

**MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LA U-2950 DE LA REFINERÍA DE  
BARRANCABERMEJA UTILIZANDO METODOLOGÍA RCM**



**OMAR LIBARDO GONZALEZ CARRILLO**

**JUAN CARLOS HERNANDEZ BOHORQUEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2012**

**MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LA U-2950 DE LA REFINERÍA DE  
BARRANCABERMEJA, UTILIZANDO METODOLOGÍA RCM.**

**JUAN CARLOS HERNANDEZ BOHORQUEZ  
OMAR LIBARDO GONZALEZ CARRILLO**

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director:  
James Andrés Carrillo Jaraba  
Ingeniero Químico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS FISICO MECANICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA MECANICA  
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2012**

## DEDICATORIA

En este momento siento una gran satisfacción por la meta cumplida al lograr culminar este estudio de post grado, este logro tan importante se lo dedico a Dios, quien me guió, me brindó las fortalezas y los medios para que se realizaran, igualmente se lo dedico con mucho amor a mi esposa CARMEN ELENA y a mis hijos JUAN ESTEBAN Y JUAN DIEGO, quienes pasaron gran parte de su tiempo sin mi presencia y a mi padre HEBERTO quien en el momento no está, pero quien siempre deseó lo mejor para mí.

*Juan Carlos Hernández*

A Dios por concederme la gracia de estar vivo y compartiendo con mis seres queridos.

A mi familia que con su paciencia me demuestran su apoyo en cada paso que avanzo en la vida.

*Omar Libardo González.*

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores expresan sus agradecimientos a:

El departamento de Servicios Industriales de Balance de la refinería de Barrancabermeja, por el apoyo y el tiempo brindado para la ejecución de la Especialización.

Al Ingeniero James Andrés Carrillo por el compromiso y dirección de esta monografía.

Al Ing. Holger Velandia por su disposición como coordinador del programa de Especialización y diligencia en la respuesta de solicitudes académicas.

Al cuerpo docente de la Universidad Industrial de Santander por el conocimiento compartido.

A todos los compañeros de la especialización.

## **CONTENIDO**

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCION	16
1. GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA	17
1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA REFINERÍA	17
1.2 ORGANIZACIÓN	18
1.2.1 Gerencia General	20
1.2.2 Gerencia de Producción	21
1.2.3 Gerencia Técnica	22
1.3 SERVICIOS INDUSTRIALES DE BALANCE	22
1.3.1 Historia de la Unidad	23
1.3.2 Cargas de la Unidad	24
1.3.3 Productos de la Unidad	25
1.3.4 Proceso de Generación de Energía en la Unidad	27
1.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA	30
1.5 PROCESO DE MANTENIMIENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES DE BALANCE	33
1.5.1 Proceso de Manejo de Generación de Fallas de Control, Eventos y Ordenes de trabajo (O/Ts)	33
1.5.2 Proceso de mantenimiento día a día	37
1.5.3 Objetivos del Plan de Mantenimiento	40
1.5.4 Proceso de Reparación de Equipo Mayor	41
1.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	42
1.7 OBJETIVOS	43
1.7.1 Objetivo General	43
1.7.2 Objetivos Específicos	43
1.8 JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO	44

2.	MARCO TEORICO	45
2.1	GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO	45
2.1.1	mantenimiento correctivo	46
2.1.2	mantenimiento preventivo	47
2.1.3	mantenimiento predictivo	50
2.1.4	mantenimiento proactivo	68
2.2	MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	71
2.2.1	Historia del RCM	71
2.2.2	Definición de RCM	72
2.2.3	RCM: Las Siete Preguntas Básicas	75
2.2.4	Funciones	76
2.2.5	Fallas Funcionales	77
2.2.6	Análisis de Modos de Fallas	77
2.2.7	Efectos de Fallas	78
2.2.8	Consecuencias de las Fallas	78
2.2.9	Tareas de Mantenimiento Preventivo y Predictivos	78
2.3	INDICADORES DE GESTION EN MANTENIMIENTO	79
2.3.1	Tiempo Promedio entre Paradas (MTBS).	79
2.3.2	Tiempo Promedio para Reparar (MTTR).	80
2.3.3	Disponibilidad (A).	81
3.	TURBOGENERADORES DE LA PLANTA ELECTRICA DE BALANCE	82
3.1	TURBINA DE VAPOR	83
3.2	CONDENSADOR DE SUPERFICIE	93
3.3	GENERADOR ELÉCTRICO.	96
4.0	ASEGURAMIENTO DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS DE EVENTOS DE MANTENIMIENTO CON OCASIÓN A FALLAS EN LOS EQUIPOS.	98
4.1	INSTRUCTIVO PARA GENERACIÓN DE EVENTOS POR PARTE DE OPERACIONES EN LA PLATAFORMA ELLIPSE.	99

4.1.1	Creación de eventos	99
4.1.2	Consulta de Eventos	104
5.	ANÁLISIS PARA DETERMINAR EL NIVEL DE CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS DE LA U-2950 DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE	113
5.1	ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA AMFE	113
5.2	TIPOS DE AMFE	115
5.3	CONCEPTOS	116
5.4	APLICACIÓN DEL MÉTODO AMFE PARA DEFINICIÓN DE CRITICIDAD DE EQUIPOS EN LA U-2950.	117
5.5	EVALUACIÓN DE CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS DE LA U-2950	128
5.6	TABLA AMFE DE ECRITICIDAD DE EQUIPOS EN LA U-2950	128
5.7	DEFINICIÓN DE EQUIPO MÁS CRÍTICO EN LA U-2950.	132
6.0	PROPUESTA DE LA ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE RCM PARA LA PLANTA ELECTRICA U-2950 DE BALANCE.	134
6.1	EQUIPOS ANALIZADOS	135
6.2	DISTRIBUCIÓN DE LOS EQUIPOS POR CRITICIDAD	135
6.3	ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	138
6.3.1	Tareas de mantenimiento para los turbogeneradores TG-2951/2/3	143
7.	CONCLUSIONES	13944
	BIBLIOGRAFIA	145
	ANEXOS	147

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Ubicación Geográfica de la refinería de Barrancabermeja	17
Figura 2. Estructura Organizacional de Ecopetrol S.A	18
Figura 3. Organigrama de la Refinería de Barrancabermeja	19
Figura 4. Diagrama General de la Refinería de Barrancabermeja	20
Figura 5. Sistema eléctrico de 13.8 KV	29
Figura 6. Sistema de 4.16 KV	29
Figura 7. Sistema de 0.48 KV	30
Figura 8. Sistema de generación y distribución eléctrico de la GRB	32
Figura 9. Descripción del Flujo del Proceso de Mantenimiento en Planta	35
Figura 10. Cámaras termo gráficas	53
Figura 11. Medición de vibraciones	55
Figura 12. Análisis de aceites	56
Figura 13. Contador de Partículas Minilab 5200	58
Figura 14. Prueba de viscosidad	59
Figura 15. Espectroscopia Infrarroja FTIR	60
Figura 16. Espectros de aceite usado	61
Figura 17. Ferro grafía analítica	61
Figura 18. Prueba Karl Fischer	62
Figura 19. Espectroscopia de emisión atómica	63
Figura 20. Perspectiva Tradicional de las Fallas de los equipos	71
Figura 21. Cambios en los Puntos de Vista sobre las fallas de los Equipos, Expectativas y Técnicas de Mantenimiento.	74
Figura 22. Componentes de un Programa de RCM	75
Figura 23. Diagrama de Flujo del Proceso de RCM	76
Figura 24. Diagrama de Decisión del Proceso de RCM	80
Figura 25. Generación de energía eléctrica en Servicios Industriales Balance	82

Figura 26. Diagrama de flujo del sistema de aceite de lubricación y control.	88
Figura 27. Sistema de condensador de superficie	93
Figura 28. Generador eléctrico Brushless	96
Figura 29. Sistema eléctrico de 13.8 KV.	97
Figura 30. Creación de eventos.	99
Figura 31. Ingreso de Información del evento	100
Figura 32. Documentación de Información del evento	103
Figura 33. Documentación Información del evento	103
Figura 34. Ingreso de Información adicional del evento	104
Figura 35. Consulta de Eventos	104
Figura 36. NPR numero de prioridad del riesgo	114
Figura 37. Modos de fallo	116
Figura 38. Distribución de los equipos por especialidad	135
Figura 39. Distribución de equipos por criticidad	136
Figura 40. Distribución de criticidad por especialidad	136
Figura 41. Opciones de Mantenimiento	138
Figura 42. Estrategia de Mantenimiento para la U-2950	140
Figura 43. Distribución estratégica del mantenimiento por especialidad	
Por volumen de tareas	141
Figura 44. Distribución estratégica de Mantenimiento por especialidad	
Por costos KUS\$.	142

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Productos de la Unidad de Servicios Industriales	26
Tabla 2. Capacidad de Generación de la GRB	31
Tabla 3. Características Técnicas de la turbina	83
Tabla 4. Característica del gobernador de velocidad	85
Tabla 5. Cuadro de Protecciones y Seguridad del Turbogenerador	86
Tabla 6. Características de la bomba auxiliar AC.	89
Tabla 7. Características de la bomba auxiliar AC.	89
Tabla 8. Características del Condensador de Superficie.	93
Tabla 9. Códigos de clasificación de Plantas	102
Tabla 10. Estándares de caracterización de equipos y componentes	106
Tabla 11. Códigos de responsables de clasificación de eventos	112
Tabla 12. Tabla AMFE para definición de Criticidad de equipos en la U-2950.	118
Tabla 13. Tabla de clasificación según la severidad de la falla.	124
Tabla 14. Tabla de clasificación según la probabilidad del evento.	125
Tabla 15. Probabilidad de que el evento sea detectado.	127
Tabla 16. Listado de sistema y equipos U-2950.	129

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
Anexo A. Evaluación de parámetros del AMFE para determinar la criticidad de los equipos de la U-2950	147
Anexo B. Tareas de mantenimiento para los turbogeneradores U-2950	147

## RESUMEN

**TITULO:** MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LA U-2950 DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA UTILIZANDO METODOLOGÍA RCM

**AUTORES:** OMAR LIBARDO GONZALEZ CARRILLO, JUAN CARLOS HERNANDEZ BOHORQUEZ.

**PALABRAS CLAVES:** MANTENIMIENTO, TURBOGENERADORES, MÓDULOS, INDICADORES, MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD – RCM –, CICLO PHVA, BALANCED SCORE CARD, COSTOS.

El mantenimiento de una planta Industrial es un pilar fundamental para garantizar la competitividad de las empresas, la globalización de las empresas requiere que la gestión de mantenimiento garantice la disponibilidad de los equipos a un costo razonable con seguridad y cuidado del medio ambiente. En este sentido, la presente investigación presenta una propuesta para implementación de RCM en la Planta eléctrica de Balance U-2950 de la refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A, a partir de la evaluación de la situación actual de mantenimiento.

Para tal fin, se evaluó la aplicación de los principales módulos del sistema de información de mantenimiento, teniendo en cuenta que es la base para aplicar los principales tipos de mantenimiento,( preventivo, correctivo, rutas de inspección y lubricación), con la aplicación de las solicitudes y planificación de las ordenes de trabajo se lleva un control de todos los recursos de mano de obra, repuestos, servicios contratados y debe llevar el costo del mantenimiento por cada equipo para comparar el valor de mantener con la decisión de hacer reformas ó la reposición de el equipo.

La propuesta de aplicación de RCM en la planta inicia con la evaluación de la criticidad siguiendo un modelo de criticidad de factores ponderados realizado a los equipos de la U-2950. La evaluación fue desarrollada por los facilitadores de mantenimiento eléctrico y mecánico, adicionalmente con la estadística de fallas de mantenimiento se determinó que el equipo más crítico de la planta, son los turbogeneradores y entonces se realizó un modelo de aplicación de RCM.

En las conclusiones de la monografía se destaca la relación de la estrategia de la mejora del sistema de información con la implementación de RCM.

---

\* Monografía.

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: James Andrés Carrillo Jaraba, Ingeniero Químico.

## SUMMARY

**TITLE:** MAINTENANCE MODEL FOR THE U-2950 OF THE BARRANCABERMEJA REFINERY RCM METHODOLOGY USING.

**AUTHORS:** OMAR LIBARDO GONZALEZ CARRILLO, JUAN CARLOS HERNANDEZ BOHORQUEZ.

**KEYWORDS:** MAINTENANCE, TURBOGENERATOR, MODULES, INDICATORS, RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE - RCM - PHVA CYCLE, COSTS.

The maintenance of an industrial plant is a cornerstone for competitive enterprises, the globalization of business requires that maintenance management ensure the availability of equipment at a reasonable cost with safety and environmental care. In this sense, this research suggests a proposal for implementation of RCM at the Balance's electrical Plant U-2950 of the Barrancabermeja's refinery of Ecopetrol S.A, from assessment the current state of maintenance.

To this end, it evaluated the implementation of key modules of information system of maintenance, since are the basis for implementing the main types of maintenance, ( preventive, corrective, inspection and lubrication routes) with the implementation of applications and planning of work orders is controlling all the resources of labor, parts, services, and must bear the cost of maintenance of each equipment for compares the value of maintenance with the decision make reforms or replacement of the equipment.

The proposed application of RCM in the plant begins with the assessment of criticality applying a model of weighted factors made in the machines in the U-2950. The assessment was development by facilitators of electrical and mechanical maintenance, furthermore with the maintenance statistical fault was selected the equipment most critical of the plant " the turbogenerators " and then was made the model of application of RCM.

The conclusions of the Monograph highlights the relationship of the strategy of improving of the information system with the implementation of RCM, while improving the cost of maintenance to perform a proper maintenance plan, on the other hand are strategies that are aligned with the maintenance management system of the Barrancabermeja refinery.

---

\* Monograph

\*\* School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization, Director: James Andrés Carrillo Jaraba, Chemical Engineer.

## INTRODUCCION

Una adecuada gestión del mantenimiento, va orientada a determinar, organizar y administrar los recursos del mantenimiento, con el objeto de lograr la más alta disponibilidad de los equipos con un eficiente desempeño económico de la compañía.

La Planta Eléctrica U-2950 de la Unidad de Balance suministra el 70% de la energía consumida en la Gerencia Refinería Barrancabermeja. Mantener una confiabilidad en dicha unidad es muy importante para la estabilidad de la producción de Ecopetrol S.A y el cumplimiento de los compromisos con sus clientes.

En los últimos años el departamento de Servicios Industriales se ha retado al aumento de la disponibilidad de sus equipos, basados en una política de mantenibilidad Proactivo (predictivo y preventivo) del 80% y correctivo del 20%, esperando que la U-2950 sea más confiable.

Actualmente las metas de disponibilidad de equipos de generación eléctrica no han logrado los resultados esperados, puesto que se han presentado fallas repetitivas en los equipos generadores de energía, así como en los sistemas estáticos y rotativos auxiliares al sistema, afectando el suministro de energía y la confiabilidad de las plantas generadoras eléctricas, incrementando los costos de mantenimiento y de operación de la unidad.

En el presente documento se plantea con base a un estudio basado en RCM, la estrategia de mantenimiento adecuada para la Planta de Servicios Industriales de Balance de la Refinería de Barrancabermeja.

# 1 GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA

## 1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA REFINERÍA

La Refinería de Barrancabermeja procesa crudos de varias calidades para producir diferentes tipos de productos requeridos por el mercado nacional.

El área de refinación produce principalmente gasolinas y destilados.

El área de petroquímica elabora productos petroquímicos tales como bases lubricantes, parafinas, aromáticos y polietilenos.

En el área de cracking se cargan gasóleos principalmente para producir GLP y nafta por medio del rompimiento de moléculas de hidrocarburos grandes.

Los productos terminados y el recibo de crudos se realizan en el Área de Materias Primas.

Los servicios industriales son generados en la refinería con recurso propio.

Figura 1. Ubicación Geográfica de la refinería de Barrancabermeja

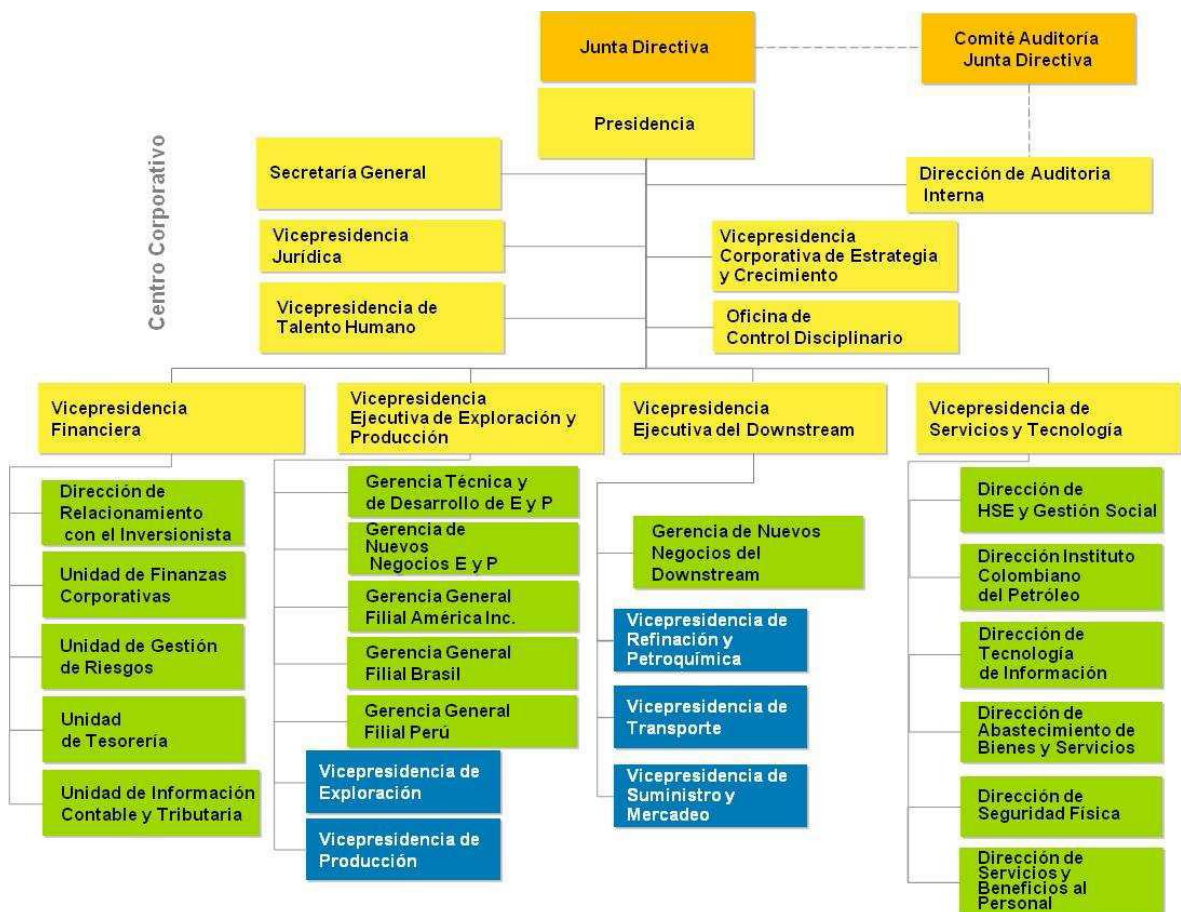


Fuente: <http://earth.google.es>

## 1.2 ORGANIZACIÓN

La dirección de ECOPETROL S.A. está a cargo de la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente de la Organización. El órgano máximo de dirección es la Asamblea General de Accionistas, constituida por los accionistas reunidos con una periodicidad, quórum y condiciones previstas en sus estatutos. La estructura organizacional mostrada en la Figura 2. Está compuesta por los niveles de dirección, soporte integrado y áreas de negocio.

Figura 2. Estructura Organizacional de Ecopetrol S.A

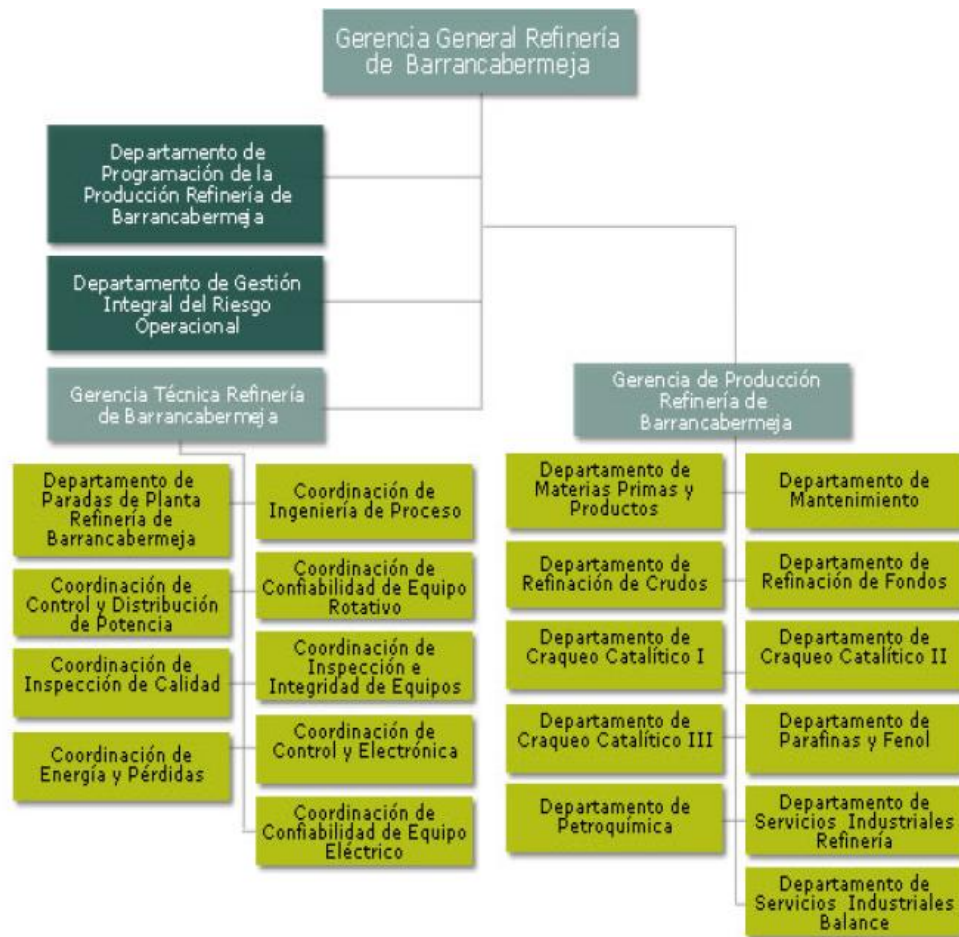


Fuente: Manual de Calidad de Ecopetrol S.A

Las Vicepresidencias Ejecutivas son responsables de la planeación y operación de los procesos del Upstream (exploración y producción) y Downstream (refinación y petroquímica, transporte, distribución y comercialización de crudo, gas y derivados del petróleo) y la Vicepresidencia de Servicios y Tecnología es responsable por la operación de los procesos habilitadores o de Soporte.

La estructura organizacional mostrada en la Figura 3, representa el organigrama de la refinería de Barrancabermeja.

Figura 3. Organigrama de la Refinería de Barrancabermeja.



Fuente: Manual de Calidad de Ecopetrol S.A



## 1.2.2 Gerencia de Producción

La Gerencia de Producción está compuesta por:

**Departamento de Materias Primas y Productos Terminados.** De acuerdo con el programa de entregas y recibos opera la infraestructura existente para recibir los crudos, preparar y suministrar la materia prima a las plantas de proceso, mezclar y entregar los productos terminados, garantizar la disponibilidad de inventarios en tanques y efectuar el tratamiento de efluentes líquidos provenientes de los procesos de producción.

**Departamento de Refinación de Crudos.** De acuerdo con el programa de producción, procesa petróleo crudo, gasolinas naturales y fondos de vacíos, para producir productos terminados e intermedios, como materia prima de cracking y petroquímica.

**Departamentos de Cracking Catalítico I, II, III.** De acuerdo con el programa de producción procesa gasóleos, crudo reducido y fondos de vacíos tratados, para producir gasolinas de alto octanaje, aceite liviano de ciclo (ALC), gas licuado del petróleo (GLP), etano etileno, azufre y derivados como materia prima para otros procesos.

**Departamento de Petroquímicas, Parafinas y Fenol.** Maximiza el valor agregado del gas natural y algunos derivados del crudo mediante su transformación a productos petroquímicos para cubrir la mayor proporción del mercado.

**Departamentos de Servicios Industriales Refinería y Balance.** Generar los servicios industriales requeridos para la operación de la infraestructura operativa y administrativa.

**Departamento de Mantenimiento.** Ejecutar las actividades de mantenimiento rutinarias (proactivo y reactivo), dirigidas a mejorar la disponibilidad de los equipos para garantizar el cumplimiento de los compromisos de producción, administrar las herramientas y los inventarios de materiales para la producción.

### 1.2.3 Gerencia Técnica

La gerencia técnica está compuesta por:

**Departamento de Apoyo Técnico a la Producción.** Garantiza la capacidad óptima de las plantas, mediante la formulación de estrategias de mantenimiento y operación de los equipos. Suministra el soporte de ingeniería de procesos, estático, rotativo, instrumentación y control, eléctrico y electrónico, así como el análisis de los eventos de fallas y prevención de los equipos críticos.

**Departamento de Paradas de Plantas.** Tiene a cargo las paradas de las unidades de proceso y tanques, para mantener tecnológicamente actualizada las unidades y/o establecer sus condiciones mecánicas y por la administración de los contrato de obras relacionados con la ejecución de los procesos de inversión.

## 1.3 SERVICIOS INDUSTRIALES DE BALANCE

En esta unidad se generan los servicios industriales requeridos para los diferentes procesos:

- Tratamiento de Aguas
- Generación de Vapor
- Generación de Energía

- Aire Comprimido

**Tratamiento de Aguas.** Es un proceso en el que se convierte agua cruda de una fuente natural, como el río o lago, en agua con características especiales (agua clarificada o industrial, agua potable, agua desmineralizada, agua suavizada) para su uso en los diferentes procesos.

