes y cambios de repuestos que se ejecutan sin la debida revisión del estado, obedeciendo

únicamente al disparo de la estrategia de mantenimiento asociada al generador. Por esto se propone ir un paso adelante en la tecnología del mantenimiento utilizada.

Estudiando la estrategia de mantenimiento desde el punto de vista de conservar la función requerida del activo y no el activo como tal, enmarcado en su contexto operacional, bases estas del RCM, se desarrollan los cimientos del programa de mantenimiento para los hidrogeneradores de la Central La Guaca. Al igual dentro de este programa se esbozan los principios para conformar los grupos de análisis, las metodologías y diagramas de flujo del mismo análisis y los formatos sugeridos para consignar los resultados.

Para poder obtener retroalimentación del sistema, y enmarcados en la ideología del mejoramiento continuo, se desarrollan las metodologías para evaluar los beneficios obtenidos en la aplicación de la estrategia RCM, además de los procesos para calcular los indicadores de gestión apropiados que sirvan para medir la “temperatura” real del sistema y tomar con base en ellas, las acciones pertinentes en el mismo y corregir así, si es del caso, el rumbo desviado.

Cabe resaltar que en medio de todo el estudio de estrategias de mantenimiento, se desarrolla también la revisión del factor humano involucrado en el proyecto, de forma tal que se analizan los aspectos motivacionales, de trabajo en equipo y de comunicación efectiva, para lograr que esta variable se involucre en el proceso y se motive con el mismo, ya que se reconoce que es un factor clave de éxito en toda la evolución del mismo.

Por último, se hace necesario consignar las pautas para poder evaluar el estado de la implementación en todos los sentidos, buscando, como se mencionó con anterioridad, el mejoramiento continuo.

## 1. LA EMPRESA GENERADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

### 1.1 ORIGEN Y RESEÑA HISTÓRICA

La Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. ESP (EMGESA S.A. ESP) es una empresa líder en Generación y Comercialización de energía en Colombia, nace en octubre de 1997 como producto de la escisión de la estatal Empresa de Energía de Bogotá (EEB) por mandato de la ley 142 de 1990. La Empresa de Energía se divide en ese momento en tres Empresas a saber: EMGESA que asume el negocio de generación de energía, CODENSA que asume el negocio de distribución de energía y la misma EEB que se queda con el negocio de transmisión de energía a altos voltajes, 230kV y 500kV.

En la actualidad EMGESA posee el 19,3% de la capacidad instalada del País, 2634.4MW y genera a través de cuatro centros de producción: Guavio, Termozipa, Cadena Paraíso - Guaca, y cadena Casalaco. Además cuenta con certificación NTC ISO14001:1996 para las centrales Guaca, Paraíso y Guavio. Su eslogan y símbolo de marca se muestran en la figura 1.

Figura 1. Eslogan y Símbolo de Marca de EMGESA



## 1.2 MISIÓN Y VISIÓN DE EMGESA<sup>1</sup>

Acorde con los lineamientos de planeación estratégica, EMGESA cuenta con los postulados de su misión y visión al futuro.

### 1.2.1 Misión.

La misión de EMGESA S.A. ESP dice: “Contribuir al crecimiento y desarrollo económico del país, desde una sólida posición en el sector de generación y comercialización de energía”.

### 1.2.2 Visión.

La visión de EMGESA S.A. ESP dice: “Ser la empresa del sector eléctrico colombiano que genere mas valor para los accionistas, preferida por los clientes, reconocida por su innovación y el compromiso con sus empleados, la comunidad y el medio ambiente”

## 1.3 DESCRIPCIÓN CADENA DE GENERACIÓN GUACA – PARAÍSO<sup>2</sup>

El proyecto Mesitas, cadena Guaca – Paraíso, esta localizado a 70km al occidente de Bogotá en inmediaciones del Municipio de El Colegio, departamento de Cundinamarca. Utiliza para generación las aguas del río Bogotá, las cuales son bombeadas en el sitio denominado Alicachín hacia el embalse de El Muña. Este embalse tiene un volumen total de 46 millones de metros cúbicos.

Utilizando un caudal de 35 m<sup>3</sup>/s y aprovechando una caída de 1924m entre el embalse y las proximidades del Municipio de El Colegio, se incorporan al sistema eléctrico nacional una capacidad instalada de 600MW mediante dos centrales en serie: El Paraíso con 276MW de capacidad instalada y un salto aprovechable de 89m y La Guaca con 324MW y un salto aprovechable de 1032m.

En la Figura 2 se muestra la fachada de la central y en la Figura 3 se muestra el interior de la Casa de Máquinas

---

<sup>1</sup> EMGESA. La Fuerza del Valor. Bogotá. 1999

<sup>2</sup> EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOGOTÁ. Proyecto Hidroeléctrico de Mesitas. Bogotá. 1980.

Figura 2. Fachada Central La Guaca



Figura 3. Interior Casa de Máquinas Central La Guaca



### 1.3.1 Central El Paraíso

Las obras principales que comprenden la central El Paraíso son:

- ☑ Túnel de Granada. Este túnel está compuesto por dos tramos de 1,3km y 11,1km de longitud con un diámetro de excavación de 4,8m. En las zonas próximas a los portales de cada uno de los tramos del túnel fué necesario colocar un blindaje de 3,7m de diámetro en una longitud total de 297m. Así mismo, los dos tramos están conectados por el sifón de El Rodeo consistente de una tubería de acero de 3,7m de diámetro y 422m de longitud, soportada por anclajes y silletas.

Aproximadamente 300m aguas arriba del portal de salida del túnel se encuentra la Almenara, conformada por un pozo vertical de 4,1m de diámetro y 235m de profundidad y una cámara horizontal de 374m de longitud y diámetro de excavación de 4,5m. Tanto el pozo como la cámara tienen revestimiento en concreto para obtener una sección final de 3,6m de diámetro.

- ☑ Tubería de Carga de El Paraíso. Consiste en una tubería de acero de 3,7km de longitud y diámetro variable entre 3,7 y 3,1m , apoyada en anclajes y silletas. La tubería está tendida a través de una topografía montañosa, sobre una banca con pendientes entre 7,1% y 43,9%. En la llegada a la casa de máquinas la tubería se ramifica para suministrar agua a cada una de las unidades generadoras.
- ☑ Casa de Máquinas de El Paraíso. Es una casa superficial de 74m de largo por 26m de ancho y 27 de altura contados desde el punto mas bajo de la fundación. Allí están instalados los siguientes equipos: tres turbinas péltón de eje vertical, de un rodete y cuatro chorros con capacidad nominal de 92MW y velocidad nominal de 514rpm. Tres generadores sincrónicos de eje vertical de 100MVA de capacidad nominal, los cuales operan a 514rpm, con factor de potencia 0,9, 60Hz, y 13.8kV. Seis transformadores de potencia trifásicos con relación de transformación de 13.2kV a 230kV y capacidad nominal de 60MVA. Para el montaje y mantenimiento de los equipos se utilizan dos puente-grúas diseñados para una carga máxima de 180 ton, 90 ton por cada uno.

### 1.3.2 Central La Guaca

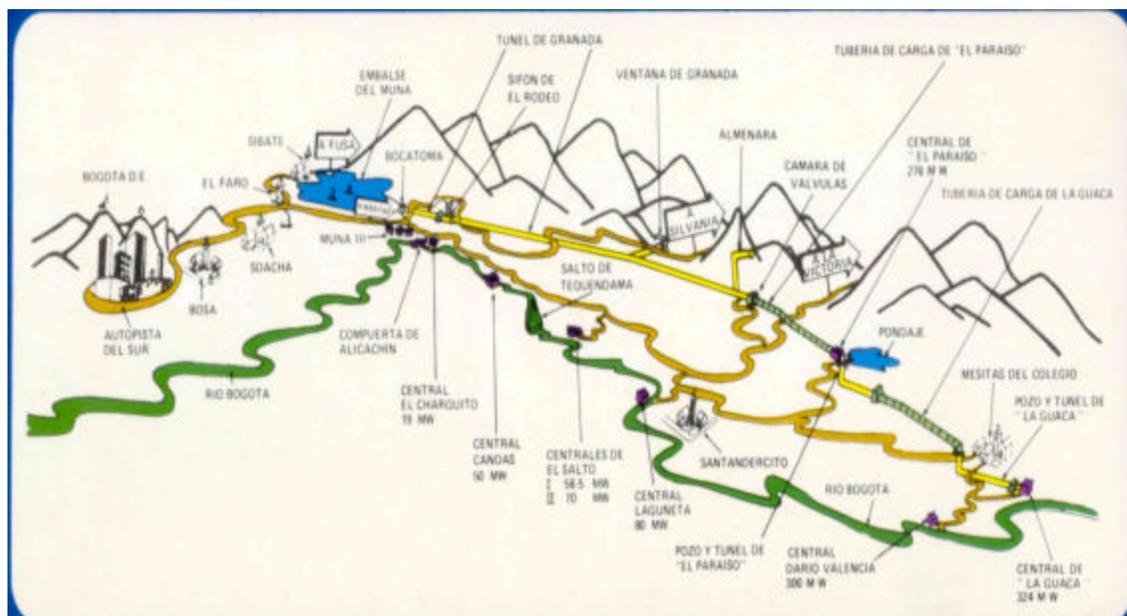
El agua utilizada para generación en la Central El Paraíso será utilizada igualmente para generación en la Central La Guaca, la cual comprende las siguientes estructuras principales:

- Pozo y Túnel de El Paraíso. El pozo tiene 177m de profundidad y 4,9m de diámetro estando comunicado con el túnel de El Paraíso de 1,3km de longitud y un diámetro de excavación de 4,8m. Toda la sección está revestida en concreto para obtener una sección final de 4,2m de diámetro; en la zona próxima al portal se coloca un blindaje de 3,7m de diámetro en una longitud de 550m.
  
- Tubería de Carga de La Guaca. Esta tubería va desde el portal de salida del túnel de El Paraíso hasta la población de El Colegio; tiene una longitud de 3,1km con diámetro variable entre 3,7 y 3,1m. La banca sobre la cual se tiende la tubería presenta pendientes variables entre 4,0% y 28,1%. Al igual que en la tubería de carga de El Paraíso, esta tubería está soportada por medio de anclajes y silletas.
  
- Pozo y Túnel de La Guaca. Este túnel pasa bajo la población de El Colegio a 190m de profundidad, corresponde al tramo final de conducción para entregar el agua a la Casa de Máquinas de La Guaca. Tiene 2,1km de longitud y un diámetro de excavación de 4,1m. Fue necesario colocar un blindaje con diámetro de 3,1m a todo lo largo del túnel. La conexión del túnel con la tubería de carga de La Guaca se hizo por medio de un pozo vertical de 194m de profundidad con un diámetro de excavación de 4,2m y blindaje de 3,1m de diámetro.
  
- Casa de Máquinas de La Guaca. Esta casa de máquinas es un edificio de dimensiones iguales a las de la Casa de Máquinas de El Paraíso. En ella se instalaron los siguientes equipos: tres turbinas péltón de eje vertical, de un rodete y cuatro chorros, con capacidad nominal de 108MW y velocidad nominal de 514rpm. Tres generadores sincrónicos de eje vertical de 115MVA de capacidad nominal, los cuales operan a 514rpm, con factor de potencia de 0,9, 60Hz y 13,8kV. Seis transformadores de potencia trifásicos con una relación de transformación de 13,2kV a 230kV y capacidad nominal de 70MVA. Todo el esquema

### 1.3.3 Estación de Bombeo Muña 3.

Con el fin de llevar el agua del río Bogotá al embalse del Muña, sitio de la bocatoma del túnel de Granada, fue necesario construir una estación de bombeo con capacidad de 52,5m<sup>3</sup>/s. La conducción desde la casa de bombas hasta el embalse tiene 520m de longitud y diámetro de 3,7m. La localización del proyecto y la cadena paralela Casalaco se muestra en la figura 4.

Figura 4. Localización Proyecto Hidroeléctrico Mesitas y Anexos



## 2. PLANTA E INSTALACIONES DE LA CENTRAL LA GUACA

### 2.1 EL CONJUNTO GENERADOR CENTRAL LA GUACA

El generador de la central La Guaca consta de los siguientes sistemas que actúan en conjunto para lograr el proceso de generación de energía:

#### 2.1.1 Turbina Pélton

Para poder transformar la energía potencial del agua embalsada a una diferencia de altura, en energía cinética de movimiento a través de las tuberías de conducción y finalmente en energía mecánica de movimiento, se utiliza la turbina pélton; elemento que consta de 22 cangilones dispuestos de tal forma que el agua al llegar al mismo lo golpea de tal manera que lo hace girar. Un rodete de turbina pélton en mantenimiento es mostrado en la Figura 5.

Figura 5. Turbina Pelton



### 2.1.2 Generador

El generador consta de dos elementos: el rotor o campo magnético, que acoplado al mismo eje de la turbina péltón, gira para inducir en el estator un voltaje que se traduce en corriente eléctrica, la cual es usada para todos los menesteres industriales, comerciales y residenciales que conocemos actualmente. En la Figura 6 observamos el rotor y el estator de un generador en proceso de armada después de una reparación.

Figura 6. Generador en Proceso de Armada



### 2.1.3 Transformadores de Potencia

Una vez generada la energía eléctrica, es necesario transformar sus parámetros de corriente y voltaje con el propósito de mejorar sus condiciones a fin de transportarla de la mejor técnicamente y mas económica vía posible. Para esto se usan equipos llamados transformadores de potencia, los cuales a través de principios electromagnéticos aumentan los parámetros de voltaje y disminuyen los parámetros de corriente en la energía que sale de bornes del generador. De Esta manera la energía en la máquina generadora se entrega a un voltaje de 13800 voltios y una corriente aproximada de 5000 amperios, y al

pasar a través del transformador, el voltaje se aumenta a 230000 voltios pero la corriente se disminuye a 800 amperios. Ese factor de disminución de corriente hace que se usen materiales más económicos en transporte de la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo.

Al igual para poder entender el contexto sobre el cual se construye y sobre todo se mantiene el generador de la central La Guaca, introducimos los principios generales teóricos sobre la máquina sincrónica, en los cuales revisaremos las prácticas más comunes aceptadas técnicamente para construir, aislar y poner en funcionamiento los devanados de campo y armadura o rotor y estator. Así mismo cobra relevancia la descripción de la forma en que se conectan los generadores a la red en paralelo, con el fin de poder captar sobre esta teoría las implicaciones para la máquina al no cumplirse estos postulados.

## 2.2 EL PRINCIPIO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA<sup>3</sup>

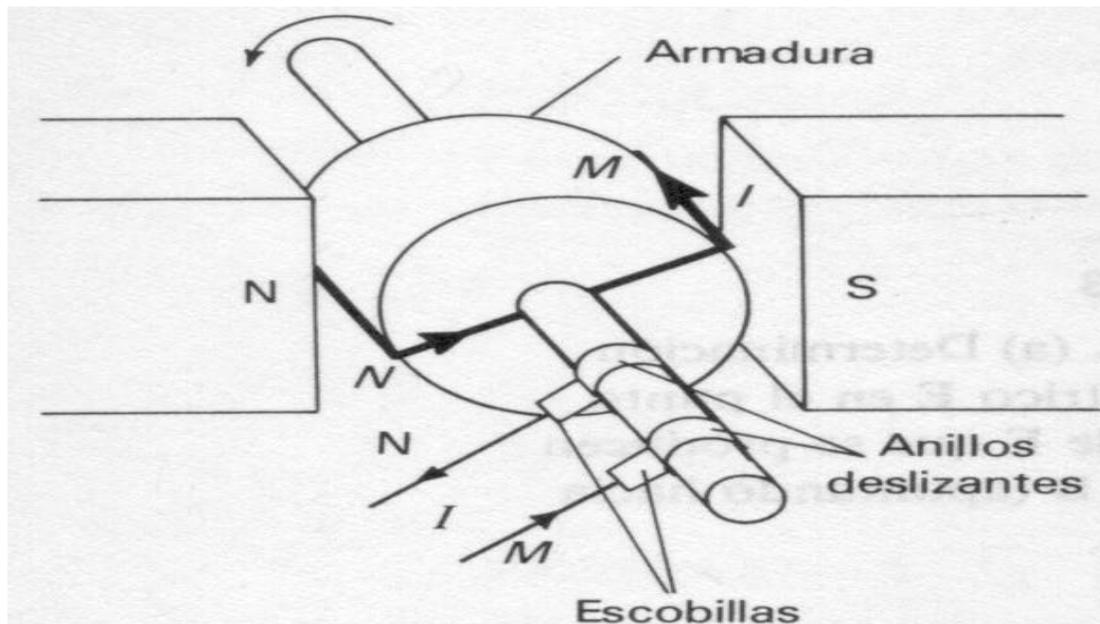
Es probable que el resultado práctico más importante del gran descubrimiento de Faraday haya sido el desarrollo del generador eléctrico o dínamo. Un generador transforma la energía mecánica en energía eléctrica. Esto es justamente lo opuesto a lo que realiza un motor. En realidad, un generador es básicamente el inverso de un motor. En la Figura 6 se muestra un diagrama simplificado de un generador de corriente alterna; un generador se compone de muchas bobinas de alambre (se muestra sólo una) enrolladas sobre una armadura que puede girar en un campo magnético. El eje se hace girar mediante algunos medios mecánicos y se induce una fuerza electromotriz en la bobina rotatoria. De este modo, una corriente eléctrica constituye la salida del generador. En la Figura 6, la regla de la mano derecha ( $F = qv \times B$ ) señala que la corriente (convencional) en el alambre marcado como N sobre la armadura se dirige hacia fuera; por tanto, es hacia afuera en la escobilla N. (Las escobillas hacen presión sobre los anillos deslizantes continuos.) Después de media revolución, el alambre N se encontrará en el lugar del alambre M en la figura y, en ese caso, la corriente en la escobilla N estará dirigida hacia adentro. Por consiguiente, la corriente que se produce es alterna.

---

<sup>3</sup> GIANCOLI, Douglas. Física General. México: Prentice-Hall Hispanoamérica, 1984. v.2. p.658.

Se anota que para efectos de estudio el que gira es el devanado de armadura y la parte estática es el campo, pero en la construcción de máquinas sincrónicas grandes como la que nos interesa en nuestro estudio, el devanado de armadura donde se induce el voltaje alterno es estático y se denomina “estator” y el elementos giratorio es la excitación o campo de corriente directa y se llama “rotor”.

Figura 7. Principio del Generador de Corriente Alterna



### 2.3 CONSTRUCCIÓN GENERAL DE UN GENERADOR<sup>4</sup>

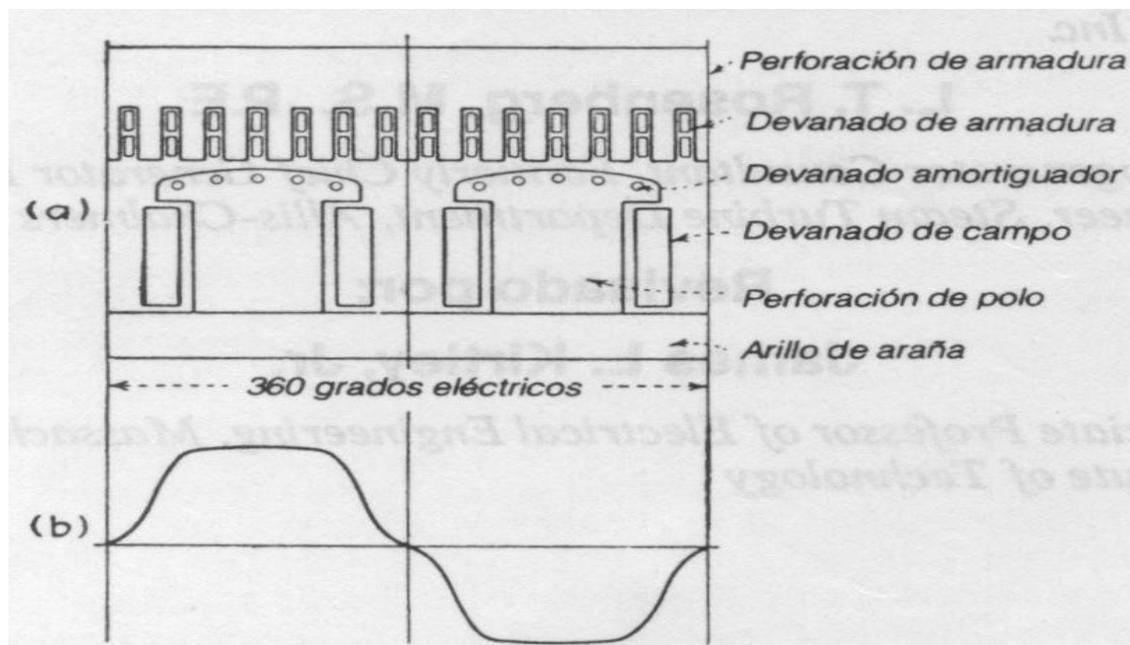
Un generador de corriente alterna consta, principalmente, de un circuito magnético, un devanado de campo de corriente directa, un devanado de armadura de corriente alterna y una estructura magnética e incluye sistemas de enfriamiento y de lubricación. Los devanados de campo y del circuito magnético están dispuestos de manera tal que, al girar el eje de la máquina, el flujo magnético que eslabona el devanado de armadura cambia de modo cíclico y, por lo tanto, induce voltaje alterno en el devanado de armadura.

<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

Son posibles muchos arreglos geométricos de estos elementos y cada uno tiene su propia aplicación económica de campo. Para generación de alto voltaje, los tipos más comunes son:

- ☑ La construcción de polos salientes que se ilustra en la Figura 7 y característico en turbinas hidráulicas o grupos electrógenos accionados con grandes motores Diesel, como es el caso de la Central La Guaca, que se impulsa por turbina hidráulica de baja velocidad

Figura 8. Máquina de polos salientes



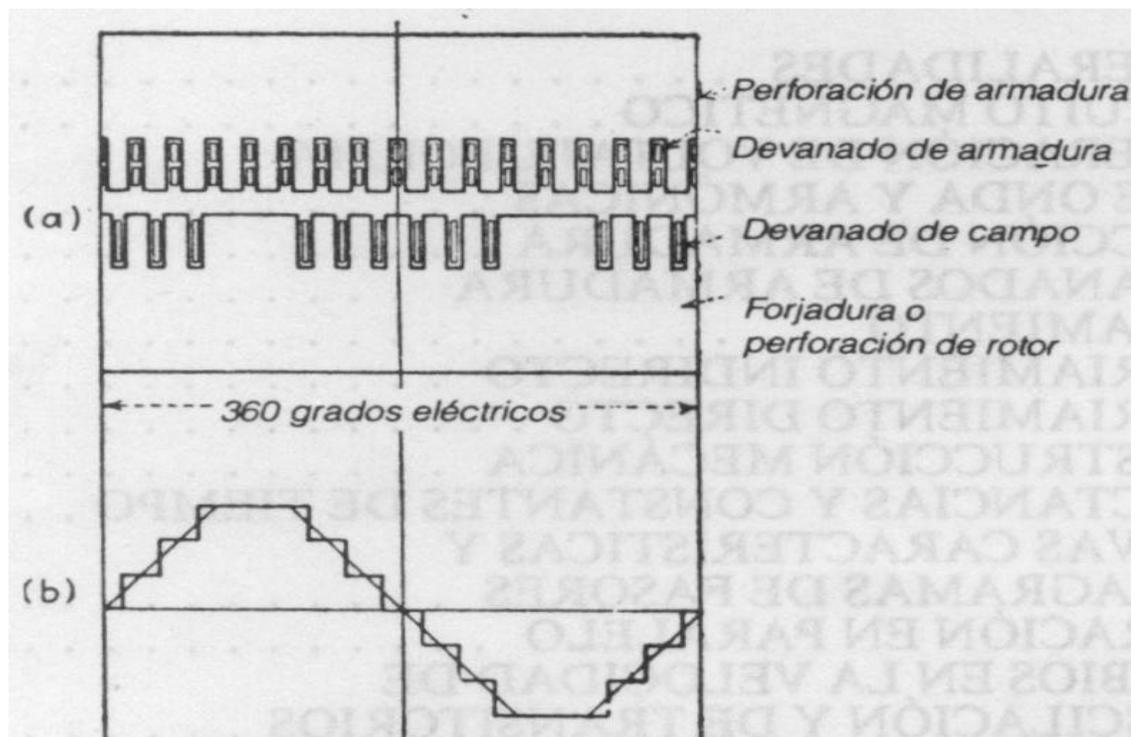
- ☑ La máquina de rotor cilíndrico ilustrada en la Figura 8 característica en turbinas de vapor.

Estas máquinas tienen normalmente campos giratorios y armaduras estacionarias; los alternadores para automotores, así como los generadores que producen altas frecuencias, por lo general son máquinas de tipo inductor que tiene una gran variedad de formas.

## 2.4 TIPOS DE DEVANADO<sup>4</sup>

Es posible tener una gran variedad de devanados para producir un voltaje deseado en el número apropiado de fases y con una forma de onda adecuada. Consideraciones prácticas, principalmente económicas, limitan los devanados acostumbrados de alternadores a un devanado trifásico de doble capa, arreglado en bandas de fase de  $60^\circ$  en ranuras abiertas. El número de bobinas, el número de vueltas por bobina, el paso de bobina, el número de circuitos y la conexión de las fases se seleccionan para dar el voltaje y forma de onda deseadas. En la sección 3.7 se detallan las características del generador de la Central La Guaca.

Figura 9. Máquina de Rotor Cilíndrico



Los devanados de doble capa en ranuras abiertas permiten el uso de bobinas devanadas en formas en una máquina dada y que son todas iguales. Estas bobinas tienen en el área del extremo una forma de diamante característica. Los devanados trifásicos pueden conectarse ya sea en delta ( $\Delta$ ) o en estrella (Y); las máquinas conectadas en estrella son mucho más comunes, en

<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

especial en tamaños grandes, caso La Guaca. Los devanados pueden arreglarse para ser conectados ya sea en estrella o en delta, con las puntas sacadas de ambos extremos en cada fase para hacer esto posible. Los devanados trasplantados, en donde ambos extremos de la bobina tienen la conocida forma de diamante, son los más usuales. Los devanados de onda también se usan, en particular, en máquinas más grandes con bobinas de una sola vuelta, en donde pueden ofrecer economías por sus conexiones simplificadas entre circuitos paralelos y por su utilización más eficiente del devanado.

## 2.5 CLASES DE AISLAMIENTO

Por ser el aislamiento eléctrico una de las fuentes de mayor falla en los generadores, se describen a continuación las clases de aislamiento existentes para este tipo de máquinas:

“El aislamiento eléctrico de los devanados de alternadores está diseñado para operar satisfactoriamente a temperatura y voltajes especificados para retener su rigidez dieléctrica y mecánica y su estabilidad dimensional durante muchos años de operación. EL ANSI ha definido varias clases de sistemas aislantes que se basan en la temperatura máxima de operación a estado estable, y ha establecido pruebas de voltaje para demostrar la capacidad dieléctrica del sistema de aislamiento. Otras técnicas de pruebas no destructivas, se han perfeccionado para evaluar la capacidad dieléctrica y las condiciones de los sistemas de aislamiento.

De las varias clases de sistemas de aislamiento, cuatro son los más aplicables a grandes maquinadse eje giratorio: A, B, F y H que también se designan como 105, 130, 155 y 180, respectivamente, en donde los números indican el diseño de temperaturas de punto caliente, en grados Celsius.