**Generación de Vapor.** Es un proceso de conversión de agua a vapor que utiliza la quema de un combustible y la transferencia de calor.

**Generación de Energía.** Es un proceso para generar energía eléctrica que convierte la energía del vapor en energía mecánica o de rotación.

**Aire Comprimido.** Es un proceso que toma aire del ambiente para ser comprimido, filtrado y secado para el accionamiento de herramientas o en instrumentación para el control de procesos.

### **1.3.1 Historia de la Unidad**

La Coordinación de Servicios Industriales Balance fue construida como parte del proyecto de la Unidad de Balance que inició en el año de 1977 y entró en operación en junio de 1979.

El proyecto contempló, inicialmente, la construcción de una planta para tratamiento de agua U-2900, a cargo de Degremont S.A. Francia. Su objetivo básico de suplir sus necesidades de agua tratada, la planta de generación de vapor y energía, conformada por 3 turbogeneradores TG-2951-3 y 4 calderas B-2951-54, y una futura ampliación, la B-2955, 3 años después, a cargo de Distral.

La Planta Turbogas (U-2960), antes de su montaje en las instalaciones de la GRB, operó durante varios años en la Estación Yumbo Valle desde 1993, época en que el país sufrió las consecuencias de la sequía en los embalses de las centrales hidroeléctricas ocasionada por el fenómeno del niño. La planta fue comprada por ECOPETROL, al tiempo que otras dos unidades montadas en Ocoa y Gualanday. El propósito de su traslado fue el de aumentar la carga eléctrica instalada y mejorar la confiabilidad del sector eléctrico de la GRB.

### **1.3.2 Cargas de la Unidad**

La unidad integrada recibe las siguientes cargas:

Agua cruda

Insumos

Combustibles

Aire

Condensados

**Agua Cruda.** Es captada desde dos fuentes hídricas: la Ciénaga San Silvestre y el río Magdalena. Desde la Ciénaga San Silvestre, el agua es suministrada a la Refinería a través de equipos de bombeo dispuestos en una casa de bombas. Desde el río Magdalena, el agua es suministrada a través de equipos de bombeo dispuestos sobre un bote flotante.

### 1.3.3 Productos de la Unidad

Los diferentes productos de Servicios Industriales Balance son:

- Agua Clarificada o Industrial
- Agua Potable
- Agua Desmineralizada
- Agua Suavizada
- Agua de Enfriamiento
- Vapor Alta Presión (600 psi)
- Vapor de Media Presión (150 psi)
- Vapor de Baja Presión (50 psi)
- Vapor de Baja Presión (20 psi)
- Energía Eléctrica Alta Tensión (13.8 kV)
- Energía Eléctrica de Media Tensión (4.1 kV)
- Energía Eléctrica de Baja Tensión (480-220-110 V)
- Aire Industrial
- Aire de Instrumentos

En la tabla N°1 se describen el destino de los diferentes productos de las planta.

Tabla 1. Productos de la Unidad de Servicios Industriales

Producto	Destino
Agua Clarificada	Contra incendio, torres enfriadoras, proceso de filtración y usos generales.
Agua Potable	Consumo unidades de proceso en la UBAL y Barrio 25 Agosto.
Agua Desmineralizada	Desaireadores para generación de vapor, drum de flasheo y a bloques de procesos.
Agua Suavizada	Lavado de gases <i>cracking</i> y generadores de vapor en unidades de proceso UBAL.
Vapor de Alta Presión	Turbogeneradores y turbinas.
Vapor de Media Presión	Equipos rotativos pequeños, calentamiento y despojo.
Vapor de Baja Presión	Desaireadores, pre-calentadores, calentadores y torres despojadoras.
Vapor de Baja Presión	Desaireadores, pre-calentadores, calentadores y torres despojadoras.
Energía Eléctrica de Alta Tensión	Interconexión con otras unidades de generación y unidades transformadoras de media tensión.
Energía Eléctrica de Media Tensión	Equipos rotativos grandes movidos por motor.
Energía Eléctrica de Baja Tensión	Equipo rotativo pequeño movido por motor, tomas de soldadura e iluminación y UPS.
Aire Industrial	Usos generales y accionamiento de herramientas neumáticas.
Aire de Instrumentos	Instrumentación neumática en plantas.

Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

### **1.3.4 Proceso de Generación de Energía en la Unidad**

La energía eléctrica en Servicios Industriales Balance se genera por medio de los tres turbogeneradores TG-2951-2-3, cada uno con una capacidad de generación de 20 MW. Se conoce como turbogenerador al conjunto de turbina - generador unidos mediante un acople rígido. El vapor de 600 psi que proviene del cabezal de alta presión alimenta los turbogeneradores TG-2951-3.

Estas turbinas son de condensación parcial y permiten extraer un flujo de vapor a una presión 150 psi en una de sus etapas (extracción de vapor). Las turbinas están asociadas a un condensador de superficie que recoge el vapor exhausto que ya realizó el trabajo al interior de la turbina y es condensado al intercambiar calor con agua de enfriamiento proveniente de la TE-2940. El movimiento rotacional transferido por la turbina al generador es aprovechado por el rotor para generar la corriente eléctrica.

La energía eléctrica generada en SIBA tiene como objetivo el autoabastecimiento y suministro a usuarios de la Unidad de Balance (UBAL). Debido a que la capacidad instalada de generación es mayor al consumo requerido en la unidad UBAL, se cuenta con la interconexión eléctrica al sistema de refinería para la exportación de esta.

La Planta eléctrica también cuenta con una unidad de turbogas TG-2961 con una capacidad de generación de 30 MW. El turbo gas es el conjunto de subsistemas (compresores, turbinas y combustor) que aprovechan la energía de los gases de combustión para mover una turbina de potencia acoplada a un generador eléctrico y generar energía eléctrica.

Dentro de la unidad se utilizan diferentes niveles de tensión en la energía eléctrica.

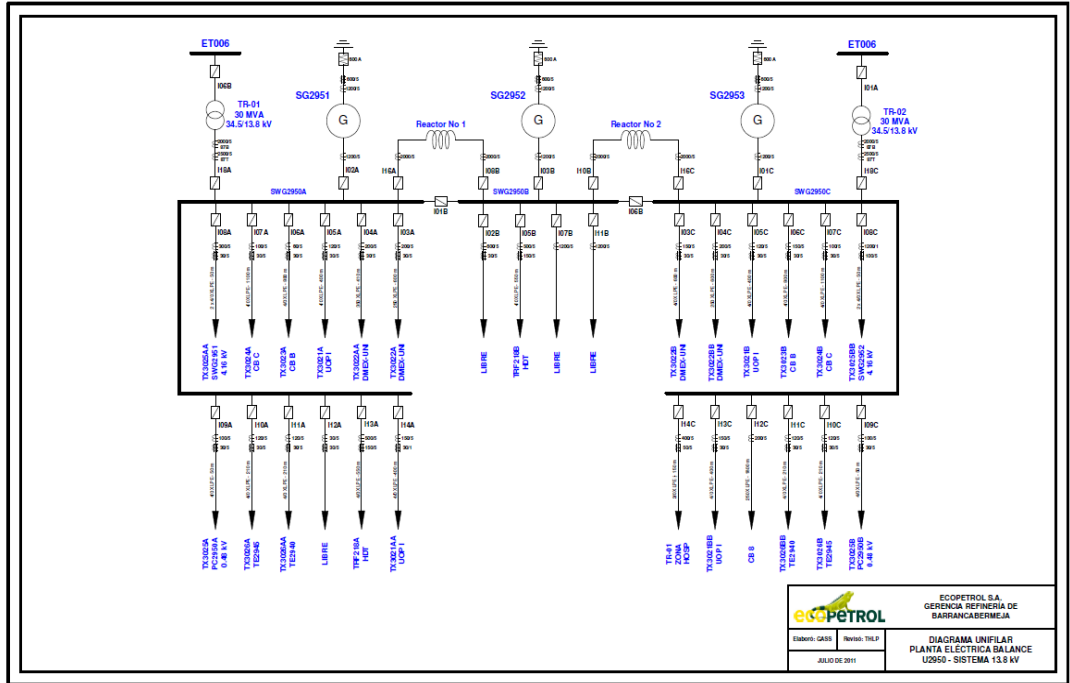
- Circuito de Alta Tensión 34.5 kV y 13.8 kv
- Circuito de Media Tensión 4.1 kV
- Circuito de Baja Tensión 220/110 V

**Circuito de Alta Tensión 34.5 y 13.8 kV.** El nivel de tensión de 34.5 kv se maneja en el anillo interno de la GRB y el nivel de 13.8 kV se maneja a la salida de los turbogeneradores. La energía generada en los TG-2951-3 y TG-2961 conforma la red de 13.8 kV, la cual puede ser exportada hacia el anillo de la GRB a través de los Transformadores TR-1 y TR-2 que varían el voltaje de 13.8 kV a 34.5 kV, permitiendo la interconexión entre las unidades de generación a través de la ET-06 y ET-10. En la figura N°5 se presenta el sistema de distribución eléctrica de 13.8 KV.

**Circuito de Media Tensión 4.16 kV.** El circuito de media tensión se forma desde el circuito de alta tensión de 13.8 kV, a través de los transformadores TX-3025AA/BB, en la subestación 005 (ET-195) y del transformador TR-3 de la ET-10 que regulan el voltaje a 4.1 kV. Esta energía de media tensión se usa para alimentar los motores de gran tamaño. En la figura N°6 Se presenta el sistema de distribución eléctrica de la unidad de 4.16 KV.

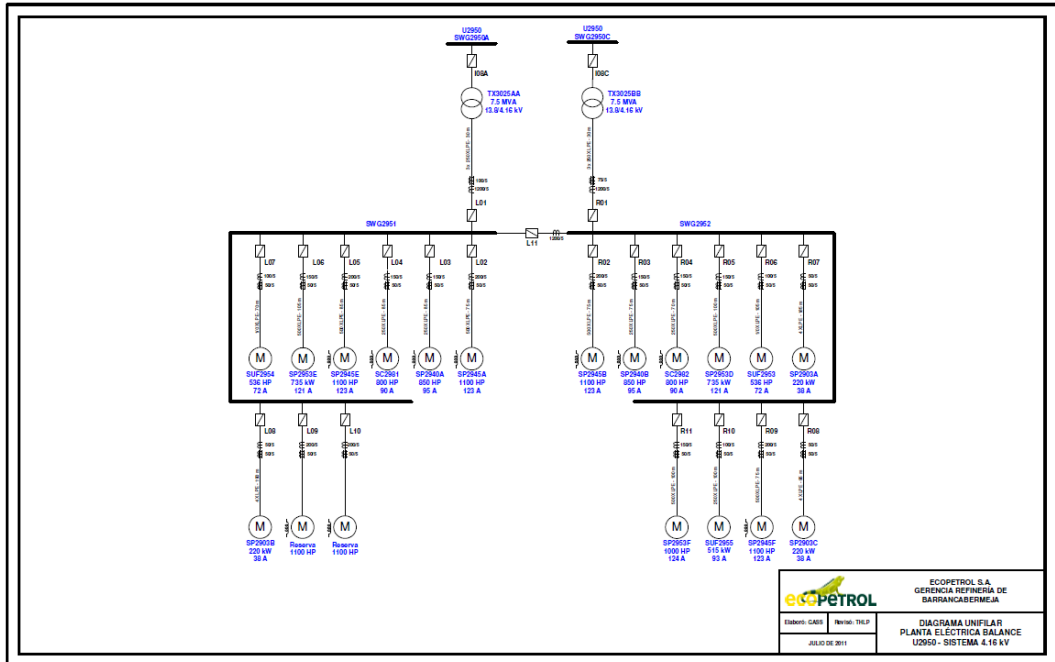
**Circuito de Baja Tensión 480V.** El circuito de baja tensión se forma desde el circuito de media tensión de 4.1 kV, a través de los transformadores TX-3025A/B en la subestación 005 (ET-195), TX-3026A/B/AA/BB en la subestación 006 (ET-196) y TR1A en la ET-10 que regulan el voltaje a 480 V. El voltaje de 480 V se utiliza para alimentar motores y tomas de equipos de soldadura.

Figura 5. Sistema eléctrico de 13.8 KV



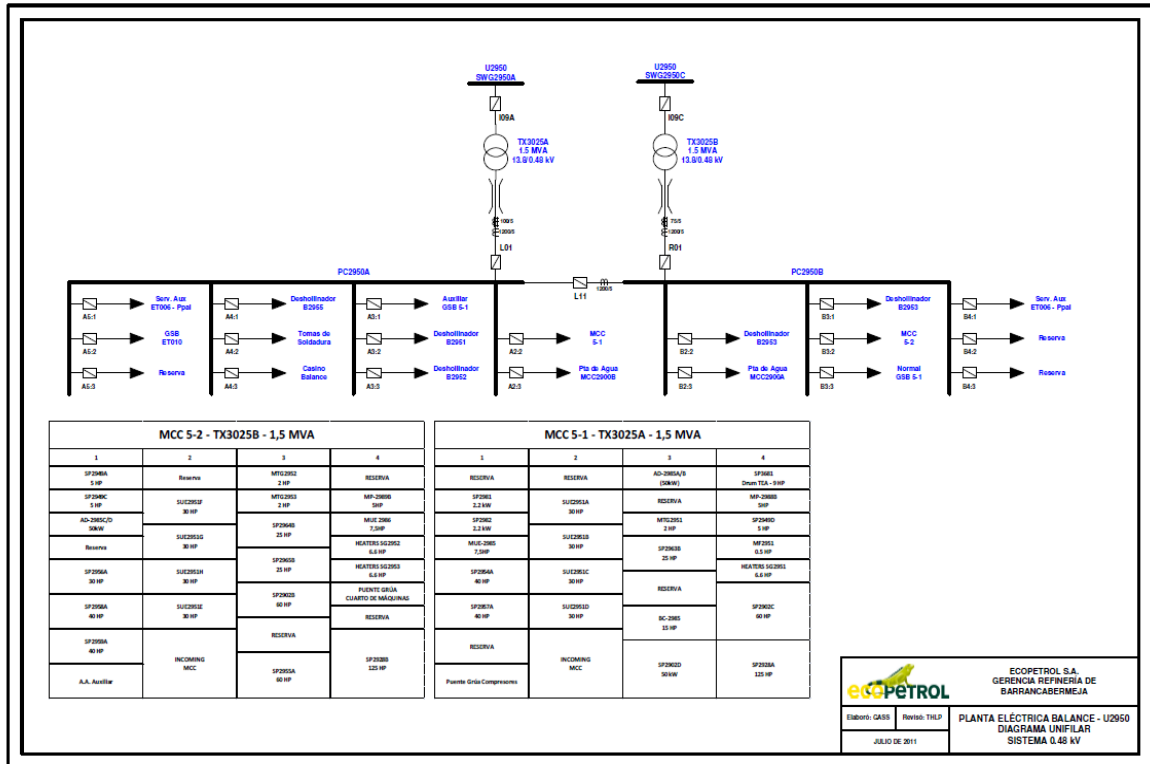
Fuente: Planos de Planta Servicios Industriales Balance

Figura 6. Sistema de 4.16 KV.



Fuente: Planos de Planta Servicios Industriales Balance

Figura 7. Sistema de 0.48 KV.



Fuente: Planos de Planta Servicios Industriales Balance

**Circuito de Baja Tensión 220/110 V.** Este sistema nace de la necesidad en las plantas que requieren energía de menor tensión para el uso de equipos de cómputos, iluminación, tomas de servicios y soldadura. Para regular esta tensión se cuenta con transformadores en planta ubicados en cada subestación eléctrica. En la figura N°7 se presenta el sistema de distribución eléctrica de 0.48 KV.

#### 1.4 SISTEMA ELÉCTRICO DE LA REFINERÍA DE BARRANCABERMEJA

En la figura N°6 se presenta el sistema eléctrico de la Refinería de Barrancabermeja, sus principales equipos y enlaces de transmisión de energía.

Para administrar la energía generada por cada una de las centrales de generación de la refinería de Barrancabermeja se cuenta con la Coordinación de Control y Despacho de energía (CCDP). Este ente tiene la responsabilidad de administrar la energía eléctrica requerida por las unidades de procesos.

El sistema de generación eléctrica de la GRB está conformado por cinco (5) centrales de generación:

Tabla 2. Capacidad de Generación de la GRB

<b>Unidad</b>	<b>Potencia Instalada</b>
U-900 (General)	10.5 MW
U-950 (Siemens)	20 MW
U-2400 (Central del Norte)	30 MW
U-2950 (SIBA)	60 MW
U-2960 (Tur bogas SIBA)	30 MW

Fuente: Autores.

El sistema eléctrico de la GRB dispone de un anillo eléctrico operando a 34.5 KV, con facilidad de interconectar todos los centros de generación y consumos.

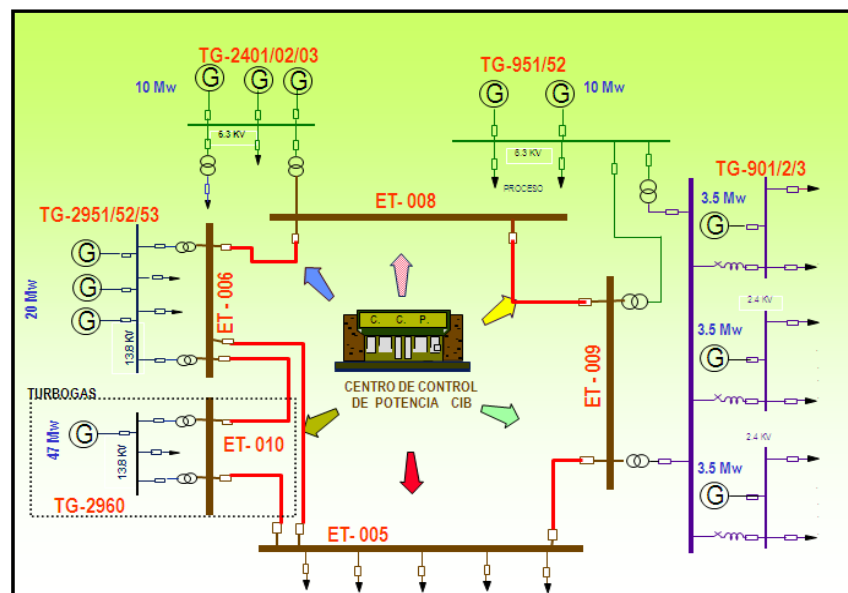
El anillo eléctrico también tiene la facilidad de disponer de un centro alterno de recibo de energía proveniente de los generadores de Termo Barranca y/o Sistema de Interconexión Nacional (SIN).

En este anillo existen cinco (5) sub estaciones eléctricas principales:

- ET-005: Esta sub estación eléctrica permite interconectar todos los circuitos externos como El Centro, Casabe, Estación Galán (Oleoductos), área Galán y circuitos internos como Alquileración, ET-002 y ET-007.
- ET-006: Esta sub estación eléctrica interconecta el anillo eléctrico a las unidades de generación de Servicios Industriales Balance.
- ET-008: Esta sub estación eléctrica interconecta el anillo eléctrico a las unidades de generación de Central del Norte.
- ET-009: Esta sub estación eléctrica interconecta el anillo eléctrico a las unidades de generación General y Siemens.
- ET-010: Esta sub estación eléctrica interconecta el anillo eléctrico a la unidad de generación del Turbo gas de Servicios Industriales de Balance con el anillo de 34.5 KV.

En la figura N°8 se representa el sistema de distribución eléctrica de la GRB.

Figura 8. Sistema de generación y distribución eléctrico de la GRB



Fuente: Planos de Planta Servicios Industriales Balance

## **1.5 PROCESO DE MANTENIMIENTO DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE**

La interacción del proceso de Servicios Industriales con mantenimiento es crítica para lograr la operación segura y confiable de los equipos de la planta; lo cual se logra mediante la coordinación de trabajos entre los grupos de operación y mantenimiento. Los factores claves para lograr este objetivo son la ejecución con calidad de las rondas estructuradas y la comunicación asertiva entre operaciones y mantenimiento.

Este proceso de interacción del operador con mantenimiento es de gran importancia para el funcionamiento óptimo y control de la operación, las actividades de mantenimiento preventivo y correctivo de la planta. Además, es la base del proceso de planeación y ejecución del mantenimiento.

### **1.5.1 Proceso de Manejo de Generación de Fallas de Control, Eventos y Ordenes de trabajo (O/Ts)**

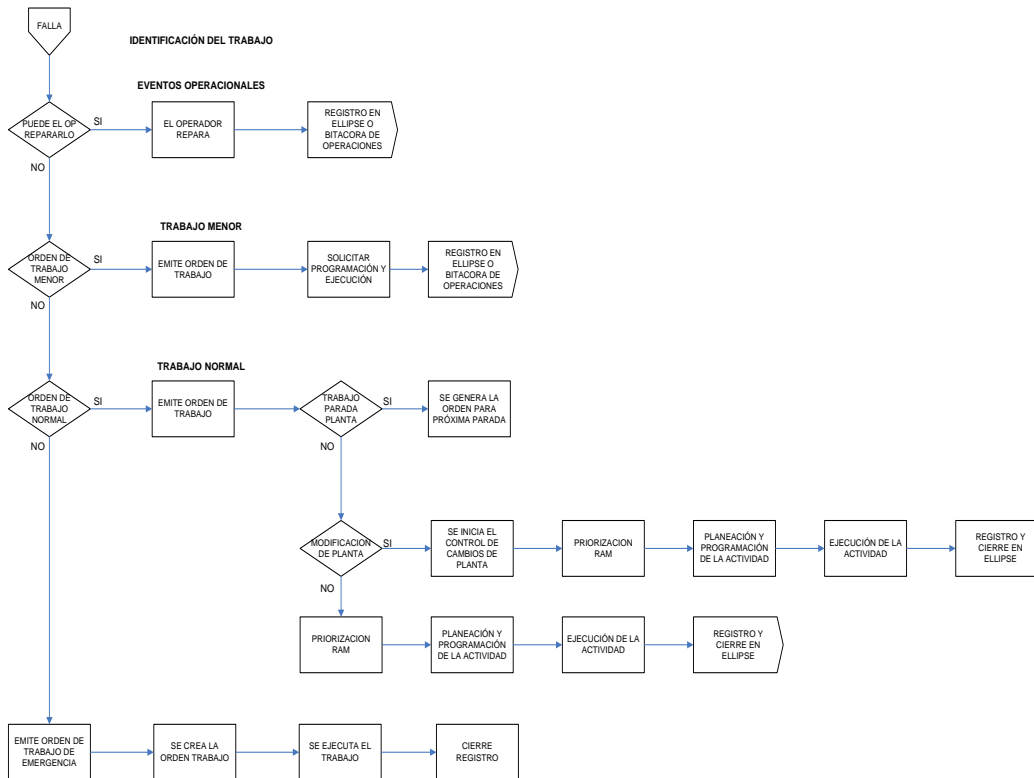
Para mantener condiciones de confiabilidad y disponibilidades, los operadores realizan rondas estructuradas y monitorean las condiciones de los equipos y procesos, teniendo presente el cuidado básico de equipos (BEC).

El operador de la planta, a partir de su ronda estructurada y los procedimientos de cuidado básico de los equipos, detectan las condiciones de su proceso o equipos e identifica las fallas de control; luego, las genera en el software de mantenimiento Ellipse.

Para las fallas de control se tiene en cuenta las condiciones físicas del proceso, condiciones sub-estándar y actos sub-estándar. Estas son posteriormente valoradas por el supervisor o persona designada y se desarrollan las acciones mostradas en la Figura N° 9. Descripción del Flujo para el Proceso de Mantenimiento en Plantas.

El operador, en su ronda estructurada, identifica las condiciones sub-estándar o posibles fallas que presenten los equipos o instalaciones de la empresa. Luego, reporta el evento y lo analiza de acuerdo a los Análisis de Tareas de Referencia, para determinar si lo puede reparar o no. Si lo puede corregir, lo repara y reporta en el módulo de eventos del sistema Ellipse. Si no lo puede reparar, reporta al supervisor o a la persona de la planta encargada para que realice una orden de trabajo.

Figura 9. Descripción del Flujo del Proceso de Mantenimiento en Planta



Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

Una vez reportada la falla del equipo o condición sub-estándar a la persona encargada de la generación de órdenes de trabajo, esta valora si es orden de trabajo menor u orden de trabajo normal de acuerdo al instructivo para la elaboración de órdenes de trabajo. Si se determina que es orden de trabajo menor, se genera la orden, se valora y se coordina su ejecución con el grupo de mantenimiento de primera línea, por parte del coordinador de la planta. Luego, se informa al supervisor del área con un día de anticipación en el informe escrito del reporte del coordinador. El operador prepara el equipo y la documentación

requerida para el personal de mantenimiento, de acuerdo al Manual de Permisos de Trabajo Vigente y al Manual de Aislamiento Seguro de Plantas y Equipos.

Si la valoración (de acuerdo al instructivo para la elaboración de órdenes de trabajo) de la persona encargada de realizar las órdenes de trabajo determina que es una orden de trabajo normal, se realiza en el sistema Ellipse la respectiva orden y da la valoración RAM. El coordinador del área en la reunión de priorización de mantenimiento del departamento prioriza el trabajo para la semana siguiente y lo incluye en el listado oficial de trabajos de mantenimiento programados. De acuerdo a la valoración RAM, el programador del área fija la orden de ejecución de los trabajos de mantenimiento, realiza la planeación del trabajo y luego, publica la programación semanal de los trabajos que se ejecutarán en la semana siguiente. El ejecutor de mantenimiento informa a operaciones con mínimo un día de anticipación la ejecución del trabajo. Seguido, lleva el formato de permiso de trabajo y realiza el Análisis para trabajo seguro (ATS). El operador, luego, valida la información del ejecutor y prepara el equipo y la documentación requerida de acuerdo al Manual de Permisos de Trabajo Vigente y al Manual de Aislamiento Seguro de Plantas y Equipos. De tratarse de un equipo rotativo, lo entrega de acuerdo a los protocolos de cambio de custodia.

Concluida la labor, el personal de mantenimiento informa a operaciones y hace entrega del trabajo o equipo. Si aplica cambio de custodia, se llenan los formatos. Luego, se realiza el cierre del permiso de trabajo y el registro, y el cierre de la orden de trabajo en el sistema Ellipse.

Si la falla que se presenta en la planta compromete la integridad de las personas, el medio ambiente o afecta parcial o totalmente la producción de acuerdo a la evaluación RAM es H o VH, el coordinador del área declara la orden de trabajo de emergencia. Esto implica diligenciar el formato de declaratoria de emergencia para la GRB para la aprobación del Jefe de Departamento y la Gerencia de Producción.

Si este evento se presenta durante el fin de semana, la persona que esté de llamado por la planta diligencia el formato y lo firma para la aprobación del jefe de turno de operaciones. Una vez aprobada la orden de acuerdo al procedimiento para trabajos emergentes, se ejecuta la actividad en forma continua hasta re establecer la condición normal de la planta o equipo.

Cuando se crea una orden de trabajo y en el momento de definir el alcance del trabajo por la persona encargada de realizar la planeación se determina que con la labor de mantenimiento se cambiaría el diseño del equipo o la planta; la orden de trabajo queda en espera de cumplir el procedimiento para la formulación de control de cambios de Planta. Solo se ejecutará la reparación o modificación cuando se cumplan todos los requisitos del procedimiento de control de cambios. Cuando se presenta una falla y se puede continuar operando sin que represente un alto riesgo para las personas o la integridad de la planta y que para su corrección solo se puede efectuar con la planta fuera de servicio, se genera la orden de trabajo para el mantenimiento en parada de planta, la cual entra al listado maestro de trabajos con parada de planta.

### **1.5.2 Proceso de mantenimiento día a día**

Este proceso es el encargado de todas las actividades relacionadas con aquellos trabajos que se realizan para la conservación de la capacidad productiva y cuyas ejecuciones se puede realizar con las unidades productivas en operación. El

proceso comprende la planeación, programación y ejecución de las órdenes de trabajo para el mantenimiento día a día.

**Secuencia de Actividades.** Los procesos de mantenimiento día a día son la secuencia de actividades que determinan el qué, cómo, cuánto, quién y cuándo al momento de realizar alguna actividad.

El qué es el alcance de la orden de trabajo (OT), tareas, secuencia, etc.

El cómo son las normas técnicas y de seguridad asociadas con cada tarea, variables de control y uso de herramientas.

El cuánto son los recursos, horas-hombre, herramientas y materiales, propios o contratados, tipo o especialidad y cantidades requeridas, duración y presupuestación de la OT, agrupadas en procedimientos o planes de trabajo.

El quién es el proceso ejecutor, frente de trabajo, supervisor asignado y nombres específicos de los recursos utilizados.

El cuándo son las fechas del calendario asignadas a través de una programación para el período y afinadas, finalmente, mediante una programación diaria.

Esta secuencia de actividades y la metodología que se sigue son usadas con el fin de optimizar el uso de los recursos y garantizar la disponibilidad de los activos de la refinería.

**Realización de un Evento Menor.** Se conoce como evento menor cualquier actividad de revisión y/o reparación que involucre máximo a dos personas y que no supere de 4-6 horas o hasta 8 horas, en el máximo caso, para su ejecución.

Estos eventos menores son dirigidos con el Supervisor de Mantenimiento de la Planta, en la reunión diaria de cierre de actividades. Esta reunión se realiza entre el Supervisor del Turno de Operaciones y el Supervisor de Mantenimiento de la planta, todos los días de lunes a viernes. Estas actividades son programadas para ejecutarse el día siguiente. Una vez recibida la reparación a conformidad, la persona designada podrá cerrar la falla de control.

**Realización de una Orden de trabajo.** Se entiende por orden de trabajo la creación de una solicitud de ejecución de un trabajo de mantenimiento para algún equipo o planta en particular el cual está definido en el *software* de ellipse. Dicho trabajo puede ser correctivo (CO), mejorativo (ME), preventivo (PV) o predictivo (PD). La orden de trabajo es creada por el supervisor que valoró la falla de control elaborada por el operador del área y la dirige, según su especialidad, a los planeadores de cada frente como lo son: metalistería (MT), instrumentos y controles (IC), electricidad (EL), mecánica (ME) y contratación (CC). En la orden de trabajo se debe especificar si la ejecución de la reparación se ejecutará con el grupo de trabajo de mantenimiento día a día de plantas (MDD), mantenimiento con parada de planta (MPP), contratación de mantenimiento de plantas (CDMGRC) o grupo de soporte y apoyo técnico a la producción (IMC). Luego de ejecutada la labor solicitada, el supervisor ejecutor de mantenimiento cerrará la orden de trabajo de origen con su respectiva documentación de soporte de las correcciones realizadas.

### **1.5.3 Objetivos del Plan de Mantenimiento.**

Los objetivos del plan de mantenimiento en la Unidad de Servicios Industriales Balance son asegurar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos y procesos de la unidad, y aportar, oportunamente, los recursos necesarios para brindar el apoyo continuo a los procesos en la ejecución de acciones correctivas, predictivas, preventivas y de mejoramiento.

**Actividades Preventivas.** Son acciones que ejecutan con calidad los programas de mantenimiento preventivo, por condición, correctivo, OT, y eventos menores que garantizan la disponibilidad requerida de los equipos de la planta sin sacar la unidad productiva de servicio.

**HSE de Mantenimiento.** Estos planes garantizan la seguridad de las personas de mantenimiento, la infraestructura operativa de GRB y eliminan y/o minimizan los efectos en el ecosistema atribuibles a las actividades de mantenimiento mediante la implementación de las mejores prácticas de HSE.

**Gestión de Costos.** Las gestiones de costo optimizan los costos de mantenimiento, con el fin de contribuir a la rentabilidad del negocio implementando las mejores prácticas.

**Seguimiento.** Definir, registrar y dar seguimiento a las acciones preventivas, correctivas y mejorativas del proceso.

Para asegurar la confiabilidad de los equipos y su disponibilidad el proceso de mantenimiento de Servicios Industriales de Balance, está conformado por tres subprocesos cuyo alcance se detalla a continuación.

**Planeación.** Este subproceso inicia con la recepción de la orden de trabajo clasificada y termina con la orden de trabajo con alcances, recursos calculados (costos, mano de obra, equipos, herramientas), procedimientos definidos y lista para programar.

**Programación.** Este subproceso inicia con las órdenes de trabajo planeadas y termina con la edición del programa semanal de las órdenes de trabajo de mantenimiento listas para ejecutar y la distribución del personal asignado a las plantas.

**Ejecución.** Este subproceso comprende desde el alistamiento (preparativos, traslado de materiales, equipos y herramientas al sitio), hasta la emisión del permiso de trabajo, la ejecución de las órdenes de trabajo, eventos para mantenimiento de rutina, emergencias, el cierre del permiso y el registro final de toda la información concerniente a los trabajos realmente realizados.

El proceso de mantenimiento día a día se inicia con la recepción de una orden de trabajo planeada y programada, y termina con la entrega de la custodia del equipo a operación de plantas y la retroalimentación de la información a toda la organización a través de la herramienta informática y los documentos en papel que la organización defina (cierre de la orden de trabajo).

#### **1.5.4 Proceso de Reparación de Equipo Mayor**

Un proceso de reparación de equipo mayor de planta se define como la secuencia de actividades que debe seguirse para llevar a cabo la reparación programada de

un equipo mayor. Estas actividades se encuentran orientadas a mejorar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos que la componen, a través de la ejecución de trabajos de mantenimiento planeados y cuya realización requiere poner el equipo mayor fuera de servicio.

El proceso se inicia con la identificación de necesidades de trabajos con el equipo mayor fuera de servicio, comprendiendo el recibo, planeación, programación y ejecución de las órdenes de trabajo no preventivas, cuyo proceso ejecutor sea MPP (mantenimiento con parada de planta), y termina con la entrega de la custodia del equipo reparado a la Coordinación de Operación de Planta. Una vez las ventanas de integridad del equipo y la calidad de los servicios producidos van a los usuarios, la documentación del proceso y la retroalimentación de la información se difunde a toda la organización.

Las metas a conseguir cuando se realiza un mantenimiento de equipo mayor son: disminuir el número de días con el equipo mayor fuera de servicio para ejecutar la reparación, garantizar la confiabilidad operacional durante la corrida del equipo reparado, garantizar la calidad de los trabajos ejecutados durante la reparación, garantizar la ejecución de los trabajos conforme a las políticas de seguridad de la empresa, eliminar el efecto sobre el ecosistema atribuibles a fallas en la ejecución del proceso mantenimiento a equipo mayor de la Unidad de Servicios Industriales de Balance, ejecutar los trabajos en concordancia con el alcance y presupuesto establecidos, disminuir la posibilidad de que se presenten paradas de emergencia y ejecutar eficazmente los trabajos que se realizan en parada tendientes a incrementar la duración de la corrida del equipo.

## **1.6 Planteamiento del Problema**

La Planta Eléctrica U-2950 de la Unidad de Balance suministra el 70% de la energía consumida en la Gerencia Refinería Barrancabermeja. Mantener una

confiabilidad en dicha unidad es muy importante para la estabilidad de la producción de Ecopetrol S.A y el cumplimiento de los compromisos con sus clientes.

En los últimos años el departamento de Servicios Industriales se ha retado al aumento de la disponibilidad de sus equipos, basados en una política de mantenibilidad Proactiva (predictivo, preventivo) del 80% y correctivo del 20%, esperando que la U-2950 sea más confiable.

Actualmente las metas de disponibilidad de equipos no han logrado los resultados esperados, puesto que se han presentado fallas repetitivas en los equipos generadores de energía, así como en los sistemas estáticos y rotativos auxiliares al sistema, afectando el suministro de energía y la confiabilidad de las plantas generadoras eléctricas, incrementando los costos de mantenimiento y de operación de la unidad.

## **1.7 OBJETIVOS**

### **1.7.1 Objetivo General**

Realizar un modelo de mantenimiento utilizando la metodología RCM y aseguramiento de la información para los Turbogeneradores de la planta eléctrica U-2950 de la refinería de Barrancabermeja.

### **1.7.2 Objetivos Específicos**

Establecer la metodología para determinar el nivel de criticidad de los equipos la U-2950 basados en las prioridades de la gestión del riesgo con base en la metodología AMFE (análisis modal de fallos y efectos).

Realizar la caracterización del plan de mantenimiento de los equipos de mayor criticidad basados en la metodología RCM tomando como base la norma ISO 14224.

Asegurar la estrategia de recolección y aseguramiento de la calidad de los datos de mantenimiento utilizando la base de datos de información corporativa ellipse.

### **1.8 JUSTIFICACIÓN DEL PLAN PROPUESTO**

Estableciendo los niveles de criticidad de los equipos y aplicando las teorías del RCM a los Turbogeneradores de la U-2950, se logrará optimizar los planes de mantenimiento, con el objetivo de mejorar las disponibilidad y confiabilidad, aplicándose una política de mantenibilidad adecuada, lo cual se verá reflejado en la disminución de los costos de mantenimiento por la optimización de los tiempo de reparación y aumento de tiempo entre falla, teniendo como base la aplicación de la norma ISO-14224.

## 2 MARCO TEORICO

### 2.1 GESTIÓN DEL MANTENIMIENTO

Entendemos por Gestión del Mantenimiento, la realización de diligencias encaminadas a determinar, organizar y administrar los recursos del mantenimiento, con el objeto de lograr la más alta disponibilidad de los equipos con sano criterio económico<sup>1</sup>.

La selección de un modo de gestión de mantenimiento se hace con base en las necesidades específicas de cada empresa; existen suficientes diferencias y alternativas entre las diferentes opciones. La escogencia individual del modo de gestión del mantenimiento es indiferente del momento y estado que viva la empresa, puede llegar a ser uno de los grandes pecados estratégicos que conduzcan a resultados deficientes de mantenimiento en el mediano o largo plazo.

Se debe proceder con un diagnóstico inicial integral, tener muy claro con qué instrumentos se cuenta y cuáles faltan por desarrollar; en especial tener un panorama claro de la ubicación física de los equipos relevantes y/o críticos con sus curvas de tasas de fallas, de tal forma que haya coherencia entre los estados de los equipos y el modo de gestión que se desea implementar. El comentario es que en parte la decisión debe partir de la premisa de la fase en que se encuentra en la curva de la bañera los equipos importantes, las unidades de producción y sobretodo la empresa en conjunto.

---

<sup>1</sup> GONZÁLEZ B., Carlos Ramón. Especialización en Gerencia de Mantenimiento 2007. Principios de Mantenimiento, pág. 28.

### **2.1.1 mantenimiento correctivo**

Consiste en permitir que un equipo funcione hasta el punto en que no puede desempeñar normalmente su función. Se somete a reparación hasta corregir el defecto y se desatiende hasta que vuelva a tener una falla y así sucesivamente. Este tipo de mantenimiento es el más común y conocido por los encargados, jefes e ingenieros de mantenimiento. Por lo general obliga a un riguroso conocimiento del equipo y de las partes susceptibles a falla, a un diagnóstico acertado y rápido de las causas.

Esta forma de mantenimiento ocasiona grandes pérdidas por no tomar en cuenta los costos de producción generados por el paro imprevisto del equipo. El mantenimiento correctivo se justifica cuando el equipo no se halla en una línea de producción o punto crítico del proceso, no ocasiona serios trastornos a la producción o al mantenimiento.

Se llama Equipo Crítico al que:

- Su paro interrumpe el flujo normal de producción.
- Causa problemas ambientales ó de seguridad.
- Desperdicia energía.
- Su paro ocasiona demoras en la entrega a los clientes.
- Es costoso de mantener.
- Requiere reparaciones frecuentes.
- Sus repuestos son difíciles de conseguir.

Por lo tanto, el simple hecho de que un equipo no sea catalogado como un equipo crítico según las anteriores consideraciones, es una justificación para aplicar el mantenimiento correctivo en este equipo. Sin embargo, estas justificaciones deben revisarse periódicamente hasta comprobarse que efectivamente el paro imprevisto de este equipo no ocasiona trastornos graves a la producción, ya que la consideración de crítico puede variar con el tiempo.

El mantenimiento correctivo no es puramente esperar a que un equipo falle para proceder a repararlo, tiene una connotación mucho más importante en el proceso operativo del sistema de mantenimiento; es decir, cualquiera que sea el tipo de gestión siempre termina en el correctivo. En síntesis puede decirse que *“el mantenimiento correctivo puede ser planificado mediante acciones proactivas ó no planificado como solución a emergencias”*, este último es seguramente el tipo de gestión más costoso y que más problemas ocasiona, ya que:

- Requiere más personal para las actividades de mantenimiento.
- Paros continuos que amenazan la producción.
- El lucro cesante es siempre mayor.
- Ocasiona malestar en el personal y es fuente de conflictos.
- Los equipos pueden sufrir daños irreparables.
- Se compromete la calidad del producto.

### **2.1.2 mantenimiento preventivo**

Es el 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 imprevistas de los equipos o daños mayores que afecten la vida útil de las máquinas<sup>2</sup>. Se pueden lograr bajos costos y un tiempo mínimo de parada con un balance apropiado entre el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo.

Puede prevenir que las fallas ocurran en mal momento, sensar cuando la falla está próxima a ocurrir y repararla antes de que ocurra el daño.

*“Cada vez que un equipo es intervenido, está expuesto a un daño potencial, es excesivamente costoso reemplazar componentes prematuramente”.*

Para lograr los plenos beneficios del mantenimiento preventivo, su programa mínimo se debe complementar con un buen análisis, planificación y programación de los trabajos, así como también se debe establecer una documentación operativa mínima y funcional. Los elementos básicos del mantenimiento preventivo son:

- Parte a inspeccionar.
- Instante en que debe inspeccionarse.
- Control sobre el cumplimiento de la inspección.

---

<sup>2</sup> GONZÁLEZ B., Carlos Ramón. Especialización en Gerencia de Mantenimiento 2007. Principios de Mantenimiento, pág 39.

Usualmente se le asocia con una frecuencia determinada a la cual se realizan las inspecciones y actividades de mantenimiento. Existen tres razones para hacer mantenimiento preventivo:

- Prevenir las fallas.
- Detectar el comienzo de la falla.
- Descubrir una falla oculta.

Desafortunadamente, no es posible prevenir todas las fallas de los equipos, pero eso no significa que nuestra habilidad para realizar las tareas de mantenimiento preventivo deba terminar allí. Evitar que una pequeña avería se convierta en un daño mayor, puede hacerse por medio de la detección y prevención oportuna de la avería. La inspección es el elemento fundamental del Mantenimiento Preventivo, consiste en observar cuidadosa y detenidamente el estado del elemento en cuestión, buscando desgastes, desajustes, piquetes, erosiones, grietas, fisuras, etc., y registrar detalladamente las observaciones en documentos destinados para tal fin.

El intervalo de inspección debe estar basado en la estabilidad, el propósito y el grado de uso. Si los registros iniciales indican que el equipo permanece dentro de la precisión requerida en las calibraciones sucesivas, los intervalos se pueden ampliar. Si por el contrario, el equipo requiere ajustes o reparaciones frecuentes, el intervalo se debe acortar.

Los registros del equipo proveen información para propósitos de otro mantenimiento preventivo. Toda orden de trabajo sobre un equipo se debe registrar en una base de datos donde se pueda buscar por equipo el historial de

fallas y reparaciones, estos proveen información vital para el análisis de efectividad del sistema de mantenimiento.

Las partes esenciales que se deben incluir en un registro son:

- Número de identificación del equipo.
- Nombre del equipo.
- Producto/Grupo/Clase de equipo.
- Localización.
- Uso de lecturas de medida.
- Intervalos de mantenimiento.
- Uso por día.
- Último mantenimiento preventivo vencido.
- Siguiendo mantenimiento preventivo vencido.
- Tiempo del ciclo para mantenimiento preventivo.
- Oficios requeridos, número de personas y el tiempo para cada uno.
- Partes requeridas.

### **2.1.3 mantenimiento predictivo**

El mantenimiento predictivo estudia la evolución temporal de ciertos parámetros, para asociarlos a la ocurrencia de fallas, con el fin de determinar en que período de tiempo esa situación va a generar escenarios fuera de los estándares, para así poder planificar todas las tareas proactivas con tiempo suficiente para que esa

avería nunca tenga consecuencias graves ni genere paradas imprevistas de equipos.

La predicción del comportamiento de los parámetros se hace a través de las ciencias: matemáticas, estadísticas, proyectivas, prospectivas, correlacionales, aleatorias, univariantes, bivariantes y multivariantes, etc. Una de las características más importantes de este tipo de acción de mantenimiento es que no debe alterar el funcionamiento normal del equipo mientras se está aplicando<sup>3</sup>.

La inspección y evaluación de los parámetros se puede realizar en forma periódica o en forma continua, dependiendo de diversos factores como son: el tipo de actividad, los tipos de falla por diagnosticar y la inversión que se quiera realizar.

Algunas ventajas del mantenimiento predictivo son:

- Reduce el tiempo de parada al conocer exactamente qué componente es el que falla.
- Permite seguir la evolución de un defecto en el tiempo.
- Optimiza la gestión del personal de mantenimiento.
- Realiza la verificación de la condición de estado y monitoreo en tiempo real de la maquinaria, tanto la que se realiza en forma periódica como la que se hace de carácter eventual.
- Maneja y analiza un registro de información histórica vital, a la hora de la toma de decisiones técnicas en los equipos.

---

<sup>3</sup> MORA G., Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios – Enfoque Sistemático Kantiano. Pág 266.

- Define los límites de tendencia relativos a los tiempos de falla o de aparición de condiciones no estándares.
- Posibilita la toma de decisiones sobre la parada de un equipo en momentos críticos.
- Facilita la confección de formas internas de funcionamiento o compra de nuevos equipos.
- Provee el conocimiento del historial de actuaciones, para ser utilizada por el mantenimiento correctivo.
- Facilita el análisis de las averías.
- Aplica el análisis estadístico del sistema.

El principal inconveniente del mantenimiento predictivo es de tipo económico. Para cada equipo es necesaria la instalación de equipos de medición de parámetros que puedan ser: presión, pérdidas de carga, caudales, consumos energéticos, caídas de temperatura, ruidos, vibraciones, agrietamientos, etc. Las técnicas de mantenimiento predictivo aplicables a componentes del tren de potencia de equipos mineros son:

- Inspección visual, acústica y al tacto de componentes
- Tomografía
- Vibraciones
- Análisis de aceite

**Inspección visual, acústica y al tacto de componentes.** La permanente vigilancia durante la operación o el mantenimiento de equipos, juega un rol importante en los instrumentos avanzados para detectar fallas o condiciones fuera del estándar. La presencia visual de desgastes, situaciones anormales y ruidos



Algunas de las fallas que se pueden evidenciar con el control de temperatura son: daños en rodamientos, defectos en sistemas de refrigeración, sistemas de generación de calor o manejo energético, depósitos y sedimentos de materiales no deseados, daños en aislamientos, condiciones no estándares en sistemas eléctricos, etc.

**Vibraciones.** La razón principal para analizar y diagnosticar el estado de una maquina es determinar las medidas necesarias para corregir la condición de vibración, reducir el nivel de las fuerzas vibratorias no deseadas y no necesarias. De manera que, al estudiar los datos, el interés principal deberá ser la identificación de las amplitudes predominantes de la vibración, la determinación de las causas, y la corrección del problema que ellas representan.

El establecimiento de patrones en condiciones normales de operación, permite diferenciar de situaciones fuera del estándar, esto se logra con una de las metodologías más certeras en el diagnóstico y monitoreo de equipos y componentes, a través de las vibraciones<sup>4</sup>. Detecta defectos internos como: desalineaciones de rodamientos y poleas, desequilibrios dinámicos, desgastes de engranajes, sobrecargas, ejes defectuosos, etc., (figura 11).

Las etapas seguidas para medir y/o analizar una vibración, que constituyen la cadena de medición, son:

- Etapa Transductora.
- Etapa de acondicionamiento de la señal.
- Etapa de análisis y/o medición.
- Etapa de registro.

---

<sup>4</sup> AGUILAR LEÓN, German Stephan. Vibraciones Mecánicas. Universidad Industrial de Santander-UIS. Posgrado en Gerencia de Mantenimiento. Cartagena, 2007. Pág. 16.

Figura 11. Medición de vibraciones.



Fuente: Monografía de grado Sistema de Gestión del mantenimiento Proactivo para tren de potencia en equipos mineros de Cerromatoso S.A.

Para la medición de vibraciones en el exterior de las máquinas y en las estructuras hoy en día se utiliza fundamentalmente los acelerómetros. El acelerómetro tiene la ventaja respecto al velocímetro de ser más pequeño, tener mayor rango de frecuencia, y poder integrar la señal para obtener velocidad o desplazamiento vibratorio.

El sensor de desplazamiento se utiliza para medir directamente el movimiento relativo del eje de una máquina respecto a su descanso. Para la selección adecuada del sensor se debe considerar, valor de la amplitud a medir, temperatura de la superficie a medir y fundamentalmente el rango de las frecuencias a medir.

**Análisis de aceite.** La detección temprana de fallas de la máquina y el desgaste anormal, es a lo que frecuentemente se refiere como el dominio exclusivo del análisis de aceite en el campo del mantenimiento. El análisis de aceite es un extenso campo que comprende cientos de pruebas individuales, que proporcionan beneficios significativos mediante la valoración de una o más de las propiedades

de un lubricante o máquina. Muchas de las pruebas proporcionan información sobre los aceites nuevos, en las que se evalúan las propiedades físicas, químicas o de lubricación, para el control de calidad, desarrollo de productos y clasificación de desempeño de productos<sup>5</sup>.

Figura 12. Análisis de aceites.



Fuente: Monografía de grado Sistema de Gestión del mantenimiento Proactivo para tren de potencia en equipos mineros de Cerromatoso S.A.

El análisis de aceite en uso, difiere substancialmente del análisis de aceite nuevo, el objetivo del análisis de aceite en uso, es evaluar la condición de los aceites que están en servicio y evaluar la condición de las máquinas que son lubricadas. En aplicaciones de monitoreo de condición de maquinaria, el lubricante sirve simplemente como el vehículo de información que es generada en la máquina en la forma de contaminación o partículas de desgaste.

---

<sup>5</sup> TROYER, Drew, FITCH, Jim. Oil Analysis Basics en Español. Noria Corporation. México. 2004. Pág. 36.

En el análisis de aceite en uso, se realizan regularmente un pequeño número de pruebas para soportar decisiones importantes acerca de la máquina y del lubricante. Esencialmente, el análisis de aceite se efectúa para mejorar la calidad en las decisiones de mantenimiento de la máquina y lubricación. Hay tres categorías importantes del análisis de aceite:

- **Análisis de las propiedades de los fluidos:** esta categoría del análisis de aceite trata de la evaluación de las propiedades físicas, químicas y de los aditivos del aceite.
- **Análisis de contaminación:** los contaminantes son materia externa que se introduce al sistema desde el medio ambiente o es generada internamente. La contaminación compromete la confiabilidad de la máquina y promueve la falla del lubricante. El análisis de aceite asegura que las acciones encaminadas al cumplimiento de la meta de control de contaminación se mantengan.
- **Análisis de partículas de desgaste:** cuando los componentes se desgastan, generan partículas. El monitoreo y análisis de las partículas generadas permite a los técnicos detectar y evaluar condiciones anormales para que se puedan hacer e implementar decisiones de mantenimiento efectivas para controlar el desgaste.

**Conteo de partículas.** El método de conteo de partículas proporciona la cantidad de partículas que hay en el aceite en un rango específico de tamaños por volumen de fluido (usualmente por ml o 100 ml). La concentración de partículas y sus datos de distribución deben expresarse en términos de Códigos de niveles de

contaminación sólida ISO 4406 y NAS 1638. Las partículas pueden ser contadas manualmente con técnicas de microscopio óptico (test de parche), o automáticamente usando contadores de partículas ópticos o de bloqueo de poro (figura 13). Estándares aplicables: ISO 11171, ISO 4406, ISO 11500.

Figura 13. Contador de Partículas Minilab 5200.