Los sistemas de aislamiento clase A comprenden materiales orgánicos como el algodón, seda, papel y ciertas películas sintéticas. Se usan barnices y resinas sintéticas como aglutinantes. Los sistemas clase B comprenden materiales inorgánicos como mica, fibras de vidrio, asbesto y películas sintéticas, con aglutinantes adecuados. Los sistemas clase F comprenden, por lo general, materiales similares a los de la clase B, pero con aglutinantes seleccionados para un servicio adecuado a temperaturas más altas. Los sistemas clase H incluyen elastómeros de silicona así como mica, fibras de vidrio, asbesto, etcétera, y aglutinantes para altas temperaturas. Cualquiera de estos sistemas puede tener otros materiales o combinaciones de materiales, en cantidades

limitadas si por experiencia o prueba aceptada pueden demostrar tener una duración aceptable a la temperatura especificada”<sup>4</sup>

En la sección 2.8 se describen los tipos de aislamiento del generador de la Central La Guaca.

### 2.5.1 Aislamiento del Estator o Armadura

En las bobinas de estator se presentan altos voltajes sobre todo para máquinas como la del objeto de estudio, que generan a tensiones de 13800V, de esta manera describimos la forma de aislar teóricamente esta clase de devanados:

“Los voltajes estándar de armadura van de 220 a casi 26 000V. Existen cantidades apropiadas de aislamiento a vueltas y tierra, para resistir voltajes normales de operación, tanto en condiciones normales como en transitorias. En sistemas de bajo voltaje, el aislamiento a vueltas puede aplicarse directamente al conductor como película o forro. En las escalas de voltaje mayores, generalmente arriba de 5000 V, se usa una construcción especial para controlar el efecto corona, que es una descarga electrostática debida al gradiente de voltaje dentro de las bobinas o en su superficie, que rebasa la rigidez dieléctrica del aire. En presencia de humedad, esta descarga produce ácido nitroso que descompone materiales orgánicos asociados con el sistema de aislamiento. El aislamiento para bobinas de alto voltaje se aplica en forma tal que los vacíos internos se reducen al mínimo. Las superficies exteriores de la porción de ranuras de los devanados de las más altos voltajes se cubren con un medio semiconductor, para reducir el gradiente del voltaje entre la bobina y el núcleo. La separación entre bobinas en los devanados de extremo se controla para simular la descarga, que sería perjudicial para las cuerdas y bloques de las estructura de soporte de bobinas”.<sup>4</sup> En la Figura 9 podemos observar un devanado de estator completo perteneciente a la Central La Guaca.

### 2.5.2 Aislamiento del Rotor o Campo

Los sistemas de aislamiento de campo, a causa de los menores voltajes implicados presentan menores problemas de diseño que los sistemas de armaduras. Los voltajes de operación de devanados de campo están en la

---

<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

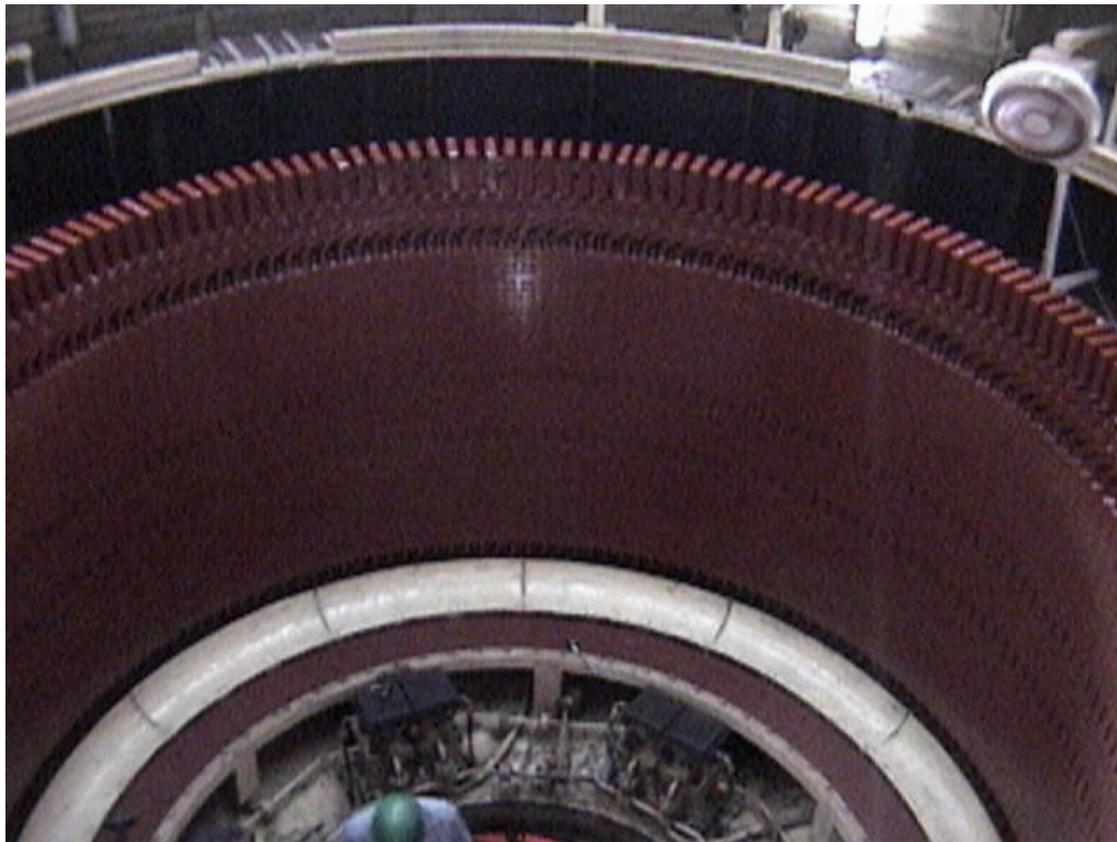
<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

escala de 125 a 600 y ocasionalmente un poco más altas. Las condiciones transitorias, como por ejemplo la interrupción de la corriente de campo a plena carga, puede imponer un voltaje que es varias veces el voltaje nominal durante un tiempo breve. Las mismas clases de sistemas de aislamiento se aplican a los sistemas de aislamiento de campo. Las temperaturas se miden, por lo general, por el método de resistencia.

Los devanados de campo están sujetos a fuerzas centrífugas de rotación y el conjunto debe ser dimensionalmente estable, de tal modo que las vueltas en la bobina no se separen una de otra y la bobina no se afloje en el polo.<sup>4</sup>

En la Figura 10 se muestra un rotor completo perteneciente a una unidad de la Central La Guaca.

Figura 10. Estator Central La Guaca



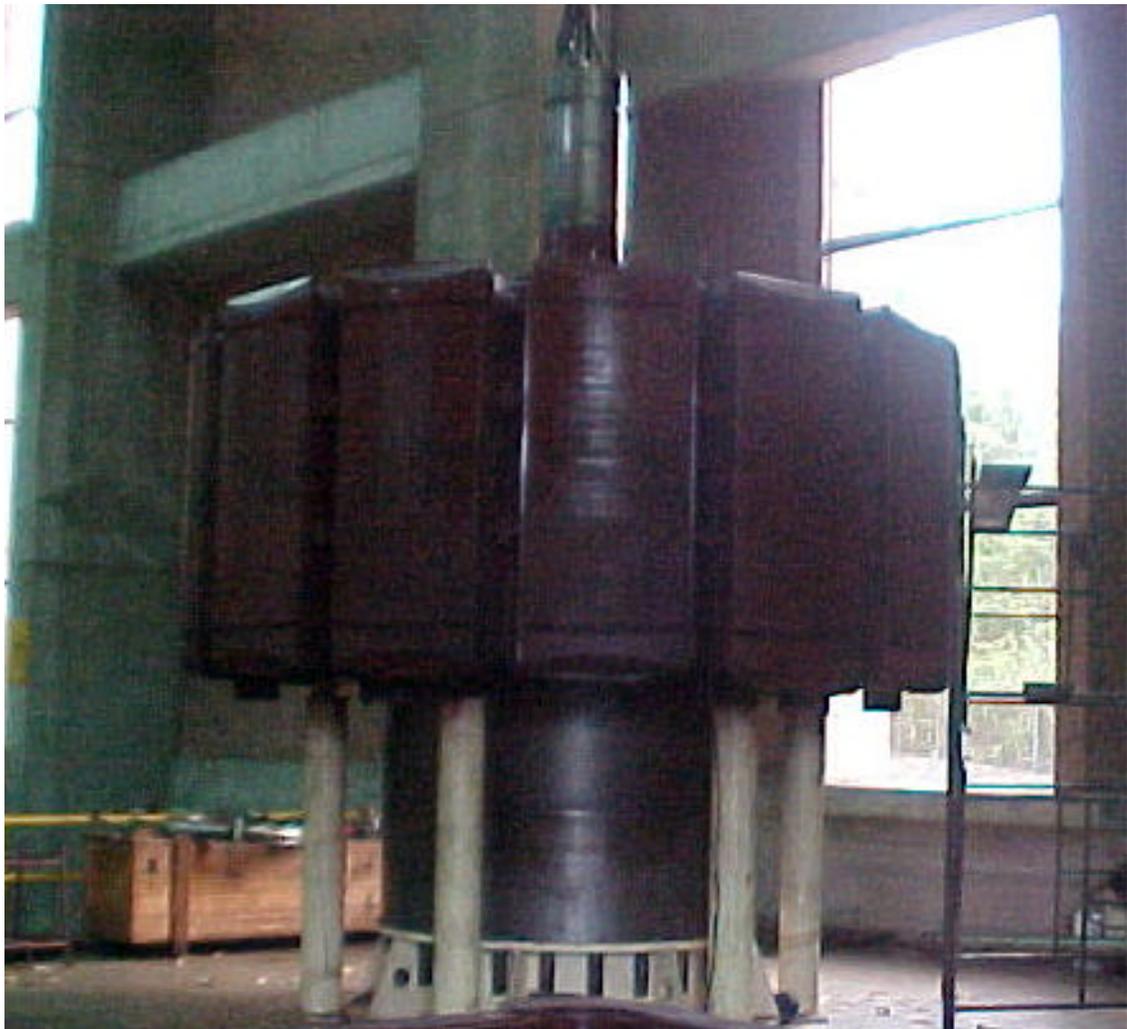
---

<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

## 2.6 FORMAS DE CONSTRUCCIÓN DEL GENERADOR

Para poder entender a fondo el funcionamiento y las posibles fallas del generador, con el fin primordial de especificar el esquema de mantenimiento mas adecuado para este equipo, realizamos una breve descripción de la forma de construcción del generador en sus partes principales: el estator y el rotor.

Figura 11. Rotor Central La Guaca



## 2.6.1 Construcción del Estator o Armadura<sup>4</sup>

Los núcleos de armadura se construyen de laminaciones delgadas fabricadas como segmentos o anillos dependiendo de su tamaño. Capas sucesivas o grupos de capas de laminaciones segmentadas se alternan para reducir al mínimo el efecto de las juntas en el circuito magnético. El núcleo está sujeto entre placas y dedos de presión para soportarlo con suficiente presión para evitar la vibración indebida en las laminaciones. Especialmente en núcleos largos, el arreglo de los sujetadores puede incluir aditamentos para compensar la compactación del núcleo después del ensamble inicial.

Los devanados de armadura se acomodan apretadamente en las ranuras y se aseguran en forma radial mediante cuñas de madera, que se meten en muescas en el extremo del entrehierro de las ranuras. Es necesario que los extremos de la bobina del estator pueda resistir las fuerzas anormales asociadas con cortocircuitos, para cuyo propósito se puede utilizar una estructura de soporte. Hay muchas variantes en el diseño de éste, pero en la mayoría se ponen bloques de relleno entre los costados de la bobina ubicados estratégicamente para transmitir las fuerzas circunferenciales de bobina en bobina y con una estructura adicional para contrarrestar fuerzas radiales.

Por lo general, los soportes de bobina se diseñan para adaptarse a las necesidades de alguna máquina en particular. Las máquinas grandes de dos polos requieren de una estructura bastante elaborada, la combinación de grandes corrientes de cortocircuito y extremos de bobina, inherentemente flexibles debido a su gran longitud, hacen que estas máquinas sean en extremo susceptibles al movimiento del extremo de bobina. Las máquinas de baja velocidad con extremos de bobina más rígidos requieren menos soporte; en las máquinas más pequeñas, las bobinas pueden resistir fuerzas de cortocircuito sin ningún soporte adicional.

Por lo general, los bastidores de estator o yugos se fabrican de acero estructural diseñado para soportar al núcleo en correcto alineamiento con el rotor y para adaptarse al esquema de ventilación que se use.

---

<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

## 2.6.2 Construcción del Rotor o Campo<sup>4</sup>

Las piezas polares de alternadores de polo saliente pueden construirse de laminaciones de acero, ver Figura 11, tanto por conveniencia en su fabricación como por contar con un medio de acero, para limitar la pérdida en sus superficies del entrehierro debida a las pulsaciones en el flujo del entrehierro. Las bobinas del campo, enrolladas directamente en los polos o prefabricadas y luego montadas en los polos, se aíslan muy bien de estos por los voltajes asociados con la operación normal y transitoria. El conjunto de polo y bobina se atornilla y se sujeta al cuerpo del rotor en una junta en forma de cola de milano o similar. La limitante de esta sujeción es la que por lo general determina cuándo debe usarse la construcción de rotor redondo en lugar de polo saliente.

Figura 12. Polos de Rotor



---

<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

El cuerpo del rotor para una máquina de polo saliente puede ser una forjadura sólida o conjunto de placas gruesas de hacer, para modelos de alta velocidad o un conjunto de araña y anillo, para los de baja velocidad. El eje puede estar integrado al cuerpo, como en el caso de una forjadura o puede atornillarse o insertarse en el cuerpo.

Cuando se use la construcción de araña y anillo, todo el conjunto se puede soldar o fundir o el anillo puede estar separado de la araña, como en el caso de los grandes generadores actuados por una rueda hidráulica. Una construcción común para este último caso es un anillo hecho de laminaciones delgadas de acero, ensambladas alrededor de una araña fundida o troquelada y que se atornilla entre placas de extremo hechas de acero, sujetas ala araña mediante una cuña.

El rotor de una máquina de rotor redondo es de forma cilíndrica, con ranuras axiales en su cuerpo para las bobinas del campo. Por lo general, el cuerpo es de acero forjado, con los extremos del eje integrados. Puede usarse otro tipo de construcción en aplicaciones especiales con la misma configuración general. Las bobinas del campo están devanadas en ranuras axiales en el cuerpo del rotor, mantenidas en su lugar mediante fuertes cuñas y anillos de retención en los extremos de las bobinas.

Los rotores están diseñados para operar a velocidades fuera de sus límites que dependes de las características de la unidad motriz primaria. Las sobrevelocidades (velocidades arriba de las nominales, a las cuales la unidad puede operar con seguridad ) puede ser de solo 20% en unidades de turbina de vapor y de hasta 125% para algunas unidades de turbina hidráulica de paletas ajustables de flujo axial.

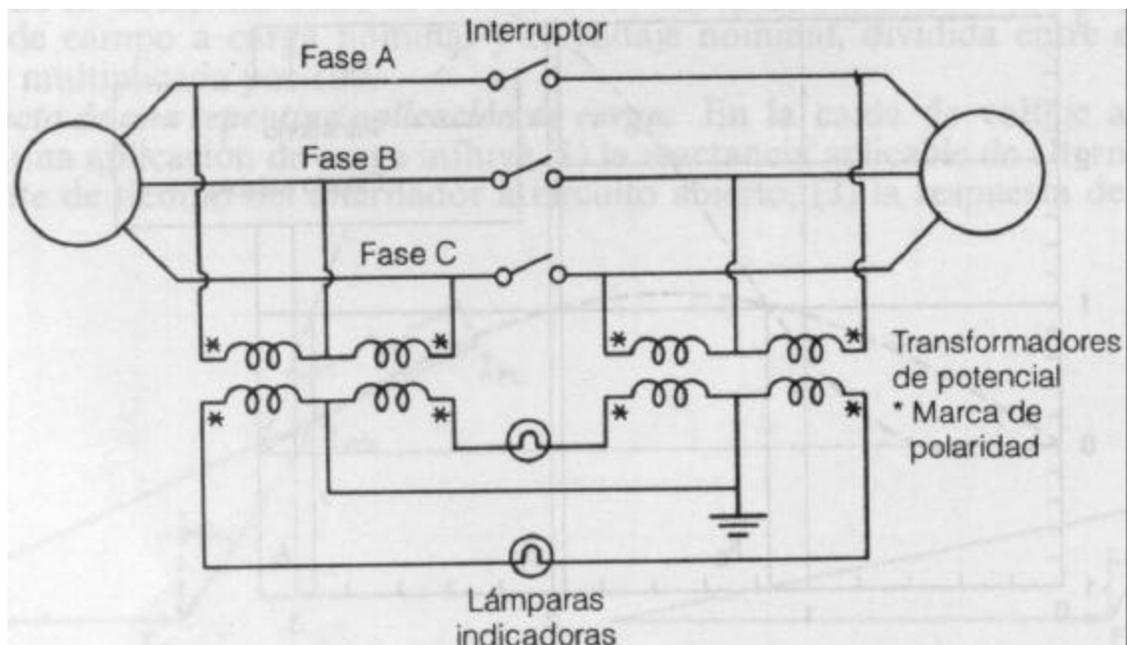
## 2.7 CONDICIONES DE OPERACIÓN EN PARALELO

Para poder operar dos generadores en paralelo, esquema que comúnmente se usa en el sistema interconectado nacional, y como preámbulo al contexto operacional del generador de la Central La Guaca, describimos la teoría al respecto así:

“Al conectar dos alternadores en paralelo es deseable, para reducir al mínimo las repentinas elevaciones de corriente, que los voltajes y las velocidades sean iguales y los voltajes correspondiente estén en fase. Los sincroscopios miden la diferencia entre los voltajes correspondientes de los alternadores, para mostrar cuándo están en sincronía y pueden conectarse juntos. Se han ideado varios esquemas para detectar la sincronía e iniciar en forma automática las

secuencias de conmutación. Si no se dispone de un aparato automático de sincronización o de un sincroscopio, la sincronía puede indicarse con un sistema lámparas como muestra en la Figura 12. Las lámparas indicadoras conectadas en paralelo con el interruptor de desconexión entre las dos máquinas, miden la diferencia entre dos de los voltajes terminales. La diferencia varía entre cero (cuando los voltajes están en fase) y dos veces el voltaje nominal (cuando están a  $180^\circ$  fuera de fase). Las lámparas se apagan y se encienden alternadamente al cambiar la posición de fase. Los dos juegos de lámparas se apagan y se encienden juntos si la secuencia de los voltajes terminales es la misma; si la secuencia es opuesta, se apagan y encienden alternadamente”<sup>4</sup>.

Figura 13. Sistema de Lámparas para Mostrar Sincronía de Generadores



## 2.8 CARACTERÍSTICAS GENERADOR CENTRAL LA GUACA

Una vez realizado un repaso conceptual acerca de generadores eléctricos, a continuación describimos las principales características del generador de la Central La Guaca, basándonos en la importancia de la claridad que debemos

<sup>4</sup> FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw-Hill Interamericana de México, 1996. tomo 2. p.7-2 – 7-32.

tener en el equipo para así poder identificar en él la mejor y mas adecuada estrategia de mantenimiento.

El generador es una máquina sincrónica, marca Toshiba de origen Japonés, fabricada en 1980, tipo TAKS, voltaje nominal 13800V, corriente nominal 4811 A, factor de potencia 0.9, aislamiento clase B, temperatura ambiente 40°C, aumento de temperatura en estator y rotor 60°C, tres fases, frecuencia 60Hz, devanado de estator conectado en Y por dos ramas, número de ranuras del estator 168, número de polos del rotor 14, peso del rotor 180t, peso del estator 140t.

### **3. ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO**

#### **3.1 ORGANIGRAMA DEL MANTENIMIENTO**

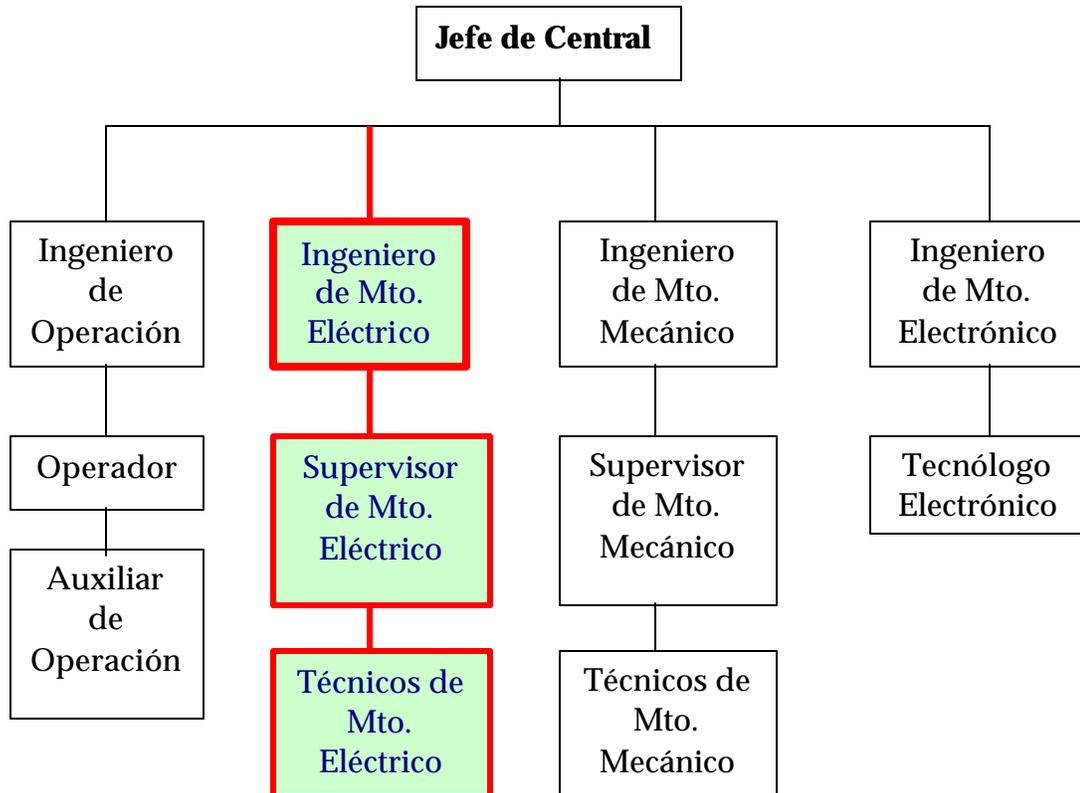
El organigrama actual de mantenimiento en la Central La Guaca se basa en un esquema netamente técnico encabezado por un ingeniero Jefe de Central, dependiendo de él se encuentran un área operativa y tres áreas de mantenimiento así: mantenimiento eléctrico, mantenimiento mecánico y mantenimiento electrónico; cada uno con sus recursos asignados iniciando por un supervisor o tecnólogo y varios técnicos. Esta forma de organización permite la especialización de las áreas y a la vez por tener una cabeza conjunta, permite también el trabajo en equipo. Es de anotar que el grupo de mantenimiento eléctrico y electrónico podría ser uno solo, con el fin de aprovechar el potencial del ingeniero eléctrico también en el área de control y electrónica.

El mencionado organigrama se aprecia en la Figura 14.

#### **3.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO POR HOJAS DE RUTA**

Como política empresarial, se montó en el año 1999 el esquema de mantenimiento preventivo por hojas de ruta para los equipos involucrados en la producción y anexos, administrado por el software SAP/R3. De esta manera se realizó una desagregación funcional de equipos como se muestra en el Anexo A, sobre la cual se montaron las rutas de mantenimiento, ver Tabla 1, que dependían tanto de tiempo transcurrido por calendario como de tiempo real de funcionamiento del equipo en horas.

Figura 14. Organigrama Central La Guaca



En la Figura 14 se resalta el grupo de mantenimiento eléctrico, debido a que son los directamente responsables del mantenimiento de los generadores de la Central, además de ser los llamados a adoptar las propuestas sugeridas en este estudio.

Tabla 1. Rutas de Mantenimiento Preventivo SIE

CENTRAL	CÓDIGO RUTA	NOMBRE	PERIODO
Guaca	HPGGCMCAAS01	MTTO ANUAL MECANICO COMPRESORES	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCABM01	MTTO ANUAL MECANICO BOMBAS DE RIO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCABM02	MTTO ANUAL MEC BOMBAS DE AGUA	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCACI01	MTTO ANUAL MEC SISTEMA CONTRAINCENDIO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAHI01	MTTO ANUAL MECA SISTEMA HIDRONEUMATICO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAMV01	MTTO ANUAL ELEC MONITOR DE VIBRACIONES	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAPG01	MTTO ANUAL MECANICO PUENTE GRUAS	HPGAA1

Guaca	HPGGCMCAPO01	MTTO ANUAL MECANICO POLIPASTO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAPW01	MTTO ANUAL SISTEMA DE PARAFLOW	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAU101	MTTO ANUAL MECANICO UNIDAD 1	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAU201	MTTO ANUAL MECANICO UNIDAD 2	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAU301	MTTO ANUAL MECANICO UNIDAD 3	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCAVE01	MTTO ANUAL SISTEMA AIRE ACONDICIONADO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMCHU101	MTTO MEC CORTO PLAZO UNIDAD 1	HPGHH1
Guaca	HPGGCMCHU201	MTTO MEC CORTO PLAZO UNIDAD 2	HPGHH1
Guaca	HPGGCMCHU301	MTTO MEC CORTO PLAZO UNIDAD 3	HPGHH1
Guaca	HPGGCMCMVB01	MANTENIMIENTO VIBRACIONES BAR	HPGMM1
Guaca	HPGGCMCMVB02	MTTO VIBRACIONES EQU ROTAT U PPAL	HPGMM1
Guaca	HPGGCMEAA01	MTTO ANUAL ELEC ANUNCIACION E INDICACION	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAA01	MTTO ANUAL ELEC ANUNCIACION E INDICACION	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAS01	MTTO ANUAL ELECTRICICO COMPRESORES	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEABM01	MTTO ANUAL ELECTRICICO BOMBAS DE RIO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEACA01	MTTO ANUAL ELECT SERVICIOS AUXILIARES DC	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEACA02	MTTO ANUAL REGULADOR 480V	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAHI01	MTTO ANUAL ELEC SISTEMA HIDRONEUMATICO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAPG01	MTTO ANUAL ELECTRICICO PUENTE GRUAS	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAPO01	MTTO ANUAL ELECTRICICO POLIPASTO	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEASZ01	MTTO ANUAL ELECTRICICO SINCRONIZACION	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEATR01	MTTO ANUAL ELECT TRAFOS TA1 34.5/0.480KV	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEATR02	MTTO ANUAL ELECT TRAFOS TA2 34.5/0.480KV	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEATR03	MTTO ANUAL ELECT TRAFOS TA3 13.8/0.480KV	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAU101	MTTO ANUAL ELECTRICICO UNIDAD 1	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAU201	MTTO ANUAL ELECTRICICO UNIDAD 2	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEAU301	MTTO ANUAL ELECTRICICO UNIDAD 3	HPGAA1
Guaca	HPGGCMEHU101	MTTO ELEC CORTO PLAZO UNIDAD 1	HPGHH1
Guaca	HPGGCMEHU201	MTTO ELEC CORTO PLAZO UNIDAD 2	HPGHH1
Guaca	HPGGCMEHU301	MTTO ELEC CORTO PLAZO UNIDAD 3	HPGHH1
Guaca	HPGGCOPMTM01	MANTENIMIENTO RUTAS TERMOVISION	HPGMM1

Como se observa en la Tabla 1 las hojas de ruta se clasifican por diferentes períodos de tiempo calendario o tiempo transcurrido para los equipos mayores de la producción.

Esta Tabla 1 contiene en su primera columna la central sobre la que se ejecuta el programa de mantenimiento, para este caso se refiere a la central La Guaca.

La segunda columna describe en su orden: HPG, Hidroeléctrica Paraíso Guaca; GC, central La Guaca; ME, MC, OP, describe respectivamente los grupos ejecutores de la actividad así: mantenimiento eléctrico, mantenimiento mecánico y operaciones.