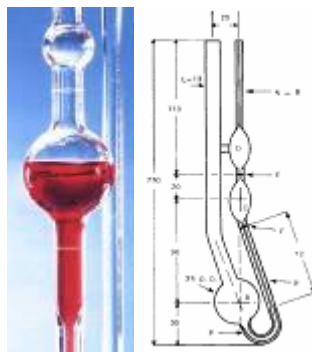


Fuente: [www.assetweb.com](http://www.assetweb.com)

**Prueba de Viscosidad.** La viscosidad cinemática es la medida de la resistencia de un fluido a fluir bajo fuerzas gravitacionales. Se determina midiendo el tiempo en segundos, que requiere un nivel determinado de fluido para fluir una distancia conocida, bajo gravedad a través de un capilar de un viscosímetro calibrado, bajo una presión y temperatura controlada estrechamente (figura 14). Este valor puede convertirse a las unidades de centistokes (cSt) o Segundos Saybolt Universales (SUS o SSU).

El reporte de viscosidad sólo es válido cuando se reporta la temperatura a la que la prueba se efectuó, por ejemplo 32 cSt @ 40°C. La viscosidad afecta la operación del equipo, pérdidas por fricción y el espesor de la película de aceite.

Figura 14. Prueba de viscosidad.



Fuente: Monografía de grado Sistema de Gestión del mantenimiento Proactivo para tren de potencia en equipos mineros de Cerromatoso S.A.

Aún los cambios más modestos en la viscosidad pueden afectar adversamente el desempeño y estabilidad del lubricante causando posiblemente contacto metal-metal y desgaste. El cambio en la viscosidad del lubricante es un síntoma común de la presencia de otros problemas. Estándares aplicables: ASTM D 445.

**Espectroscopía Infrarroja por Transformadas de Fourier (FTIR).** FTIR es un método que proporciona un medio rápido para monitorear múltiples parámetros del aceite simultáneamente. Para realizar esta prueba, se hace pasar una cantidad de espesor fijo de aceite al instrumento FTIR y se transmite energía infrarroja a través de la muestra de aceite (figura 15).

La energía infrarroja es absorbida en diferentes frecuencias por diferentes propiedades del aceite, sus aditivos y contaminantes. Se aplica una Transformada Rápida de Fourier (TRF) para crear un espectro de frecuencia de energía infrarroja atenuada, o energía infrarroja transmitida (método preferido). El espectro del aceite en uso se compara con la línea de base de un aceite nuevo idéntico para analizar los contaminantes como hollín, agua, glicol, combustible, solventes químicos, aditivos inhibidores de oxidación y antidesgaste, y degradación causada por nitración, oxidación y sulfatación (figura 16).

La espectroscopía infrarroja es única porque evalúa los componentes que constituyen la muestra de aceite a nivel molecular. Esta información es muy útil cuando se desea identificar la existencia de compuestos como aditivos y productos derivados de la oxidación.

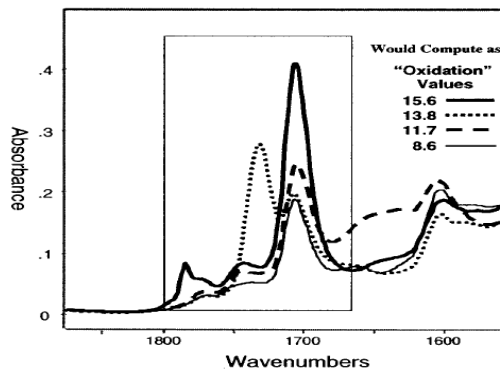
Figura 15. Espectroscopia Infrarroja FTIR.



Fuente: [www.shell.ca/lubesolutions](http://www.shell.ca/lubesolutions)

La contaminación por agua, hollín, glicol, aceites de relleno incorrectos y solventes químicos puede monitorearse usando FTIR. El analista o el software buscan un pico espectral a frecuencias de absorción específicas llamadas números de onda. El hollín produce un cambio en el espectro de banda ancha, por ello se selecciona un número de onda en donde no ocurre ninguna actividad para la medición de hollín.

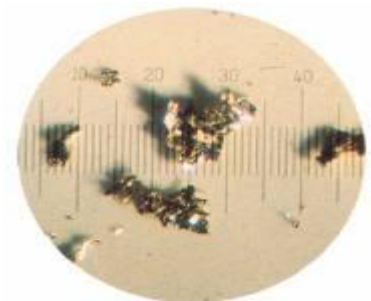
Figura 16. Espectros de aceite usado



Fuente: ASTM E-2412. Standard practice for Condition monitoring of used lubricants by Trend analysis using Fourier Transform Infrared (FT-IR) Spectrometry.

**Ferrografía Analítica.** La ferrografía analítica implica el análisis de partículas de desgaste depositadas en un portaobjetos para hacer un ferrograma o en una membrana para analizar el filtrograma (figura 17). El análisis de la morfología de la partícula (forma), color, tamaño, capacidad de reflexión, apariencia de la superficie, detalle de los bordes, angulosidad, contenido de elementos y concentración relativa proporcionan al analista pistas acerca de la naturaleza, gravedad y causa raíz del problema de desgaste.

Figura 17. Ferrografía analítica.



Fuente: Monografía de grado Sistema de Gestión del mantenimiento Proactivo para tren de potencia en equipos mineros de Cerromatoso S.A.

**Contenido de Agua por Karl Fischer.** La prueba Karl Fischer se desarrolla comúnmente después de que la muestra es inspeccionada con la prueba de crepitación en plancha caliente o FTIR. Karl Fischer reporta el contenido de agua como concentración en porcentaje o en partes por millón (ppm) del agua “total” (libre y disuelta) en la muestra de aceite (figura 18). En la prueba, el aceite es titulado con un reactivo Fischer estándar que contiene yodo a un punto final electrométrico. La exactitud de la prueba se ve afectada por la presencia de aditivos que contienen azufre como los agentes anti-desgaste, inhibidores de corrosión y agentes anti-rayado EP.

Figura 18. Prueba Karl Fischer.



Fuente: [www.shell.ca/lubesolutions](http://www.shell.ca/lubesolutions)

El agua corroe el hierro y superficies de acero, acelera la corrosión, agota y degrada los aditivos, promueve la oxidación del aceite básico y reduce la efectividad del lubricante. Grandes cantidades de agua forman emulsiones persistentes que al unirse con productos de oxidación insolubles forman lodo y pueden dañar de manera significativa la confiabilidad de la máquina. Además, el agua libre puede causar la formación de depósitos duros quebradizos en las superficies de los cojinetes y promover el desarrollo de bacterias. Estándares aplicables: ASTM D1744, ASTM D6304-98.

**Espectroscopía de Elementos.** La espectroscopia de elementos cuantifica la presencia de materiales inorgánicos disueltos y no disueltos por elemento. La mayoría de los espectrómetros usados en la actualidad para análisis de aceite son

del tipo de emisión atómica. Estos instrumentos trabajan por la exposición de la muestra a temperaturas extremas generadas por un electrodo de alto voltaje o por plasma inductiva (figura 19).

El calor extremo volatiliza los átomos provocando que estos emitan energía en forma de luz. Cada elemento atómico emite luz a una frecuencia específica. El espectrómetro cuantifica la cantidad de luz generada a cada frecuencia y calcula la concentración de cada elemento (hierro, plomo, estaño, etc.) en partes por millón (ppm) o partes por billón (ppb).

La mayoría de los espectrómetros reportan la concentración de 15 o más elementos. Los elementos reportados pueden proporcionar un indicador de incremento en la generación de desgaste, ingreso de contaminación o agotamiento de ciertos elementos aditivos. La espectroscopía de emisión atómica está limitada al tamaño de la partícula.

Figura 19. Espectroscopia de emisión atómica.



Fuente: [www.shell.ca/lubesolutions](http://www.shell.ca/lubesolutions)

La mayoría de los espectrómetros reportan la concentración de 15 o más elementos. Los elementos reportados pueden proporcionar un indicador de incremento en la generación de desgaste, ingreso de contaminación o

agotamiento de ciertos elementos aditivos. La espectroscopía de emisión atómica está limitada al tamaño de la partícula.

Los metales disueltos y las partículas suspendidas de hasta aproximadamente 2 micrones se detectan con gran precisión. La precisión de detección disminuye según aumenta el tamaño de la partícula hasta 5 micrones. Las concentraciones de elementos pueden ser muy imprecisas para partículas mayores a 5 micrones. Estándares Aplicables: ASTM D4951.

**Análisis de motores eléctricos.** Comúnmente las únicas herramientas usadas por el personal de mantenimiento para detectar fallas en motores han sido un megger (medidor de aislamiento) y un ohmímetro.

Desdichadamente la información brindada es muy general y no precisa la zona de falla del motor en estudio. Es muy fácil el diagnóstico erróneamente si se confía solo en los resultados de un megger.

Por ejemplo, un corto entre espiras o entre fases puede perfectamente estar disparando un motor y al medir el aislamiento este está en buen estado. Ya que estas fallas aunque son un problema de aislamiento en el devanado podrían estar aisladas completamente de tierra y por lo tanto el megger no las detecta. Este tipo de anomalías deteriora rápidamente el devanado lo cual resultara en un futuro reemplazo u “overhaul” del motor.

También se ha usado el análisis por vibraciones para detectar fallas en el rotor, estator y excentricidad.

Sin embargo no preguntamos, estamos realmente diagnosticando todas las zonas posibles de falla en un motor?. Realmente la respuesta es simple, ni vibraciones,

ni un ohmímetro ni un megger logran revisar todas las zonas de falla de un motor, entonces, la tecnología predictiva que está aplicando en su planta es suficiente para evaluar todos los componentes que pueden causar la falla de un motor?.

Las pruebas eléctricas aplicadas a un motor deben de ser confiables y nos deben dar un diagnóstico completo de todas las zonas o áreas de falla de un motor. Las pruebas a realizar deben incluir pruebas tanto con motor energizado como con motor detenido. Las pruebas con motor detenido son de particular importancia en aquellos casos en que un motor se esté disparando y su puesta en funcionamiento puede terminar de dañarlo, o en el caso de pruebas de puesta en marcha al instalarse un nuevo equipo de producción.

Para el diagnóstico de un motor, se han establecido las siguientes zonas o áreas de fallas.

**Circuito de Potencia.** Generalmente se establece desde el Centro de Control del Motor (CCM) hasta la caja de bornes del mismo, e involucra a todos los conductores con sus bornes, interruptores, protecciones térmicas, fusibles, contactores y cuchillas.

**Aislamiento.** Cuando hablamos de la condición de aislamiento nos referimos a la resistencia que existe entre este a tierra (RTG, en inglés). La RTG indica que tan limpio o sano está un aislamiento. Para que se de una falla a tierra, deben de ocurrir dos cosas. Primero debe crearse un camino de conducción a través del aislamiento. Conforme el aislamiento envejece se fisura y posibilita que se acumule material conductor. Segundo, la superficie exterior del aislamiento se contamina de material conductor y conduce suficiente corriente a la carcasa o núcleo del motor que está conectado a tierra.

**Estator.** En un estator es importante el diagnosticar: los devanados, el aislamiento entre vueltas, juntas de soldado entre las espiras y el núcleo del estator o laminaciones. Tal vez, la falla más común es un corto entre vueltas, esto reduce la habilidad de producir un campo magnético balanceado. Esto a la vez trae otras consecuencias como un aumento en la vibración de la máquina, y por ende degradación del aislamiento y daños a los rodamientos del motor. Generalmente este tipo de cortos aumenta la temperatura y el corto se expande a un corto entre espiras y eventualmente destruye todo el motor. Aún más grave que esta es la falla entre fases, un corto de este tipo acelera rápidamente la destrucción del motor.

**Rotor.** Cuando nos referimos a la condición de un rotor se deben de revisar; las barras, laminaciones y los anillos de corto circuito. Una barra rota genera un calor intenso en la zona de ruptura y puede destruir el aislamiento cercano a las laminaciones y el devanado estático colapsara. Desdichadamente, muchas veces, los problemas en las barras del rotor no son fácilmente detectables con tecnologías comunes y se obvia como causa-raíz.

**Excentricidad (entrehierro).** El rotor de un motor / generador debe estar centrado, existe un claro entre estos denominado “Air Gap”, si este Air Gap no está bien distribuido en los 360° del motor se producen campos magnéticos desiguales. Se ha discutido ampliamente el efecto adverso que provocan estos campos magnéticos desiguales que a la larga resultará en una falla en el aislamiento y falla en los rodamientos. Este problema se le conoce como excentricidad, existen básicamente dos tipos, la estática en la cual el rotor esta descentrado pero fijo en un lugar generalmente este tipo de problemas es causado cuando los alojamientos de los roles están desalineados, por un inadecuado alineamiento o por que la carcasa del motor fue torcida cuando se instalo en su base.

**Calidad de energía.** La calidad de energía ha sido ignorada en muchos casos por el personal de mantenimiento y sin duda es una zona de falla con mucha influencia en la vida de un motor. Existen varios factores involucrados en la calidad de energía; distorsión armónica tanto de voltaje como de corriente, picos de voltaje, desbalances de voltaje y factor de potencia son algunos de estos.

El diagnosticar el problema en un motor debe involucrar todas las zonas de falla presentes como lo son: Calidad de energía, circuito de potencia, aislamiento, estator, rotor y excentricidad, para ello deben de utilizarse tanto tecnologías dinámicas como estáticas. Y estas deben de ser de tipo no destructivas para no acelerar el daño en el motor.

Actualmente se utiliza el equipo MCEmax fabricado por PdMA para todas las zonas de falla en un motor y es considerado la herramienta más completa para el diagnóstico eléctrico de motores, tanto estática como dinámicamente a la fecha. Este equipo permite probar tanto motores de inducción, sincrónicos, de rotor devanado y de corriente directa. Se han probado motores desde menos de 1 HP hasta 2000 HP, realmente el tamaño no importa.

La tecnología dinámica es de particular importancia para diagnosticar anomalías en aquellos motores que por razones del proceso productivo no pueden ser detenidos. Y la tecnología estática es vital para revisar aquellos motores que se dispararon por algún motivo y su puesta en funcionamiento es peligrosa para el motor. O para revisar aquellos motores que han sido reparados por un taller de reparación de motores y se quiere tener certeza de que están aptos para funcionamiento.

#### **2.1.4 mantenimiento proactivo**

El mantenimiento proactivo es un modo de gestión de mantenimiento, dirigido fundamentalmente a la detección y corrección de las causas que generan el desgaste y que conducen a la falla de la maquinaria. Una vez que las causas inmediatas que generan el desgaste han sido localizadas, no se debe permitir que éstas continúen presentes en la maquinaria ya que, de hacerlo, su vida y desempeño se ven reducidos.

La longevidad de los componentes de los equipos depende de que los parámetros de causa de falla sean mantenidos dentro de límites aceptables, utilizando una práctica de detección y corrección de las desviaciones según el programa de proactivo. Límites aceptables significa que los parámetros de causas de falla están dentro del rango de severidad operacional que conducirá a una vida aceptable del componente en servicio<sup>6</sup>.

El mantenimiento proactivo se define como la metodología en la cual el diagnóstico y las tecnologías de orden predictivo son empleados para lograr aumentos significativos de la vida de los equipos y disminuir las tareas de mantenimiento, con el fin de erradicar o controlar las causas de fallas de los equipos. Mediante este mantenimiento lo que se busca es la causa raíz de la falla, no sólo el síntoma.

El proactivo representa el próximo paso en la evolución hacia un mantenimiento planeado y dentro de este procedimiento el personal de mantenimiento lleva estadísticas específicas sobre los equipos por monitorear para cumplir con los

---

<sup>6</sup> MORA G., Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas industriales o de servicios – Enfoque Sistemático Kantiano. Pág. 279.

requerimientos necesarios. La táctica proactiva evita elevados costos de inversión en mantenimiento de maquinaria y en la reposición de la misma.

*“El Mantenimiento Proactivo es una técnica enfocada a la identificación y corrección de las causas que originan las fallas en equipos, componentes e instalaciones industriales, esta técnica implementa soluciones que atacan la causa de los problemas y no los efectos”.*

Este tipo de mantenimiento disminuye los costos del mantenimiento y aumenta la productividad de la maquinaria. Sin embargo, en la práctica en muchas empresas no se ha logrado por falta de capacitación del personal. Siempre que se aplique una estrategia de mantenimiento proactivo, son necesarios tres pasos para asegurar que los beneficios se conseguirán.

Como el mantenimiento proactivo, por definición, involucra el control y monitoreo continuo de las causas de falla en la maquinaria, el primer paso es fijar un objetivo o estándar, asociado con cada causa de falla. En el análisis de aceite, las causas de falla de mayor importancia, se relacionan con la contaminación del fluido (partículas, humedad, calor, refrigerante, etc.) y la degradación de aditivos.

Sin embargo, el proceso de definición de objetivos precisos y desafiantes (por ejemplo, un alto nivel de limpieza) es sólo el primer paso. Mantener el control de las condiciones del fluido dentro de estos objetivos debe ser logrado y sostenido.

Este es el segundo paso hacia el mantenimiento proactivo y con frecuencia incluye una auditoria de las causas por las que el fluido se contamina y entonces eliminar sistemáticamente esos puntos de entrada. Frecuentemente se requiere mejorar la

filtración y el uso de separadores para alcanzar los objetivos de mantenimiento proactivo.

El tercer paso es la acción vital de crear un círculo de retroalimentación que proporciona un programa de análisis de aceite. Cuando ocurre alguna excepción (por ejemplo, resultados anormales por arriba de los objetivos), se pueden implementar inmediatamente acciones correctivas.

Utilizando el mantenimiento proactivo como estrategia, el control de contaminación se convierte en una actividad disciplinada de monitoreo y de altos niveles de control de limpieza, en lugar de una burda actividad de monitoreo de niveles de tierra<sup>7</sup>.

Cuando los beneficios de extensión de vida del mantenimiento proactivo son acompañados por los beneficios de detección temprana del mantenimiento predictivo, se tiene como resultado un comprensivo programa de mantenimiento basado en condición.

Mientras que el mantenimiento proactivo se dirige al control de las causas de falla, el mantenimiento predictivo se dirige a la detección de fallas incipientes de las propiedades del fluido y de los componentes de la máquina, como rodamientos y engranes.

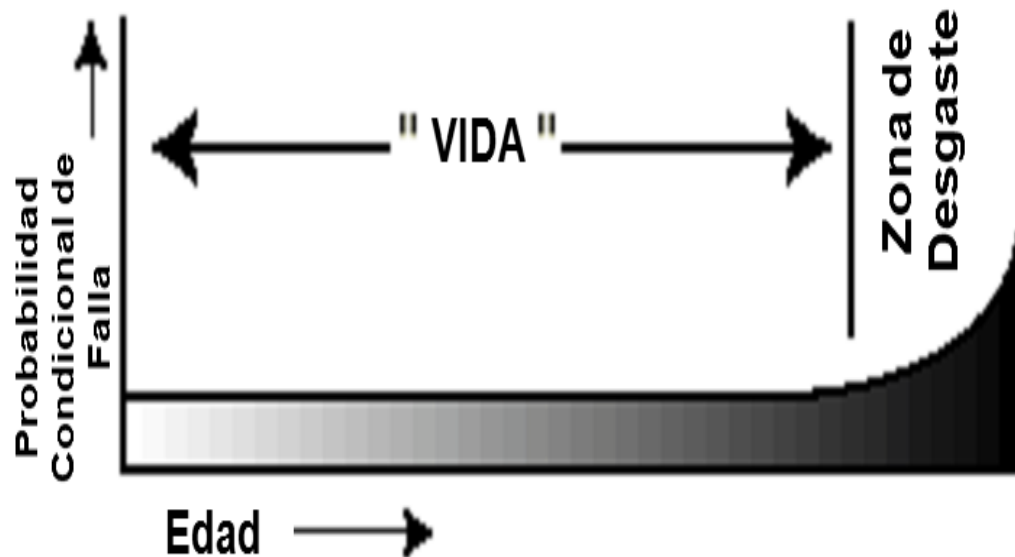
---

<sup>7</sup> TROYER, D. Oil Analysis Basic en Español. Noria Corporation. 2004. Pág. 12.

## 2.2 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

**2.2.1 Historia del RCM.** EL 1974, EL Departamento de Defensa de los Estados Unidos le asignó a la empresa United Airlines preparar un informe sobre los procesos usados por la industria de la aviación civil para elaborar programas de mantenimiento para los aviones, este informe fue realizado por F. Stanley Nowlan Director de Análisis de Mantenimiento de United Airlines y Howard F. Heap, Gerente de Planeación del Programa de Mantenimiento de United Airlines, el documento fue publicado en 1978 y fue titulado Mantenimiento Centrado en Confiabilidad<sup>8</sup> o RCM por sus siglas en inglés Reliability-Centered Maintenance.

Figura 20. Perspectiva Tradicional de las Fallas de los equipos



Fuente: Reliability-Centered Maintenance RCM II, Jhon Moubray

<sup>8</sup> MOUBRAY. JHON. Reliability-Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc, 1997. P. 318.

El RCM se desarrolló debido a que en las teorías de mantenimiento de la época siempre habían relaciones causa efecto entre el mantenimiento programado y la confiabilidad operacional, esta suposición estaba basada en la creencia intuitiva de que las partes mecánicas se desgastaban y que la confiabilidad de cualquier equipo estaba directamente relacionada con la edad operacional<sup>9</sup> (ver figura 20) , el único problema que había era determinar la edad límite de las partes para reemplazarlas y asegurar una operación confiable, las teorías de la primera y segunda generación del mantenimiento utilizaban como modelos los patrones de falla tradicionales como el Patrón A o curva de la Bañera que comienza con una gran incidencia de fallas (mortalidad infantil) seguida por un incremento constante o gradual de la probabilidad condicional de falla y por ultimo una zona de desgaste o el Patrón B (ver figura 20) que muestra una probabilidad condicional de falla constante o que crece lentamente y que termina también en una zona de desgaste, sin embargo a través de los años se descubrió que muchos tipos de fallas no podían ser prevenidas de forma efectiva sin importar cuán intensas fueran las actividades de mantenimiento preventivo que se realizaran debido a que las fallas no seguían los patrones tradicionales A o B, pero gracias a las investigaciones realizadas en la industria de la aviación se logró determinar que habían en realidad seis patrones de falla distintos que afectaban la confiabilidad y la disponibilidad de los equipos, con estos cambios de paradigmas se inició la tercera generación del mantenimiento en el cual las exigencias y expectativas de mantenimiento son mucho mayores lo que obligo a realizar también cambios radicales en las técnicas y teorías del mantenimiento (ver figura 21)

**2.2.2 Definición de RCM.** La Norma SAE JA1011 define el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad de la siguiente manera:

---

<sup>9</sup> NOWLAN. STANLEY. HEAP.HOWARD. Reliability-Centered Maintenance. San Francisco: U.S. Department of Commerce, 1978.P.2.

“RCM es un proceso específico usado para identificar las políticas que deben ser implementadas para administrar los modos de falla que pueden causar fallas funcionales en cualquier activo físico en su contexto operacional<sup>10</sup>”

En el Libro de RCM II de Jhon Moubray el autor plantea la siguiente definición:

“RCM es un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual<sup>11</sup>”.

“El RCM es el proceso usado para determinar el enfoque más efectivo del mantenimiento esto implica identificar acciones que cuando se toman reducen la probabilidad de falla de la forma más costo-efectiva buscando una mezcla optima de acciones basadas por condición, acciones basadas en ciclos o en tiempo o el enfoque de operar hasta que falle<sup>12</sup>”

En conclusión el RCM es un proceso que permite determinar las tareas mínimas de mantenimiento (Correctivo, Preventivo y Predictivo) necesarias para que los activos cumplan con su función en su contexto operacional. Los principales componentes del RCM están relacionados en la figura 22.

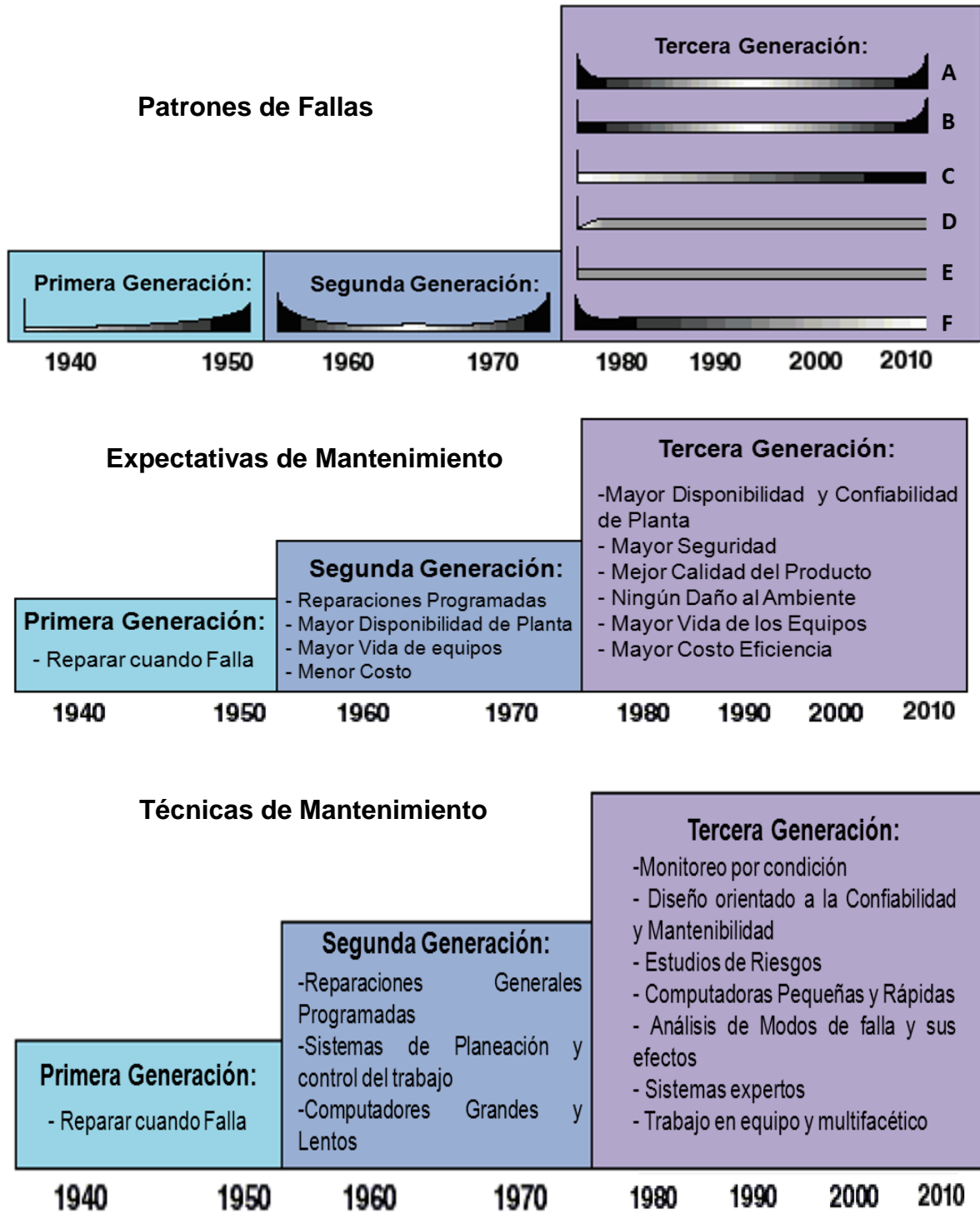
---

<sup>10</sup> SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999

<sup>11</sup> MOUBRAY. JHON. Reliability-Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc, 1997. P. 7.

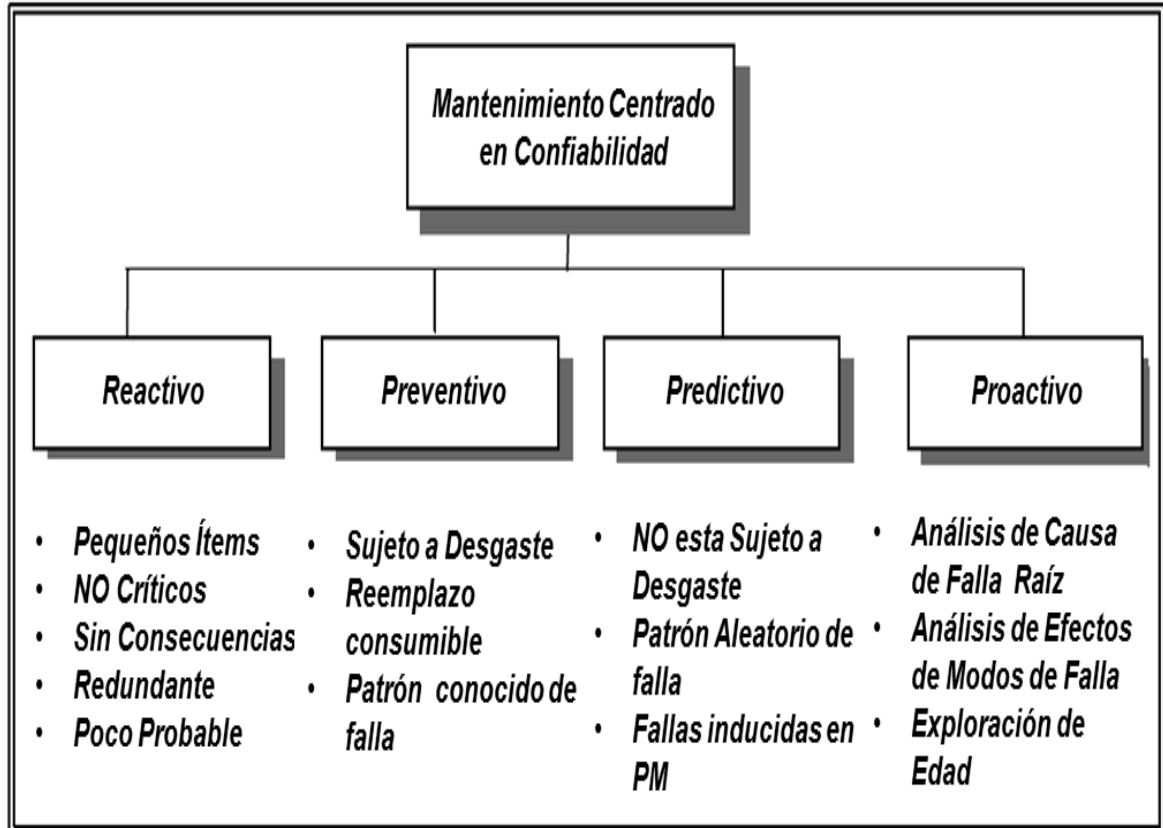
<sup>12</sup> NASA. Reliability Centered Maintenance Guide or Facilities and Collateral Equipment. 2000. P. 1-1

Figura 21. Cambios en los Puntos de Vista sobre las fallas de los Equipos, Expectativas y Técnicas de Mantenimiento



Fuente: Reliability-Centered Maintenance RCM II, Jhon Moubray

Figura 22. Componentes de un Programa de RCM



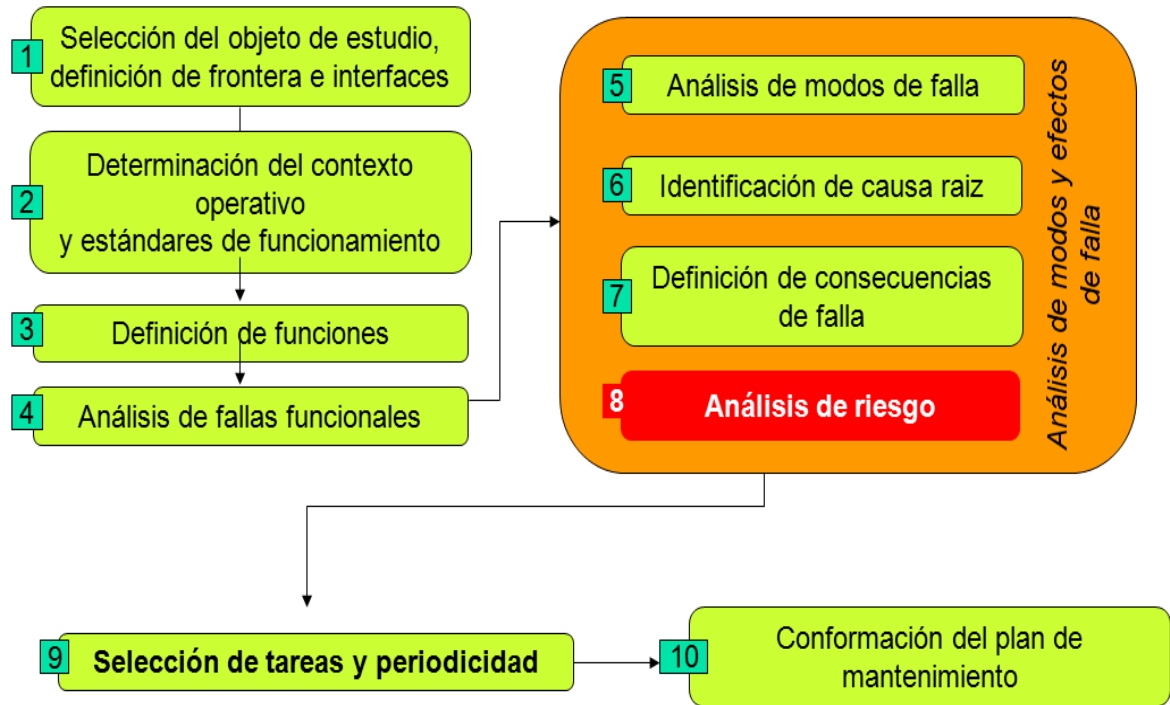
Fuente: NASA Reliability Centered Maintenance Guide or Facilities and Collateral Equipment.

**2.2.3 RCM: Las Siete Preguntas Básicas.** El RCM plantea siete preguntas básicas acerca del activo o sistema que se quiere revisar:

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
- ¿En qué sentido es importante cada falla?

- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir la falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada

Figura 23. Diagrama de Flujo del Proceso de RCM



Fuente: Memorias Curso Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. Daniel Ortiz Plata

**2.2.4 Funciones.** Parámetros de Funcionamiento y Contexto Operacional, el primer paso en el proceso del RCM es definir las funciones básicas de cada activo en su contexto operacional, o sea determinar qué es lo que los usuarios quieren que haga y asegurar que es capaz de realizarlo, las funciones se dividen en dos categorías:

Funciones primarias, estas son la razón de ser del activo o para que se adquirió el activo

Funciones Secundarias, son las funciones adicionales que cumple el activo, estas están relacionadas con confort, seguridad, apariencia, protección, regulaciones ambientales, etc.

**2.2.5 Fallas Funcionales.** Estas se presentan cuando el activo no cumple una función primaria o secundaria de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable, se responde a la pregunta ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?.

**2.2.6 Análisis de Modos de Fallas.** Después de identificar las fallas funcionales hay que identificar los hechos que posibles que puedan haber causado cada estado de falla se responde la pregunta ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?, dentro de estos modos de fallas se incluyen las causadas por deterioro o desgaste, por errores humanos (operadores y personal de mantenimiento) y por errores de diseño. Los modos de falla pueden ser clasificados en tres grupos:

- Cuando la capacidad cae por debajo del funcionamiento deseado, las cinco causas de la pérdida de la capacidad son, deterioro, fallas de lubricación, polvo o suciedad, desarme y errores humanos
- Cuando el funcionamiento deseado se eleva encima de la capacidad inicial, esto se presenta cuando hay sobrecarga deliberada sobre el activo de forma constante y sobrecarga no intencional constante o repentina
- Cuando desde el comienzo el activo físico no es capaz de hacer lo que se quiere.

**2.2.7 Efectos de Fallas.** En este paso se describe que pasa cuando ocurre un modo de falla, un efecto de falla no es lo mismo que una consecuencia de falla, el efecto de falla responde a la pregunta ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla? Mientras que una consecuencia de falla responde a la pregunta ¿Qué Importancia Tiene?, al describir un efecto de falla de hacerse constar lo siguiente:

- La evidencia de que se ha producido una falla
- La forma en que la falla supone una amenaza para la seguridad o en ambiente
- La forma en que afecta producción o la operación
- Los daños físicos causados por la falla
- Que debe hacerse para reparar la falla.

**2.2.8 Consecuencias de las Fallas.** En este paso se responde a la pregunta ¿En qué sentido es importante cada falla? para determinar cuáles son las fallas que más afectan la organización y cuáles no debido a las consecuencias de las fallas, se pueden afectar las operaciones, la calidad del producto, el servicio al cliente, la seguridad o el medio ambiente, las consecuencias se dividen en cuatro grupos, las consecuencias por fallas ocultas, consecuencias ambientales y para la seguridad, consecuencias operacionales y No operacionales.

**2.2.9 Tareas de Mantenimiento Preventivo y Predictivos.** En este paso se da respuesta a las preguntas ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir esta falla? y ¿Qué sucede si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva apropiada?, el objetivo de este punto que acciones pueden tomarse para manejar las fallas, las acciones pueden dividirse en dos categorías: Tareas proactivas y Acciones a falta de. Las tareas proactivas se llevan a cabo antes de que ocurra una falla, con el objetivo que el componente llegue a un estado de falla y abarcan las tareas de mantenimiento preventivo y predictivo pero cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva es necesario realizar “acciones a falta de”

que incluyen procedimientos de búsqueda de fallas, rediseño y mantenimiento a rotura. La factibilidad técnica de una tarea de mantenimiento se define como:

“Una tarea es técnicamente factible si físicamente permite reducir o realizar una acción que reduzca las consecuencias del modo de falla asociado, a un nivel que sea aceptable al usuario del activo<sup>13</sup>”

Al conocer los modos y efectos de las fallas y sus consecuencias, podemos determinar si la falla es merecedora de prevención, esfuerzos para predecirla, algún tipo de intervención periódica para evitarla, rediseño para eliminarla, o simplemente ninguna acción. Para realizar este proceso se debe seguir el árbol lógico de decisiones del RCM y de esta forma encontrar cuáles son las tareas adecuadas y el programa de mantenimiento a realizar a los activos físicos

## **2.3 INDICADORES DE GESTION EN MANTENIMIENTO**

**2.3.1 Tiempo Promedio entre Paradas (MTBS).** Es la frecuencia promedio de eventos de paradas de los equipos expresadas en horas, se obtiene dividiendo el total de horas operadas sobre el número de paradas. Las más exitosas operaciones que administran y mantienen equipos mineros tienen largos periodos de operación ininterrumpida o MTBS altos , el MTBS es una medida que combina los efectos de la confiabilidad inherente de la máquina y la efectividad de la gerencia de mantenimiento, la fórmula del MTBS es la siguiente:

---

<sup>13</sup> MOUBRAY. JHON. Reliability-Centered Maintenance RCM II. New York: Industrial Press Inc, 1997. P. 132.



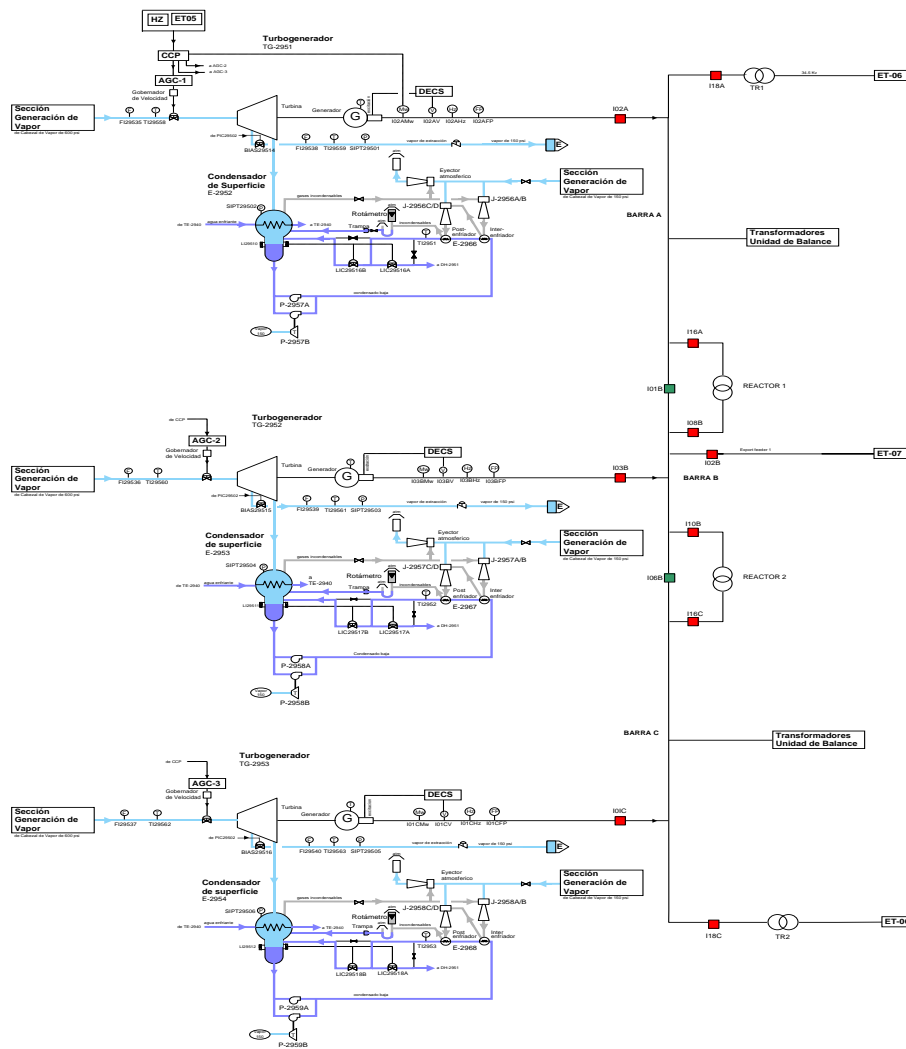
**2.3.3 Disponibilidad (A).** Es la relación entre el MTBS (frecuencia promedio de paradas) y la suma del MTBS y MTTR (Duración Promedio de paradas) y se expresa en porcentaje, se calcula con la siguiente formula

---

### 3. TURBOGENERADORES DE LA PLANTA ELECTRICA DE BALANCE

El proceso de generación de energía eléctrica se realiza a través de los turbogeneradores. Los turbogeneradores están conformados por las turbinas de vapor, el condensador de superficie y el generador eléctrico.

Figura 25. Generación de energía eléctrica en Servicios Industriales Balance



Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

### 3.1 TURBINA DE VAPOR

El objetivo de la turbina del Turbogenerador es hacer una transformación de la energía contenida en el calor suministrado por el vapor en trabajo y así mover el eje del generador a 3600 RPM para producir en él una energía eléctrica de 60 Hertz. En la tabla 3 se describen las principales características técnicas de turbina.

Tabla 3. Características Técnicas de la turbina

<b>Característica Técnicas de la Turbina</b>	
<b>Detalle</b>	<b>Característica</b>
Números de etapas de la Turbina	14 (1 curtis/13 rateau)
Máquina impulsada	Generador Eléctrico
Capacidad de la Turbina	20 MW a 3600 RPM
Rotación de la Turbina	En sentido de las agujas del reloj
Condiciones de vapor de entrada	590 Psig, 700 °F
Condición exhosto	3,5 " Hg abs. (26,31 " Hg Vacío)
Condiciones variables	700 Psig, 750° F, 3,5 " Hg (max) 590 Psig, 675 °F, 3,5" Hg (mín)
Material de la carcaza	Acero
Empaque del Eje	Anillo de Laberinto: extremo Turbina/extremo exhosto 7/3 anillos
Gobernador de velocidad	Tipo woodward totalmente Hidráulico UG – 40
Presión de Aceite de gobernación	80 Psig
Presión de Aceite de chumaceras	14 Psig
Bomba Auxiliar de Aceite de control A.C	25 HP, 3500 RPM Capacidad 161 GPM a 100 psig

Continuación Tabla 3. Características Técnicas de la turbina

Característica Técnicas de la Turbina	
Detalle	Característica
Bomba Auxiliar de Aceite de control (Turbina)	25 HP, 3500 RPM
Bomba Auxiliar de Aceite de Emergencia DC	7.5 HP, 3500 RPM Capacidad 80 GPM a 50 psig
Presión del acumulador de aceite de recarga	47 psig
Válvulas de admisión de vapor	7 Tipo venturi automático
Válvula de seguridad de la extracción	Apertura a 195 psig, Totalmente abierta para desalojar 314.000 lb/h a 215 psig
Válvula Atmosférica	Inicia apertura a 5 psig, Totalmente abierta para desalojar 246.000lb7h a 10 psig.
Temperatura de Aceite a la salida enfriador	120°F
Agua Requerida para el enfriador de aceite	62 GPM a 90°F

Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

**Gobernador de velocidad.** El control de velocidad de la turbina se efectúa por medio de un gobernador Woodward, relevador totalmente hidráulico. El gobernador controla las válvulas de vapor de entrada de 600 psig y las válvulas de extracción, a través de un sistema de servo-revelador. Una presión de 80 Psig se utiliza como aceite motriz.

Las válvulas del sistema de gobernación se mantienen cerradas por un resorte y se abren de acuerdo a una secuencia lógica y ordenada por palancas actuadas o

levas. La secuencia de apertura se puede apreciar en los datos de las características de la turbina mencionados anteriormente.

El objetivo del sistema de gobernación de velocidad es mantener prácticamente constante la velocidad indiferente de la carga por apertura o cierre de las válvulas de extracción y entrada del vapor. En la tabla 4 se presentan las características del gobernador de velocidad de las turbinas de los turbogeneradores.

Tabla 4. Característica del gobernador de velocidad.

<b>Detalle</b>	<b>UG-40</b>
Gama de velocidad.	2,2 : 1
Gama de velocidad para operación a velocidad constante.	800-1000-RPM
Presión de aceite de la bomba.	250 PSI
Fuerza motriz requerida.	1/2 H.P.
Peso.	100 libras
Rotación del eje terminal.	38°
Capacidad de trabajo.	40 lbs pie

Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

**Sistema de seguridad de la Turbina.** Un sistema de disparo permite la parada de la turbina manualmente por el desenganche de la válvula de regulación y corte

(TRIP) u operando el botón de disparo manual. Automáticamente la parada ocurre como resultado de:

- Baja presión de aceite de chumacera (7 Psig)
- Baja presión de aceite del gobernador (25 Psig)
- Sobre velocidad (3960 RPM)

En cada una de las apagadas el resultado es el mismo; las válvulas de vapor de entrada cierran, las válvulas de vapor de extracción abren, la válvula de no retorno en la línea de extracción y la válvula de disparo y regulación también cierran. En esta forma todas las fuentes de vapor de la turbina son bloqueadas y el rotor comienza a parar.

Tabla 5. Cuadro de Protecciones y Seguridad del Turbogenerador

<b>Cuadro de Protecciones y Seguridad del Turbogenerador</b>	
<b>Control</b>	<b>Descripción</b>
Alta presión de vapor	Alarma en 160#
Alta presión vapor de extracción	Alarma en 200#
Baja presión aceite chumaceras	Alarma en 10# Corte en 5#
Baja presión aceite de control	Alarmas en 75# y 65# Corte en 25#
Alta temperatura del aceite de control	Fuera del enfriador en 130 °F
Alta vibración radial	Alarma 3.1 mils Corte 4.5 mils
Alta vibración Axial	Alarmas 10 mils Corte 18 mils
Alta temperatura en la carcasa de la turbina	Alarma visual en 151 °F
Alta temperatura en el Estator del generador	Máx. 180°F

Continuación Tabla 5. Cuadro de Protecciones y Seguridad del Turbogenerador

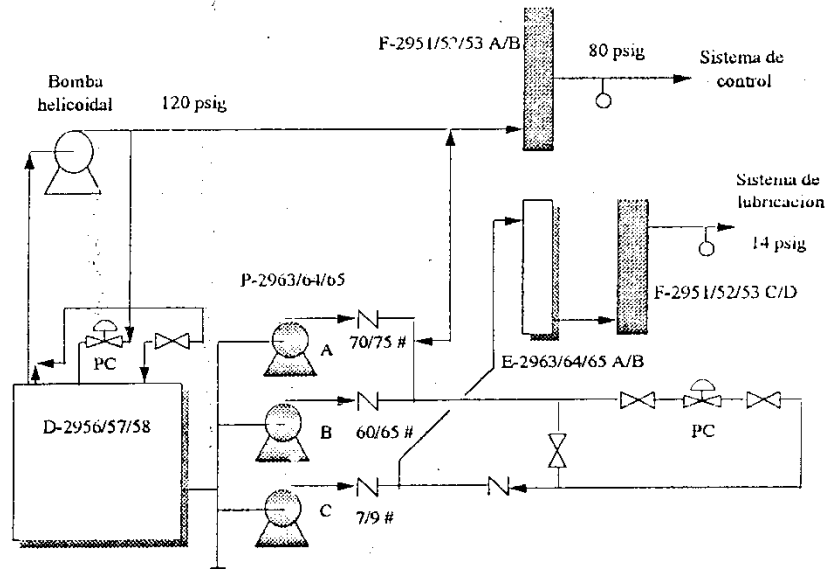
Cuadro de Protecciones y Seguridad del Turbogenerador	
Control	Descripción
Alta temperatura en las chumaceras	12 dispositivos con alarma en 212°F (100°C)
	8 dispositivos con alarma en 194°F (90°C)
Temperatura en el enfriador de aire del generador	alarma alta temperatura en 140°F
Vacío en el condensador de superficie	alarmas en 22.5 " Hg y en 27.5 " Hg

Fuente: Autores.

**Sistema de aceite de control y Lubricación.** El objetivo del aceite de gobernación es mantener una presión de 80 psi, para operación del gobernador, los cilindros hidraulicos de las válvulas de admisión, de extracción, la válvula TRIP y la de no retorno. De esta forma el aceite de gobernación llamado también de control es vital para el funcionamiento de las válvulas.

El objetivo del aceite de lubricación es proporcionar un aceite a una presión de 14 psi para lubricar y refrigerar las chumaceras de la turbina, chumaceras del generador, engranajes de impulso del gobernador, engranajes de impulso del generador, y además debe mantener la presión de 14 psi en el sistema para permitir que este cerrado el switch que permite la operación del turning gear en caso de ser necesario. De forma que el proposito general es lubricar y enfriar todas estas partes para evitar desgaste, deterioro acelerado y alteración de su funcionamiento.

Figura 26. Diagrama de flujo del sistema de aceite de lubricación y control.



Fuente: Autores.

**Equipos auxiliares del sistema de Lubricación y Control.** Los equipos auxiliares que hay para el aceite de lubricación y control son tres bombas centrífugas accionadas de diferentes maneras.

- Bomba Auxiliar de aceite impulsada por turbina
- Bomba auxiliar de aceite accionada por motor AC
- Bomba Auxiliar de aceite accionada por motor DC

**Bomba Auxiliar de aceite impulsada por turbina.** Esta bomba está instalada con el propósito de proveer aceite de control y lubricación si la presión cae a 70 psi. La bomba puede operarse manual y automáticamente. La bomba arranca en 70 psi y para en 75 psi, la capacidad de esta bomba es de 130 GPM a 115 psi.

**Bomba Auxiliar de aceite accionada por motor AC.** Esta bomba se usa en operación manual para los periodos de arranque y parada y para suministrar la presión de aceite necesarias para abrir las válvulas de vapor con que cuenta la turbina. La bomba es centrífuga y junto con el motor están montados sobre una base común. También opera automáticamente, arranca en 60 psi y para en 65 psi.

Tabla 6. Características de la bomba auxiliar AC.

Potencia de la bomba	25 Hp
Velocidad	3500 rpm
capacidad	161 GPM a 100 psi

Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

**Bomba auxiliar de aceite de emergencia DC.** La función principal de la bomba de emergencia es la de suministrar a las chumaceras y al engranaje de impulso aceite a una presión de 14 psi en caso de que la bomba principal y las otras auxiliares fallen. La bomba es de construcción Buffalo Forge ABG CRE impulsada por un motor de CD que arranca en 9 psig.