La tercera columna resume el nombre de la hoja de ruta definiendo el tipo de mantenimiento y el equipo al que va dirigido.

Por último la cuarta columna reseña la periodicidad de la intervención nombrando las abreviaturas de las cadena hidroeléctrica, HPG: Hidroeléctrica Paraíso Guaca, seguido de la estrategia de tiempo: AA1, MM1, HH1, que significan respectivamente anual, mensual y horario.

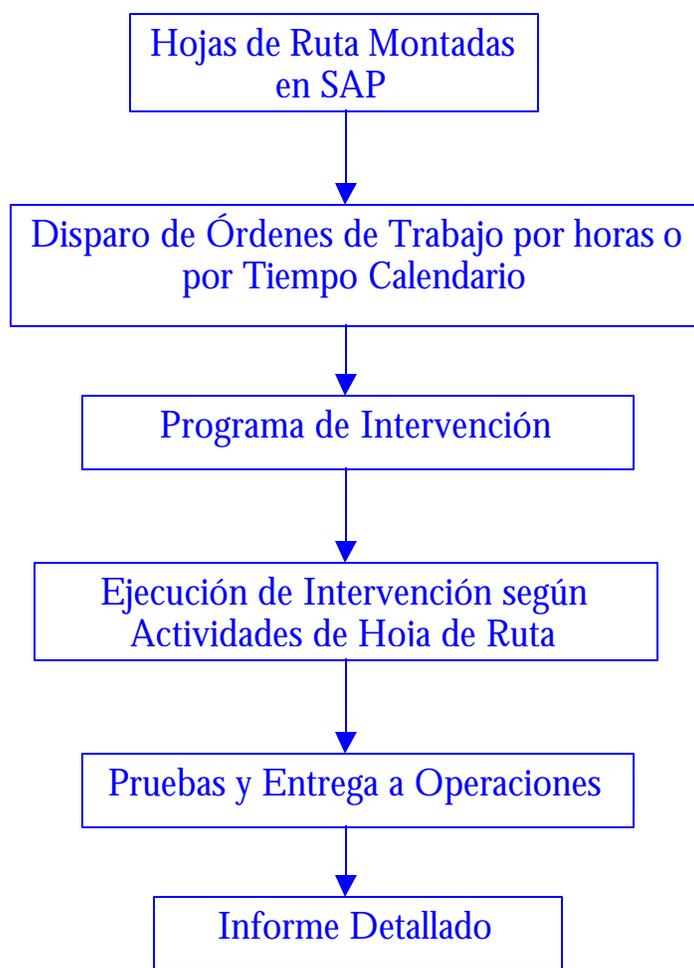
Basados en el software se realizan las clasificaciones de tiempos mencionadas y se permite alimentar el sistema con horas de servicio de equipos haciendo las cuentas automáticamente para disparar así las órdenes de trabajo a ejecutar una vez cumplidos los plazos. Dichas órdenes al salir de manera automática, se deben ejecutar en un plazo máximo establecido en la misma programación. Por último, estas órdenes ya tienen además cargadas las acciones a realizar de acuerdo al tipo de orden que se dispara y al equipo que se interviene, es decir, son diferentes las actividades para un mismo equipo si la orden que se dispara es de un mantenimiento de 750 horas a si es de 4500 horas.

El diagrama de flujo de la ejecución actual de mantenimiento preventivo se muestra en la Figura 15.

La estrategia de mantenimiento preventivo consideramos que trae consigo los siguientes inconvenientes:

- Se tienen esquemas rígidos de intervención de los equipos sin importar la condición de los mismos
- Se desarmen los equipos por desarmar según la instrucción, involucrando así posibles fallas que aparecen por el hecho de ejecutar el montaje o desmontaje de los mismos
- Aumento de la indisponibilidad de los equipos debido a que los tiempos de parada siempre son los mismos, agregando a éstos los tiempos por mantenimientos correctivos que no se han eliminado. Este punto es crucial ya que los ingresos para los equipos de generación dependen tanto de la producción misma de energía como de la disponibilidad de los mismos.
- Baja motivación del personal de mantenimiento, ya que el esquema de mantenimiento plantea siempre hacer los mismos a los mismos equipos, sin brindar la oportunidad del aporte profesional del equipo humano.

Figura 15. Diagrama de Flujo del Mantenimiento Preventivo



Una vez analizado y probado esta estrategia de mantenimiento, y considerando los retos de mejora en ingresos para la Compañía cada vez más crecientes, formulamos los siguientes puntos posibles de mejora en la misma:

- Estudio y preparación de una estrategia alternativa a la usada en la actualidad para realizar el mantenimiento de los equipos de producción, que nos mejore los tiempos de disponibilidad y nos acerque al punto óptimo de operación del equipo, en búsqueda siempre de la preservación de la función del mismo
- Proporcionar las guías para el diseño y aplicación de la estrategia escogida

### 3.3 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Utilizando el mismo software SAP/R3, la Empresa tiene un esquema de mantenimiento correctivo que se realiza a través del sistema de avisos de avería, los cuales se deben corregir de acuerdo a unas prioridades y a unos plazos definidos. Estas prioridades dependen de la afectación a la seguridad, medio ambiente y a la producción, y los plazos dependen de la gravedad del daño. Ver Tablas 2 y 3.

Estos avisos de avería son realizados por el personal de operación incluyendo allí un diagnóstico preliminar del problema. Corresponde al área de mantenimiento revisar la información, planear la solución y ejecutarla hasta dejar nuevamente en estado operativo el equipo o instalación. Al igual en el mismo aviso de avería el personal de mantenimiento alimenta la ejecución técnica realizada y le dan fin al mismo. En la Figura 16 se muestra el diagrama de flujo del proceso de mantenimiento correctivo que se aplica actualmente.

Consideramos que bajo nuestra propuesta este esquema debe continuar, ya que es casi imposible eliminar el mantenimiento correctivo, pero sí dejarlo en niveles que no afecten de por sí los ingresos por disponibilidad y la producción.

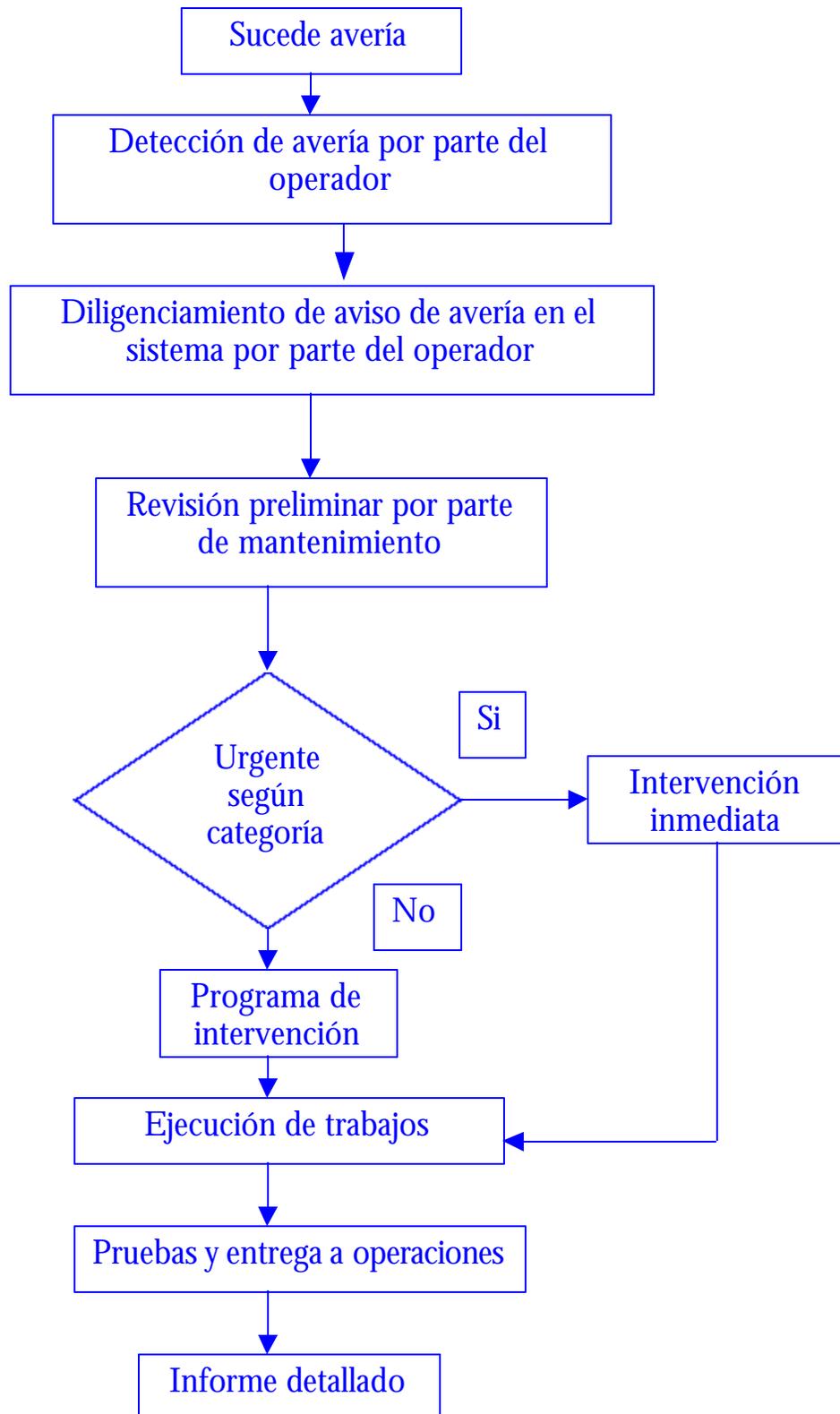
Tabla 2. Prioridades en Avisos de Avería

PRIORIDAD	REPERCUSIÓN
A	Afecta o puede afectar la seguridad de las personas o causar accidentes ambientales
B	Afecta o puede afectar la disponibilidad de la producción
C	Afecta o puede afectar la eficiencia de la producción
D	Las que no esten en las categorías A, B, o C

Tabla 3. Plazos en los Avisos de Avería

CATEGORÍA	PLAZO
Inmediato	4 Horas
Urgente	24 Horas
Programable	1 Mes
A Estudio	Según Necesidad

Figura 16. Diagrama de Flujo del Mantenimiento Correctivo



### 3.4 EVALUACIÓN DE LA ORGANIZACIÓN DE MANTENIMIENTO

#### 3.4.1 Confiabilidad

La confiabilidad entendida como la “Probabilidad de que una máquina o sistema cumpla la función requerida bajo condiciones bien definidas durante un cierto período de tiempo”<sup>8</sup>, en la central La Guaca se mide de manera indirecta basándose en la medida de disponibilidad calculada así:

$$D = 8640 - HIMP - HIMC - HIMCo$$

Donde,

D = Disponibilidad anual en horas

HIMP = Horas indisponible por mantenimiento programado

HIMC = Horas indisponible por mantenimiento correctivo

HIMCo = Horas indisponible por mantenimientos de cola o de arrastre

Cabe resaltar que de esta manera en la actualidad no se realiza ninguna medida de indicadores como el Tiempo medio entre fallas (MTBF) o el Tiempo medio de reparación (MTTR) con los cuales finalmente se pueden realizar las medidas de confiabilidad.

#### 3.4.2 Aspectos económicos

El negocio de la generación de energía en Colombia se desarrolla de acuerdo al esquema planteado por la ley 142 de 1990 y las regulaciones emanadas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), consistentes básicamente en dos aspectos:

Generación de Energía, Oferta y Demanda en Bolsa.

En esta parte del negocio se depende exclusivamente de la disponibilidad del parque generador y la oferta y demanda de energía en el país, el precio obedece netamente a la ley del mercado; los ingresos son obtenidos de multiplicar la energía generada por el precio de bolsa del día:

$$\text{Ingresos} = \text{Energía Generada} \times \text{Precio de bolsa}$$

---

<sup>8</sup> BOTERO BOTERO, Ernesto. Mantenimiento Preventivo, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander. 2003. p.7.

Cargo Por Capacidad.

Con este cargo el sistema eléctrico nacional pretende remunerar la disponibilidad del parque generador a través del año, con el fin de incentivar a las empresas dueñas de los activos de generación a asegurar una potencia neta fija disponible todos los días del año, garantizando así la generación de energía que requiere el país y reduciendo la probabilidad de llegar a medidas extremas de racionamientos como el sucedido en el año 1992.

Para el análisis se toma un horizonte de un año, desde noviembre 1 hasta octubre 31 del siguiente año, tiempo durante el cual se cuenta la disponibilidad neta de la planta de generación; al igual se toma en cuenta para el caso de generadores hidráulicos las series hidrológicas de la cuenca asociada y la capacidad del embalse que abastece la central, corriéndose así modelos de disponibilidad y capacidad de generación completa, llegando finalmente a un resultado de potencia fija neta que corresponde aproximadamente al 90 –95% de la potencia total instalada en la central para el mejor de los casos.

Esta potencia es remunerada mensualmente dependiendo del comportamiento de la disponibilidad en el mes transcurrido, es decir si ya se tiene un cargo por capacidad declarado, pero en el mes no se cumple con esta meta de disponibilidad, este cargo se ve afectado en el ingreso de ese mismo mes y además afecta el estudio del año que transcurre.

Es de anotar que por este concepto las Empresas reciben casi el 25% de los ingresos totales de la operación comercial del año.

Por último, ante estos dos aspectos se aprecia la importancia de realizar el mantenimiento en el generador de manera efectiva, programada y evitando las salidas para mantenimientos correctivos, ya que los tiempos de indisponibilidad afectan directamente los ingresos de la Empresa.

#### 4. EL MANTENIMIENTO, LA ADMINISTRACIÓN Y SUS CONCEPTOS

De acuerdo con Moubray “durante los últimos veinte años, el mantenimiento ha cambiado, quizás más que cualquier otra disciplina gerencial. Estos cambios se deben principalmente al importante aumento en número y variedad de los activos físicos (planta, equipamiento, edificaciones) que deben ser mantenidos en todo el mundo, diseños mas complejos, nuevos métodos de mantenimiento, y una óptica cambiante en la organización del mantenimiento y sus responsabilidades.

El mantenimiento también está respondiendo a expectativas cambiantes. Éstas incluyen una creciente toma de conciencia para evaluar hasta qué punto las fallas en los equipos afectan a la seguridad y al medio ambiente; conciencia de la relación entre el mantenimiento y la calidad del producto, y la presión de alcanzar una alta disponibilidad en la planta y mantener acotado el costo.

Estos cambios están llevando al límite las actitudes y habilidades en todas las ramas de la industria. El personal de Mantenimiento se ve obligado a adoptar maneras de pensar completamente nuevas, y actuar como ingenieros y como gerentes. Al mismo tiempo las limitaciones de los sistemas de mantenimiento se hacen cada vez más evidentes, sin importar cuánto se hayan informatizado.

Frente a esta sucesión de grandes cambios, los gerentes en todo el mundo están buscando un nuevo enfoque para el Mantenimiento. Buscan un cambio una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un modelo coherente, para luego evaluar y aplicar el que mejor satisfaga sus necesidades y las de la compañía.

Si es aplicado correctamente, el RCM transforma las relaciones entre quienes lo usan, los activos físicos existentes, y las personas que los operan. A su vez permite que nuevos bienes o activos sean puestos en servicio con gran efectividad, rapidez y precisión.”<sup>5</sup>

Es indiscutible de esta manera y podemos afirmar que el mantenimiento ha evolucionado considerablemente y ha adquirido una relevancia incuestionable como una de las variables a tener en cuenta dentro del gerenciamiento

---

<sup>5</sup> MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press Inc, 1997. p.1

moderno de las industrias, convirtiéndose así en factor clave de éxito; de aquí la importancia del estudio y definición de la mejor y más adecuada estrategia de mantenimiento, con el fin de lograr al final de ejercicio las mayores utilidades para los accionistas de las empresas y la mayor durabilidad y conservación de los equipos involucrados en la producción.

Consideramos esencial además repasar de manera rápida y contextual la evolución del mantenimiento a través de los tiempos, para observar así el porqué de las tendencias actuales y los beneficios reales de las estrategias que se plantean como eje del estudio del mantenimiento en las máquinas generadoras de la Central La Guaca.

## 4.1 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento como la humanidad, ha evolucionado drásticamente en los últimos cincuenta años, de la mano de las guerras y de las diversas, si pudiéramos llamar, revoluciones industriales.

La historia del mantenimiento la podemos dividir en tres grandes etapas así:

### 4.1.1 Primera Generación

“Cubre el periodo que se extiende hasta la Segunda Guerra Mundial. En esos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que el tiempo de parada de máquina no era de mayor importancia. Esto significa que la prevención de las fallas en los equipos no era una prioridad para la mayoría de los gerentes. A su vez la mayor parte de los equipos era simple, y una gran cantidad era sobredimensionada. Esto los hacía confiables y fáciles de reparar. Como resultado no había necesidad de un mantenimiento sistemático mas allá de una simple rutina de limpieza, servicio y lubricación”<sup>5</sup>

Se puede considerar que debido a la baja industrialización de la época y al bajo consumo masivo, en este momento no se requería mas que mantenimientos correctivos, o sea esperar a que la máquina falle y repararla adicionando simples mantenimientos preventivos de sostenimiento de los equipos y nada más.

---

<sup>5</sup> MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press Inc, 1997. p.2-

#### 4.1.2 Segunda Generación

“Durante la Segunda Guerra mundial todo cambió drásticamente. La presión de los tiempos de guerra aumentó la demanda de todo tipo de bienes, al mismo tiempo que decaía abruptamente el número de los trabajadores industriales. Esto llevó a aumento en la mecanización. Ya en los años ‘50 había aumentado la cantidad y complejidad de todo tipo de máquinas, y la industria estaba empezando a depender de ellas.

Al incrementarse esta dependencia, se centro la atención en el tiempo parada de máquina. Esto llevó a la idea de que las fallas en los equipos deberían ser prevenidas, llegando al concepto de mantenimiento preventivo. En la década del sesenta esto consistió principalmente en reparaciones mayores a intervalos regulares prefijados.

El costo del mantenimiento comenzó a elevarse rápidamente en relación a otros costos operacionales. Esto llevó al crecimiento de sistemas de planeamiento y control del mantenimiento. Estos ciertamente ayudaron a tener el mantenimiento bajo control y han sido establecidos como parte de la práctica del mantenimiento.

Por último la suma de capital ligado a activos fijos junto con un elevado incremento en el costo de capital, llevó a la gente a buscar la manera de maximizar la vida útil de estos activos / bienes.”<sup>5</sup>

Concluyendo anotamos que para la segunda generación y con motivo de la guerra, el mundo inicia una senda de consumo masivo de productos, aumentando cada vez más la demanda y escaseando la mano de obra, de tal forma que los industriales inician a pensar en la automatización y disponibilidad de las máquinas y en la necesidad de producción continua.

La fórmula del mantenimiento para este escenario se da con el esquema preventivo, definido como la ejecución de mantenimientos sobre las máquinas a ciertos intervalos fijos de tiempo sin importar el estado de la misma. Como consecuencia se empiezan a elevar los costos de esta estrategia de mantenimiento y el ingreso de los accionistas se ve lesionado por este concepto.

---

<sup>5</sup> MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press Inc, 1997. p.2

### 4.1.3 Tercera Generación.

“Desde mediados de la década del sesenta el proceso de cambio en la industria ha adquirido aún mas impulso. Los cambios han sido clasificados en: nuevas expectativas, nuevas investigaciones y nuevas técnicas.

El tiempo de parada de máquina siempre ha afectado la capacidad de producción de los activos físicos al reducir la producción, aumentar los costos operacionales, e interferir con el servicio al cliente. En las décadas de los sesenta y setenta esto ya era preocupación en las áreas de minería, manufacturas, y transporte. En la manufactura los efectos del tiempo de parada de máquina fueron agravados por la tendencia mundial hacia sistemas “just-in-time”, donde los reducidos inventarios de material en proceso hacen que una pequeña falla en un equipo probablemente hiciera parar toda la planta. Actualmente el crecimiento en la mecanización y la automatización han tornado a la confiabilidad y a la disponibilidad en factores clave en sectores tan diversos como el cuidado de la salud, el procesamiento de datos, las telecomunicaciones, la administración de edificios y el manejo de las organizaciones.

Una mayor automatización también significa que más y más fallas afectan nuestra capacidad de mantener parámetros de calidad satisfactorios. Esto se aplica tanto para parámetros de servicio como para la calidad del producto. Por ejemplo, hay fallas en equipos que pueden afectar el control del clima en los edificios y la puntualidad de las redes de transporte, así como interferir en el logro de las tolerancias deseadas en la producción.”<sup>6</sup>

El mantenimiento actual tiene retos muchos mas agresivos y difíciles, ya que la industria en todos los sectores ha avanzado hacia la automatización y mecanización, con lo cual la disponibilidad y confiabilidad de los equipos cada vez afecta más de manera directa los ingresos de las empresas pues se depende de manera directa del buen y duradero desempeño en el tiempo de las máquinas, lo cual se logra con una acertada y disciplinada estrategia de mantenimiento.

Como vimos en el aparte 2.4, para el caso de los sistemas de generación de energía eléctrica, las condiciones de disponibilidad y confiabilidad son tan relevantes que los ingresos operacionales de esta industria dependen directamente de estas variables, por lo tanto la estrategia de mantenimiento a seguir debe procurar la mantención de la función del equipo en el tiempo y los menores tiempos de intervención que garanticen unas óptimas condiciones de disponibilidad y confiabilidad.

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-3

El mantenimiento en esta época juega un papel fundamental, ya que además de que los ingresos operacionales dependen en gran parte de la gestión por este campo, los costos inherentes a esta gestión también tienen que verse controlados y acotados, ya que este concepto por igual afecta el resultado del ejercicio de la Empresa.

Como lo menciona Aladon, el mantenimiento de tercera generación se ve enfrentado a tres tipos de cambios que lo afectan durante la época actual, los cuales deben ser revisados con el fin de enfrentarlos y asumirlos de la manera más adecuada y lograr manejarlos encaminándolos al beneficio industrial y empresarial. Estos cambios se pueden resumir así:

- ☑ Nuevas Expectativas. “Cada vez aparecen más fallas que acarrearán serias consecuencias para el medio ambiente o la seguridad, al tiempo que se elevan las exigencias sobre estos temas. En algunas partes del mundo se ha llegado a un punto en que las organizaciones deben, o bien adecuarse a las expectativas de seguridad y cuidado ambiental de la sociedad, o dejar de operar. Nuestra dependencia de la integridad de nuestros activos físicos cobra ahora una nueva magnitud que va más allá del costo, y que se torna una cuestión de supervivencia de la organización.

Al mismo tiempo que crece nuestra dependencia de los activos físicos crece también el costo de tenerlos y operarlos. Para asegurar la amortización de la inversión que representan, deben funcionar eficientemente siempre que se los necesite.

Por último el costo de mantenimiento aún está ascendiendo, en términos absolutos y como proporción del gasto total. En algunas industrias representa ahora el segundo ítem mas alto, o hasta el mas alto costo operativo

En consecuencia, en sólo treinta años ha pasado a la primer prioridad en el control de costos.”<sup>6</sup>

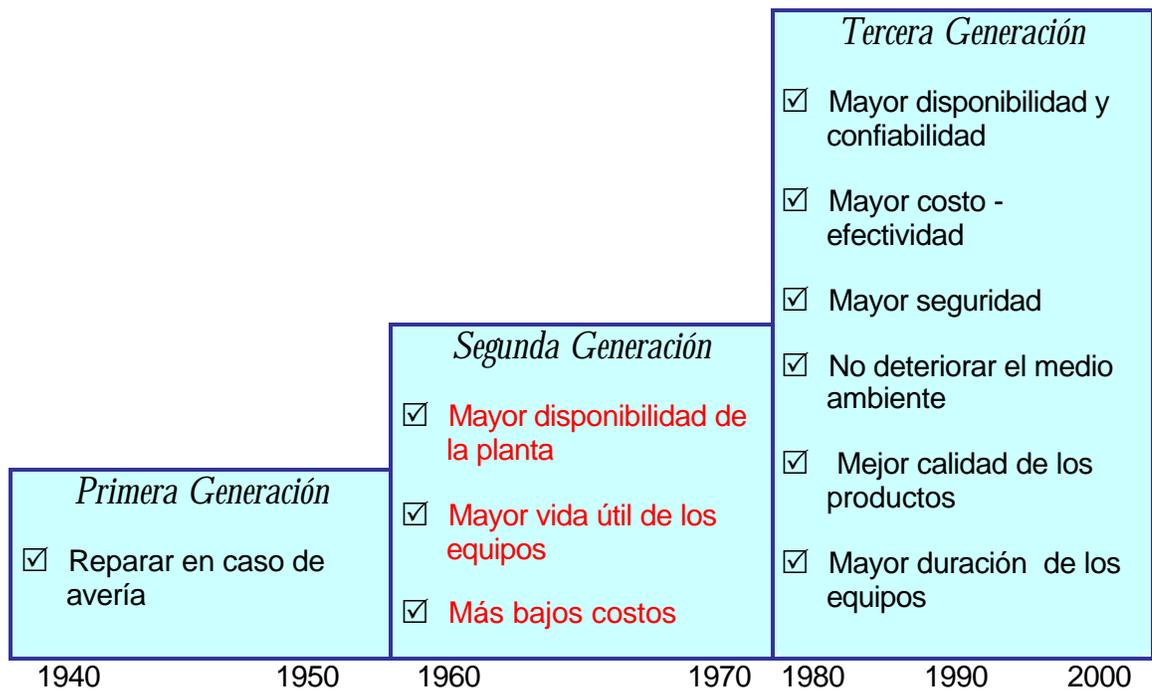
Las expectativas de esta generación se pueden resumir en: nuevas prioridades además de producir, el cuidado del medio ambiente y la salud ocupacional, juegan papeles tan importantes que si no se tienen en cuenta, pueden llevar al cierre o clausura de la industria. Ascenso de la atención hacia los costos del mantenimiento, ya que estos empiezan a jugar un papel fuerte en los estados de resultados de las Empresas y por último el costo de tener y operar equipos, cada vez mas el costo de capital aumenta y si este costo no se planifica y gestiona de manera adecuada, puede llevar

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-3

a la industria a ahogarse en el mar de la iliquidez hasta dejarla en cuidados intensivos o en definitiva fuera de juego. Aquí la estrategia de mantenimiento juega un papel importante, ya que esta proporciona a la industria la herramienta de producción sostenible en el tiempo, con las posibilidades de expansión y visión hacia el futuro. La evolución de las expectativas del mantenimiento se pueden resumir en la Figura 13.

Figura 17. Evolución de las Expectativas del Mantenimiento



De esta misma Figura 17 resaltamos en rojo el sitio donde se encuentra la estrategia de mantenimiento actual para los generadores de la central La Guaca. La mencionada estrategia se encuentra en este punto de la segunda generación básicamente porque lo que se busca es atender la disponibilidad del generador sin revisar su confiabilidad, al igual se busca tanto aumentar la vida útil de los equipos y el bajar los costos, pero sin examinar la efectividad del mantenimiento, ni sus implicaciones de seguridad a las personas y al medio ambiente, ni la preservación final de la función del equipo, las cuales son premisas establecidas en el mantenimiento de tercera generación, hacia el cual ya se debe migrar esta organización de mantenimiento.

- Nuevas Investigaciones. “Las nuevas investigaciones están cambiando muchas de nuestras creencias más profundas referidas a la relación entre edad y las fallas. En particular, parece haber cada vez menos conexión

entre la edad de la mayoría de los activos y la probabilidad de que éstos fallen.

La Figura 18 muestra cómo en un principio la idea era simplemente que a medida que los activos envejecían eran más propensos a fallar. Una creciente conciencia de la “mortalidad infantil” llevó a la Segunda Generación a creer en la de “bañera” o “bañadera”.