Tabla 7. Características de la bomba auxiliar AC.

Velocidad	3500 rpm
Voltaje	125 volt.
Potenica	7 1/2 HP
Capacidad	80 GPM a 50 psi.

Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

**Bomba Helicoidal.** El objetivo de la bomba helicoidal principal es suministrar e aceite de control y de lubricación con las características individuales para el funcionamiento de la unidad.

La bomba helicoidal es de tipo engranaje de desplazamiento positivo, esta ubicada en el extremo de la carcasa de vapor de alta presión. Es fácilmente removible. Esta bomba es impulsada por el eje del gobernador a través de un acople de manguito. Produce una presión de 100 psi.

**Sistema de vapor de extracción.** El objetivo del sistema de extracción es mantener la presión del cabezal de 150 psig para proporcionar el vapor requerido para los equipos de proceso de las diferentes unidades.

El vapor de extracción se obtiene después de la cuarta etapa de los TG'S 2951/2/3. A la salida del vapor de extracción hay un cheque de no retorno que opera con presión de aceite tomando esta señal del sistema de control de aceite de gobernación, de tal manera que al momento de pararse la turbina por cualquier motivo se cae la presión y la válvula cierra evitando que el vapor del cabezal se regrese hacia la turbina. También hay una válvula de seguridad que dispara cuando la presión llega a 195 Psi y una válvula bloque que permite que el vapor extraído llegue al cabezal de extracción.

El cabezal de extracción tiene una válvula de seguridad calibrada para disparar a 180 Psig. Esta línea tiene salida al cabezal principal de 150 Psig pasando antes

por las decaletadoras y también tiene facilidad para recibir vapor degradado de 600 Psig.

**Válvula de No Retorno.** La válvula de no retorno es esencialmente un disco libre de oscilación, sensitivo a la inversión de flujo actuada por el sistema de aceite de control (80 Psig). El resorte montado en el lado opuesto del cilindro da un arranque brusco para cerrar el disco pro disparo de la fuente de presión de aceite.

El propósito de la válvula no retorno es impedir la inversión de flujo de vapor de extracción para protección de las turbinas por un contra flujo de vapor.

**Sistema de sello.** El objetivo del sistema de sello es no permitir que haya intercambio de masa entre el interior de la turbina y el medio ambiente.

La válvula de control de presión de sello es una válvula massoneillan que degradan la presión del vapor de 150 psig a un rango entre 3 y 5 psig. Esta válvula funciona autor regulada por una línea que toma el vapor de 3 a 5 PSI después de la válvula y lo envía al diafragma para mantener la válvula en una posición determinada de acuerdo a la presión que hay en la línea. Si la presión de sello baja el diafragma vence la presión y la válvula, abre permitiendo aumentar presión, si la presión de sello sube esta presiona el diafragma y cierra la válvula, bajando de esta forma la presión.

**Sistema de sello de baja presión.** El objetivo es no permitir la pérdida del vacío por entrada de aire al sistema de baja. Las variables de control es una presión

entre 1 y 2 psig. La presión se controla con una válvula de globo operada manualmente.

**Sistema de sello de alta presión.** El objetivo es no permitir la salida de vapor de la zona de alta presión de la turbina hacia el medio ambiente. La variable a controlar es la presión del vapor de sello entre 3 y 5 psig. La presión se controla con una válvula massoneillan que degrada la presión de 3 a 5 psig.

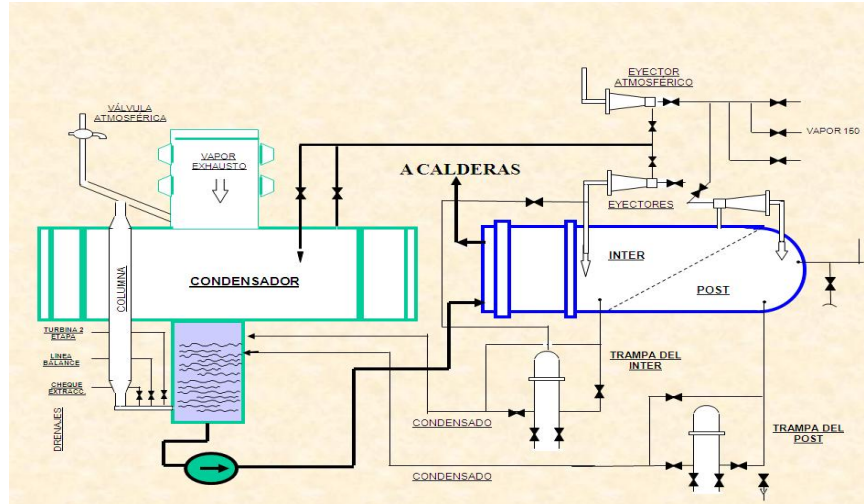
**Sistema de Glándula.** El objetivo del sistema de glándula es desalojar el vapor gastado del sistema de sello, condensando una parte del vapor y evacuando el vapor no condensado. Esto lo realiza por medio de un sistema de eyectores para mantener el vacío en la turbina, un intercambiador de calor y un drum acumulador que desaloja el condensado por rebose y mantiene un sello para impedir la entrada de aire al sistema.

Las variables importantes para controlar son el vacío entre 5 y 10" Hg y el vapor a eyector de 10 a 20 Psig.

**Sistema de drenaje.** El objetivo del sistema de drenaje es desalojar el vapor condensado presente en la turbina, en la línea de admisión y en la de extracción, cuando el turbogenerador se encuentra en operación y cuando se va a poner en servicio después de una parada. Esto se realiza principalmente para evitar golpes de ariete en la unidad.

### 3.2 CONDENSADOR DE SUPERFICIE

Figura 27. Sistema de condensador de superficie.



Fuente: Autores.

El objetivo del condensador de superficie es condensar el vapor de exhausto (gastado) de la turbina y facilitar además una presión de vacío. Este condensado recuperado es enviado al desairador DH-2951 para ser utilizado de nuevo en la generación de vapor. En la figura 8 se presenta los principales componentes del condensador de superficie.

Tabla 8. Características del Condensador de Superficie.

<b>Características Técnicas del Condensador de Superficie</b>	
<b>Descripción</b>	<b>Característica</b>
Carga del calor	190.000 BTU/Hr
Presión	3.5 " Hg.absoluta
Factor de limpieza	80%.

Continuación Tabla 8. Características del Condensador de Superficie

<b>Características Técnicas del Condensador de Superficie</b>	
Temperatura de entrada del agua de enfriamiento	90°F.
Agua circulante	19.000 Gal/min.
Velocidad del agua a través de los tubos	6,4 Ft/Seg.
Pérdidas por fricción del condensador	11 Ft de agua a 90 °F
Un condensador de superficie de vapor de	17.957 Ft <sup>2</sup>
Número de tubos	6278
Diámetro exterior de los tubos	¾ de Pulg – 16 BWG.
Material del tubo	Admiralty.
Material de los tubos de carcaza	Muntz
Longitud efectiva del tubo	14' 7 "
Tolerancia por encima de la longitud	+ 5/32`` - 0
Número de platinas de soporte	3

Fuente: Manual de Procesos de la Unidad de Servicios Industriales Balance.

**Sistema de eyectores.** El objetivo del sistema de eyectores es remover el aire y los gases no condensables del condensador de superficie del TG durante los periodos de arrancada y operación normal.

Eyectores Primarios. Su objetivo es succionar los gases y vapores no condensados en el condensador de superficie y desalojarlos en el Inter.-condensador para su recuperación.

**Eyectores Secundarios.** Su objetivo es succionar los gases y vapores no condensados en el Inter condensador y enviarlos al post condensador para recuperarlos.

**Eyector Atmosférico.** Su objetivo es succionar los gases y vapores no condensados en el condensador de superficie, cuando se empieza a perder vacío en la unidad y los eyectores primarios y secundarios no son capaz de controlarlo. El eyector atmosférico se utiliza también en las arrancadas de los turbogeneradores.

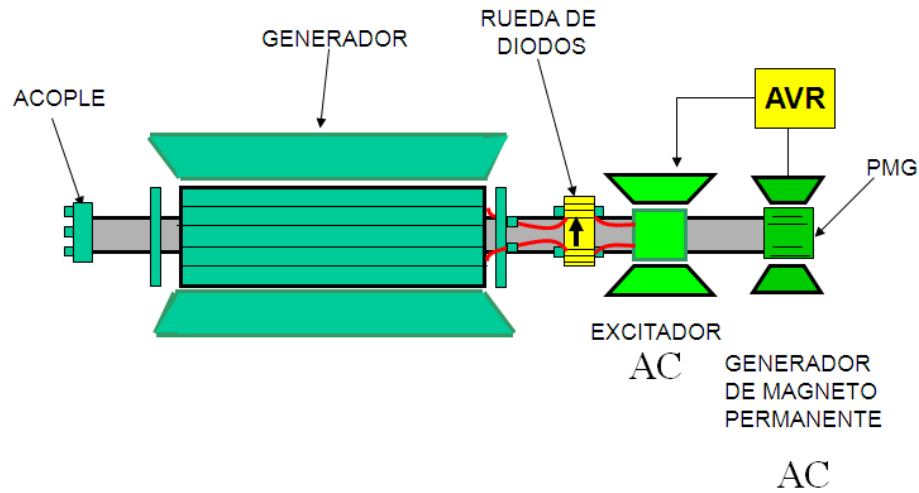
**Inter Condensador.** El objetivo del Inter condensador es condensar el vapor de operación y el vapor de arrastre del eyector primario.

**Post Condensador.** El objetivo del Post condensador es empleado para condensar el vapor de operación y el vapor arrastrado por el eyector secundario.

**Trampa en U.** El objetivo de la trampa en U es recuperar el condensado del Post condensador y enviarlo al condensador de superficie, sin que haya entrada de aire que ocasione problemas de vacío.

### 3.3 GENERADOR ELÉCTRICO.

Figura 28. Generador eléctrico Brushless



Fuente: Autores.

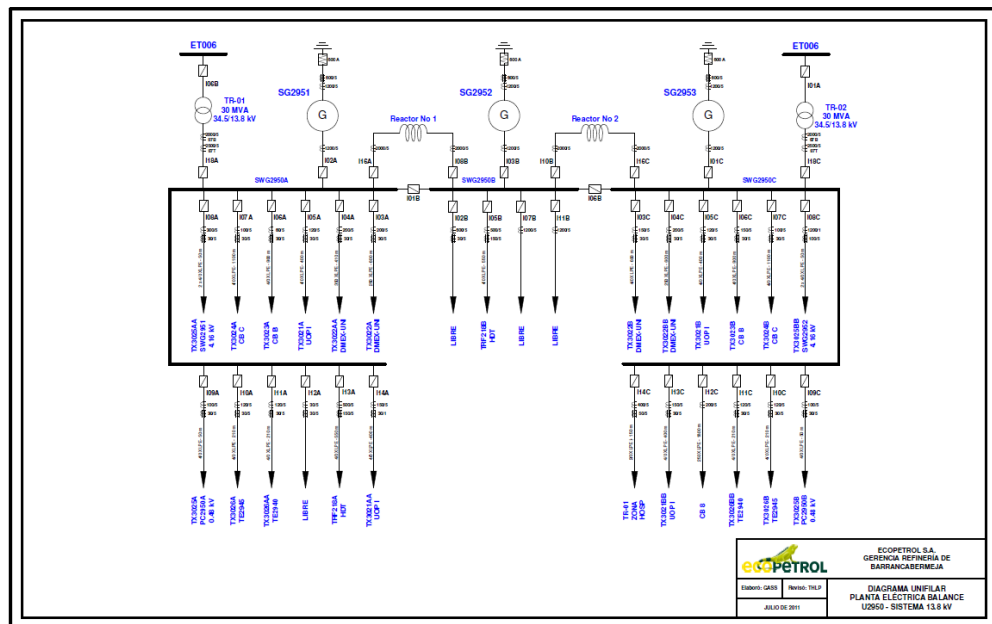
El tipo de generador utilizado en Servicios Industriales Balance es sincrónico. El Generador TG-2951-3 convierte potencia mecánica en potencia eléctrica. La frecuencia de la energía eléctrica generada en el TG-2951-3 está sincronizada con la velocidad mecánica de rotación de la turbina.

En las barras a la salida del generador se miden los megawattios, enviando la señal al Sistema de Control de Potencia (CCP). El sistema de control de potencia envía señal al gobernador de la turbina a través de la AGC-1/2/3, para regular el flujo de vapor 600 psi de admisión a la turbina para regular la potencia activa de acuerdo a los requerimientos de frecuencia de la red. En la barras de salida se mide el voltaje, Frecuencia y Factor de potencia mediante los Indicadores de señal

de cada uno, enviando señal al Sistema de Control Excitación Digital (DECS). El DECS regula el voltaje de excitación al generador para controlar el voltaje de salida.

La energía generada en los TG-2951-3 es colectada en las Barras A/B/C para ser distribuida a los usuarios. La Barra A/C alimenta los transformadores de potencia de la Unidad de Balance. La interconexión con el anillo de la GRB se realiza mediante Estaciones Transformadoras ET-06/07. La interconexión con ET-06 se realiza a través del TR-1 en la Barra A y el TR-2 de la Barra C.

Figura 29. Sistema eléctrico de 13.8 KV.



Fuente: Planos de Planta Servicios Industriales Balance

#### **4.0 ASEGURAMIENTO DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS DE EVENTOS DE MANTENIMIENTO CON OCASIÓN A FALLAS EN LOS EQUIPOS.**

Como parte de mejorar en la estrategia de un mantenimiento planteado para la U-2950, se realizó una evaluación de la manera en que se lleva la recolección de información de eventos ocurridos en los equipos de la unidad a causa de fallas ocasionadas por diferentes motivos falla en componentes, operación inadecuada de equipos, falta de mantenimiento preventivo etc.

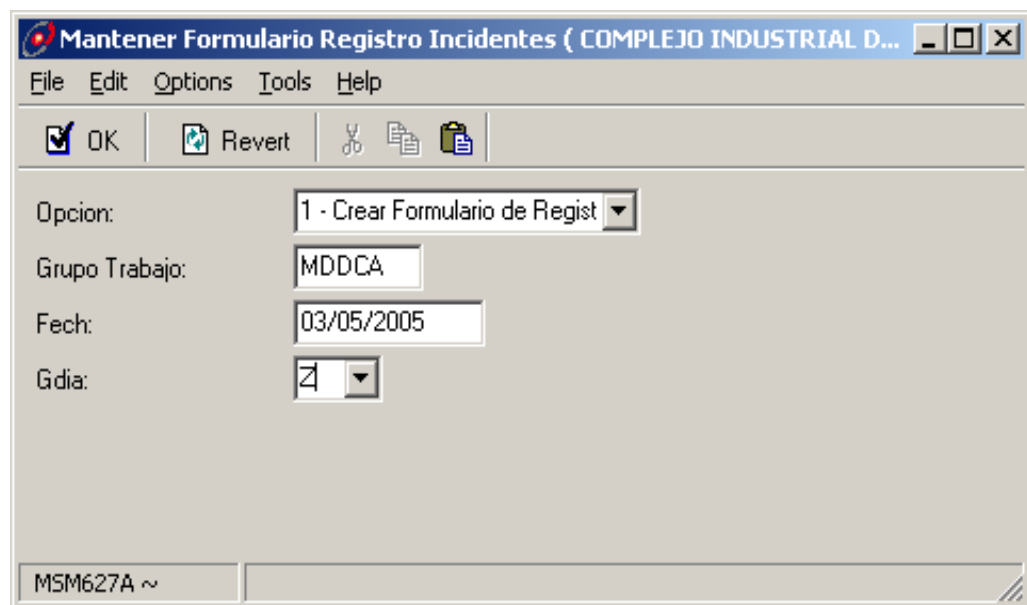
Esta información que de primera mano la tienen el operador que convive diariamente con los equipos bajo su responsabilidad, no se estaba archivando ni documentando debido al alto grado de desconocimiento que tienen los operadores sobre la plataforma de información Ellipse que es el CMMS utilizado en la refinería de Barrancabermeja de Ecopetrol S.A. Al identificarse las oportunidades de mejora, se tomó como propósito desarrollar un instructivo de fácil acceso a los operadores sobre la generación de eventos en Ellipse con el fin de que sean los operadores los que se encarguen de hacer la respectiva documentación de los eventos identificados en los equipos, lo cual ayuda a mejorar la calidad de la información recopilada, puesto que son ellos los que conocen mejor su comportamiento.

Logrando un aseguramiento del conocimiento de los operadores en la generación de eventos en la plataforma Ellipse se asegura una óptima y clara información histórica de los sucesos ocurridos en los equipos, eventos que van a ser claves para determinar las causas por las cuales fallaron los equipos y también sería utilizada para generar alertas tempranas y predecir los desperfectos que puede venir presentando un equipo en su operación, entre algunas de sus ventajas.

## 4.1 INSTRUCTIVO PARA GENERACIÓN DE EVENTOS POR PARTE DE OPERACIONES EN LA PLATAFORMA ELLIPSE.

**4.1.1 Creación de eventos.** Para crear o generar un evento se debe digitar MSO627

Figura 30. Creación de eventos.



Fuente: Sistema Ellipse de Ecopetrol S.A

Introduzca la siguiente información en esta ventana, según lo requerido:

### a. Opción:

Seleccione crear formulario de registro (En esta pantalla tiene la opción de modificar o eliminar un evento en caso que lo requiera).

**b. Grupo de Trabajo (Obligatorio):**

Siempre se debe ingresar en este campo **MDDCA** debido a que la mayoría de eventos creados por personal de operaciones es de tipo correctivo.

**c. Fecha (Obligatorio):**

Incorpore la fecha para la cual las entradas de la hoja de registro deben ser revisadas.

**d. Gdia (Obligatorio):**

Siempre se debe ingresar en este campo el turno **Z**.

Figura 31. Ingreso de Información del evento

	Inic Inicio	Descripcion Incidente	Tipo Trabajo	ID Originador	Fecha Hora	Estatus	No Equipo o REF
▶	1						
	2						
	3						
	4						

Fuente: Sistema Elipse de Ecopetrol S.A

Introduzca la siguiente información en esta ventana, según lo requerido:

**e. Inic inicio:**

Digite la hora en que ocurrió o se reporta el incidente por ejemplo: **6**

**f. Descripción Incidente:**

Ingrese una descripción breve del incidente, por ejemplo, **escape por sellos.**

**g. Tipo Trabajo:**

Ingrese el código del tipo de mantenimiento, por lo general el origen de los incidentes es de tipo correctivo: **CO.**

**h. ID Originador:**

Ingrese el registro del trabajador que reporta el incidente, (**E022XXXX**).

**i. No Equipo o REF:**

Ingrese el equipo donde se presentó el incidente, por ejemplo, **SP2106A.**

**j. Código Duración Trabajo:**

Se ingresa el código del clasificador de acuerdo a la coordinación a la que pertenezca la planta en donde ocurrió el evento.

Los códigos a utilizar los mostramos en la Tabla 9.

Tabla N°9. Códigos de clasificación de Plantas

<b>CODIGOS DE CLASIFICADORES</b>	
<b>Materias Primas</b>	
EM1	Materias Primas
EM2	Ambiental y GLP
EM3	Productos
<b>Refinación</b>	
ER1	Topping 2000, 2100 y especialidades
ER2	Topping 150, 200, 250 y VR I
ER3	Fondos
<b>Cracking</b>	
EC1	Orthoflow
EC2	Modelo IV
EC3	UOP I
EC4	UOP II
<b>Petroquímica</b>	
EP1	Poli olefinas
EP2	Aromáticos
EP3	Parafinas y Fenol
<b>Servicios</b>	
ES1	Aguas Refinería
ES2	Vapor refinería
ES3	Servicios Industriales Balance
ES4	CCP

Fuente: Sistema Elipse de Ecopetrol S.A

De acuerdo a la información que se maneja en el ejemplo, el evento creado se muestra a continuación:

Figura 32. Documentación de Información del evento

	Inic	Inicio	Descripcion Incidente	Tipo Trabajo	ID Originador	Fecha Hora	Estatus	No. Equipo o REF	Cod. Col	Modific	Código Duración Trabajo
1	06:00		ESCAPE POR SELLOS	CO	E0228109			SP2106A			ER1
2											
3											
4											

Fuente: Sistema Ellipse de Ecopetrol S.A

#### k. Acción:

En caso de que se requiera más información, se puede agregar un texto extendido, para ello se debe ubicar en la última columna y digitar la acción E.

Figura 33. Documentación Información del evento

	Estatus	No. Equipo o REF	Cod. Col	Modific	Código Duración Trabajo	Horas Duracion	Trabajo Es	Accion Correctiva	Ord. Trab	Accion
1	OPEN	SP2106A			ER1					
2										
3										
4										

Fuente: Sistema Ellipse de Ecopetrol S.A

Aparece otra ventana en la que se puede digitar la información adicional que se quiere aparezca en el evento creado.

Figura 34. Ingreso de Información adicional del evento.

MSM096B ~

Fuente: Sistema Ellipse de Ecopetrol S.A

**4.1.2 Consulta de Eventos.** Para consultar eventos realice:  
Introduzca la siguiente información en esta ventana, según lo requerido:

Figura 35. Consulta de Eventos

MSM62VA ~

Fuente: Sistema Ellipse de Ecopetrol S.A

#### **I. Grupo de Trabajo:**

Incorpore la identificación del grupo de trabajo para el cual las entradas de la hoja de registro deben ser revisadas.

Siempre se debe ingresar en este campo **MDDCA** debido a que la mayoría de eventos creados por personal de operaciones es de tipo correctivo.

La entrada es obligatoria si se incorpora la fecha (**Fech**) o el turno (**Gdia**). Si no, es opcional.

La entrada se valida contra el archivo principal del grupo de trabajo. Si este campo se deja en blanco, se mostraran las entradas para todos los grupos de trabajo.

#### **m. Fecha:**

Incorpore la fecha para la cual las entradas de la hoja de registro deben ser revisadas.

La entrada es obligatoria si se incorpora el turno (**Gdia**). Si no, es opcional.

Si este campo se deja en blanco, todas las entradas para los grupos de trabajo que satisfacen los criterios de selección restantes se exhiben, sin importar su fecha.

#### **n. Gdia (Opcional):**

Introduzca un código para restringir la búsqueda a las entradas que pertenecen el turno seleccionado. Siempre se debe ingresar en este campo el turno **Z**.

#### **o. Estatus incidente:**

Ingrese **'O'** ó **'C'** para restringir la búsqueda de items de acuerdo al estatus correspondiente. **'O'** se utiliza para eventos abiertos y **'C'** para eventos cerrados

#### **p. Originador (Opcional):**

Introduzca el registro del creador del evento (**e022XXXX**) para restringir la búsqueda a los eventos generados por la persona especificada.

**q. Referencia Equipo (Opcional)**

Incorpore una identificación del equipo para restringir la búsqueda a los artículos que corresponden al equipo seleccionado.

**r. Código Componente (Opcional)**

Introduzca un código componente para restringir la búsqueda a los artículos que corresponden al componente seleccionado. Este campo puede ser incorporado solamente si se ha incorporado una referencia del equipo. La entrada se valida contra el archivo adjunto

Tabla 10. Estándares de caracterización de equipos y componentes

<b>ESTANDARES DE CARACTERIZACION DE EQUIPOS Y COMPONENTES</b>				
<b>DESCRIPCION EQUIPO</b>	<b>PREFIJO TAG</b>		<b>CLASE EQUIPO</b>	<b>COMPONENTES</b>
<b>EQUIPOS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES</b>				
CROMATOGRAFOS Y ANALIZADORES		EA	EQUIPO ANALIZADOR	IANA, ISEA
CROMATOGRAFOS Y ANALIZADORES	AE	EA	EQUIPO ANALIZADOR	IANA, IGEM
ANALIZADOR DE INDICE DE FUSION	CMI	EA	EQUIPO ANALIZADOR	IANA-IRDI
EQUIPOS DE PRUEBA	EPR	EP	EQUIPO DE PRUEBA	IEME, IBEP
INDICADOR CONTROLADOR ANALIZADOR	AIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IMED-IRAN-IRDI
REGISTRADOR ANALIZADOR	AR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IMED-IRAN-IRDI
REGISTRADOR CONTROLADOR ANALIZADOR	ARC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IMED-IRAN-IRDI
SISTEMA DE CONTROL DISTRIBUIDO	DCS	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ISCD-ICOG-IKYB-IMOU-IIMP

Continuación Tabla 10. Estándares de caracterización de equipos y componentes

<b>ESTANDARES DE CARACTERIZACION DE EQUIPOS Y COMPONENTES</b>				
<b>DESCRIPCION EQUIPO</b>	<b>PREFIJO TAG</b>		<b>CLASE EQUIPO</b>	<b>COMPONENTES</b>
<b>EQUIPOS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES</b>				
CONTROLADOR DE FLUJO	FC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IFIN
VALVULA CONTROL FLUJO AUTO-OPERADA	FCV	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IFIN
INDICADOR CONTROLADOR DE FLUJO	FIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IRAN-IRDI-IFIN
INDICADOR TOTALIZADOR DE FLUJO	FQI	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IRDI
INDICADOR TOTALIZADOR CONTR. DE FLUJO	FQIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IRDI-IFIN
REGISTRADOR TOTALIZADOR DE FLUJO	FQR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IRAN-IRDI
REGIST. TOTALIZADOR CONTR. DE FLUJO	FQRC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IRDI-IFIN
REGISTRADOR DE FLUJO	FR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IRAN-IRDI
REGISTRADOR CONTROLADOR DE FLUJO	FRC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-IRAN-IRDI-IFIN
ONDICADOR CONTROLADOR DE NIVEL	LIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ILME-IRAN-IRDI-IFIN
REGISTRADOR DE NIVEL	LR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ILME-IRAN
REGISTRADOR CONTROLADOR DE NIVEL	LRC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ILME-IFIN
CONTROLADOR DE PRESION	PC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFIN
VALVULA DE CONTROL PRESION AUTO OPER.	PCV	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFIN
CONTROLADOR DE PRESION DIFERENCIAL	PDC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFIN
INDICADOR DE PRESION DIFERENCIAL	PDI	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IPME
INDICADOR CONTROLADOR PRESION DIFERENCIAL	PDIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IPME-IFIN
REGISTRADOR DE PRESION DIFERENCIAL	PDR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IPME-
INDICADOR CONTROLADOR DE PRESION	PIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IPME-IFIN

Continuación Tabla 10. Estándares de caracterización de equipos y componentes

<b>ESTANDARES DE CARACTERIZACION DE EQUIPOS Y COMPONENTES</b>				
<b>DESCRIPCION EQUIPO</b>	<b>PREFIJO TAG</b>	<b>CLASE EQUIPO</b>		<b>COMPONENTES</b>
<b>EQUIPOS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES</b>				
REGISTRADOR DE PRESION	PR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IPME-
REGISTRADOR CONTROLADOR DE PRESION	PRC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IPME-IFIN
INDICADOR CONTROLADOR DE VELOCIDAD	SIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IMED-IFIN
PROGRAMADOR ELECTRONICO/AIRE INST.	SPROG	LC	SISTEMA PROGRAMACION ELECTRONICA	IPROG
REGISTRADOR DE VELOCIDAD	SR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IMED-
REGISTRADOR CONTROLADOR DE VELOCIDAD	SRC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IMED-
CONTROLADOR DE TEMPERATURA	TC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ITME-IFIN
REGISTRADOR DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	TDR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ITME
REGIST. CONTROL. DIFERENCIAL DE TEMPERATURA	TDRC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ITME-IFIN
INDICADOR CONTROLADOR DE TEMPERATURA	TIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ITME-IFIN
REGISTRADOR DE TEMPERATURA	TR	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ITEM
CONTROLADOR REGISTRADOR DE TEMPERATURA	TRC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	ITME-IFIN
INDICADOR CONTROLADOR ANTIBOMBEO	UIC	LC	LAZO - EQUIPO DE CONTROL	IFME-ITME-IFIN
ANUNCIADORES DE ALARMAS Y CORTES	AAC	ME	MEDICION - INDICACION	IALA
MEDIDOR DE TIRO	DG	ME	MEDICION - INDICACION	IMED
DETECTORES DE GAS	DGA	ME	MEDICION - INDICACION	IMED
EQUIPO DE MONITOREO	EM	ME	MEDICION - INDICACION	IMED-ITME
INDICADOR DE FLUJO	FI	ME	MEDICION - INDICACION	IFME
INDICADOR DE NIVEL	LI	ME	MEDICION - INDICACION	ILME
INDICADOR DE PRESION	PI	ME	MEDICION - INDICACION	IPME

Continuación Tabla 10. Estándares de caracterización de equipos y componentes

<b>ESTANDARES DE CARACTERIZACION DE EQUIPOS Y COMPONENTES</b>				
<b>DESCRIPCION EQUIPO</b>	<b>PREFIJO TAG</b>	<b>CLASE EQUIPO</b>		<b>COMPONENTES</b>
<b>EQUIPOS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES</b>				
INDICADOR DE VELOCIDAD	SI	ME	MEDICION - INDICACION	IMED
INDICADOR DE TEMPERATURA	TI	ME	MEDICION - INDICACION	ITME
BASCULAS	W	ME	MEDICION - INDICACION	IBAL
ALARMA POR ALTO FLUJO	FSH	PP	PROTECCION DE PROCESO	IFME
CORTE POR ALTO FLUJO	FSHH	PP	PROTECCION DE PROCESO	IFME, IFIN
ALARMA POR FLUJO ALTO/BAJO	FSHL	PP	PROTECCION DE PROCESO	IFME
ALARMA POR BAJO FLUJO	FSL	PP	PROTECCION DE PROCESO	IFME
ALARMA POR ALTO NIVEL	LSH	PP	PROTECCION DE PROCESO	ILME
CORTE POR ALTO NIVEL	LSHH	PP	PROTECCION DE PROCESO	ILME, IFIN
ALARMA POR NIVEL ALTO/BAJO	LSHL	PP	PROTECCION DE PROCESO	ILME
ALARMA POR BAJO NIVEL	LSL	PP	PROTECCION DE PROCESO	ILME
CORTE POR BAJO NIVEL	LSLL	PP	PROTECCION DE PROCESO	ILME
ALARMA POR PRESION ALTA	PSH	PP	PROTECCION DE PROCESO	IPME
CORTE O ARRANQUE POR PRESION ALTA	PSHH	PP	PROTECCION DE PROCESO	IPME, IFIN, IVSO
ALARMA POR PRESION ALTA/BAJA	PSHL	PP	PROTECCION DE PROCESO	IPME, IRAN
ALARMA POR PRESION BAJA	PSL	PP	PROTECCION DE PROCESO	IPME
CORTE POR PRESION BAJA	PSLL	PP	PROTECCION DE PROCESO	IPME, IFIN
SISTEMA DE CORTE	SCORTE	PP	PROTECCION DE PROCESO	IFIN-IVSO
ALARMA POR TEMPERATURA ALTA	TSH	PP	PROTECCION DE PROCESO	ITME
CORTE POR TEMPERATURA ALTA	TSHH	PP	PROTECCION DE PROCESO	ITME, IFIN
ALARMA POR TEMPERATURA ALTA/BAJA	TSHL	PP	PROTECCION DE PROCESO	ITME, IRAN
ALARMA POR TEMPERATURA BAJA	TSL	PP	PROTECCION DE PROCESO	ITME

Continuación Tabla 10. Estándares de caracterización de equipos y componentes

ESTANDARES DE CARACTERIZACION DE EQUIPOS Y COMPONENTES				
DESCRIPCION EQUIPO	PREFIJO TAG	CLASE EQUIPO		COMPONENTES
<b>EQUIPOS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES</b>				
CORTE POR TEMPERATURA BAJA	TSSL	PP	PROTECCION DE PROCESO	ITME, IFIN
CARGADORES DE BATERIA	CBA	RE	RESPALDO	ICBA
INVERSORES DE CORRIENTE	INV	RE	RESPALDO	IINV
UNIDADES DE RESPALDO	UPS	RE	RESPALDO	IUPS
CIRCUITO CERRADO DE TELEVISION	CCTV	TL	TELECOMUNICACIONES	ICOC, ICOG, IVHS, ICAM
TELEFAX	FAX	TL	TELECOMUNICACIONES	IFAX
INTERCOM	ITC	TL	TELECOMUNICACIONES	IITC, IRED
PLANTAS TELEFONICAS	PTL	TL	TELECOMUNICACIONES	IPTL, ICOM, IMOD, IBBA, ICBA
RADIOS, CENTRACOM, REPETIDORAS	RAD	TL	TELECOMUNICACIONES	IRAD, ICOC, IANT
SISTEMA DE SUPERVISION DE SEGURIDAD	SSS	TL	TELECOMUNICACIONES	IPLC, ICOM
SISTEMA DE TRANSMISION DE VOZ	STX	TL	TELECOMUNICACIONES	IRED, ITCS, IOLT, IMUX
TELEFONOS	TEL	TL	TELECOMUNICACIONES	ITEL, IRED
SISTEMA DE CASCADA, VAR. PRINCIPAL ES FLUJO	SFIC, SFRC.	UP	UNIDAD PRODUCTIVA	
SISTEMA DE CASCADA, VAR. PRINCIPAL ES NIVEL	SLIC, SLRC	UP	UNIDAD PRODUCTIVA	
SISTEMA DE CASCADA, VAR. PRINCIPAL ES PRESION	SPIC, SPRC	UP	UNIDAD PRODUCTIVA	
SISTEMA DE CASCADA, VAR. PRINCIPAL ES TEMPERATURA	STIC, STRC	UP	UNIDAD PRODUCTIVA	
VALVULA CLOSE/OPEN	COV			IFIN, IVSO
CONTROLADOR INDICADOR MANUAL	HIC, HICV			
INTERRUPTOR MANUAL	HS			
VALVULA DE CONTROL MANUAL	HV, HCV			

Continuación Tabla 10. Estándares de caracterización de equipos y componentes

ESTANDARES DE CARACTERIZACION DE EQUIPOS Y COMPONENTES				
DESCRIPCION EQUIPO	PREFIJO TAG	CLASE EQUIPO		COMPONENTES
<b>EQUIPOS DE CONTROL Y TELECOMUNICACIONES</b>				
CLORINADORES	KL			IALG
CONTROLADOR LOGICO PROGRAMABLE	PLC			IPLC
VALVULA DE SEGURIDAD	V1D, V1T, V1E	PP	PRPTECCION DE PROCESO	MVSG

Fuente: Sistema Ellipse de Ecopetrol S.A

#### **s. Tipo Trabajo (Opcional)**

Introduzca un código del tipo del mantenimiento para restringir la búsqueda a los artículos que corresponden al tipo del mantenimiento seleccionado. Todas los eventos generados por personal de operaciones se identificarán por el tipo de trabajo ‘CO’ por ser de origen correctivo.

#### **t. Código Duración Trabajo (Opcional)**

Introduzca el código de las áreas responsables de clasificar los eventos que corresponden al código del clasificador seleccionado. Los códigos a utilizar los mostramos en la siguiente tabla 11.

Tabla 11. Códigos de responsables de clasificación de eventos

<b>CODIGOS DE CLASIFICADORES</b>	
<b>Materias Primas</b>	
EM1	Materias Primas
EM2	Ambiental y GLP
EM3	Productos
<b>Refinación</b>	
ER1	Topping 2000, 2100 y especialidades
ER2	Topping 150, 200, 250 y VR I
ER3	Fondos
<b>Cracking</b>	
EC1	Orthoflow
EC2	Modelo IV
EC3	UOP I
EC4	UOP II
<b>Petroquímica</b>	
EP1	Poli olefinas
EP2	Aromáticos
EP3	Parafinas y Fenol
<b>Servicios</b>	
ES1	Aguas Refinería
ES2	Vapor refinería
ES3	Servicios Industriales Balance
ES4	CCP

Fuente: Sistema Ellipse de Ecopetrol S.A

## **5. ANALISIS PARA DETERMINAR EL NIVEL DE CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS DE LA U-2950 DE SERVICIOS INDUSTRIALES BALANCE.**

Con el fin de desarrollar una metodología para la determinación de los equipos críticos de la U-2950 se tomó como fundamento el Análisis Modal de Fallos y Efectos “AMFE”, puesto que ésta es una herramienta con un alto nivel de efectividad que puede ser fácilmente desarrollada para una ejecución efectiva dentro de nuestro entorno organizacional basado en la necesidad evaluar con certeza la criticidad de los equipos de las Plantas de Servicios Industriales de Balance.

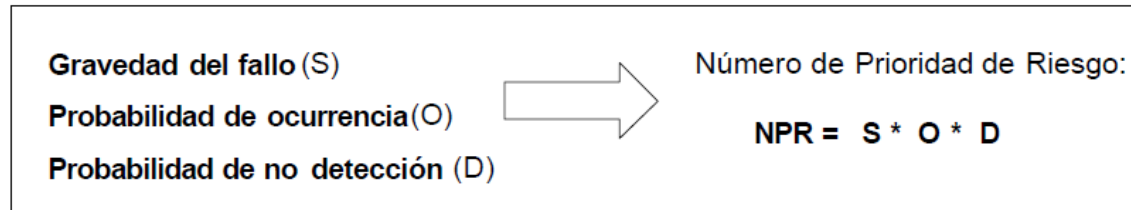
### **5.1 ANÁLISIS DE LA METODOLOGÍA AMFE**

El AMFE o Análisis Modal de Fallos y Efectos, es una herramienta de máxima utilidad en el desarrollo del proceso que permite, de una forma sistemática, asegurar que han sido tenidos en cuenta y analizados todos los fallos potencialmente concebibles. Es decir, el AMFE permite identificar las variables significativas del proceso/producto para poder determinar y establecer las acciones correctoras necesarias para la prevención del fallo, o la detección del mismo si éste se produce, evitando que productos defectuosos inadecuados lleguen al cliente.

La definición exacta por lo tanto, es la siguiente: “El AMFE o Análisis Modal de Fallos y Efectos es un método dirigido a lograr el Aseguramiento de la Calidad, que mediante el análisis sistemático, contribuye a identificar y prevenir los modos de fallo, tanto de un producto como de un proceso, evaluando su gravedad, ocurrencia y detección, mediante los cuales, se calculará el Número de Prioridad de Riesgo, para priorizar las Causas, sobre las cuales habrá que actuar para evitar

que representen dichos modos de fallo. Los siguientes términos, que aparecen en la definición anterior, son los llamados parámetros de evaluación. Más adelante se analizará cada uno de ellos.

Figura 36. NPR numero de prioridad del riesgo.



Fuente: Autores

Cuáles son los objetivos que se pretenden alcanzar cuando se Realiza un AMFE?

- Satisfacer al cliente
- Introducir en las empresas la filosofía de la prevención
- Identificar los modos de fallo que tienen consecuencias importantes respecto a diferentes criterios: disponibilidad, seguridad, etc.
- Precisar para cada modo de fallo los medios y procedimientos de detección Adoptar acciones correctoras y/o preventivas, de forma que se supriman las causas de fallo del producto, en diseño o proceso
- Valorar la eficacia de las acciones tomadas y ayudar a documentar el proceso.

**Cuándo se realiza un AMFE.** Por definición el AMFE es una metodología orientada a maximizarla satisfacción del cliente mediante la reducción o eliminación de los problemas potenciales o conocidos. Para cumplir con este objetivo el AMFE se debe comenzar tan pronto como sea posible, incluso cuando aún no se disponga de toda la información.

En concreto el AMFE se debería comenzar:

- Cuando se diseñen nuevos procesos o diseños;
- Cuando cambien procesos o diseños actuales sea cual fuere la razón;
- Cuando se encuentren nuevas aplicaciones para los productos o procesos actuales;
- Cuando se busquen mejoras para los procesos o diseños actuales.

Dentro del proceso de diseño de un producto, el AMFE es de aplicación durante las fases de diseño conceptual, desarrollo y proceso de producción.

EL AMFE se puede dar por finalizado cuando se ha fijado la fecha de comienzo de producción en el caso de AMFE de diseño o cuando todas las operaciones han sido identificadas y evaluadas y todas las características críticas se han definido en el plan de control, para el caso de AMFE de proceso. En cualquier caso, siempre se puede reabrir un AMFE para revisar, evaluar o mejorar un diseño o proceso existente, según un criterio de oportunidad que se fijará en la propia empresa.

Como regla general los archivos del AMFE habrán de conservarse durante el ciclo completo de vida del producto (AMFE de diseño) o mientras el proceso se siga utilizando (AMFE de proceso).

## **5.2 TIPOS DE AMFE**

Se pueden distinguir dos tipos de AMFE según en el marco de la gestión del proceso donde se inscriba:

Realmente el AMFE es válido para cualquier tipo de proceso entendiendo que un proceso puede ser de diseño, de fabricación, de ventas, organizativo, administrativo o de cualquier tipo de servicio. En un AMFE de proceso de fabricación se supone que el producto cumplirá la finalidad del diseño, y si se descubrieran fallos en éste, deberían ser inmediatamente comunicados a los departamentos o personas implicadas. No obstante, no corresponde a la finalidad de este AMFE analizar dichos fallos, sino que se considerará que el producto está diseñado correctamente.

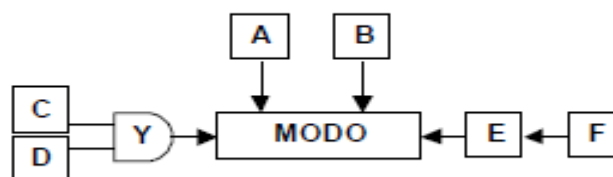
También hay que decir que entre el AMFE de proceso y diseño existe una correlación: los AMFE de diseño y proceso siguen uno al otro en una secuencia lógica. Mientras que el AMFE de diseño puede haber identificado una deficiencia del proceso (agujeros sin taladrar), como la causa de un modo de fallo particular de un componente o equipo, esta deficiencia es recogida como modo de fallo de proceso por el AMFE de proceso, siendo analizada más detenidamente con el fin de hallar por qué puede fallar el proceso (broca rota).

### 5.3 CONCEPTOS

Un modo de fallo puede estar originado por una o más causas.

Éstas, pueden ser independientes entre sí, tales como la A o la B de la figura.

Figura 37. Modos de fallo



Fuente: Autores

También pueden combinarse entre ellas, es decir, que el modo de fallo está condicionado a que se presenten ambas, como por ejemplo, C y D. Y por último, puede que las causas.

Estén encadenadas como la E y F, es decir, la E no se presentará si no aparece antes de F. En este último caso, las causas pueden ser confundidas con los modos de fallo o los efectos. Por ejemplo, una vibración en un elemento mecánico puede provocarle fatiga, y ésta a su vez producir la rotura, que el cliente detectará por un ruido especial.

En este caso la fatiga se puede considerar como una causa secundaria o como un modo de fallo. Esta secuencia de hechos se puede representar del modo siguiente:

Vibración -> Fatiga -> Rotura -> Ruido

Lo más importante es establecer la cadena de sucesos en el orden correcto para una mejor comprensión del problema y una adecuada valoración de los índices de ocurrencia.

#### **5.4 APLICACIÓN DEL MÉTODO AMFE PARA DEFINICIÓN DE CRITICIDAD DE EQUIPOS EN LA U-2950.**

Teniendo en cuenta q el AMFE es una metodología tan completa la cual puede ser aplicada en diferentes segmentos de la gestión del mantenimiento, para el caso estudio se ha utilizado para realizar un análisis de los modos de fallas más comunes de los equipos de Servicios Industriales de Balance y evaluar la criticidad de éstos, el grado de afectación que pueden presentar a la U-2950. Se ha trazado

como principal objetivo la identificación del equipo más crítico de la unidad basado en los conceptos evaluativos, direccionados por el AMFE a todos los equipos de la U-2950 para así al tener identificado el equipo de mayor criticidad y desarrollar un política de gestión del mantenimiento que aumente la confiabilidad operativa en la U-2950 disminuyendo los periodos de falla de la U-2950 y los costos que esto generan al entorno organizacional.

En la Tabla se presenta la tabla AMFE que se utilizó para la definición de Criticidad de equipos en la U-2950.

Tabla 12. Tabla AMFE para definición de Criticidad de equipos en la U-2950.

S E C T O R E	S I S T E M A	EQUIPO	PRODUCTO	CONDUCTOR	MODO DE FALLA	IMPACTO EN EL PROCESO POR FALLA SISTEMA	IMPACTO ECONOMICO PROBABLE	SEVERIDAD (RPN1)	PROBABILIDAD DEL EVENTO (RPN2)	FACILIDAD DE DETECCION (RPN3)	RPN

Fuente: Autores

## **Definición de conceptos utilizados para definición de criticidad.**

**Sección.** Define el posicionamiento al que hace parte el equipo en referencia dentro de la operación de la U-2950 define la ubicación dentro de la planta y su entorno operacional, es asociado a conjuntos y subconjuntos de distribución operacional e importancia operativa.

Ejemplo:

Sección eléctrica: nos ilustra el posicionamiento operativo del equipo al cual le vamos a hacer el análisis de criticidad hace y a que proceso operativo dentro de U-2950 hace parte.

**Sistema.** Define la operatividad específica a la cual está asociado el equipo al cual se le va a realizar la evaluación de criticidad y limita el sistema de trabajo detallado al cual está asociado directamente con la operación de la U-2950 y su función dentro de la sección.

Ejemplo.

Sistema casa bomba san silvestre: este sistema es asociado a la sección de captación de agua utilizada para diversas actividades dentro de la U-2950 y limita su sistema a la operación de bombas de captación de agua.

**Equipo.** Con este parámetro definimos específicamente el objeto principal y unitario la cual le vamos a hacer la evaluación de criticidad basado en diferentes factores de afectación operacional, económica y ambiental, se define directamente con su Tag de registro dentro de la U-2950 con lo que se identifica directamente y se particulariza su operatividad y se diferencia de otros equipos asociados la mismo sistema.

Ejemplo:

Equipo SP-2901A Con este registro se identifica directamente el equipo a evaluar y al cual se le va a determinar el grado de criticidad operativa, se determina detalladamente su modo de operación se realiza búsqueda de información asociada con la vida de este equipo dentro del entorno operativo y sus principales modos de falla durante el tiempo de operación.

**Producto.** En este parámetro se identifica la utilidad directa que realiza este equipo dentro del proceso operativo de la planta, define los alcances de ejecución dentro de la cadena de transformación durante el transcurso de transformación de la materia prima utilizada, es de gran importancia determinar correctamente este parámetro para evitar confusiones que puedan desviar la identificación de los modos de falla del equipo al que se le está realizando la evaluación de criticidad

Ejemplo:

Producto Aire: se delimita exactamente el producto exacto, que proceso o transporta o transforma para este caso es aire y se asocia a un equipo como lo es un compresor de aire.

**Conductor.** Establece el tipo de elemento motriz con el que se realiza la actividad de ejecución en el equipo destinado a realizarse la evaluación de criticidad es de gran importancia determinar este elemento ya que las principales causas de falla en sistema operativas se presentan en los elementos motrices.

Ejemplo:

Conductor Motor eléctrico: se hace referencia a que el elemento motriz del equipo es un Motor movido por energía eléctrica.

**Modo de Falla.** Un modo de fallo significa que un elemento o sistema no satisface o no funciona de acuerdo con la especificación, o simplemente no se obtiene lo que se espera de él. El fallo es una desviación o defecto de una función o especificación. Con esa definición, un fallo puede no ser inmediatamente detectable por el cliente y sin embargo hemos de considerarlo como tal.

Efectos del fallo Suponiendo que el fallo potencial ha ocurrido, en esta columna se describirán los efectos del mismo tal como lo haría el cliente. Los efectos corresponden a los síntomas. Generalmente hacen referencia al rendimiento o prestaciones del sistema. Cuando se analiza una parte o componente se tendrá también encuentra la repercusión en todo el sistema, lo que ofrecerá una descripción más clara del efecto. Si un modo de fallo tiene muchos efectos, a la hora de evaluar, se elegirá el más grave y el de mayor recurrencia q este afectando continuamente la operación de la planta en cuanto a factores ambientales, económicos, de seguridad y confiabilidad.

Ejemplo:

Daño en rodamientos del motor asociado al equipo SP-2901 A , este es un modo de falla recurrente en los motores eléctricos de la unidad en especial en este equipo ya que el Tiempo medio entre fallas reportado para este equipo es muy alto y es asociado con este modo de falla, los costos de reparación no pueden ser muy altos pero el alto grado de frecuencia con que se realiza es una factor clave para la evaluación del grado de criticidad dentro del entrono operativo al cual está asociado para este caso sería la U-2950.

**Impacto en el proceso por falla en el sistema.** Con la evaluación de este parámetro se evalúa el impacto que causa en el sistema la falla ocurrida en el equipo asociado a la operación de la unidad de la cual hace parte se establece claramente el grado de afectación en el sistema y su máxima causa, con esto se establecen los grados de disturbios operativos q puede presentar dicha falla para la operación de la Unidad, se establece los parámetros máximos de afectación operativa en cuanto a costos y tiempos de restablecimiento del sistema y afectación a otros sistemas asociados.

Ejemplo:

Por falla en el equipo SP-2901B se presentara una variación en la captación de agua cruda utilizada para tratamiento de esta agua y posterior al tratamiento se utiliza para la generación de vapor, afectando el sistema captación de aguas y los sistemas asociado de tratamiento de aguas, generación de vapor en las calderas y generación eléctrica teniendo en cuenta que por una baja disponibilidad de agua tratada para la regeneración de vapor en la calderas nos afectaría directamente la disponibilidad de generación eléctrica, puesto que el elemento conductor del generador eléctrico es una turbina, es así como una pequeña falla en un sistema nos puede afectar toda la cadena operativa de la unidad a causa de los sistemas asociados al primer fallo.

**Severidad “RPN1”.** Este índice está íntimamente relacionado con los efectos del modo de fallo. El índice de severidad valora el nivel de las consecuencias sentidas por la falla en la unidad. Esta clasificación está basada únicamente en los efectos del fallo. El valor del índice crece en función de:

- Los costos operativos asociados a la falla.

- Costos por mantenimiento “mano de obra , repuestos”.
- Costos por Reproceso por productos fuera de especificaciones q se tienen que degradar.
- Costos por aumento de mano de obra operativa para restablecer la operación a su condición normal.
- Lucro cesante producto de lo q se deja de producir en esos momentos por la falla presentada.
- Por el grado de afectación o de riesgo potencial q le pueda generar a las personal q opera o q tiene algún tipo de contacto con este sistema o equipo.
- Por el grado de afectación o de riesgo potencial q le pueda generar al medio ambiente con altas contaminaciones o emisiones producto de una parada intempestiva de toda la unidad asociada a la falla de en un sistema.

El índice de Gravedad es independiente de la frecuencia y de la detección. Para utilizar unos criterios comunes ha de utilizarse una tabla de clasificación de la severidad de cada efecto de fallo, de forma que se objetívese la asignación de valores de S. En la tabla N°18 se muestra un ejemplo en que se relacionan los efectos del fallo con el índice de severidad. Para el caso de nuestra unidad se creó una tabla basada en los grados de afectación a las personas, al ambiente y económicamente.

Como la clasificación de gravedad está basada únicamente en el efecto de fallo, todas las causas potenciales del fallo para un efecto particular de fallo, recibirán la misma clasificación de gravedad.

Tabla 13. Tabla de clasificación según la severidad de la falla.

Valor de RPN1	Personas	Económicas “US”	Ambientales
0 Ninguna	Ninguna lesión	Ningún costo	Ningún efecto
1 Marginal	Lesión leve	< 10 mil	Leve
2 Importante	Lesión menor	10 mil a 100 mil	Menor
3 Severo	Incapacidad temporal	100 mil a 1 millón	Localizado
4 Grave	Incapacidad permanente	1-10 millones>	Mayor
5 Catastrófico	Una o más fatalidades	> 10 millones	Masivo

Fuente: Autores

**Probabilidad del Evento “RPN2”.** Ocurrencia del Evento se define como la probabilidad de que una causa específica se produzca y dé lugar al modo de fallo.