Sin embargo, las investigaciones en la Tercera Generación revelan no uno sino seis patrones de falla que realmente ocurren en la práctica.”<sup>6</sup>

Con los adelantos científicos observamos que el mantenimiento evoluciona hacia la investigación del comportamiento de los equipos, los cuales no son iguales y por ende no tiene una misma curva de fallas; de esta manera los principios de que la tasa de fallas de un equipo es proporcional a su edad según lo pensado en la primera generación o que la curva de la bañera aplica para todos los equipos de acuerdo a lo expresado en la segunda generación, se revalúan en la tercera generación, observándose que cada equipo puede tener una curva singular de fallas y que estas no se limitan a dos o tres, sino por el contrario puede existir variedad de ellas. Esto nos abre el camino hacia la prevención y mitigación de las fallas y la preservación de la función de los equipos. En la Figura 18 observamos esta evolución a través de las generaciones descritas.

- Nuevas Técnicas. “Ha habido un crecimiento explosivo de nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento. Cientos de ellos han sido desarrollados en los últimos quince años, y emergen aún más cada semana.

La Figura 19 muestra cómo ha crecido el énfasis en los clásicos sistemas administrativos y de reparaciones mayores para incluir nuevos desarrollos en diferentes áreas.

Los nuevos desarrollos incluyen herramientas de soporte para la toma de decisiones, tales como el estudio de riesgo, análisis de modo de fallas y sus efectos y sistemas expertos; nuevos métodos de mantenimiento, tal como el monitoreo de condición; diseño de equipos con un mayor énfasis en la confiabilidad y facilidad para el mantenimiento; un drástico cambio en el modo de pensar de la organización hacia la participación, trabajo en grupo y flexibilidad.

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-3

Figura 18. Evolución del Pensamiento del Tipo de Fallas

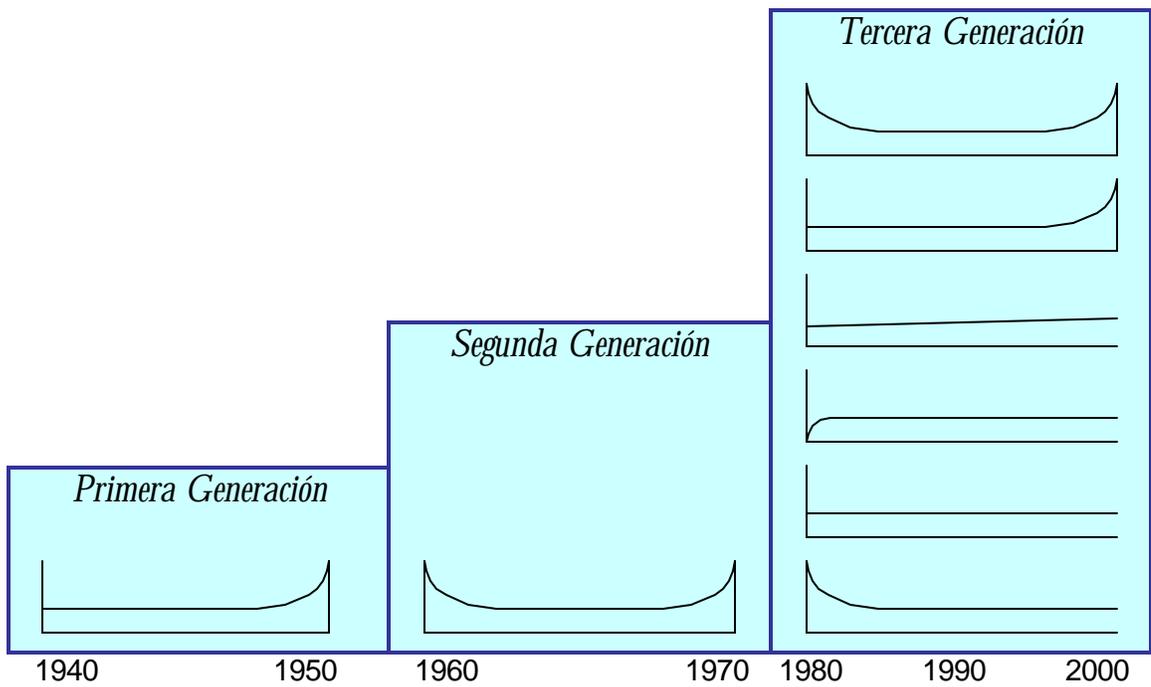
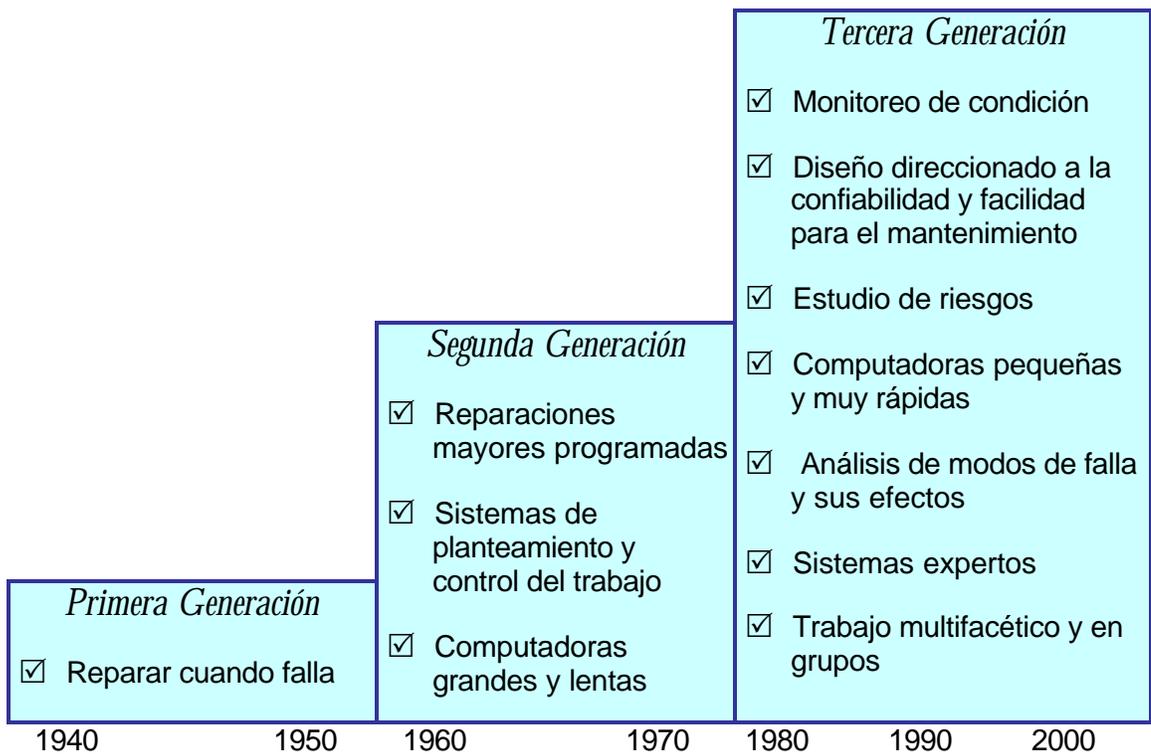


Figura 19. Evolución en las Técnicas de Mantenimiento



Uno de los mayores desafíos que enfrenta el personal de mantenimiento es no sólo aprender éstas técnicas sino decidir cuáles valen la pena y cuáles no para sus propias organizaciones. Si hacemos elecciones adecuadas es posible mejorar el rendimiento de los activos y al mismo tiempo contener y reducir el costo del mantenimiento. Si hacemos elecciones inadecuadas se crean nuevos problemas mientras empeoran los que ya existen”<sup>6</sup>

El avance de la ciencia y la tecnología nos trae cada vez con mas ahínco herramientas de organización, métodos de mantenimiento, mejoras en diseños y otros, que nos colocan al frente el reto de escoger la estrategia más conveniente para desarrollar nuestro ejercicio de gestión del mantenimiento, con el grave riesgo de que si toma el camino equivocado, ponemos en peligro la supervivencia de la Empresa a través de fallas en los equipos de producción, aumento en costos de mantenimientos por conceptos correctivos, desmotivación del personal y baja capacitación del mismo, y por último la baja en producción que afecta directamente los ingresos de la misma.

Ante esta situación es importante analizar concienzudamente el camino a seguir en la gestión del mantenimiento, analizando las posibilidades de abarcar bajo esta estrategia todas las variables que afectan el ejercicio y lo potencializan hacia el aumento de la confiabilidad y disponibilidad de los equipos con sostenibilidad en el tiempo. RCM se plantea como la estrategia adecuada para la gestión del mantenimiento en los generadores de la Central La Guaca, sin embargo revisaremos este tema mas adelante, comparando además con otras posibilidades de gestión y evidenciando las bondades y ventajas que trae el sistema.

Las gráficas de la Figura 18 se explican en detalle en el aparte 4.4.10.

## 4.2 MANTENIMIENTO CORRECTIVO

El preservar las máquinas inició con la estrategia del mantenimiento correctivo, con lo cual lo único es dejar que el equipo funcione y esperar a que este falle para repararlo. El mantenimiento correctivo se define como: “Permitir que el equipo funcione hasta el punto en que no puede desempeñar normalmente su función. Se somete a reparación hasta corregir el efecto y se desatiende hasta que vuelva a tener una falla y así sucesivamente”<sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-3 – 1-4.

<sup>7</sup> GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. 2002. p.27.

Esta estrategia si es aplicada a equipos que no tienen relevancia en la producción, puede traer beneficios debido a que su reparación puede ser fácil y no requiere repuestos especializados. En cambio, para equipos que tienen relevancia en la producción, este esquema trae los siguientes inconvenientes:

- ☑ Disposición de mucho más personal en el área de mantenimiento.
- ☑ Se operan los equipos hasta puntos de fallas críticas que disminuyen su vida útil.
- ☑ Alta inversión en repuestos y recursos para reparación
- ☑ Altas pérdidas de producción y lucros cesantes
- ☑ Baja motivación y altas probabilidades de conflictos entre el personal de mantenimiento y operación
- ☑ El mantenimiento es visto como un gran gasto

De esta manera podemos concluir que el esquema de mantenimiento correctivo aplicado como estrategia fundamental para la conservación de los generadores de la Central La Guaca, es inconveniente e improcedente, debido a que el generador es un equipo central de producción y crítico para el proceso, e involucra unos altos costos de por pérdidas de producción, lucro cesante y cargo por capacidad si es dejado simplemente a la espera que falle; por último, un generador es un equipo de una muy alta inversión para permitir que su gestión de mantenimiento se deje simplemente a la espera de que falle y nada más.

### 4.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO

En la actualidad la estrategia de mantenimiento seguida para los generadores de la Central La Guaca es el mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo se define como “Mantenimiento que se ejecuta a los equipos de una planta en forma planificada y programada anticipadamente, con base en inspecciones periódicas debidamente establecidas según la naturaleza de cada máquina y encaminadas a descubrir posibles defectos que puedan ocasionar paradas intempestivas de los equipos o daños mayores que afecten la vida útil de las máquinas”<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. 2002. p.38.

El mantenimiento preventivo como estrategia inicial de mantenimiento es buena, con la consabida posibilidad de mejorarlo a través de una filosofía adelantada: RCM. Para poder decir que RCM es un paso adelante del preventivo, revisemos las ventajas y desventajas del mantenimiento preventivo, a fin de ver la potencialidad de disminuir estas desventajas y aumentar las ventajas con el RCM.

Las principales ventajas del mantenimiento preventivo se pueden resumir así<sup>7</sup>

- Mejora en la planeación del mantenimiento, ya que el mantenimiento preventivo se basa en frecuencias establecidas de intervención que deben ser planeadas de manera acertada y eficaz.
- Mejora en la adecuada utilización del tiempo del personal en su horario ordinario. La periodicidad de las intervenciones nos permiten planear el mejor uso del recurso humano aumentando la motivación y el desempeño de los mismos.
- Mejora en la distribución de labores al personal de mantenimiento. Debido a la misma planeación que se efectúa, es posible tener la mejor visión para repartir el recurso humano según las necesidades verdaderas del desarrollo del mantenimiento. Esto trae consecuencias motivacionales como el que el personal se sienta contento, ya que se puede fácilmente cumplir con los incentivos prometidos, disminuyen las sanciones y las relaciones entre las personas mejoran.
- Mejora en la programación de la producción y la disponibilidad en general de los equipos, ya que de acuerdo al plan de intervenciones, así mismo es posible programar la producción de la manera mas eficiente posible sin olvidar siempre la meta de cumplimiento hacia los clientes. De esta manera se cumplen las entregas con la consabida satisfacción del cliente y aumento de prestigio de la Empresa.
- Mejora en la normalización de los procedimientos de intervención de los equipos. Debido a la repetición de actividades en las máquinas, se adquiere así un adiestramiento que permite cada vez mas avanzar en la mejor forma de hacer las labores y dejar pautas cada vez de mayor calidad técnica.
- Mejora en la planeación de necesidades de repuestos. Debido a la misma planeación estricta del mantenimiento preventivo, esta exige que se tengan a disposición los repuestos necesarios durante el desarrollo de las

---

<sup>7</sup> GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. 2002. p.40-43.

intervenciones en la cantidad y calidad requeridas manteniendo los inventarios imprescindibles. Así se pueden pronosticar los consumos de repuestos, facilitando los pedidos y disminuyendo costos de pedidos e inventarios.

- Mejora en los desempeños de seguridad y protección del medio ambiente. El mantenimiento preventivo ejecuta inspecciones regulares que mantienen bajo control cualquier anomalía que ponga en riesgo la seguridad de las personas o de la máquina misma y la posible afectación al medio ambiente que pueda causar el deterioro o falla del equipo.
  
- Mejora en la conservación de los equipos, ya que el mantenimiento se basa además de las frecuencias, en los equipos susceptibles de falla, por lo tanto se tiene una rigurosa estrategia de seguimiento e inspección con el fin de evitar las fallas sobre estas máquinas identificadas.

Al igual las principales desventajas del mantenimiento preventivo se pueden considerar así:

- Existencia de un gran potencial de daño en los equipos al intervenirlos sin que estos hallan fallado, debido a que siempre esta latente la probabilidad del error humano que al manipular la máquina pueda dejar algo no acorde a los estándares y aparezca así el riesgo inminente de daño o fallo en los mismos. En este aspecto juega un papel preponderante el exceso de confianza del personal que interviene, ya que estos como ejecutan labores con recurrencia, olvidan la consulta de los manuales o instrucciones de mantenimiento dejando de lado la posibilidad del mejoramiento continuo basado en la propia experiencia.
  
- Aparición de fallas recurrentes en repuestos colocados de manera sistemática y periódica, sin que posiblemente sea necesario, y si con el riesgo de que estos repuestos no tengan la misma calidad de los elementos constitutivos de la máquina cuando esta está nueva. No tiene discusión el hecho que los repuestos por lo general no se hacen con la misma calidad que durante la manufactura y ensamble de la máquina original o si la tienen no sostienen el mismo grado de pruebas y exigencias iniciales efectuadas al equipo ensamblado, por lo tanto estos cambios no necesarios introducen en la máquina posibles nuevos puntos de falla y baja en la confiabilidad de la misma tomada desde la medida mas baja del sistema.
  
- El cambio de partes bajo esquemas programados sin que se presenten deterioros importantes en los mismos, aumenta los costos de adquisición y almacenamiento de repuestos ya que se requiere una mayor disponibilidad

de los mismos para poder cumplir con las estrategias de recambio según una frecuencia establecida. El adquirir y almacenar repuestos tiene unos costos que si no se optimizan, pueden traer aumentos considerables de esfuerzos en temas que no tendrían realmente relevancia para la producción del negocio o fábrica y si un acrecentamiento en las cifras de gastos por concepto de mantenimiento, lo cual para ninguna industria productiva es beneficioso ni deseable, ya que impacta directamente los resultados finales de gestión mostrados como utilidades hacia los accionistas o dueños de la Empresa.

#### 4.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

##### 4.4.1 Definición<sup>9</sup>

Es un método organizado y lógico para construir o modificar un plan de mantenimiento a un costo justificable. Es un medio para documentar las bases de un plan de mantenimiento par futuras referencias. Es una filosofía para conservar un balance óptimo entre el costo del mantenimiento de rutina y la confiabilidad del servicio. Es un método organizado, lógico y documentado, para construir o modificar un plan de mantenimiento, conservando un balance óptimo entre su costo y la confiabilidad del servicio.

Filosofía de gestión del mantenimiento, en la cual, un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema, que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas de mantenimiento, en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originarán los modos de fallas de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.

##### 4.4.2 Contexto Operacional

El contexto operacional define todo el entorno que afecta o puede afectar las funciones y el mantenimiento del equipo que se va a estudiar dentro del análisis RCM, por lo tanto este es el punto de partida del proceso, y de su claridad depende en gran parte el éxito del mismo, ya que es en otras palabras aquí se debe detallar la relación del equipo y su entorno en la fábrica o

---

<sup>9</sup> ORTIZ, German. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander. 2003.p.22-23.

industria y las condiciones de servicio que el dueño del activo le exige. Este contexto puede tener en cuenta los aspectos relacionados en la Figura 20:

Figura 20. El Contexto Operacional



#### 4.4.3 Las Siete Preguntas Básicas

Para dar inicio al proceso de RCM, este formula siete preguntas acerca del activo o sistema que se intenta analizar”<sup>6</sup>:

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p. 1-4.

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer sus funciones?.
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuándo ocurre cada falla?.
- ¿De qué manera importa cada falla?.
- ¿Qué puede hacerse para predecir prevenir o cada falla?.
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?.

De esta manera y como preámbulo, es importante responder estas preguntas con el fin de contextualizar y delimitar el alcance del estudio sobre el equipo elegido, al igual al culminar todo el formulario, casi tenemos el estudio RCM efectuado.

#### 4.4.4 Funciones de los Activos

Revisando lo expuesto por Ellman,<sup>6</sup> antes de poder definir qué proceso aplicar para determinar qué debe hacerse para que cualquier activo físico continúe haciendo aquello que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional, necesitamos hacer dos cosas:

- Determinar qué es lo que sus usuarios quieren que haga
- Asegurar que sea capaz de realizar aquello que sus usuarios quieren que haga.

---

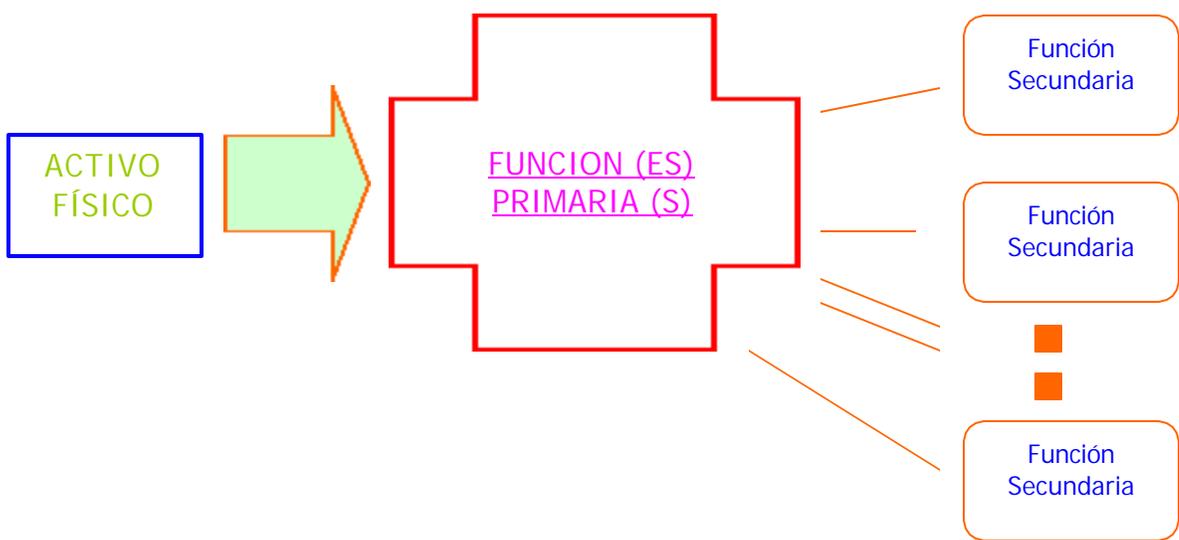
<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p. 1-5

Para este caso los usuarios pueden ser o no los dueños del activo, o el administrador del mismo o el operador, de todas formas es quien esta encargado en campo de que el equipo opere y produzca el bien o servicio para el cual fue adquirido.

Por eso el primer paso en el proceso de RCM es definir las funciones de cada activo en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseados. Lo que los usuarios esperan que sea realizado por los activos puede ser dividido en dos categorías definidas así, ver Figura 21:

- ☑ Funciones primarias, que resumen el por qué de la adquisición del activo en primera instancia. Esta categoría de funciones cubre temas como de velocidad, producción, capacidad de carga o almacenaje, calidad de producto y servicio al cliente.
- ☑ Funciones secundarias, que indica qué se espera de cada activo que haga más allá de simplemente cubrir sus funciones primarias. Los usuarios también tienen expectativas relacionadas con las áreas de seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operacional, cumplimiento de regulaciones ambientales, y hasta la apariencia del activo.

Figura 21. Categorías de Funciones



Los usuarios de los activos generalmente están en la mejor posición para saber exactamente qué contribuciones físicas y financieras el activo hace para el bienestar de la organización como un todo. Por ello es esencial que estén involucrados en el proceso de RCM desde el comienzo.

Si es hecho correctamente, este paso sólo toma alrededor de un tercio del tiempo que implica un análisis del RCM completo. Además hace que el grupo que realiza el análisis logre un aprendizaje considerable (muchas veces acerca del cómo realmente funciona el equipo).

#### 4.4.5 Fallas Funcionales <sup>6</sup>

Los objetivos del mantenimiento son definidos por las funciones y expectativas de funcionamiento asociadas al activo en cuestión. ¿Cómo puede el mantenimiento alcanzar estos objetivos?.

El único hecho que se puede hacer que un activo no pueda desempeñarse conforme a los parámetros requeridos por su usuario es alguna clase de falla. Esto sugiere que el mantenimiento cumpla sus objetivos al adoptar un abordaje apropiado en el manejo de una falla. Sin embargo antes, antes de poder aplicar herramientas apropiadas para el manejo de una falla, necesitamos identificar qué fallas pueden ocurrir. El proceso de RCM lo hace en dos niveles:

En primer lugar, identifica las circunstancias que llevan a la falla.

Luego se pregunta qué eventos pueden causar que el activo falle.

En el mundo de RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurren cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.

Sumado a la incapacidad total de funcionar, esta definición abarca fallas parciales en las que el activo todavía funciona pero con un nivel de desempeño inaceptable (incluyendo las situaciones en las que el activo no puede mantener los niveles de calidad o precisión). Pero éstas sólo pueden ser claramente identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del activo.

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p. 1-5

Cabe resaltar el hecho que el proceso RCM tiene una secuencia lógica de acciones, las cuales inician como se vio con la descripción del contexto operacional seguido de la definición de funciones, para continuar con la forma en que esas funciones no se cumplen, las cuales se llaman fallas funcionales.

#### 4.4.6 Modos de Falla.<sup>6</sup>

Como se mencionó en el párrafo anterior, una vez que se ha identificado la falla funcional, el próximo paso es tratar de identificar todos los hechos que pueden haber causado cada estado de falla. Estos hechos se denominan modos de falla. Los modos de falla posibles incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto. También incluyen fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aún no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorporan fallas causadas por el deterioro o desgaste por uso normal. Sin embargo, para que todas las causas probables de falla en los equipos puedan ser identificadas y resueltas adecuadamente, esta lista debe incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de los operadores y el personal de mantenimiento), y errores de diseño.

También es importante identificar la causa de cada falla con suficiente detalle para asegurarse de no desperdiciar tiempo y esfuerzo intentando tratar síntomas en lugar de causas reales. Por otro lado es igualmente importante asegurarse de no malgastar el tiempo en el análisis mismo al concentrarse demasiado en los detalles.

RCM define “modos de falla” como las causas por las cuales el equipo falla. Fijémonos como el proceso continúa de manera lógica analizando el equipo, sus funciones y las formas en que estas funciones no se pueden llevar a cabo.

#### 4.4.7 Efectos de Fallas.<sup>6</sup>

El cuarto paso en el proceso de RCM consiste en hacer un listado de los efectos de falla, que describe lo que ocurre cuando acontece cada modo de falla. Esta descripción debe incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-3

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-5

- Qué evidencia existe (si la hay) de que la falla ha ocurrido.
- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si es que la representa).
- De qué manera afecta a la producción o a las operaciones (si las afecta).
- Qué daños físicos (si los hay) han sido causados por falla.
- Qué debe hacerse para reparar la falla.

El proceso de identificar funciones, fallas funcionales, modos de falla, y efectos de falla trae asombrosas y muchas veces apasionantes oportunidades de mejorar el desempeño y la seguridad, así como también de eliminar el desperdicio.

Después de analizadas las formas en que el equipo no cumple su función de manera parcial o total, se determinan los resultados de sucedida la falla, indagando acerca de aspectos relevantes como las consecuencias para la seguridad del personal, el medio ambiente y por ende las consecuencias operativas y de impacto económico hacia la Empresa.

#### 4.4.8 Consecuencias de las Fallas <sup>5</sup>

Un análisis detallado de la empresa industrial promedio probablemente muestre entre tres y diez mil posibles modos de falla. Cada una de éstas fallas afecta a la organización de algún modo, pero en cada caso los efectos son diferentes. Pueden afectar operaciones. También pueden afectar a la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente. Y todas tomarán tiempo y costarán dinero para ser reparadas.

Son estas consecuencias las que fuertemente influyen en el intento de prevenir cada falla. En otras palabras, si una falla tiene serias consecuencias haremos un gran esfuerzo para intentar evitarla. Por otro lado, si tiene consecuencias leves o no las tiene, quizás decidamos no hacer mas mantenimiento de rutina que una simple limpieza y lubricación básicas.

Un punto fuerte de RCM es que reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que sus aspectos técnicos. De hecho reconoce que la única razón para hacer cualquier tipo de mantenimiento proactivo no es evitar

---

<sup>5</sup> MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press Inc, 1997. p.10-11

las fallas *per se* sino evitar o reducir la consecuencias de la fallas. El proceso de RCM clasifica estas consecuencias en cuatro grupo, de la siguiente manera.

- Consecuencia de fallas ocultas: las fallas ocultas no tienen un impacto directo, pero exponen a la organización a fallas múltiples con consecuencias serias y hasta catastróficas. (La mayoría están asociadas a sistemas de protección sin seguridad inherente).
  
- Consecuencias ambientales y para la seguridad: una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause daño o la muerte a alguna persona. Tiene consecuencias ambientales si infringe alguna normativa o reglamento ambiental tanto corporativo como regional, nacional o internacional.
  
- Consecuencias operacionales: una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (cantidad, calidad del producto, atención al cliente, o costos operacionales) además del costo directo de la reparación.
  
- Consecuencias No-Operacionales: las fallas que caen en ésta categoría no afectan a la seguridad ni la producción, solo de relacionan con el costo directo de la reparación.

Luego vemos cómo el proceso de RCM hace uso de éstas categorías como la base de su marco de trabajo estratégico para la toma de decisiones en le mantenimiento. Al establecer una revisión obligada de las consecuencias de cada modo de falla en relación a las categorías recién mencionadas, integra a los objetivos operacionales, ambientales, y de seguridad de la función del mantenimiento. Esto contribuye a incorporar a la seguridad y al medio ambiente en la corriente principal de gestión del mantenimiento.

El proceso de evaluación de las consecuencias también cambia el énfasis de la idea de que toda falla es negativa y debe ser prevenida. De esta manera focaliza la atención de sobre las actividades de mantenimiento que tienen el mayor efecto sobre el desempeño de la organización, y resta importancia a aquellas que tienen escaso efecto.

También nos alienta a pensar de una manera más amplia a cerca de diferentes maneras de manejar las fallas, más que concentrarnos en prevenir fallas. Las técnicas de manejo de fallas se dividen en dos categorías:

- ☑ Tareas Proactivas: estas tareas se emprenden antes de que ocurra una falla, para prevenir que el ítem llegue al estado de falla. Abarcan lo que se conoce tradicionalmente como mantenimiento “predictivo” o “preventivo”, aunque veremos luego que RCM utiliza los términos reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica, y mantenimiento a condición.
  
- ☑ Acciones a falta de: éstas tratan directamente con el estado de falla, y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva. Las acciones “a falta de” incluyen búsqueda de falla, rediseñar, y mantenimiento a rotura. (correctivo).

Es importante resaltar como el RCM a través del análisis lógico de la falla, busca para este caso las consecuencias de la misma y así evaluar de acuerdo, entre otras cosas, a estos efectos, la mejor estrategia de mantenimiento, que puede ser correctiva o preventiva, pero basado en la neta conservación de la función para la cual se adquirió el equipo, visto desde el contexto operacional definido al inicio del proceso.

#### 4.4.9 El Intervalo P-F.<sup>6</sup>

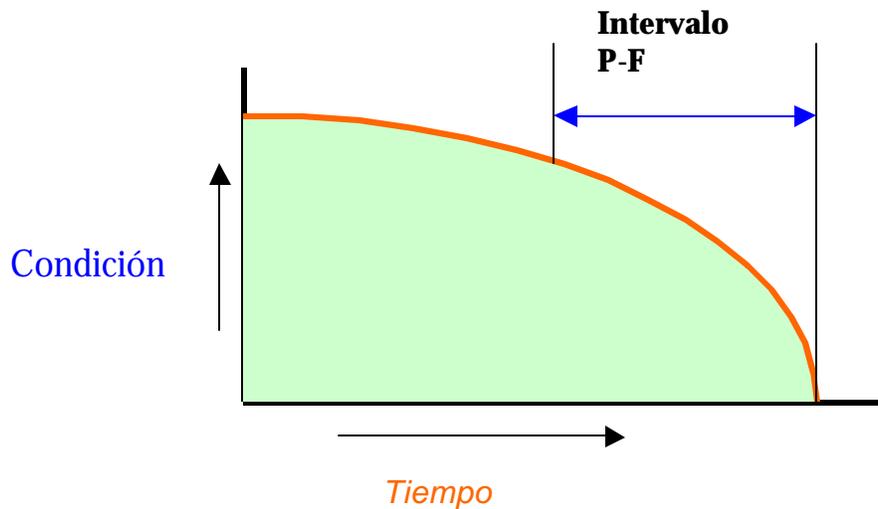
Además de considerar la falla potencial en si misma, necesitamos considerar la cantidad de tiempo (o el número de ciclos de esfuerzo) que transcurre entre el punto en el que ocurre una falla potencial – el punto en el que se hace detectable – y el punto en el que se deteriora llegando a la falla funcional. Como se muestra en la Figura 22, este intervalo se conoce como el intervalo P-F.

El intervalo P-F es el intervalo entre el momento en que ocurre una falla potencial y su decaimiento hasta convertirse en una falla funcional.

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-5-8

Figura 22. Intervalo P-F



El intervalo P-F nos permite decir con qué frecuencia deben realizarse las tareas a condición. Si queremos detectar la falla potencial antes de que se convierta en falla funcional, el intervalo entre las revisiones deben ser menor al intervalo P-F. Las tareas de monitoreo de la condición deben ser realizadas a intervalos menores al intervalo P-F.

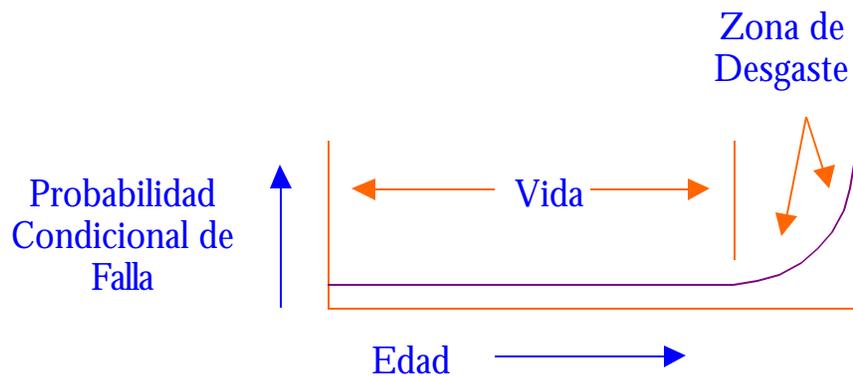
El intervalo P-F también es conocido como el período de advertencia, el tiempo de falla, o el período de desarrollo de la falla. Puede ser medido en cualquier unidad que provea una indicación de la exposición al esfuerzo (tiempo en funcionamiento, unidades de producción, ciclos de arranque-parada, etc.), pero por razones prácticas, casi siempre es medido en términos de tiempo transcurrido. Para distintos modos de falla varía de fracciones de segundo a varias décadas.

La importancia de revisar el punto P-F, radica en que si logramos establecerlo de manera confiable, este nos brinda una herramienta poderosa de prevención de las fallas, ya que lograremos así intervenir el equipo justo antes de que falle y así evitar correctivos costosos y disparar la vida útil del equipo, pues se evitan esfuerzos innecesarios sobre la máquina y sus componentes.

#### 4.4.10 Tareas Proactivas <sup>6</sup>

Mucha gente todavía cree que la mejor manera de optimizar la disponibilidad de la planta es hacer algún tipo de mantenimiento proactivo de rutina. El pensamiento de la Segunda Generación sugería grandes reparaciones, o reposición de componentes a intervalos fijos. La Figura 23 muestra la perspectiva de la falla a intervalos regulares.

Figura 23. Perspectiva de Falla a Intervalos Regulares



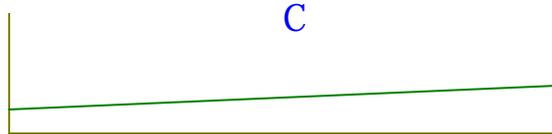
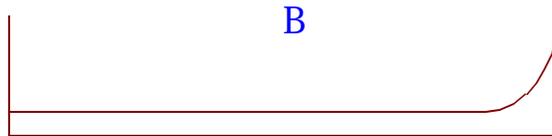
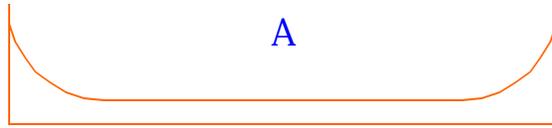
La Figura 23 se basa en la presunción de que la mayoría de los equipos operan confiablemente por un período "X", y luego se desgastan. El pensamiento clásico sugiere que los registros extensivos a cerca de fallas nos permiten determinar y planear acciones preventivas un tiempo antes de que ellas ocurran.

Este patrón es cierto para algunos tipos de equipos simples, y para algunos ítems complejos con modo de falla dominantes. En particular las características de desgaste se encuentran a menudo en casos en los que el equipo tiene contacto directo con el producto. Las fallas relacionadas con la edad frecuentemente van asociadas a la fatiga, corrosión, abrasión y evaporación.

Sin embargo, los equipos en general son mucho más complejos de lo que eran hace veinte años atrás. Esto ha traído aparejado sorprendentes cambios en los patrones de falla, como lo muestra la Figura 24. Los gráficos muestran la probabilidad condicional de falla en relación a la edad operacional para una variedad de elementos mecánicos y eléctricos.

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-6 – 1-7

Figura 24. Tipos de Patrones de Fallas



El patrón A es la ya conocida curva de la “bañadera”. Comienza con una gran incidencia de fallas (llamada mortalidad infantil), seguida por un incremento de constante o gradual de la probabilidad condicional de falla, y por último una zona de desgaste. El patrón B muestra una probabilidad condicional de falla que es constante o de lento incremento, y que determina en una zona de desgaste.

El patrón C muestra una probabilidad condicional de falla que crece lentamente, pero no tiene una edad de desgaste claramente identificable. El patrón D muestra una baja probabilidad condicional de falla cuando el equipo es nuevo o recién salido de la fábrica y luego un veloz incremento hasta un nivel constante, mientras que el patrón E muestra una probabilidad condicional de falla constante a todas las edades por igual (falla al azar).

El patrón F comienza con una alta mortalidad infantil que finalmente cae a una probabilidad de falla constante o que asciende muy lentamente.

Estudios realizados en aeronaves comerciales demostraron que un 4% de los elementos correspondían al patrón A, un 2% al B, un 5% al C, un 7% al D, un 14%, al E, y no menos de un 68% al patrón F. (El número de veces que estos patrones ocurren en aeronaves no es necesariamente el mismo que en el área industrial, pero no cabe duda de que a medida que los elementos se hacen más complicados, encontramos más y más patrones E y F).

Estos hallazgos contradicen la creencia de que siempre hay conexión entre la confiabilidad y la edad operacional.

Esta creencia dio origen a la idea de que cuanto más seguido un ítem es reparado, menos posibilidades tiene de fallar.

Actualmente esto es cierto en muy pocos casos. A menos que exista un modo de falla dominante relacionado con la edad, los límites de edad tienen que ver poco o nada con mejorar la confiabilidad de los componentes complejos. De hecho las reparaciones pueden en realidad aumentar los promedios de falla generales al introducir la mortalidad infantil en sistemas que de otra manera serían estables.

La toma de conciencia de estos hechos ha llevado a algunas organizaciones a abandonar por completo la idea de mantenimiento proactivo. Y esto puede que sea lo más acertado para fallas con consecuencias menores. Pero cuando las consecuencias de las fallas son importantes, algo debe hacerse para prevenir o predecir las fallas, o al menos para reducir las consecuencias.

De esta manera RCM divide a las tareas proactivas en tres categorías:

- Tareas de reacondicionamiento cíclicas
- Tareas de sustitución cíclicas
- Tareas de condición

Para el caso de los generadores de la Central La Guaca responden a un tipo de curva de probabilidad de falla tipo bañera, o tipo A de la Figura 24. Esto debido a que la máquina durante su fase de mortalidad infantil falla mucho debido a los ajustes y calibraciones que se le deben realizar a sus componentes, de ahí continúan hacia una fase de estabilización, en la cual se encuentran ahora, para que al final y sobre el tiempo de un mantenimiento mayor, sufren envejecimiento e inician un declive drástico. Para el caso de estudio y siguiendo los lineamientos RCM, dentro de los análisis que se propondrán mas adelante, se plantean los tres tipos de tareas proactivas que se definen a continuación: reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica y a condición.

#### 4.4.11 Tareas de Reacondicionamiento y/o Sustitución Cíclica <sup>5</sup>

El reacondicionamiento cíclico implica el retrabajo de un componente o la reparación de un conjunto antes de un límite de edad específico sin importar su condición en ese momento. De manera parecida, las tareas de sustitución cíclica implican sustituir un componente antes de un límite de edad específico, mas allá de su condición en ese momento.

En conjunto estos dos tipos de tareas son conocidos generalmente como mantenimiento preventivo. Solían ser los tipos de mantenimiento proactivo mas ampliamente usados. Sin embargo, debido a las razones mencionadas anteriormente, son mucho menos usados ahora de lo que eran veinte años atrás.

Cabe resaltar el hecho que en el análisis RCM se estudian y retoman las mejores prácticas de mantenimiento preventivo, llevándolas a su mejor estado de agregación de valor al activo, buscando siempre la preservación de la función y no sólo el ejecutar acciones o cambios de elementos con determinadas frecuencias.

---

<sup>5</sup> MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press Inc, 1997. p.13

#### 4.4.12 Tareas a Condición <sup>5</sup>

El crecimiento de nuevas formas de manejo de falla se debe a la continua necesidad de prevenir ciertos tipos de falla, y la creciente ineficacia de las técnicas clásicas para hacerlo. La mayoría de las nuevas técnicas se basan en el hecho de que la mayoría de las fallas dan algún tipo de advertencia de que están por ocurrir. Estas advertencias se denominan fallas potenciales, y se definen como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional está por ocurrir o está en el proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas son utilizadas para detectar fallas potenciales y para poder actuar evitando las posibles consecuencias que surgirían si se transformasen en fallas funcionales. Se llaman tareas a condición porque los componentes se dejan en servicio a condición de que continúen alcanzando los parámetros de funcionamiento deseados. (El mantenimiento a condición incluye el mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en la condición y monitoreo de condición)

Si son utilizadas correctamente, las tareas a condición son una muy buena manera de manejar las fallas, pero a la vez pueden constituir una costosa pérdida de tiempo. RCM permite tomar estas decisiones con mucha confianza.

Como lo indica Moubray, el mantenimiento a condición permite mantener el equipo hasta un buen punto antes de la posible falla, ver Figura 25, pero debe estar acompañado o tener un alto componente de mantenimiento predictivo de alta tecnología, con lo cual el mantenedor pudiera garantizar que sus predicciones tiene un alto grado de confianza y no llegar al punto catastrófico, el cual le hace mucho daño al equipo y a su vida útil remanente.

#### 4.4.13 Acciones a “Falta de” <sup>6</sup>

RCM reconoce tres grandes categorías de acciones a falta de:

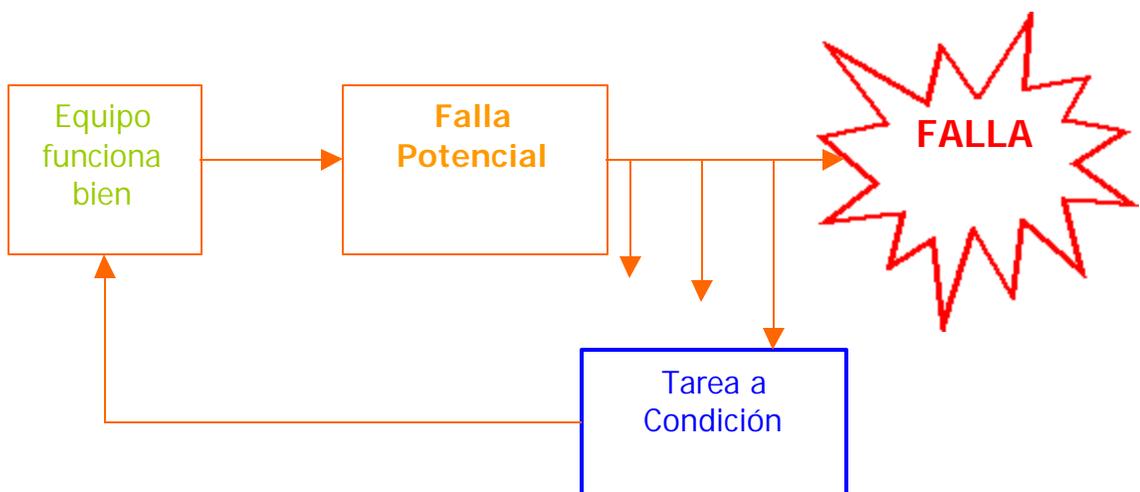
---

<sup>5</sup> MOUBRAY, John. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press Inc, 1997. p.14

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-8

- ☑ Búsqueda de fallas: las tareas de búsqueda de falla implican revisar las funciones periódicamente para determinar si han fallado (mientras que las tareas basadas en la condición implican revisar si algo está por fallar)
- ☑ Rediseñar: rediseñar implica hacer cambios de única vez a las capacidades iniciales de un sistema. Esto incluye modificaciones al equipo y también cubre los “cambios de una sola vez” a los procedimientos
- ☑ Mantenimiento no programado: como su nombre lo indica, aquí no se hace esfuerzo alguno en tratar de anticipar o prevenir los modos de falla a los que se aplica. De este modo se deja que la falla simplemente ocurra, para luego repararla. Esta tarea a falta de también es llamada mantenimiento correctivo o “a rotura”

Figura 25. Momento de la Tarea a Condición



Después de realizado el análisis respectivo y al no encontrar estrategia alguna de mantenimiento que satisfaga las necesidades de preservación según el contexto operacional, RCM plantea los tres tipos de acciones a seguir que se pueden escoger en ese momento. La primera es la utilización de un esquema de búsqueda de fallas determinando si el equipo ha fallado, con que frecuencia y sus consecuencias. La segunda alternativa es el rediseño, ya que la máquina puede tener problemas desde este punto, los cuales no se mejoran sino interviniendo el croquis con el que fue creado desde su nacimiento. Y por último plantea la tarea que se puede llamar “mas fácil”, y es dejar que el activo trabaje hasta que falle.

Es muy importante que en el análisis que se efectúe se revisen todos los aspectos tanto económicos como técnicos y del contexto operacional que afecten el equipo, a fin de que se tomen en el seno de estas reuniones las decisiones mas apropiadas para asegurar la función del mismo, sin incurrir en dictámenes que puedan llevar a daños catastróficos la maquinaria y por ende a pérdidas mayores para la Empresa dueña de los activos.

#### 4.4.14 Proceso de Selección de Tareas de RCM <sup>6</sup>

Un punto fuerte del RCM es la manera en que provee criterios simples, precisos y fáciles de entender, para decidir cuál de las tareas proactivas es técnicamente factible en el contexto (si alguna lo es), y para decidir quién debe hacerla y con qué frecuencia.

Si una tarea proactiva es técnicamente factible o no, depende de las características técnicas de la tarea y de la falla que pretende prevenir. Si merece la pena hacerlo o no depende de la medida en que maneja las consecuencias de la falla. De no hallarse una tarea proactiva que sea técnicamente factible y que valga la pena hacerse, entonces debe tomarse una acción a falta de adecuada. La esencia del proceso de selección de tareas es el siguiente:

- Para fallas ocultas, la tarea proactiva vale la pena si reduce significativamente el riesgo de falla múltiple asociado con esa función a un nivel tolerable. Si esto no es posible, debe realizarse una tarea de búsqueda de falla. De no hallarse una tarea de búsqueda de falla que sea adecuada, la decisión “a falta de “ secundaria es que el componente pueda ser rediseñado (dependiendo de las consecuencias de la falla múltiple).
- Para fallas con consecuencias ambientales o para la seguridad, una tarea proactiva sólo vale la pena si por sí sola reduce el riesgo de la falla a un nivel muy bajo, o directamente lo elimina. Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo a niveles aceptablemente bajos, entonces el componente debe ser rediseñado o debe modificarse el proceso.
- Si la falla tiene consecuencias operacionales, una tarea proactiva sólo vale la pena si el costo total de realizarla a lo largo de un cierto período de tiempo es menor al costo de las consecuencias operacionales y el costo de

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-8

la reparación en el mismo período de tiempo. En otras palabras, la tarea debe tener justificación en el terreno económico. Si no se justifica, la decisión a falta de inicial es ningún mantenimiento programado. (Si esto ocurre y las consecuencias operacionales siguen siendo inaceptables, entonces la decisión “a falta de “ secundaria es nuevamente el rediseño).

- ☑ Si una falla tiene consecuencias no operacionales sólo merece la pena una tarea proactiva si el costo de la tarea a lo largo de un período de tiempo es menor al costo de la reparación en el mismo tiempo. Entonces éstas tareas también deben tener justificación en el terreno económico. Si no se justifica, la decisión a falta de inicial es otra vez ningún mantenimiento programado, y si los costos son demasiados elevados entonces la siguiente decisión “a falta de “ secundaria es nuevamente el rediseño.

Este enfoque hace que la tareas proactivas sólo se definan para las fallas que realmente lo necesitan, lo que a su vez logra reducciones sustanciales en la carga de trabajos de rutina. Menos trabajos de rutina también significa que es más probable que las tareas restantes sean realizadas correctamente. Esto, sumado a la eliminación de tareas contraproducentes, lleva a un mantenimiento más efectivo.

Comparemos esto con el enfoque tradicional de políticas de mantenimiento. Tradicionalmente, los requerimientos de mantenimiento de cada activo son definidos en términos de sus características técnicas reales o asumidas, sin considerar las consecuencias de la falla. El plan resultante se utiliza para todos los activos similares, nuevamente sin considerar que se aplican diferentes consecuencias en diferentes contextos operacionales. Esto tiene como resultado un gran número de planes que son desperdiciados, y no porque estén ‘mal’ en el sentido técnico, sino porque no logran nada.

Debemos notar además que en el proceso de RCM considera los requerimientos de mantenimiento de cada activo antes de preguntar si sería necesario considerar el diseño. Esto es así simplemente porque el ingeniero de mantenimiento que está a cargo hoy, tiene que mantener el equipo tal como está hoy, y no pensar en lo que quizás sea en algún otro momento en el futuro.

Se resalta el hecho que RCM provee una secuencia de análisis para tomar la mejor decisión en cuanto a estrategia y croquis de acciones a seguir para desarrollar el mantenimiento que el activo realmente necesita desde el punto de vista de su contexto operacional, indagando inicialmente por los fallos ocultos, la afectación a la seguridad personal, al medio ambiente, al ámbito operativo-productivo y por último a cualquier otro escenario que no intervenga con alguno de los anteriormente nombrados. Es importante el hecho de que se le da gran importancia a la parte de medio ambiente y seguridad de las

personas, aspectos que en el mantenimiento tradicional no son tenidos en cuenta como variables decisorias y que el mundo y las tendencias actuales le dan gran relevancia. Hoy en día para que las industrias puedan sobrevivir deben tener su diseño de mantenimiento enfocado hacia los aspectos mencionados, ya que el mismo círculo de producción y consumo exigen y exigirán cada vez más un compromiso con las banderas medio ambientales y de seguridad.

#### 4.4.15 El Facilitador <sup>6</sup>

Los grupos de Análisis RCM trabajan bajo la guía de especialistas en RCM, llamados facilitadores. Son los integrantes más importantes del proceso de revisión. Su rol es asegurar:

- Que el análisis RCM se lleve a cabo en el nivel correcto, que los límites del sistema sean claramente definidos que ningún ítem importante sea pasado por alto, y que los resultados del análisis sean debidamente registrados.
- Que RCM sea claramente comprendido y aplicado correctamente por parte de los miembros del grupo.
- Que el grupo llegue al consenso en forma rápida y ordenada, reteniendo el entusiasmo individual de los miembros.
- Que el análisis progrese razonablemente rápido y termine a tiempo.

Los facilitadores también trabajan con los patrocinadores o responsables de proyecto para asegurar que cada análisis sea debidamente planeado y reciba el apoyo directivo y logístico apropiado

### 4.5 ANÁLISIS DE CRITICIDAD

Para poder tomar la decisión de a que equipos aplicar el proceso RCM y dentro del análisis de los subsistemas que surjan dentro de estos equipos decidir también a cuales dar prioridad, se hace necesario adoptar una metodología de selección que nos permita enfocar el estudio hacia los equipos que realmente son importantes y aportan valor con su disponibilidad y confiabilidad al progreso de la Empresa.

---

<sup>6</sup> ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999. p-1-9

El análisis de criticidad permite identificar y jerarquizar por su importancia los elementos de una instalación sobre los que vale la pena dirigir recursos (humanos, económicos). Para el caso del análisis del generador se propone seguir la metodología desarrollada por la Consultoría inglesa “The Woodhouse Partnership Limited”, llamada el modelo de criticidad “Factores ponderados basados en el riesgo”.

Este modelo está basado en el concepto del riesgo así:

$$\text{Riesgo} = \text{Frecuencia de Fallas} \times \text{Consecuencias}$$

O mejor, definiendo criticidad:

$$\text{Criticidad Total} = \text{Frecuencia} \times \text{Consecuencia}$$

Es importante anotar que la frecuencia se define como el rango de fallas en un tiempo determinado, en el mismo equipo bajo estudio; y las consecuencias se analizan en grupos bajo consenso.

Tanto la frecuencia como las consecuencias se evalúan en tablas que la metodología sugiere, pero pueden ser revaluadas de acuerdo a la realidad de la Empresa y el activo que se está examinando.

Al final de toda la evaluación es más crítico el equipo que tenga más puntaje y menos crítico el que menos califique.

Para la frecuencia el método contempla cuatro puntajes que se muestran en la Tabla 4.

Tabla 4. Calificación de Frecuencia de Fallas

FRECUENCIA	PUNTAJE
Pobre: mayor a 2 fallas / año	4
Promedio: 1-2 fallas / año	3
Buena: 0.5-1 fallas / año	2
Excelente: Menos 0.5 fallas / año	1

La consecuencia se mide en términos del impacto operacional asociado a la flexibilidad en la operación del equipo, los costos de mantenimiento y el impacto en seguridad, ambiente e higiene.

La fórmula de que relaciona los apartes de consecuencia es la siguiente:

$$\text{Consecuencia} = ((\text{Impacto operacional} \times \text{Flexibilidad}) + \text{Costos de Mantenimiento} + \text{Impacto por Seguridad, Ambiente e Higiene})$$

Cada uno de estos apartes se califica en una tabla, los criterios para el impacto operacional se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Calificación del Impacto Operacional

IMPACTO OPERACIONAL	PUNTAJE
Pérdida de todo el despacho	10
Parada del subsistema y tiene repercusión en otros sistemas	7
Impacta en niveles de inventario o calidad	4
No genera ningún efecto significativo sobre producción	1

La flexibilidad se evalúa según lo mostrado en la Tabla 6.

Tabla 6. Calificación de la Flexibilidad

FLEXIBILIDAD	PUNTAJE
No existe opción de producción y no hay función de repuesto	4
Hay opción de repuesto compartido / almacén	2
Función de repuesto disponible	1

Aunque para evaluar los costos de mantenimiento se debe revisar con detenimiento el tamaño de la Empresa y el valor del activo analizado, en la Tabla 7 se muestra la valoración de los costos de mantenimiento para el caso de los equipos de la Central La Guaca.

Y por último, la clasificación del impacto en seguridad, ambiente e higiene se muestra en la Tabla 8.

Tabla 7. Calificación de los Costos de Mantenimiento

COSTOS DE MANTENIMIENTO	PUNTAJE
Mayor o igual a U\$ 20.000.00	2
Inferior a U\$ 20.000.00	1

Tabla 8. Calificación del Impacto en Seguridad, Ambiente e Higiene

IMPACTO EN SEGURIDAD, AMBIENTE E HIGIENE	PUNTAJE
Afecta seguridad humana y requiere notificación a entes externos	8
Afecta el ambiente / instalaciones	7
Afecta instalaciones causando daños severos	5
Provoca daños menores	3
No provoca daños a personas, instalaciones o ambiente	1

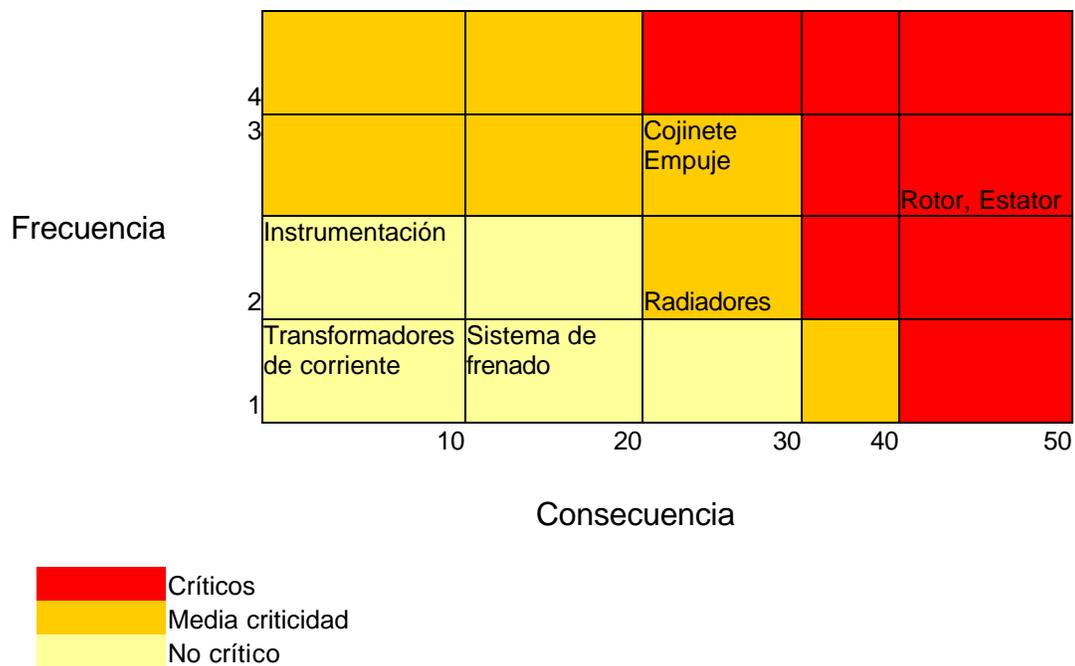
Una vez realizada la evaluación se consigna el resultado de la misma en un tabla como la mostrada en la Tabla 9. En la Tabla 9 se muestra el ejemplo del análisis efectuado para los componentes del generador de la Central La Guaca.

A continuación y para lograr una visión global y rápida del resultado, los equipos se clasifican dentro de una matriz general de criticidad que para el mismo caso de la Central La Guaca se aprecia en la Tabla 10.

Tabla 9. Cuadro de Factores

EQUIPO	FRECUENCIA DE FALLAS	IMPACTO OPERACIONAL	FLEXIBILIDAD OPERACIONAL	COSTO DE MTO	SAH	CONSECUENCIA	CRITICIDAD TOTAL
Rotor	3	10	4	2	5	47	141
Estator	3	10	4	2	5	47	141
Cojinetes de empuje	3	10	2	2	7	29	87
Radiadores	2	7	2	2	7	23	46
Instrumentación	2	4	1	1	3	8	16
Sistema de frenado	1	4	2	1	3	12	12
Transformadores de corriente	1	10	2	2	3	25	25

Tabla 10. Matriz General de Criticidad



## 4.6 MANTENIMIENTO Y ADMINISTRACIÓN

La administración definida como el “proceso de diseñar y mantener un entorno en el que, trabajando en grupos, los individuos cumplan eficientemente objetivos específicos” <sup>10</sup> , nos hace inferir que en este proceso de estudiar y desarrollar una estrategia de mantenimiento nueva, es necesario abordar el tema administrativo como factor clave de éxito, ya que sin el manejo adecuado del recurso humano, no podríamos lograr nada.

### 4.6.1 Aspecto Motivacional

Al pretender que un grupo de personas se reúnan e inicien una etapa de estudio de una estrategia de mantenimiento basado en RCM, para este caso, se requiere que estén motivados para que rindan y den lo mejor de si y de sus conocimientos y experiencias, a favor de los resultados mas acertados y eficaces hacia la confiabilidad del equipo lograda a través del mantenimiento. Así pues, a continuación revisamos algunas teorías que nos ilustrarán acerca de la motivación y su forma de lograrla en búsqueda de objetivos comunes tanto para el personal planeador y ejecutor de las labores de mantenimiento, como para el personal que estará involucrado en los análisis, que en principio debería ser el mismo.

“La motivación es un término genérico que se aplica a una amplia serie de impulsos, deseos, necesidades, anhelos y fuerzas similares. Decir que los administradores motivan a sus subordinadores es decir que realizan cosas con las que esperan satisfacer esos impulsos y deseos e inducir a los subordinadores a actuar de determinada manera.

Las motivaciones humanas se basan en necesidades, ya sea consciente o inconscientemente experimentadas. Algunas de ellas son necesidades primarias, como los requerimientos fisiológicos de agua, aire, alimento, sueño y abrigo. Otras pueden considerarse secundarias, como la autoestima, el estatus, la asociación con los demás, el afecto, la generosidad, la realización y la afirmación personal. Naturalmente, estas necesidades varían en intensidad y en el transcurso del tiempo entre diferentes individuos.

David MacClelland contribuyó a la comprensión de la motivación al identificar tres tipos de necesidades básicas de motivación. Las clasificó como

---

<sup>10</sup> KOONTZ, Harold y WEIHRICH, Heinz. Administración una perspectiva Global. 11ed. México: McGraw Hill Interamericana Editores. 1998. p-6.

necesidad de poder, necesidad de asociación y necesidad de logro. Estos tres impulsos son de especial importancia para la administración, puesto que debe reconocerse que todos ellos permiten que una empresa organizada funcione adecuadamente.<sup>10</sup>

Para nuestro caso es relevante examinar en que consisten estos tres motivadores fundamentales y sus raíces para así empezar a asegurar que el grupo de análisis de RCM tenga una alta probabilidad de triunfo al lograr los objetivos cometidos. En la Figura 26 se muestra el esquema de relación de estas variables hacia el logro de resultados y la satisfacción de las personas involucradas.

Necesidad de Poder.<sup>10</sup>

McClelland y otros investigadores han confirmado que las personas con una gran necesidad de poder se interesan enormemente en ejercer influencia y control. Por lo general tales individuos persiguen posiciones de liderazgo; son con frecuencia buenos conversadores, si bien un tanto dados a discutir; son empeñosos, francos, obstinados y exigentes, y les gusta enseñar y hablar en público.

Necesidad de Asociación

Las personas con una gran necesidad de asociación suelen disfrutar enormemente que se les tenga estimación y tienden a evitar la desazón de ser rechazados por un grupo social. Como individuos, es probable que les preocupe mantener buenas relaciones sociales, experimentar la sensación de comprensión y proximidad, estar prestos a confortar y auxiliar a quienes se ven en problemas y gozar de amigables interacciones con los demás.

Necesidad de Logro

Los individuos con una gran necesidad de logro poseen un intenso deseo de éxito y un igualmente intenso temor al fracaso. Gustan de los retos, y se proponen metas moderadamente difíciles (aunque no imposibles). Son realistas frente al riesgo; es improbable que sean temerarios, puesto que más bien prefieren analizar y evaluar los problemas, asumir la responsabilidad personal del cumplimiento de sus labores y les gusta obtener específica y expedita retroalimentación sobre lo que hacen. Tienden a ser infatigables, y

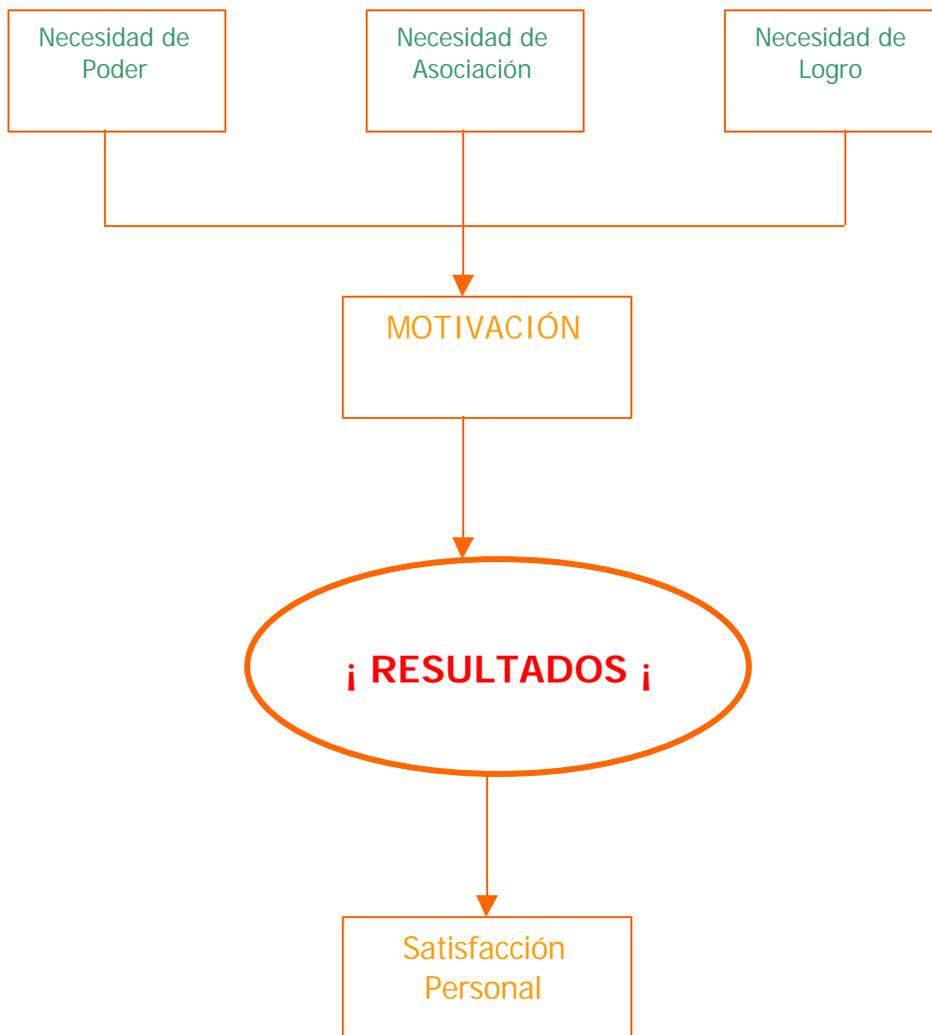
---

<sup>10</sup> KOONTZ, Harold y WEIHRICH, Heinz. Administración una perspectiva Global. 11ed. México: McGraw Hill Interamericana Editores. 1998. p-501-502.

<sup>10</sup> KOONTZ, Harold y WEIHRICH, Heinz. Administración una perspectiva Global. 11ed. México: McGraw Hill Interamericana Editores. 1998. p-515.

les gusta trabajar por muchas horas, no se preocupan excesivamente por el fracaso en caso de que éste ocurra y por lo general prefieren hacerse cargo ellos mismos de sus asuntos.

Figura 26. Cadena para obtener resultados



#### 4.6.2 Formación de equipos

Como ya se ha mencionado, la estrategia de análisis RCM se basa en el examen de tácticas adecuadas de mantenimiento a un activo o equipo crítico para la Empresa, en búsqueda de la conservación de su función enmarcado en el contexto operacional del mismo, reuniendo equipos de trabajo interdisciplinarios que estén en contacto con la mencionada máquina y la conozcan suficientemente, con frecuencias determinadas y bajo el dictamen de un verdadero trabajo en equipo. De esta manera tenemos que revisar la teoría existente al respecto de la formación y administración de equipos eficaces de trabajo.

“Un equipo se compone de cierto número de personas dotadas de facultades para el cumplimiento de metas grupales. Una de las definiciones de equipo es: “Número reducido de personas con habilidades complementarias comprometidas con un propósito común, una serie de metas de desempeño y un método de trabajo del cual todas ellas son mutuamente responsables.” Lo mismo que en el caso de los comités, existen diferentes tipos de equipos. La función de algunos de ellos es hacer propuestas, otros disponen de autoridad para tomar decisiones y otros más se encargan incluso de la dirección de las operaciones. La razón de la existencia de ciertos equipos (como los círculos de calidad) es la solución de problemas, mientras que otros participan en actividades interfuncionales de áreas como diseño, comercialización, finanzas, manufactura, personal, etcétera. Los equipos interfuncionales pueden ser útiles para el desarrollo de un nuevo producto o la elevación de la calidad de un producto o servicio.”<sup>10</sup> Este es el caso de los equipos de análisis RCM.

#### Formación de equipos.

No existen reglas precisas para la formación de equipos eficaces. No obstante, se ha comprobado la utilidad de disposiciones como las siguientes. Los miembros de un equipo deben estar convencidos del valor, significación y urgencia del equipo. Por otra parte, se les debe seleccionar de acuerdo con las habilidades requeridas para el cumplimiento del propósito. Un equipo debe contener la mezcla exacta de habilidades, tales como habilidades funcionales o técnicas, habilidades para la solución de problemas y toma de decisiones y, por supuesto, habilidades para las relaciones humanas. Debe normarse asimismo con reglas de conducta grupal como asistencia regular a las reuniones, confidencialidad, discusiones basadas en hechos y contribución de todos sus miembros. Metas y tareas requeridas deben identificarse desde la

---

<sup>10</sup> KOONTZ, Harold y WEIHRICH, Heinz. Administración una perspectiva Global. 11ed. México: McGraw Hill Interamericana Editores. 1998. p-576-578.

etapa misma de formación del equipo. Los miembros deben alentarse entre sí por medio de reconocimientos, retroalimentación positiva y premios.<sup>10</sup>

#### ☑ Equipo Autodirigido <sup>10</sup>

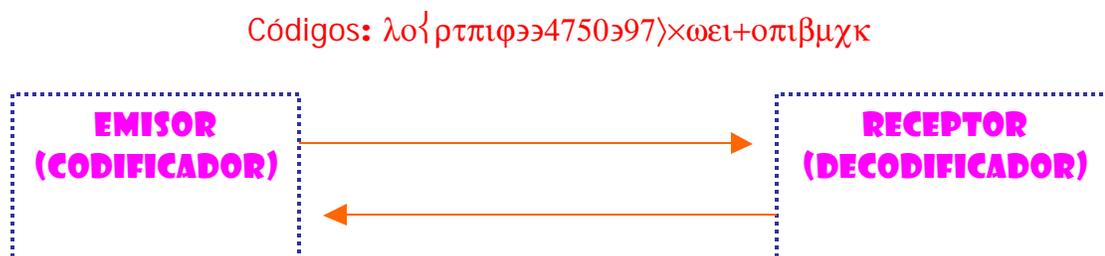
Recientemente la organizaciones se han servido de equipos autodirigidos, integrados por lo general por personas con habilidades necesarias para la realización relativamente completa de una tarea. Así , un equipo de esta clase puede disponer de autoridad para determinar qué se debe hacer, cómo se le hará, cuándo se le debe terminar y quién lo hará. De igual modo, los miembros del equipo pueden ser evaluados y recompensados como grupo. Especialmente cuando el equipo posee un alto grado de autoridad, se le puede denominar equipo de alto desempeño o incluso súper equipo.

Se resalta el hecho que los equipos RCM pueden llegar a ser, en su madurez, equipos autodirigidos, con tareas específicas y con un alto grado de autoridad propia, entregando a su vez resultados de calidad y en tiempos establecidos.

#### 4.6.3 Comunicación Efectiva

Como parte del funcionamiento efectivo de los grupos de análisis RCM, la comunicación entre sus miembros debe ser lo más eficaz y efectiva posible con el fin de que la información que posee cada integrante, que es tan relevante para estos grupos de análisis, sea transmitida completa y a su vez sea recibida por todos los miembros del grupo en dimensión verdadera sin dejar posibilidades a la duda o la libre interpretación. De esta manera a continuación se plantean algunas sugerencias para la mejora de la comunicación. En la Figura 27 se muestra además el principio general de comunicación que se establece entre dos personas y el uso de los códigos para este fin, revisando la importancia de la codificación y decodificación efectiva para el buen entender de los mensajes que se quieren transmitir.

Figura 27. Comunicación Efectiva



“La eficacia de la comunicación es responsabilidad de todos los miembros de una organización, tanto administradores como empleados en general, los cuales persiguen un propósito común. El grado de eficacia de la comunicación puede evaluarse conforme a los resultados esperados. Las siguientes sugerencias pueden contribuir a derribar las barreras a la comunicación:

- Los emisores de mensajes deben concebir claramente lo que desean comunicar. Esto significa que uno de los primeros pasos de la comunicación es aclarar el propósito del mensaje y trazar un plan para la consecución del fin propuesto.
- Para que la comunicación sea eficaz es preciso que la codificación y decodificación se realicen con símbolos familiares tanto para el emisor como para el receptor del mensaje. Así, el administrador (y en particular el especialista administrativo) debe evitar la jerga técnica innecesaria, inteligible para los expertos en su campo.
- La planeación de la comunicación no debe hacerse en el vacío. Por el contrario, se debe consultar a otras personas y alentar su participación en la recolección de datos, análisis, del mensaje y selección de los medios apropiados. Un administrador, por ejemplo, puede pedirle a un colega que lea un memorándum importante antes de que se le distribuya en la organización. El contenido del mensaje debe ser acorde con el nivel de conocimientos de sus destinatarios y con el ambiente organizacional.
- Es importante considerar las necesidades de los receptores de la información. Siempre que resulte apropiado hacerlo, se debe comunicar algo que sea valioso para ellos, tanto a corto plazo como en un futuro más lejano. Es probable que los empleados acepten más fácilmente acciones impopulares que habrán de afectarles a corto plazo si en realidad les benefician a largo plazo. Reducir la semana laboral, por ejemplo, puede resultar más aceptable si se hace notar que esta acción fortalecerá a largo plazo la posición competitiva de la compañía y evitará despidos.
- Hay un proverbio que dice que el tono hace la música. De igual manera, en la comunicación el tono de voz, las palabras elegidas y la congruencia entre lo que se dice y el modo en que se le dice influyen en las reacciones del receptor del mensaje. Si un administrador autocrático les ordena a los supervisores bajo su mando que pongan en práctica una administración participativa, creará un vacío de credibilidad difícil de llenar.
- Con demasiada frecuencia se transmite información sin comunicación, dado que la comunicación sólo es completa cuando el mensaje es comprendido por el receptor. Es imposible saber si la comunicación ha

sido comprendida si el emisor no recibe retroalimentación. Esto se logra haciendo preguntas, solicitando la contestación a una carta y alentado a los receptores a exponer sus reacciones al mensaje.

- La función de la comunicación no se reduce a transmitir información. También tiene que ver con las emociones, las cuales son muy importantes en las relaciones interpersonales entre superiores, subordinados y colegas en una organización. Además, la comunicación es vital para crear condiciones en las que las personas se sientan motivadas a trabajar en favor de las metas de la empresa al tiempo que cumplen sus propósitos individuales.”<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> KOONTZ, Harold y WEIHRICH, Heinz. Administración una perspectiva Global. 11ed. México: McGraw Hill Interamericana Editores. 1998. p-605-606.

## 5. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM

### 5.1 LOS GRUPOS DE ANÁLISIS

Como se menciona en los apartes 4.6.1, 4.6.2 y 4.6.3, el análisis RCM y su producto, el programa de mantenimiento, tiene una alta probabilidad de éxito si se definen adecuadamente los grupos de análisis, las reglas de juego y sus objetivos.

El grupo de análisis RCM debe estar conformado básicamente por el siguiente personal:

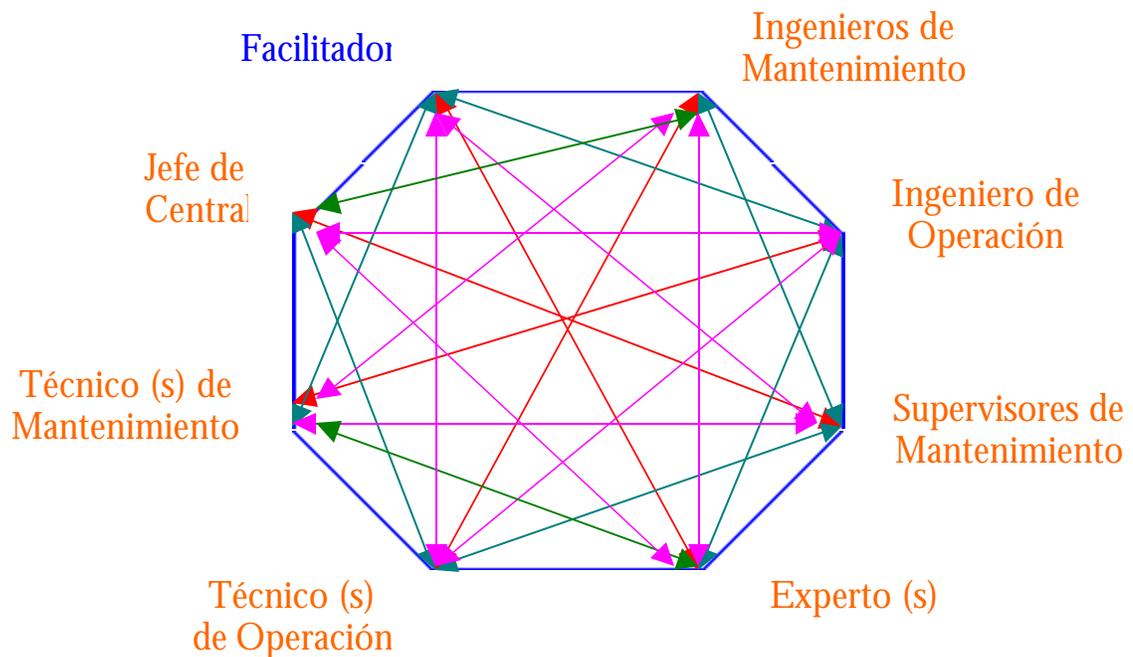
- Jefe de la Central
- Ingenieros de Mantenimiento Mecánico, Eléctrico y Electrónico
- Ingeniero de Operación
- Supervisores de Mantenimiento Mecánico y Eléctrico
- Dos o tres Técnicos con experiencia en mantenimiento mecánico, eléctrico y operación del generador
- Un Facilitador
- Un experto invitado (si se requiere según el tema a analizar)

La relación de estos en el desarrollo de la reuniones debe ser biunívoca y abierta, con toda la voluntad de brindar los conocimientos y la experiencia en el mantenimiento y operación del generador, en busca siempre de conservar por medio de una estrategia de mantenimiento adecuada, la función del activo tanto de manera inmediata como sostenible en el tiempo. La Figura 28 nos muestran las relaciones que se propone tengan los miembros del equipo de análisis de RCM para el generador de la central La Guaca.

El Facilitador juega un papel preponderante en estos grupos, ya que como se mencionó en el parte 4.4.15, este actor debe procurar que los análisis se

ejecuten bajo las reglas RCM, en los tiempos estimados y bajo el avance que permita concluir y tener resultados en espacio de tiempo oportunos, a fin de que las decisiones adoptadas se pongan en marcha y su efectividad pueda ser evaluada en términos prudenciales que permitan, si es del caso, tomar los correctivos necesarios sobre la misma luz RCM.

Figura 28. Relación entre los miembros del grupo de análisis RCM



El personal se deberá escoger siguiendo lineamientos de conocimiento y experiencia sobre la máquina a analizar, contando cuando se requiera, de algún experto en los temas que se escapen del alcance del conocimiento del grupo. Al igual, es también importante que en estos grupos participe el Jefe de la Central, ya que este estará de antemano y con los antecedentes necesarios, enterado y comprometido con las decisiones aquí tomadas, con la ganancia de que este mismo se encargará de impulsarlas sobre todo cuando abarquen temas presupuestales.

Estos grupos deben ceñirse a las reglas generales de una reunión eficaz como: respeto por la agenda preparada y trabajo sobre la misma, cumplimiento del horario, dedicación exclusiva al trabajo de la reunión, no

realizar mas de una reunión a la vez y respetar los turnos de uso de la palabra que asigne el facilitador, usar los instrumentos de comunicación eficaz mencionados en el aparte 4.6.3, llegar a acuerdos técnicos y económicos sobre los equipos sobre la base de la argumentación sostenida y no entorpecer la discusión con posiciones testarudas que solo traen pérdidas de tiempo y desmotivación del grupo hacia el respeto y la seriedad de las sesiones. Llegar al final a acuerdos respaldados por todo el grupo y procurar que los trabajos que se puedan adelantar fuera de estas sesiones se asigne y se ejecute.

El Facilitador debe establecer el cronograma de trabajo anual, detallando los días exactos de reunión y en lo posible mantener el horario, ya que la repetición de eventos similares, si no iguales, y de manera periódica, crea el hábito en los participantes, siendo así mas fácil poder convocar y ejecutar las reuniones cumpliendo el cronograma definido.

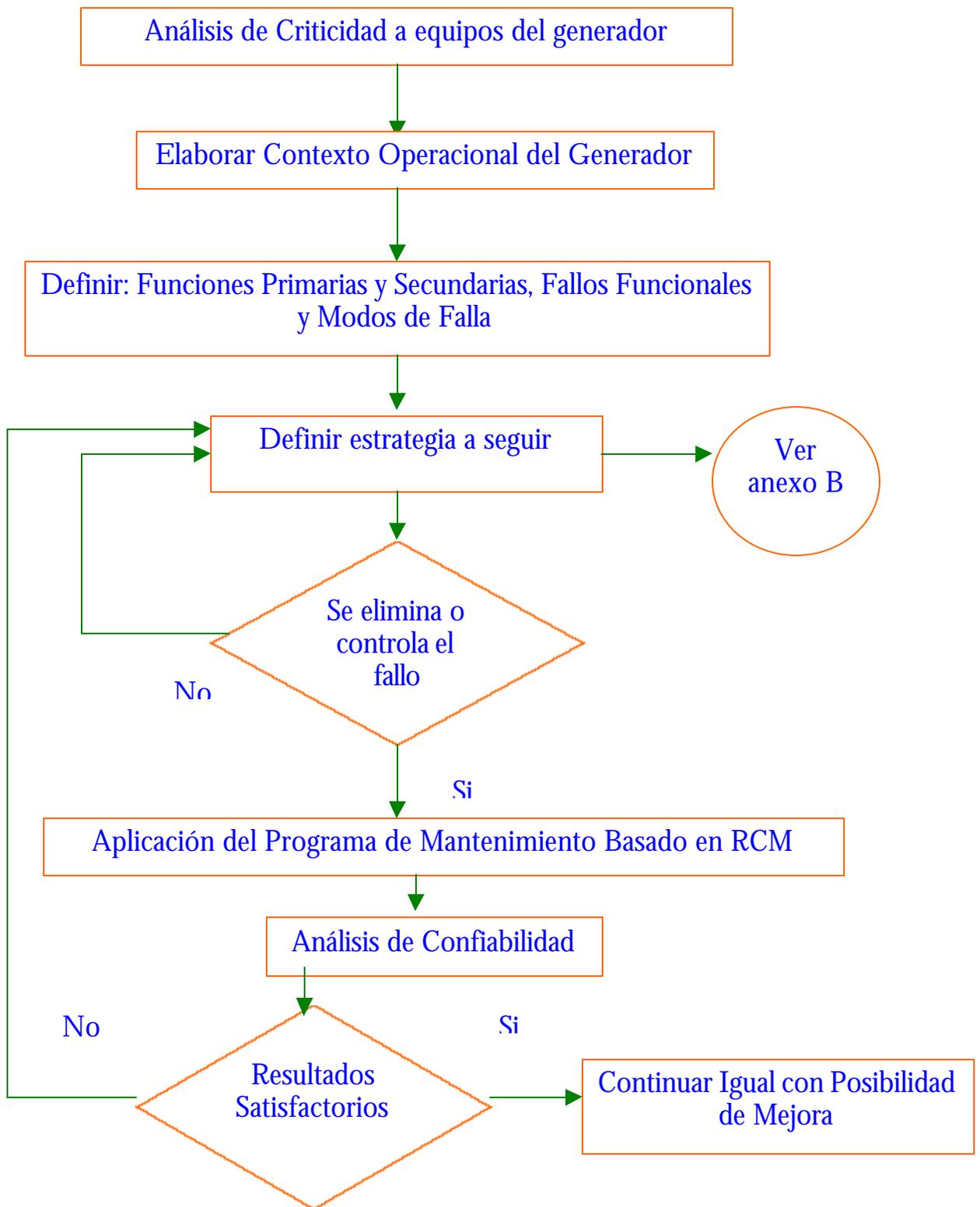
## 5.2 DIAGRAMA DE FLUJO RCM

Para seguir una estructura organizada y lógica en el desarrollo de los análisis RCM, en la Figura 29 se muestra un diagrama de flujo de las actividades y resultados esperados de las reuniones de examen programadas con objeto del estudio.

Al revisar los diagramas vemos que el análisis inicia con la definición del equipo objeto del estudio, para el caso nuestro es el generador de la Central La Guaca, se priorizan para el análisis sus subequipos componentes por medio del examen de criticidad, pasando a definir el contexto operacional, las funciones tanto primarias como secundarias, las posibles fallas funcionales y las causas de estas fallas o modos de fallo.

En seguida se analiza la estrategia a seguir según los lineamientos de RCM expuestos en el anexo B, se indaga la real eficacia de las medidas en cuanto si elimina o minimiza la falla, para así poder revisar los encargados de las tareas y la periodicidad con que se ejecuta, obteniendo al final unas estrategias de mantenimiento tanto correctivas, preventivas / predictivas o sugerencias de rediseño. Se ejecutan las estrategias y se mide su eficacia a través del análisis de confiabilidad, dependiendo de estos valores se toman medidas de revisión o se continúa la estrategia siempre con las posibilidad de mejoramiento continuo

Figura 29 . Diagrama de Flujo para Análisis RCM



### 5.3 EL CONTEXTO OPERACIONAL

Como ya se revisó en el aparte 4.4.2, el contexto operacional del equipo debe definirse de manera clara y concisa, con el fin de que este sea el marco de referencia para todo el proceso de análisis y en él se expresen si no todos, la mayoría de elementos que sirvan como punto de juzgamiento para la toma de decisiones estratégicas de mantenimiento en búsqueda de la preservación de la función para la cual el activo se adquirió y se opera en el momento.

Para el generador de la Central La Guaca el contexto operacional se muestra así:

“La cadena de generación hidroeléctrica Paraíso - Guaca está conformada por las siguientes instalaciones: estación de bombeo Muña, embalse Muña, Central El Paraíso y Central La Guaca. Emplea un caudal de 35 m<sup>3</sup>/seg. y una caída de 1924 m.

La cadena PAGUA está incorporada al sistema eléctrico nacional con dos centrales: El Paraíso con 276 MW y un salto aprovechable de 892 m y La Guaca con 324 MW y un salto aprovechable de 1032 m.

Esta cadena utiliza para su generación las aguas del río Bogotá represadas en el embalse del Muña, con una capacidad de 13,97 Hm<sup>3</sup>, constituido por las compuertas de Alicachín que represan al río Bogotá y tres estaciones de bombeo con sus tuberías de descarga en el embalse.

La producción anual en el 2003 de la cadena PAGUA fue de aproximadamente 2400 GW/h con un factor de utilización del 50% que corresponde al 30% de la producción total de Emgesa.

Por su operación en cascada, una salida de servicio de un generador de Guaca ocasiona una salida de servicio de un generador en El Paraíso existiendo una pérdida en la producción de 200 MW.

Emgesa recibe por la cadena PAGUA un reconocimiento económico por la disponibilidad de sus generadores en épocas de verano llamada cargo por capacidad que corresponde a 534 MW para el año 2003.

Las unidades de generación se encuentran disponibles 98,5% días del año, y en el evento de falla de una unidad en servicio representaría unas pérdidas económicas por ventas de energía.

La operación de la central para cumplir con el despacho diario de carga se realiza en turnos de 12 horas con 2 personas, el operador centro despacho y operador auxiliar y un ingeniero de operación disponible.

La central opera de acuerdo con el despacho económico que es enviado desde el día anterior por el Centro Nacional de Despacho, entre 40 y 108 MW de potencia por unidad. Este despacho puede ser variado hora a hora involucrando la posibilidad de varios arranques y paradas durante el día.

En días de baja generación existe la posibilidad de intervenir los equipos sin afectar su disponibilidad ni los ingresos de la compañía.

La operación y el mantenimiento de los generadores se hace de acuerdo con las normas IEEE 492 de 1974 Operación y Mantenimiento de Hidrogeneradores.

Existe la posibilidad, en caso de una falla, que la producción que se pierda sea suplida por otra Central de Emgesa. Esta decisión es competencia del Centro Nacional de Despacho de acuerdo con los méritos de las Centrales.

La empresa cuenta con personal, equipos y herramientas apropiadas para atender cualquier falla en los tiempos estimados.

Para el 2003 una salida de servicio de un generador por un día presenta una pérdida económica para la Empresa de aproximadamente \$162'000.000,00

*(Disminución de ingresos) \$ = MW X hora / día X FC X \$/MWhr*

*(Disminución de ingresos) \$ = 200 MW X 24 hora / día X 0,5 X 70 \$/MWhr*

*(Disminución de ingresos) \$ = \$162'000.000,00*

*FC = Factor de carga*

Cuando la salida de servicio de un generador es mayor a 7,4 días al mes, afecta los ingresos de la empresa por el cargo por capacidad.

Las estrategias de mantenimiento y presupuestales de Emgesa involucra la posibilidad de programar la adquisición de repuestos de acuerdo con las necesidades de los años siguientes (6 años) con el Capex. Igualmente se cuenta con una existencia en el almacén de los repuestos críticos de los generadores, optimizando los mantenimientos y los repuestos para disminuir el tiempo de salida de las máquinas.

El mercado de energía está reglamentado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG la cual dispone los periodos de generación, despacho, demanda, despacho económico, redespachos teniendo en cuenta los periodos estacionales, la oferta y la demanda de energía lo cual afecta las fluctuaciones de demanda en las centrales.

La cadena Pagua cuenta con una reserva de 15 Hm<sup>3</sup> almacenados en el embalse de Muña lo cual teniendo un consumo de 3 Hm<sup>3</sup> diario se tiene una autonomía de 5 días de generación a plena carga.

La generación de las centrales se garantiza por el caudal mínimo del Río Bogotá correspondiente al acueducto de Bogotá, por el embalse del Tominé con una capacidad de 690 Hm<sup>3</sup> y la operación continua de la estación de bombeo del Muña.

El generador sincrónico o alternador de la Central La Guaca es una máquina sincrónica utilizada para convertir energía mecánica en energía eléctrica de corriente alterna.

El generador sincrónico de Guaca está constituido por los siguientes componentes: rotor, estator, cojinetes, radiadores, sistema de excitación, sistema de protecciones, instrumentación, transformadores de corriente, barraje de salida, sistema de frenado y lubricación .

Es un generador trifásico de 14 polos, 13800 voltios con una corriente nominal de 4811 A y una potencia aparente de 115000 KVA. Gira a 514 rpm, 60 HZ, factor de potencia 0,9, voltaje de excitación 250 Vdc, corriente de campo 1050 A. Está diseñado para trabajo en régimen continuo a una temperatura ambiente de 40 °C, permite un aumento en la temperatura del estator y rotor de 60 °C . El aislamiento del estator es de clase B mejorado y del rotor clase F.

En operación normal, el generador debe producir entre 0 y 108 MW y/o 0 y 50 MVAR de acuerdo con la curva P-Q en periodos de tiempo desde 1 hora hasta 24 horas al día los 365 días del año, con un voltaje de salida de 13,8 KV y 60 Hz.

Durante el proceso de producción de energía eléctrica, el generador no debe sobrepasar una temperatura en rotor y estator de 100 °C, por lo que está provisto de un sistema de ventiladores solidarios al eje del rotor, que provocan un ciclo de aire cerrado. El aire es enfriado por agua al ser forzado a pasar por intercambiadores de calor o radiadores del sistema de refrigeración. La temperatura del agua de refrigeración es operable entre 26 y 29 °C su temperatura de entrada y 28 y 31 °C su temperatura de salida.

La temperatura de trabajo de cojinetes debe estar entre 53 y 73 °C.

El generador está protegido con una carcasa para formar el recinto de aire y está aislada con poliuretano para reducir el ruido y el intercambio de calor con el exterior. Durante la operación el generador no debe provocar un ruido de más de 70 dB medidos a 5 m de distancia.

El conjunto se encuentra montado sobre bases rígidas de concreto para garantizar total soporte de sus elementos rodantes cuyo peso es de 190 toneladas y estator 160 toneladas.

El generador no cuenta con sistema de extinción de incendios.”

Como se observa en este contexto, se describen elementos técnicos y de construcción del equipo, su entorno y su forma de operar y recibir ingresos, las posibles consecuencias ante fallas, el mercado regulado que rige su operación, la disponibilidad de repuestos, el ámbito de carácter ambiental que tiene la Empresa dueña del activo, y otros detalles que enfocan el ambiente de operación y mantenimiento del activo con el fin de poder tener elementos de juicio certeros a la hora de tomar las mejores decisiones estratégicas de mantenimiento.

## 5.4 LA HOJA DE INFORMACIÓN

La hoja de información es un documento que utiliza ALADON para que allí, de manera fácil y didáctica se plasme el inicio del análisis RCM, comenzando por las funciones primarias y secundarias del equipo, sus fallos funcionales asociados a cada función, los modos o causas de las fallas y los efectos de las mismas. Para poder realizar seguimiento a esta cantidad de información, se clasifica cada función con un número, cada falla asociada a la función anterior con una letra, y cada modo de fallo finalmente con un número, de forma tal que para cada análisis se tiene un código alfanumérico. Como se anota, para cada modo de fallo se debe realizar el análisis completo, de forma tal que al final encontremos una estrategia para eliminar o minimizar la probabilidad de ocurrencia de los modos de falla. En la Figura 30 se muestra un esquema de la Hoja de información y en el Anexo C apreciamos una hoja de información parcialmente diligenciada con el estudio del generador de la Central La Guaca.

## 5.5 LA HOJA DE DECISIÓN

La hoja de decisión es la continuación de la hoja de información, y como su nombre lo indica, en ella se relacionan las decisiones que el grupo de análisis de RCM toma bajo consenso, acerca de la mejor estrategia de mantenimiento a aplicar al activo en estudio, a fin de eliminar o minimizar la probabilidad de ocurrencia del fallo funcional y por ende la eliminación o disminución de los efectos de las mismas, atacando las causas o modos de fallo.

Figura 30. Hoja de Información

		Elemento		Fecha estudio		
		Componente		Realizado por:		
Cod.	Función	Cod.	Falla Funcional	Cod.	Modo de Fallo	Efectos de la Falla

Esta hoja de decisión contiene de la hoja de información y bajo la codificación mencionada, la función, las fallas funcionales y los modos de falla. A continuación muestra la evaluación de las consecuencias desde el punto de vista de si la falla es oculta, o si tiene implicaciones desde el punto de vista de seguridad, o medio ambiente, o afecta la operatividad y finalmente si influye en aspectos que no son operativos. Enseguida consigna la estrategia del método que continúa buscando inicialmente tareas a condición, dependiendo de si el equipo de alguna manera sensible manifiesta su posible entrada en falla o inicio del intervalo P-F. De no existir esta posibilidad entra en la posibilidad del reacondicionamiento cíclico, ya que el equipo se puede mantener a intervalos periódicos y si es necesario también continua con las tareas de sustitución cíclica, de no ser así plantea las tareas de búsqueda de fallas o las tareas que combinen las anteriores, hasta que finalmente se llega a la instancia de no existir mas opciones, teniendo que evaluar la alternativa del rediseño y analizar su justificación. Este esquema de decisión lo muestra ALADON y se presenta en el Anexo B.

Es importante resaltar que en todo el proceso, es fundamental que se determine aproximadamente el intervalo P-F, con el fin de que nos enteremos de cual puede ser el período de intervenciones seguro antes de que una falla ocurra. El cálculo de este intervalo P-F debemos abordarlo en el punto de la experiencia de los participantes en el análisis, ya que con esta base podemos saber cada cuánto tiempo han sucedido las fallas y la posibilidad de su repetición, siempre sin olvidar que este intervalo P-F sea consistente y nos permita tomar acciones a tiempo y con la suficiente seguridad. No olvidemos que intervalos P-F de segundos, como puede ser el caso de los componentes electrónicos, no nos permiten tomar ninguna acción.

A continuación la hoja de decisión plasma las decisiones adoptadas y las acciones sugeridas por el grupo, acompañado además de la definición estricta de la tarea, de la periodicidad de la misma y del grupo de mantenimiento u operación responsables de la ejecución de las mismas. El esquema de la hoja de decisión se muestra en la Figura 31 y un ejemplo de desarrollo de la misma para el generador de la Central La Guaca esta contenido en el Anexo D.

Figura 31. Hoja de Decisión

							Elemento		Fecha Estudio	
							Componente		Realizado por	
Referencia Información			Evaluación Consecuencias				Tareas a falta de	Tareas Propuestas	Frecuencia	Responsable
F	FF	MF	H	S	E	O				

## 5.6 PROGRAMA RCM

### 5.6.1 Programa de Modificaciones e Intervenciones.

Como resultado del análisis RCM debemos obtener un programa de mantenimiento basado en esta filosofía para el generador de la Central La Guaca. De esta manera este programa deberá contener a lo menos la siguiente información.

- Equipo. Nombre completo del equipo sobre el cual se basó el estudio y su codificación dentro del sistema de información de mantenimiento. Aquí debemos codificar como equipo mayor el generador y como sub equipos el rotor, el estator, los cojinetes, los radiadores y la instrumentación
- Intervención. Nombre y detalle de la nueva intervención adoptada como resultado del análisis RCM, la cual finalmente deberá ser consignada y

documentada técnicamente en el respectivo manual de mantenimiento del generador. Esta intervención podrá ser nueva o podrá corresponder a una modificación del plan de mantenimiento existente.

- Categoría de la Intervención. Como se mencionó con anterioridad, la intervención adoptada podrá ser una estrategia nueva o una modificación a alguna existente. De todas maneras deberá quedar documentada técnicamente en el manual de mantenimiento respectivo y se deberá señalar como nueva estrategia RCM, con el fin de poder realizar seguimiento a su efectividad aparte de las existentes antes de la adopción de la filosofía RCM.
- Código Hoja de Ruta. Para poder identificar sobre que estrategia de mantenimiento se realizaron las modificaciones producto del análisis RCM, cabe resaltar que se debe consignar el código asignado a la intervención modificada o asignar un nuevo código si la intervención no existía, con lo cual se facilita el seguimiento a su implementación y permite observar de manera rápida los elementos modificados por RCM. Debe quedar claro en la descripción de la hoja de ruta que esta ya ha sido modificada o es producto RCM.
- Fecha. Es importante reseñar la fecha de inicio de implementación de las nuevas o modificadas estrategias de mantenimiento basadas en RCM, con el objeto de poder efectuar seguimiento a su verdadera ejecución en campo sobre el equipo y reseñar así su histórico con fines de posibles revisiones posteriores.
- Periodicidad. Como parte del resultado del análisis RCM, el grupo de estudio deberá, y con base en el análisis del intervalo P-F, asignar una frecuencia inicial a las intervenciones, si estas son de carácter recurrente, las cuales deberán quedar consignadas en el sistema de mantenimiento para poder ser seguidas y revaluadas si es del caso.
- Responsable. Debido a que el grupo de análisis es un equipo interdisciplinario que conoce la máquina y sus formas de intervenirla, producto del análisis se debe lograr también describir el grupo de mantenimiento u operación responsable de la planeación, ejecución y seguimiento a la acción adoptada como estrategia de mantenimiento.

En la Figura 32 se muestra un formulario donde se puede resumir todo el detalle de las intervenciones y modificaciones adoptadas como resultado del análisis RCM sobre el generador.

Cabe resaltar que es de suma importancia que todas las decisiones adoptadas en los grupos de análisis sean publicadas y dadas a conocer a todo el personal comprometido en la operación y el mantenimiento de los activos de la Empresa, con el fin de lograr así su compromiso hacia esta nueva forma de planear y hacer mantenimiento. Al igual se deben contemplar reuniones de capacitación para el mismo personal en técnicas RCM y sus avances, con el objeto de que esta filosofía se interiorice y sea de manejo de todos los involucrados, hasta el punto de volverse un pensamiento arraigado como lo fue en su momento la filosofía correctiva y la preventiva.

Figura 32. Formulario para el Programa de Mantenimiento basado en RCM

Equipo	Intervención	Nueva o Modificada	Código Hoja de Ruta	Fecha	Periodicidad	Responsable

### 5.6.2 Sugerencias de Rediseño

Como se observa en el aparte 5.5 y el Anexo B, al final de toda la consecución de estrategias bajo la óptica del RCM, llegamos a que si no es viable otra opción se requiere plantear y justificar un rediseño. Esto debido principalmente a que el activo no se concibió con las exigencias que el operador o dueño le solicita en este momento con base en el contexto operacional o por errores en la etapa de manufactura que a estas alturas es necesario corregir. Siendo esta la última opción dentro de las posibilidades de mantenimiento, que para este caso se podría llamar mejorativo, se necesita bastante responsabilidad y cuidado al llegar hasta allí, teniendo presente que esta puede ser la opción más fácil de encontrar en el análisis pero las mas costoso y si se quiere llamar inconveniente, debido a las implicaciones económicas y de disponibilidad que demanda.

Para registrar y llevar a una etapa de prefactibilidad la propuesta de rediseño se utiliza el formato de la Figura 33, en el cual se consignan los apartes más relevantes con el fin de que se le dé un visto bueno por parte del Jefe de la Central y se inicie el camino de aprobaciones en las instancias requeridas según el alcance del mismo, para arrancar así la mencionada prefactibilidad.

Figura 33. Formulario para Propuesta de Rediseño RCM

Equipo	Código	Fecha	Propuesta de Rediseño	Justificación	Valor Aproximado	Tiempo Indisponibilidad
Vo.Bo. Jefe de Central		Vo.Bo. Jefe División Generación		Vo.Bo. Gerente de Producción		

Se recalca el hecho de que es necesario incluir los valores aproximados del rediseño y el tiempo de indisponibilidad que acarrearía esta ejecución, debido a que el factor económico en esta clase de proyectos en donde se exigen inversiones grandes y además se limita la producción, deben evaluarse detenidamente a fin de cuantificar los reales beneficios o mejor la relación costo – beneficio.

## 6. METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

### 6.1 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS COSTO - BENEFICIO

Indiscutiblemente, y para asegurar la supervivencia de las Empresas, se requiere que al plantear cambios mayores en los equipos de la producción, que para el caso de EMGESA son los generadores de energía eléctrica, se realicen concienzudamente análisis económicos de los beneficios logrados con estos cambios y los costos en que incurre la organización al adelantar estas transformaciones.

Para el caso específico del cambio de estrategia de mantenimiento basándose en el análisis RCM, se consideran los siguientes elementos: costo de mantenimiento correctivo al esperar que el equipo falle, costo de mantenimiento preventivo por frecuencias fijas, costo de estrategia de mantenimiento combinada bajo el análisis RCM donde se calcula el MTTF (Tempo medio entre fallas) y la confiabilidad del equipo.

#### 6.1.1 Costo – Beneficio Aplicando Únicamente Mantenimiento Correctivo

Aunque esta estrategia es muy usada como centro del mantenimiento, para el caso de los generadores de la Central La Guaca puede traer implicaciones económicas grandes. La metodología para calcular estos costos es:

Costos Total = Energía dejada de generar + Costo de cargo por capacidad + costo de reparación propiamente dicha + costo de repuestos

$$CT = ENG + CCC + CR + CRep$$

Beneficios = Costo de reparación propiamente dicha + costos de repuestos

$$B = CR + CRep$$

De esta manera y sin realizar los cálculos pertinentes encontramos que las cifras de costos están aumentadas respecto a las de beneficios por los factores energía dejada de generar (ENG) y costo de cargo por capacidad (CCC), las

cuales en el balance de la Empresa representan los ingresos brutos de la operación de la central generadora, por lo tanto y por comparación directa tenemos que  $CT > B$ , por los factores ya descritos. De esta manera la metodología para calcular los beneficios de emprender alguna estrategia diferente al mero correctivo en el mantenimiento de los generadores de la Central La Guaca está demostrada.

### 6.1.2 Costo – Beneficio Aplicando Únicamente Mantenimiento Preventivo

En la actualidad la estrategia que se aplica en el mantenimiento de los generadores de la Central La Guaca, es el mantenimiento preventivo por frecuencias definidas de tiempo y hora. El análisis de costo beneficio de este plan es el siguiente:

Costos Total = Energía dejada de generar + costo de intervención + costo de repuestos + Costo de procesos repetitivos

$$CT = ENG + CI + CRep + CPR$$

Beneficios = Costo de Cargo por Capacidad + Costo de Disponibilidad

$$B = CCC + CD$$

Revisando las ecuaciones, los costos totales se ven afectados por la energía no generada, los costos de la intervención propiamente dicha, los costos de los repuestos y el costo de procesos repetitivos, que se refiere a los problemas que surgen cuando se desarma un equipo sin requerirlo y se cambian repuestos sin necesitarlo, ya que en esas maniobras se pueden afectar elementos aledaños no previstos en la intervención y la calidad de los repuestos no es la misma que la de los elementos probados en fábrica con la máquina armada.

Al igual los beneficios de este esquema se ven reflejados en la programación del cargo por capacidad y la disponibilidad programada de la máquina.

Bajo este contexto no se tiene en cuenta la posible aparición de algunos mantenimientos correctivos, cuyos costos se sumarían a esta estrategia.

### 6.1.3 Costo – Beneficio Aplicando RCM

La bondad de aplicar RCM como filosofía de mantenimiento a los generadores de la central La Guaca, radica en que además de combinar las estrategias mencionadas en los apartes 6.1.1 y 6.1.2, plasma la relevancia de conservar la función del activo desde el punto de vista del contexto operacional actual del

mismo, revisando además el intervalo P-F, el cual le permite intervenir en cercanías al punto de falla acrecentando la confiabilidad del equipo.

El análisis costo beneficio es el siguiente:

Costos Total = Energía dejada de generar + costo de intervención + costo de repuestos

$$CT = ENG + CI + CRep$$

Beneficios = Costo de Cargo por Capacidad + Costo de Disponibilidad

$$B = CCC + CD$$

Para el caso de los costos, demás de que se eliminan en gran medida los costos por procesos repetitivos, se disminuyen los costos de intervención y se pueden planear estrategias para no perder mucho por la energía que se deja de generar.

Y en el caso de los beneficios, el cargo por capacidad puede estar en gran aumento de la mano de la disponibilidad del generador, al igual se aumentan los ingresos porque el mismo aumento de disponibilidad hace que se pueda generar mas energía, comparando períodos de tiempo similares.

## 6.2 CÁLCULO DE INDICADORES

Para la Central La Guaca, además de los indicadores expuestos en el aparte 3.4.1, y que son los que hasta la fecha se utilizan, se deben establecer las metodologías para calcular la confiabilidad del generador.

La confiabilidad vista como una probabilidad que depende directamente del Tiempo Medio entre Fallas MTBF y expresado en la siguiente ecuación:

$$R = e^{-t/MTBF}$$

Donde:

R = Confiabilidad

t = período de tiempo en el cual se calcula la confiabilidad a la máquina

MTBF = Tiempo medio entre fallas

Esta ecuación aplica para un equipo como el generador de la Central La Guaca, que responde a una probabilidad de fallas estable en el tiempo según la parte plana de la curva de la bañera.

El MTBF mide el tiempo que transcurre entre una falla y otra en un mismo equipo en un lapso de tiempo establecido; como para la Central La Guaca estas estadísticas no se realizan, se considera que se deben tomar las siguientes medidas:

- Toma de tiempos de servicio y tiempos fuera de servicio de manera rigurosa.
- Toma de tiempos de salida de servicio por fallas en el generador y llenado de base de datos de este tiempo de manera rigurosa.
- Toma de tiempos de reparación y llenado de base de datos de este tiempo de manera rigurosa
- Cálculo de MTBF de manera mensual, tomando puntos de seguimiento cada seis meses y después cada año.
- Retroalimentar el sistema RCM en los puntos que ofrezcan la menor confiabilidad medida después de un buen período de tiempo, por ejemplo un año.

Finalmente podemos calcular MTBF así:

$$MTBF = TMRH + TMR$$

Donde:

TMRH = Tiempo medio hasta la siguiente reparación

TMR = Tiempo medio de reparación

### 6.3 METODOLOGÍA DE SEGUIMIENTO DEL GRUPO DE ANÁLISIS

Como parte del seguimiento al desarrollo del análisis realizado por el grupo de RCM, es necesario controlar el avance de estos grupos y su efectividad. De esta manera se hace necesario llevar estadísticas de número de funciones analizadas por reunión, número de fallas funcionales, número de modos de fallo y número de estrategias implementadas para los modos de falla. Además de hacer un rastreo a las cifras de desempeño del grupo, se considera relevante verificar la asistencia de cada uno de los integrantes, con el fin de que al final se pueda motivar de alguna manera a los más juiciosos en cuanto a asistencia y aporte a los análisis. Un ejemplo de planilla de seguimiento nos muestra ALADON en el Anexo E

Por último, es fundamental que se ejecute con cierta periodicidad una auditoria al sistema, donde se examine los siguientes puntos globales de desempeño:

- Evolución de la medida de Confiabilidad y su factor asociado el MTBF
- Evolución de la disponibilidad del generador
- Seguimiento a las cifras de funciones, fallas funcionales, modos de fallas y número de estrategias implementadas para los modos de fallas, por reunión de análisis ejecutada
- Revisiones periódicas del contexto operacional y su aplicabilidad vigente
- Validación periódica de los análisis de criticidad
- Validación periódica de los intervalos P-F definidos
- Revisión periódica de las acciones propuestas en los análisis RCM y su validez
- Evolución del cargo por capacidad asignado a los generadores de la Central La Guaca y sus desviaciones debidas a factores de disponibilidad y fallas en el equipo
- Determinación de fallas ocurridas y su inclusión en los análisis ejecutados o por ejecutar de RCM
- Análisis retrospectivo de fallas y su inclusión en los análisis ejecutados o por ejecutar de RCM

- Revisiones del desempeño de los operadores y mantenedores en sus rutinas a ejecutar producto del análisis RCM
- Seguimiento a inclusión en manuales de mantenimiento de las modificaciones sugeridas en los análisis RCM
- Seguimiento a la ejecución de los rediseños planteados en los análisis

## 7. CONCLUSIONES

- ☑ En el presente estudio se diseña la propuesta para la implementación de un programa de mantenimiento basado en RCM para los hidrogenadores de la Central La Guaca, perteneciente a EMGESA.
- ☑ Para conceptualizar y tener herramientas de juzgamiento al efectuar los análisis, se muestran los lineamientos teóricos en cuanto a generadores, mantenimiento correctivo, mantenimiento preventivo y mantenimiento centrado en confiabilidad, todo dentro del programa de mantenimiento basado en RCM.
- ☑ Se muestra en el proyecto las ventajas de potenciar el preventivo y la disminución de las desventajas del mismo usando la filosofía RCM. El mantenimiento correctivo es mostrado como una alternativa que se debe analizar. Al igual, y como resultado RCM se pueden obtener alternativas de rediseño a ser consideradas también.
- ☑ Se analiza el factor humano que se involucra en el análisis RCM. Se define que es necesario tener en cuenta los aspectos de motivación, formación de equipos y comunicación efectiva en la administración de dicho recurso.
- ☑ Se muestran los lineamientos que debe seguir un grupo de análisis RCM, para que su gestión sea eficaz y sostenible en el tiempo.
- ☑ Se exponen las pautas para poder desarrollar el proceso de análisis RCM en los generadores de la Central La Guaca.
- ☑ Las metodologías de análisis costo – beneficio presentadas demuestran que la aplicación del RCM a los generadores de la Central La Guaca, pueden aumentar los ingresos de la empresa elevando la disponibilidad y la confiabilidad de los equipos.
- ☑ Se demuestra que para el esquema de remuneración actual del negocio de generación de energía eléctrica en Colombia, es muy conveniente adoptar la estrategia de mantenimiento en estos equipos basada en RCM
- ☑ En el estudio se proporciona una metodología práctica para realizar el análisis de criticidad de los equipos constitutivos del generador, para así

poder priorizar los análisis y darle relevancia a los equipos claves de la producción

- Como parte del estudio RCM, se muestran las facetas del facilitador, cuya actuación es clave en la guía del grupo de análisis en pro de la síntesis y consenso alrededor de las decisiones de mantenimiento de los generadores y sus equipos integrantes.

## BIBLIOGRAFIA

BOTERO BOTERO, Ernesto. Mantenimiento Preventivo, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander. 2003.

ELLMAN Y ASOCIADOS. Reliability – centered Maintenance. sl.: Aladon, 1999.

EMGESA. La Fuerza del Valor. Bogotá. 1999.

EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE BOGOTÁ. Proyecto Hidroeléctrico de Mesitas. Bogotá. 1980.

FINK, Donald y BEATY, Wayne. Manual de Ingeniería Eléctrica. 13 ed. México: McGraw – Hill Interamericana de México, 1996. Tomo 2.

GIANCOLI, Douglas. Física General. México: Prentice – Hall Hispanoamérica, 1984. V.2.

GONZALEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento, Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander. 2002.

KOONTZ, Harold y WEIHRICH, Heinz. Administración una Perspectiva Global. 11 ed. México: McGraw Hill Interamericana Editores. 1998.

MOUBRAY, Jhon. Reliability – centered Maintenance. 2 ed. New York: Industrial Press. 1997.

ORTIZ, German. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Posgrado en Gerencia de Mantenimiento, Universidad Industrial de Santander. 2003.

**ANEXOS**

## Anexo A. Ejemplo Desagregación Funcional de Equipos en SAP

---

HPGGC1	UNIDAD 1 CH-GUACA
HPGGC1-AT	SISTEMA GENERADOR U1 CH-GUACA
HPGGC1-AT01-AL01	GENERADOR U1 CH-GC
20008557	ESTATOR
20019029	FUNDACIONES DEL ESTATOR
20019030	CARCASA DEL ESTATOR
20019031	NUCLEO DEL ESTATOR
20019032	BOBINADO DEL ESTATOR
20019033	RADIADORES DE CALOR
20019034	SISTEMA DE CALEFACCION
20019035	TUBERIA DE REFRIGERACION
20019036	VÁLVULAS
20019037	RELES DE FLUJO
20019038	CAJA TERMINAL DE CONEXIONADO TB
20019039	SONDAS DE TEMPERATURA
20019040	TRAFO DE CORRIENTE T1 FASE A
20019041	TRAFO DE CORRIENTE T1 FASE B
20019042	TRAFO DE CORRIENTE T1 FASE C
20019043	TRAFO DE CORRIENTE T2 FASE A
20019044	TRAFO DE CORRIENTE T2 FASE B
20019045	TRAFO DE CORRIENTE T2 FASE C
20019046	TRAFO DE CORRIENTE T3 FASE A
20019047	TRAFO DE CORRIENTE T3 FASE B
20019048	TRAFO DE CORRIENTE T3 FASE C
20019049	PUESTA A TIERRA DEL NEUTRO DEL GENERADOR
20008558	ROTOR

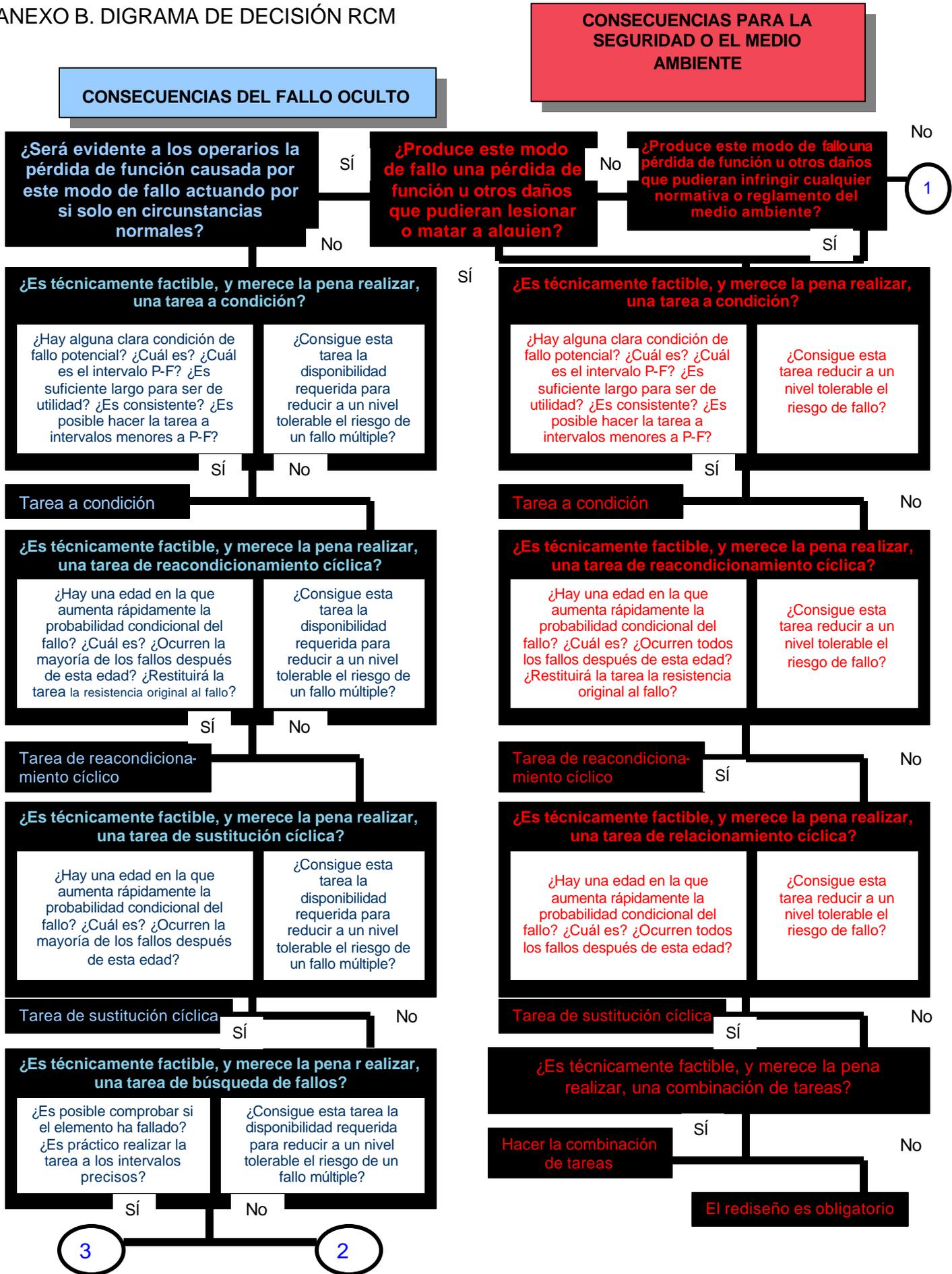
---

---

20019050	ARANA DEL ROTOR
20019051	NUCLEO DEL ROTOR
20019052	NUCLEOS POLARES
20019053	DEVANADOS POLARES
20019054	CONEXIONES INTERPOLARES
20019055	PISTA DE FRENADO
20019056	GALLERA

---

ANEXO B. DIGRAMA DE DECISIÓN RCM



1

### CONSECUENCIAS OPERACIONALES

### CONSECUENCIAS NO OPERACIONALES

**¿Ejerce el modo de fallo un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional (producción, calidad, servicio o costos operativos además de los de la reparación)?**

No

**¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar, una tarea a condición?**

¿Hay alguna clara condición de fallo potencial? ¿Cuál es? ¿Cuál es el intervalo P-F? ¿Es suficiente largo para ser de utilidad? ¿Es consistente? ¿Es posible hacer la tarea a intervalos menores a P-F?	A través de un periodo de tiempo, ¿será el costo de realizar esta tarea menor que el costo total de las consecuencias operacionales y reparación de los fallos que debe prevenir?
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar, una tarea a condición?**

¿Hay alguna clara condición de fallo potencial? ¿Cuál es? ¿Cuál es el intervalo P-F? ¿Es suficiente largo para ser de utilidad? ¿Es consistente? ¿Es posible hacer la tarea a intervalos menores a P-F?	A través de un periodo de tiempo, ¿será el costo de realizar esta tarea menor que el costo de las operación de los fallos que debe prevenir?
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tarea a condición

Tarea a condición

**¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar, una tarea de reacondicionamiento cíclica?**

¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional del fallo? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de los fallos después de esta edad? ¿Restituirá la tarea la resistencia original al fallo?	A través de un periodo de tiempo, ¿será el costo de realizar esta tarea menor que el costo total de las consecuencias operacionales y reparación de los fallos que debe prevenir?
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar, una tarea de reacondicionamiento cíclica?**

¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional del fallo? ¿Cuál es? ¿Ocurren todos los fallos después de esta edad? ¿Restituirá la tarea la resistencia original al fallo?	A través de un periodo de tiempo, ¿será el costo de realizar esta tarea menor que el costo de las operación de los fallos que debe prevenir?
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tarea de reacondicionamiento cíclico

Tarea de reacondicionamiento cíclico

**¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar, una tarea de sustitución cíclica?**

¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional del fallo? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de los fallos después de esta edad?	A través de un periodo de tiempo, ¿será el costo de realizar esta tarea menor que el costo total de las consecuencias operacionales y reparación de los fallos que debe prevenir?
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

**¿Es técnicamente factible, y merece la pena realizar, una tarea de sustitución cíclica?**

¿Hay una edad en la que aumenta rápidamente la probabilidad condicional del fallo? ¿Cuál es? ¿Ocurren la mayoría de los fallos después de esta edad?	A través de un periodo de tiempo, ¿será el costo de realizar esta tarea menor que el costo de las operación de los fallos que debe prevenir?
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Tarea de sustitución cíclica

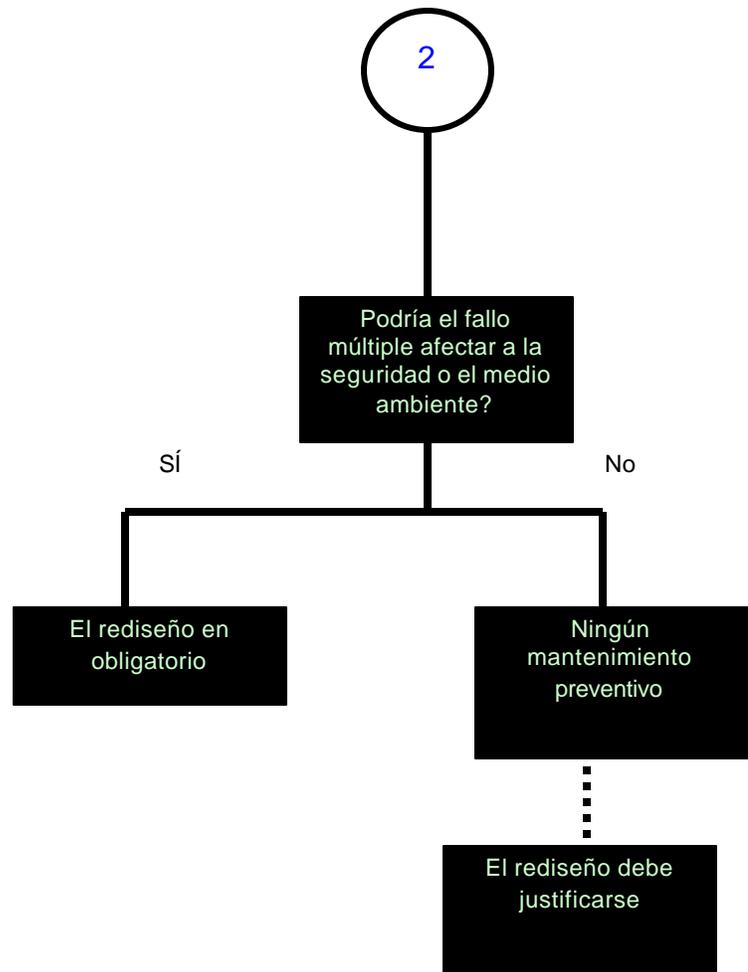
Tarea de sustitución cíclica

Ningún mantenimiento preventivo

Ningún mantenimiento preventivo

El rediseño debe justificarse

El rediseño debe justificarse



ANEXO C. HOJA DE INFORMACIÓN GENERADOR CENTRAL LA GUACA

HOJA DE INFORMACIÓN

ELEMENTO	GENERADOR SINCRÓNICO	N°	Realizado por:	Fecha:	Hoja
COMPONENTE	ESTATOR	Ref.	Revisado por:	Fecha:	de

FUNCIÓN	FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLO (Causa de la falla)	EFFECTOS DE LAS FALLAS (Qué sucede cuando falla)	
1	Convertir la energía electromagnética inducida por el rotor en energía eléctrica trifásica con un voltaje en sus terminales entre 12,1 KV y 14,5 KV, hasta 4811 amperios, a una frecuencia de 60 Hz, un rango de temperatura de bobinado entre 27 °C y 100 °C, potencia activa 0 MW a 108 MW, y -35 MVAR y 50 MVAR de acuerdo con la curva P-Q, hasta 115 MVA factor de potencia 0,9.	No convierte energía electromagnética en energía eléctrica trifásica.	Estator a tierra por falla aislamiento de bobinas	El generador sale de servicio por operación de la protección 64G falla estator a tierra, desencadenando la secuencia de operación de alarmas y protecciones de generador y la operación del relé maestro parada total 86 GPT (se anexa diagrama de secuencia de protecciones). Debido a la falla se presenta desviación de la pérdida en la generación e indisponibilidad de la máquina de Guaca y una unidad de Paraíso. Si el tiempo de salida de servicio es mayor a 8,2 días por mes puede llegar a afectar el cargo por capacidad. El tiempo fuera de servicio de la unidad se estima en 30 días. Se requiere tener bobinas nuevas disponibles y materiales necesarios que se encuentran en el almacén. Se estima el tiempo de reparación en 25 días. Para ejecutar la reparación se requiere de 12 personas debidamente capacitadas. Se requieren equipos de prueba para la puesta en marcha del generador.
		1		
		2	Estator a tierra o en cortocircuito por falla en soporte de barraje	Idem 1A1. Tiempo fuera de servicio 5 días. Tiempo de reparación 4 días. Requiere soportes de baquelita nuevos existentes en el almacén. Personal requerido 4 técnicos.
		3	Estator a tierra o en cortocircuito por daño en su bobinado por golpe con elementos constitutivos (cubiertas, deflectores, tornillo) sueltos desde el	Idem 1A1.
		4	Estator a tierra o en cortocircuito por daño en el enchapado por golpe con elementos constitutivos (cubiertas, deflectores, tornillo) sueltos desde el interior del estator	Idem 1A1. Tiempo fuera de servicio 3 meses. Tiempo de reparación 2,5 meses. Si las aboyaduras superficiales se repara en sitio. Si las aboyaduras son profundas se requiere chapas nuevas de consecución en el exterior con un tiempo de importación mayor. El tiempo de importación es de aproximadamente 4 meses. Se requieren 14 personas capacitadas. Una falla grande puede provocar una limitación en la producción de reactivos del generador después de la reparación.
		5	Estator a tierra por entrada de agua	Por rotura en la tubería o radiador del sistema de refrigeración el estator opera las secuencias idem a 1A1. Se analizan aparte el sistema de refrigeración.
		6	Estator a tierra por humedad	Mientras el generador se encuentra detenido y las resistencias de calefacción se encuentren apagadas, el aislamiento recoge humedad que puede afectar el equipo en funcionamiento ocasionando una falla tipo 1A1.
		7	Estator a tierra por entrada de aceite	Por falla en el sellado de vapores de aceite del generador permite entrada de aceite hacia el interior que con el tiempo ocasiona el acumulación del carbón polvo que degrada el aislamiento hasta provocar una falla tipo 1A1.
		8	Estator a tierra por desajuste en unión perna de punto del neutro	Un desajuste en uno o más tornillos en el empalme del punto neutro provoca un punto caliente y una explosión. Sucede una secuencia de protecciones similar a 1A1. Tiempo de reparación 5 días. Personal requerido 7 técnicos. Esta falla afecta equipos anexos, CT's, cable de puesta a tierra y barras.
		9	Estator a tierra por deterioro de aislamiento	Idem 1A1.
		10	Estator a tierra o en cortocircuito por herramienta u objeto dejado olvidado después de un mantenimiento	Idem 1A1.
		11	Estator a tierra por señal de protección falsa por falla del relé	Se desencadena una secuencia similar a 1A1. Se realiza inspección y pruebas del generador para determinar que no existe falla. Se procede a realizar pruebas de protecciones y verificar su funcionamiento. Es posible que se deba reemplazar uno o mas elementos de protección. Tiempo de reparación 8 horas. Personal requerido 4 técnicos. Se requiere contar con relés de repuestos de importación.
		12	Estator a tierra por falla en resistencias puesta a tierra	Por suciedad deterioro en los puntos de contacto puede variar el valor de la resistencia desencadenando una señal falsa con sus respectivas consecuencias Idem 1A1. Tiempo de reparación 8 horas. Personal 3 técnicos.
		13	Estator a tierra por falla en transformador puesta a tierra	Cuando el transformador se aterriza provoca una falla que es detectada por el relé de protección de estator a tierra. La secuencia de protecciones es similar a 1A1. No se tiene repuesto. El tiempo de reparación del transformador se estima en 15 días.
		14	Estator a tierra por falla en seccionador puesta a tierra	Cuando el seccionador se aterriza provoca una falla que es detectada por el relé de protección de estator a tierra. La secuencia de protecciones es similar a 1A1. No se tiene repuesto. El tiempo de reparación se estima en 2 días. Personal requerido 2 técnicos.
		15	Estator a tierra por falla en cable y/o soportes de conexión entre punto de neutro y seccionador puesta a tierra	Cuando falla el aislamiento del cable se aterriza y provoca una falla que es detectada por el relé de protección de estator a tierra. La secuencia de protecciones es similar a 1A1. No se tiene repuesto. El tiempo de reparación se estima en 2 días. Personal requerido 2 técnicos.
		16	Estator a tierra o en cortocircuito por elementos extraños, tierras portátiles o conexiones provisionales conectadas en barraje de salida de generador después de una consignación	Se presenta falla a tierra en el barraje de salida del generador con operación de la protección diferencial de grupo 87GT. Tiempo de reparación 4 días. Personal requerido 4 técnicos.
		17	Falla en el aislamiento por reparación deficiente	Idem 1A1. El tiempo de máquina parada aumenta. Se puede incurrir en la posibilidad de mantenimientos de cola y sobrecosto por materiales
		18	Estator a tierra por suciedad o contaminación	Idem 1A7
		19	Estator a tierra por falla a tierra en equipos y barraje de 13,8 kv anexos	Idem 1A1. Se analiza efectos aparte por no corresponder al equipo en estudio.
		20	Estator a tierra por falla en aislamiento en capa semiconductor por envejecimiento.	Por el envejecimiento, la capa semiconductor va perdiendo sus propiedades quedando la bobina expuesta a descargas parciales deteriorando su aislamiento con posibles fallas a tierra tipo 1A1.
		21	Estator a tierra por falla en aislamiento por alojamiento de cuñas	Por desajuste del acuíñamiento se produce vibración en la bobina que ocasiona rompimiento de su aislamiento al entrar en contacto con la chapa. Se produce una falla tipo 1A1.
		22	No hay voltaje por falla en sistema de excitación	Al fallar el sistema de excitación no existe campo magnético para inducir tensión en el estator. Se requiere revisar panel de alarmas en el sistema de excitación para verificar la falla y dependiendo de la misma se puede tener una indisponibilidad y pérdida de producción entre 1 y 8 horas. Para esta revisión se requiere un ingeniero y un técnico electrónico.
		23	No hay voltaje por falla en el sistema de auxiliares de corriente continua	No hay tensión inicial para iniciar el proceso de excitación sin existir campo magnético para inducir tensión en el estator. Se requiere hacer revisión del sistema de corriente continua y dependiendo de la falla se tiene indisponibilidad y pérdida de generación entre 1 y 8 horas. Se requiere un ingeniero y un técnico electrónico.
		24	No hay voltaje por falla en la desconsignación de equipo	Durante la desconsignación del equipo se omiten pasos del protocolo causando demoras en la puesta en servicio del generador y pérdidas de generación de aproximadamente de 2 horas. La revisión debe ser realizada por un ingeniero y un operador.

ANEXO D. HOJA DE DECISIÓN GENERADOR CENTRAL LA GUACA

HOJA DE DECISIÓN

ELEMENTO	Generador	N°	Realizado por:	Fecha:	Hoja
COMPONENTE	Estator	Ref.	Revisado por:	Fecha:	de



Referencia de Información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tareas a "a falta de"			Tareas Propuestas	Frecuencia Inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5	S4			
							O1	O2	O3						
1	A	1	S	N	N	S	N	N	S				Realizar el cambio del bobinado. Pendiente por verificar.	30 años	Contratista
													Realizar las verificaciones del estado del aislamiento de las bobinas mediante las pruebas de resistencia de aislamiento, índice de polarización a 5000 V, prueba de escalón a 5000 V e inspección visual. Cuando esté el rotor retirado realizar prueba de alta tensión DC. Debe realizarse un análisis de tendencias. Falta protocolo.	Semestral	Grupo Mto eléctrico
1	A	2	S	N	N	S	N	S					Verificar estado de soportes y en caso de necesidad sustituir.	Anual	Grupo Mto eléctrico
1	A	3	S	N	N	S	N	S					Verificar ajuste de tornillos mediante martilleo en su cabeza (elaborar un formato de verificación). En caso de presentar un sonido no sólido despinar, ajustar el tornillo y pinar nuevamente.	Anual	Grupo Mto mecánico
1	A	4	S	N	N	S	N	S					Idem 1A3.	Anual	Grupo Mto mecánico
1	A	5											Se analiza aparte el sistema de refrigeración.		
1	A	6	N					S					Cuando la unidad se encuentre detenida verificar (elaborar un formato para la verificación de correcto funcionamiento de calentadores) que el valor de temperatura de aire frío no se encuentre por debajo de 30 °C o encender los calentadores.	Cada hora mientras la máquina se encuentre detenida	Grupo de operación
1	A	7	S	N	N	S	S	S					Inspeccionar filtros de las tapas de cojinetes	semestral	Grupo Mto mecánico
1	A	8	S	N	N	S	S	S					Tomar termografía y en caso de existir un delta de 5 °C programar el ajuste de la unión pernada.	Anual	Oficina Técnica
1	A	9	S	N	N	S	S	S					Realizar las verificaciones del estado del aislamiento de las bobinas mediante las pruebas de resistencia de aislamiento, índice de polarización a 5000 V, prueba de escalón a 5000 V e inspección visual. Cuando esté el rotor retirado realizar prueba de alta tensión DC. Falta protocolo.	Semestral	Grupo Mto eléctrico
1	A	10	S	N	N	S	N	N	N				Debe rediseñarse el sistema de protocolo de entrega del equipo para operación con la implementación de una lista de chequeo de entrada y salida de herramienta al generador.	Después de cada mantenimiento	Grupo de operación, mto eléctrico y mto mecánico
1	A	11											Se analiza aparte el sistema de protecciones.		
1	A	12											Se analiza aparte el sistema de puesta a tierra.		
1	A	13											Se analiza aparte el sistema de puesta a tierra.		
1	A	14											Se analiza aparte el sistema de puesta a tierra.		
1	A	15											Se analiza aparte el sistema de puesta a tierra.		
1	A	16	S	N	N	S	N	S					Debe rediseñarse el sistema de protocolo de entrega del equipo para operación con la implementación de una lista de chequeo para el retiro de tierras portátiles y/o elementos extraños.	Después de cada mantenimiento	Grupo de operación, mto eléctrico y mto mecánico
1	A	17	N					S					Realizar el procedimiento para reparaciones in situ además procedimiento de operación y entrenamiento para quien realice la tarea.	Después de cada reparación	Grupo Mto eléctrico
1	A	18	S	N	N	S	S	S					Realizar limpieza de ductos de ventilación, cabezas de bobina, chapas de ajuste, dedos y barras.	5 años	Grupo Mto eléctrico
1	A	19											Se analiza aparte el sistema de 13.8 KV anexos.		
1	A	20	S	N	N	S	S	S					Realizar medida de resistencia óhmica de la capa semiconductor longitudinalmente en cada bobina.	5 años	Grupo Mto eléctrico
1	A	21	S	N	N	S	S	S					Verificar acufiamiento por medio de un martillo. Cambiar cuñas que se encuentren sueltas.	5 años	Grupo Mto eléctrico
1	A	22											Se analiza aparte el sistema de excitación.		
1	A	23											Se analiza aparte el sistema de excitación.		
1	A	24	S	N	N	S	N	S					Revisar procedimientos de desdesignación, capacitar y evaluar el personal de operación y mantenimiento.	1 año	Grupo de operación, mto eléctrico y mto mecánico
1	A	25	S	N	N	S	N	S					Revisar procedimientos operativos, capacitar y evaluar el personal de operación.	1 año	Grupo de operación
1	A	26											Se analiza aparte el sistema de protecciones.		
1	A	27	S	N	N	S	N	S					Realizar limpieza y ajuste de conexiones.	1 año	Grupo mto eléctrico
1	A	28	S	N	N	S	N	S					Rediseñar procedimientos de mantenimiento incluyendo inspección final de equipos, capacitar y sensibilizar el personal de mantenimiento.	1 año	Grupo de operación, mto eléctrico y mto mecánico
1	A	29	N	N	N	N	N	N	N	N	N	N	Ningún mantenimiento preventivo. Rediseñar el sistema de entrega y recepción del equipo por parte de mantenimiento y operación. Realizar una capacitación continuada del personal.	Rediseño por única vez. La capacitación deberá realizarse cada vez que exista un cambio en el sistema de entrega y recepción.	Grupo de operación, mto eléctrico y mto mecánico

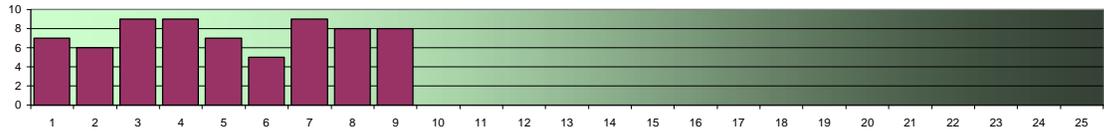
**ANEXO E. PLANILLA DE SEGUIMIENTO Y ASISTENCIA DE GRUPOS**

**PLANTA** La Guaca  
**GRUPO** Generador sincrónico

GRUPO:	Nro de reunión																								
ENFRIADOR	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
Fecha	12/07/03	10/07/03	21/07/03	24/07/03	31/07/03	08/08/03	14/08/03	28/08/03	11/09/03	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
Integrante																									
Edgar Suarez	P	P	P	P	P	V	P	P	A																
Jorge Moreno	P	P	P	P	P	P	P	P	A																
Gabriel Rodríguez	P	V	P	P	P	A	P	P	P																
Jonier Pantoja	P	P	E	E	E	E	P	A	P																
Carlos Sutachán	P	P	P	P	P	P	P	P	P																
Héctor Lizcano	A	P	P	P	P	A	P	P	P																
Juan Carlos Grosso	V	V	P	P	P	P	A	P	P																
Alfredo Sotelo	P	A	P	P	A	P	P	A	P																
Hugo Murillo	A	A	P	P	P	A	P	P	P																
Fernando Céspedes	P	P	P	P	A	P	P	P	P																
Hugo Navas	P	P	P	P	P	P	A	A	P																
Carlos Regueira	P	A	A	P	A	A	P	P	A																

Presentes (conteo autom)

P=Presente; A=Ausente; V=Vacaciones; E=Enfermedad;



[ completar celdas blancas ]

Cant. Funciones Def.	0	0	25	1	0	0	0	0	0																
Cant. Funciones Def.	0	0	25	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26
Cant. MF H.Info	0	0	0	0	0	5	25	0	7																
Cant. MF H.Info	0	0	0	0	0	5	30	30	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Cant. MF H.Decis.	0	0	0	0	0	0	0	0	8	7															
Cant. MF H.Decis.	0	0	0	0	0	0	0	8	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Acercamiento al Std.			0%	0%	0%	15%	74%	18%	36%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

Nota: Se considera un ritmo de trabajo normal 6 MF por hora al finalizar el estudio