El índice de la ocurrencia representa más bien un valor intuitivo más que un dato estadístico matemático, a no ser que se dispongan de datos históricos de fiabilidad o se haya modelizado y previsto éstos. En esta columna se pondrá un valor de probabilidad de ocurrencia de la causa específica.

Tal y como se acaba de decir, este índice de frecuencia está íntimamente relacionado con la causa de fallo, y consiste en calcular la probabilidad de ocurrencia en una escala del 1 al 5, Como se indica en la tabla N°14.

Tabla 14. Tabla de clasificación según la probabilidad del evento.

<b>Valor de RPN2</b>	<b>Tiempo de ocurrencia del evento “Históricos”</b>
0 No aplica	Ninguna lesión
1 Improbable	No ha ocurrido en GRB “Gerencia refinería Barrancabermeja”
2 Ocasional	1 falla en últimos 10años
3 Relativamente pocos	1 falla cada 5 años
4 Frecuentes	Entre 1 y 2 fallas por año
5 Inevitable	Más de 3 fallas/año

Fuente: Autores

Cuando se asigna la clasificación por ocurrencia del evento, deben ser consideradas dos probabilidades:

- La probabilidad de que se produzca la causa potencial de fallo. Para esto, deben evaluarse todos los controles actual es utilizados para prevenir que se produzca la causa de fallo en el elemento designado.
- La probabilidad de que, una vez ocurrida la causa de fallo, ésta provoque el efecto nocivo (modo) indicado. Para este cálculo debe suponerse que la causa del fallo y de modo de fallo son detectados antes de se produzca la falla..

Para reducir el índice de frecuencia, hay que emprender una o dos acciones:

- Cambiar el diseño, para reducir la probabilidad de que la causa de fallo pueda producirse.
- Incrementar o mejorar los sistemas de prevención y/o control que impiden que se produzca la causa de fallo.

Para reducir el índice de frecuencia de una causa es atacar directamente la "raíz de la misma". Mejorar los controles de vigilancia debe ser una acción transitoria, para más tarde buscar alguna solución que proporcione una mejora de dicho índice.

**Facilidad de detección "RPN3"**. Este índice indica la probabilidad de que la causa y/o modo de fallo, supuestamente aparecido, llegue a concretarse. Se está definiendo la "facilidad de detención ", para que el índice de prioridad crezca de forma análoga al resto de índices a medida que aumenta el riesgo. Tras lo dicho se puede deducir que este índice está íntimamente relacionado con los controles de detección actuales y la causa. En la tabla N°20 se muestra un ejemplo de tabla que relaciona la probabilidad de que el evento sea detectado.

Es necesario no confundir control y detección, pues una operación de control puede ser eficaz al 100%, pero la detección puede resultar nula si las piezas no conformes son finalmente enviadas por error al cliente.

Para mejorar este índice será necesario mejorar el sistema de control de detección, aunque por regla general aumentar los controles signifique un aumento de coste, que es el último medio al que se debe recurrir para mejorar la calidad.

Tabla 15. Probabilidad de que el evento sea detectado.

Valor de RPN3	Facilidad de detección “Rondas operativas”
0 No aplica	No aplica
1 Muy alta	Muy Alta facilidad de detección de la falla “El defecto es obvio. Resulta muy improbable que no sea detectado por los controles Existentes”
2 Alta	Alta facilidad de detección de la falla.” El defecto, aunque es obvio y fácilmente detectable, podría raramente escapar a algún control primario, pero sería posteriormente detectado”
3 Media	La factibilidad de detección es media “ Defectos de difícil detección que con relativa frecuencia llegan al cliente”
4 Baja	Baja probabilidad de detección de falla “El defecto es de naturaleza tal, que su detección es relativamente improbable mediante los procedimientos convencionales de control y ensayo”
5 Muy Baja	Muy Baja factibilidad de detección de falla “El defecto con mucha probabilidad llegará a la falla, por ser muy difícil detectable”

Fuente: Autores

**Número de Prioridad de Riesgo (NPR).** El Número de Prioridad de Riesgo (NPR) es el producto de la probabilidad de ocurrencia del evento, la severidad y la facilidad de detección, debe ser calculada para todas las causas de fallo. El NPR

es usado con el fin de priorizar la causa potencial del fallo o para este caso con el fin de definir la criticidad operativa de los equipos en la U-2950 y así desarrollar una estrategia de mantenimiento al equipo con el que tenga el NPR más alto “equipo más crítico”.

## **5.5 EVALUACIÓN DE CRITICIDAD DE LOS EQUIPOS DE LA U-2950**

Con base en los parámetros expuesto anteriormente se realiza la evaluación de criticidad a los equipos de la U-2950 basada en el NPR mas alto, se le realizan parametrización de variables del AMFE a 55 sistema que contiene 182 equipos rotativos de la U-2950, teniendo como base de datos aplicativos los históricos de mantenimiento “modos de falla”, costos operativos de estos equipos, recolectando esta información de la plataforma Ellipse que es el CMMS de Servicios Industriales Balance.

Como premisa para la evaluación de la criticidad se tomaron dos modos de falla por equipo “los más recurrentes” para realizar la evaluación de parametrización de los factores que intervienen en la evaluación del AMFE aplicada a la estandarización de equipos críticos en la U-2950, se resalta que también se le realiza valoración de criticidad a sistemas de la U-2900 ya que este es un sub-sistema operativo de la u-2950. En la Tabla 16 se presentan los diferentes sistemas y los equipos asociados a la U-2950.

## **5.6 Tabla AMFE de evaluación Criticidad de equipos en la U-2950**

Se consideraron los aspectos de modos de fallas, severidad (RPN1), Probabilidad del evento (RPN2), facilidad de detección (RPN3), y se realiza dicha evaluación para los equipos de la unidad objeto de estudio. En el anexo 1 se presenta el

resultado de la evaluación de parámetros del AMFE para determinar la criticidad de los equipos de la Planta eléctrica de Balance U-2950.

Tabla 16. Listado de sistema y equipos U-2950.

SISTEMA	EQUIPO	SISTEMA	EQUIPO
SAG-2910	SAG2910A	Sistema de Alta Presión	SP2910A
	SAG2910B		SP2910B
SAG-2912	SAG2912A	Sistema de Baja Presión	SP2911A
	SAG2912B		SP2911B
SC-2910	SC2910A	Sistema de lodos	SP2912A
	SC2910B		SP2912B
Compresores U-2950	SC2981	Sistema dosificación de Cal	SP2913B
	SC2982		SP2913C
	SC2984	Sistema dosificación de Alumbre	SP2914A
Turbogeneradores	SG2951	Sistema dosificación de Alumbre	SP2914B
	SG2952		SP2914C
	SG2953		SP2914D
Turbo gas	SG2961	Sistema dosificación de ayudante de coagulación	SP2915A
			SP2915B
Casa de bombas San Silvestre.	SP2901A	Sistema de lavado de filtros	SP2915C
	SP2901B		SP2915D
	SP2901C		SP2917A
	SP2901D	SP2917B	
	SP2901E	Agua Desminerañozada y Suavizada	SP2918A
Casa de bombas San Silvestre	SP2907		SP2918B
Potable	SP2902B	Regeneración	SP2919A
	SP2902C		SP2919B
	SP2902D		SP2920A

Continuación Tabla 16. Listado de sistema y equipos U-2950.

STEMA	EQUIPO	SISTEMA	EQUIPO
Contraincendios	SP2903A	Regeneración	SP2920B
	SP2903B		SP2922A
	SP2903C		SP2922B
	SP2903D	Sopladores	SP2923A
	SP2903E		SP2923B
	SP2903F		SP2923C
Dosificación de soda Caustica	SP2924	Sistema de bombeo de agua Desmineralizada	SP2952A
Sistema de bombeo de agua suavizada	SP2927A		SP2952B
	SP2927B		SP2952C
Sistema de bombeo de agua suavizada	SP2927C	Sistema de bombeo de agua a Calderas.	SP2953A
	SP2928A	Sistema de bombeo de agua a Calderas	SP2953B
SP2928B	SP2953C		
Sistema de bombeo de agua Clarificada	SP2936A		SP2953D
	SP2936B		SP2953E
Sistema de bombeo de agua de enfriamiento	SP2940A	Sistema de bombeo de condensado a estaciones de-calentadoras	SP2953F
	SP2940B		SP2954A
	SP2940C	SP2954B	
	SP2940D	Sistema de bombeo de condensado a DH-2951	SP2955A
Sistema de bombeo de Acido Sulfúrico	SP2941A	Sistema de bombeo de condensado	SP2955B
	SP2941B		SP2956A
Sistema de bombeo de agua de enfriamiento	SP2945A		SP2956B
	SP2945B	Sistema de bombeo de condensado	SP2957A
	SP2945C		SP2957B
	SP2945D	Sistema de bombeo de condensado	SP2958A
	SP2945E		SP2958B
	SP2945F	Sistema de bombeo de condensado	SP2959A
Sistemas De lubricación Auxiliares	SP2949A		SP2959B
	SP2949B	Sistema de dosificación de soda caustica	SP2961E
	SP2949C		SP2961F
	SP2949D		SP2961G

Continuación Tabla 16. Listado de sistema y equipos U-2950.

STEMA	EQUIPO	SISTEMA	EQUIPO
Sistemas De lubricación Auxiliares de turbogeneradores	SP2963B	Sistema de ventiladores de Torres enfriadoras	SU2940B
	SP2963C		SU2940C
	SP2964A		SU2940D
	SP2964B		SU2940E
	SP2964C		SU2940F
	SP2965A		SU2940G
	SP2965B		SU2940H
	SP2965C		
Sistema de bombeo de agua de calderas	SP2974A	Sistemas de ventiladores de agua de enfriamiento	SU2945A
	SP2974B		SU2945B
Sistema de bombeo de lubricación de arranque de la unidad			SP2975
	SU2945D		
Sistemas auxiliares de lubricación	SP2981		SU2945E
	SP2982		SU2945F
	SP2984		SU2945G
Sistema de bombeo de combustóleo	SP2991A		SU2945H
	SP2991B		SU2945I
	SP2991C		SU2945J
	SP2991D	SUE2951A	
Sistemas de bombeo de agua de contra incendio	SP3901A	Sistemas de condensación de vapor	SUE2951B
	SP3901B		SUE2951C
	SP3902A		SUE2951D
	SP3902B		SUE2951E
	SP3902C		SUE2951F
	SP3903A		SUE2951G
	SP3903B		SUE2951H
Sistemas de ventilación aire forzado a calderas	SUF2951	Sistema de ventilación de enfriamiento paquete Turbina	SUI2961A
	SUF2952	Sistema de ventilación de enfriamiento paquete Generador	SUI2961B
	SUF2953		SUI2962A
			SUI2962B

Continuación Tabla 16. Listado de sistema y equipos U-2950.

STEMA	EQUIPO	SISTEMA	EQUIPO
Sistemas de ventilación aire forzado a calderas	SUF2954	Sistema de barrido casa de filtros	SUI2963A
	SUF2955		SUI2963B
Sistema de enfriamiento aceite	SUE2961A		SUI2963C
	SUE2961B		SUI2963D

Fuente: Autores

### 5.7 DEFINICIÓN DE EQUIPO MÁS CRÍTICO EN LA U-2950.

Como resultado de la evaluación de parámetros del AMFE para los equipos de la U-2950 se encontró que los equipos más críticos para la operación son los Turbogeneradores TG-2951/52/53 que arrojaron un valor de RPN de 32, se va a hacer énfasis en cómo se evaluó el RPN para estos equipos con su principal y más Recurrente modo de falla.

**Evaluación del RPN para los TG-2951/52/53 con base en el modo de falla más alto.**

**Sección:** Eléctrica

**Sistema:** SG-2950

**Equipo:** TG-2951/2/3

**Producto:** Energía Eléctrica

**Conductor:** Turbina

**El modo de falla tomado para realizar la actividad es:** Daño Mecánico del Rotor De La Turbina.

**Impacto en el proceso por falla en el sistema:** Apagada del Generador y variación en la frecuencia del sistema por caída de potencia y voltaje.

**Índice de Severidad (RPN1):** 4 Grave “los costos operativos asociados a una reparación por este tipo de falle puede llegar a 4 millones de dólares”

**Probabilidad del Evento (RPN2):** 2 Ocasional (1 falla en los últimos 10 años) se registra un modo de falla de este tipo en Abril 14 de 2005 en el TG-2951.

**Facilidad de detección (RPN3):** 4 Baja, la capacidad de detección de falla por parte del operador en la rondas operativas al equipo es de muy baja detección ya q son falla degenerativas y se necesita de equipos especializados de medición para ser detectada y corregida a tiempo.

**Número de Prioridad de Riesgo (NPR).**  $NPR = RPN1 * RPN2 * RPN3 = 32$ .

Con este valor de NPR= 32 se concluye que los equipos de mayor Criticidad en la U-2950 son los Turbogeneradores y a estos equipos son los cuales se les debe crear una estrategia de mantenimiento basada en el modelo RCM.

## **6. PROPUESTA DE LA ESTRATEGIA PARA LA IMPLEMENTACION DE RCM PARA LA PLANTA ELECTRICA U-2950 DE BALANCE.**

Para generar la propuesta se tuvo en cuenta algunos criterios de la aplicación del RCM recomendados por Shell, la cual parte de las siguientes premisas:

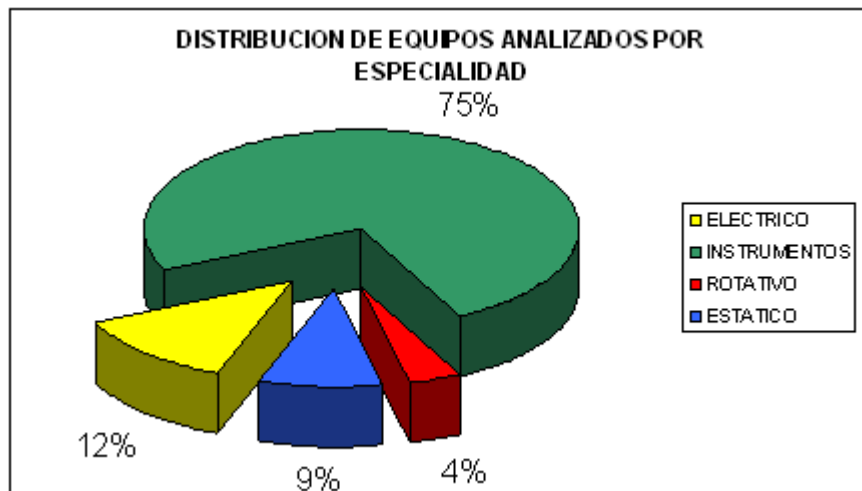
- Los equipos auxiliares o stand-by deben estar disponibles y probados.
- Los repuestos esenciales para el mantenimiento deben estar disponibles en bodega.
- Según la metodología de Shell, durante el taller de RCM no se analizan fallas múltiples.
- Las fallas en la ejecución de procedimientos de mantenimiento y montaje, operación, inadecuada especificación o selección de equipos no son tenidas en cuenta en el análisis de RCM.
- Se planea y programa oportunamente; el cálculo económico de las perdidas por falla de un equipo es estimado teniendo en cuenta sólo el tiempo empleado para su reparación o cambio. Por lo tanto, las demoras en la planeación y programación de las tareas no están incluidas, pero si aumentarían la consecuencia económica de la falla.
- RCM no analiza problemas de integridad mecánica (RBI) ni fallas de protecciones (IPF).
- El escenario crítico para cada modo de falla es con base en “cero” mantenimiento.
- Se busca aumentar confiabilidad y la disminución de costos de mantenimiento.

Se considera que la organización debe propiciar el cumplimiento de ellas antes de implementar la nueva Estrategia de Mantenimiento, definida por el proceso RCM, en caso de que desee implementar las recomendaciones dadas.

## 6.1 EQUIPOS ANALIZADOS

En la figura 30 se muestra gráficamente la distribución de equipos por especialidad, donde la especialidad “Instrumentación” es la de mayor aporte, esto se debe a que para cada componente de un lazo de control existe un tag independiente el cual fue analizado y evaluado en la metodología RCM. La contribución de las demás especialidades es menor en volumen aunque presenta mayor participación en la criticidad de la planta como veremos adelante.

Figura 38. Distribución de los equipos por especialidad

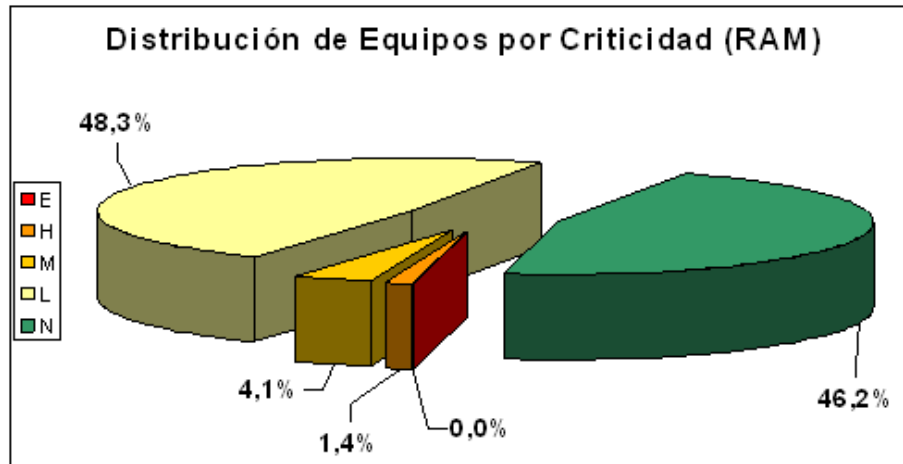


Fuente: Autores

## 6.2 DISTRIBUCIÓN DE LOS EQUIPOS POR CRITICIDAD

En la figura 31 se muestra la distribución de equipos por criticidad, donde el 94.5% de ellos tienen una criticidad igual a “Despreciable” = N, o “baja” = L; y ninguno está clasificado con criticidad “Inaceptable” = X ó “Extensive” = E. Por lo anterior, los esfuerzos del mantenimiento proactivo deben estar centrados en el 5.5% de equipos restantes, los cuales fueron clasificados en “Medio” = M, o “Alto” = H.

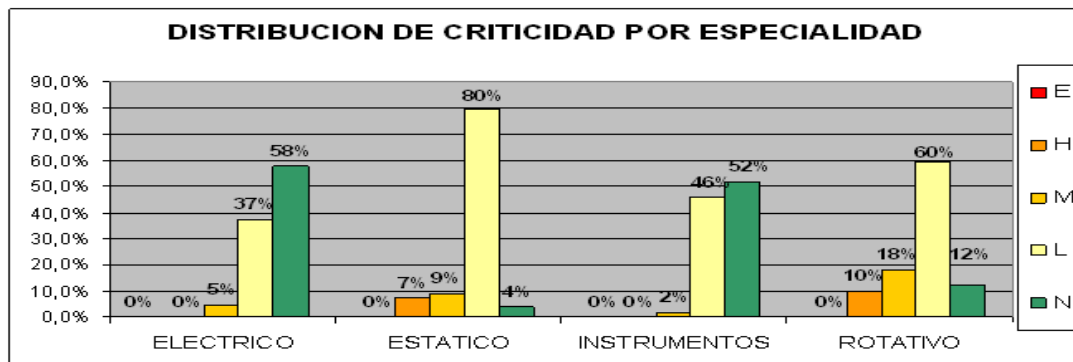
Figura 39. Distribución de equipos por criticidad



Fuente: Autores

En la figura 32 se muestra la distribución de criticidad por especialidad, donde el mayor impacto es por el equipo rotativo y estático. El de menor impacto es eléctrico e instrumentación. Los equipos que más contribuyen a las criticidades extensiva H y M (alta y media) son las turbo-maquinaria de la planta por equipo rotativo (turbinas, Generadores y sistemas de bombeo auxiliares).

Figura 40. Distribución de criticidad por especialidad



Fuente: Autores

**Equipo Eléctrico**, presenta un 0% de criticidad H, un 5% de criticidad M, un 37% de criticidad L y un 58% de criticidad N, siendo más representativos los siguientes modos de falla:

- Falla de circuito de control.
- Falla de Aislamiento Bobinado ó Cable de algunos motores. Esta falla saca de servicio todo el MCC, por consiguiente los equipos críticos asociados a él.

**Equipo Estático**, presenta un 7% de criticidad H, un 9% de criticidad M, un 80% de criticidad L y un 4% de criticidad N, siendo relevantes los siguientes modos de falla:

- Daño en condensador de superficie.
- Daño en revestimiento de turbina.

**Equipo de Instrumentación y control**, presenta un 0% de criticidad H, un 2% de criticidad M, un 46% de criticidad L y un 52% de criticidad N siendo relevantes los siguientes modos de falla:

- Falla de componente electrónico de los equipos de medición.
- Falla de solenoides de válvulas de control.
- Falla de diafragma y membrana de válvulas de control.
- Falla de internos de válvulas de control.

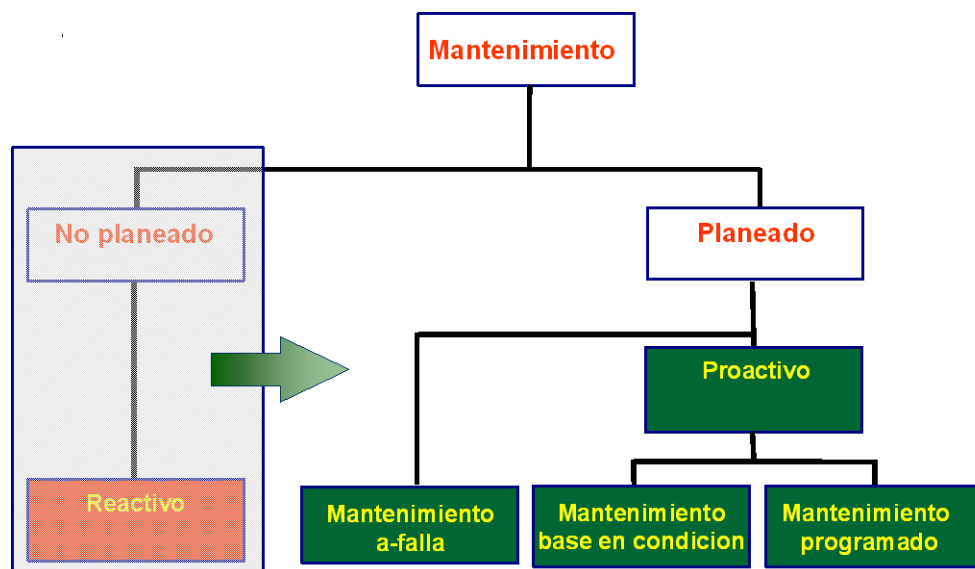
**Equipo Rotativo**, presenta un 10% de criticidad H, un 18% de criticidad M, un 60% de criticidad L y un 12% de criticidad N, siendo relevantes los siguientes modos de falla:

- Falla sistema trip / válvula, si ante demanda no opera puede generar daño a las personas y daño catastrófico al equipo e instalaciones.
- Falla de rodamientos.
- Erosión en cuerpo e internos.
- Falla de acople

### 6.3 ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO

La estrategia de mantenimiento obtenida por el estudio de RCM de la U-2950 se basa en la filosofía de trabajar con un mantenimiento planeado, minimizando el mantenimiento no planeado o reactivo. Ver figura 41.

Figura 41. Opciones de Mantenimiento



Fuente: Autores

El mantenimiento planeado incluye el trabajar equipos a falla, en los casos en que el mantenimiento preventivo posible es más costoso que la reparación del equipo cuando falle. En este análisis se incluye las pérdidas de producción (generalmente nulas) y se analiza la eficacia de las tareas preventivas propuestas.

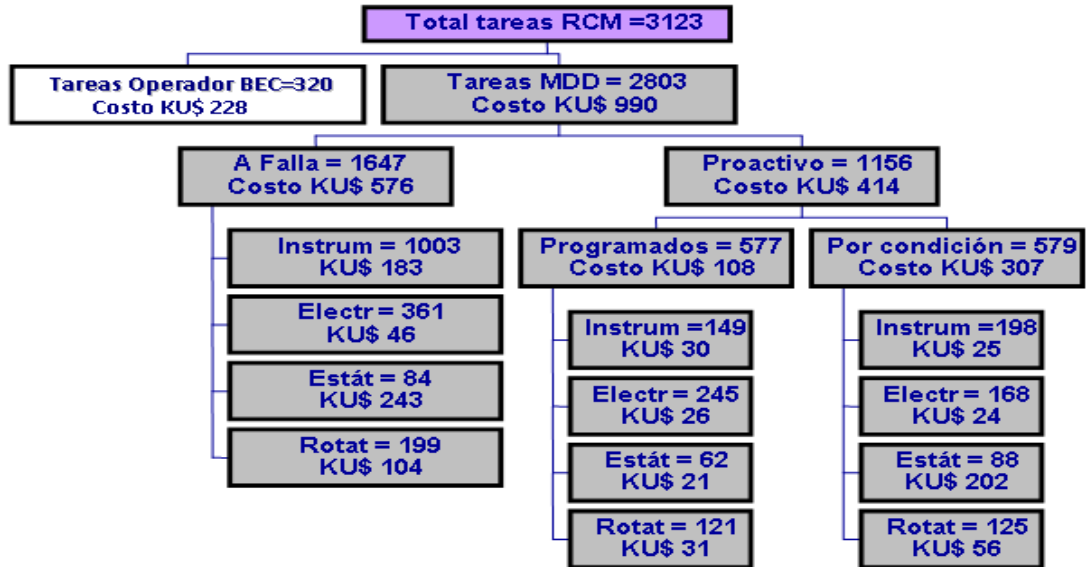
El mantenimiento planeado Proactivo contiene dos grandes grupos :

**Mantenimiento Programado:** Incluye las tareas que se programan para realizarse de acuerdo a una frecuencia de tiempo establecida (estadística ETBF) y las cuales generalmente no requieren de inspección. En este tipo de tareas también se incluye todas las rutas de monitoreo que obedecen a un programa de seguimiento de la condición de los equipos.

**Mantenimiento por Condición:** Incluye las tareas que se deben ejecutar una vez se ha realizado un análisis de la información de monitoreo de la condición.

De la figura 42, se puede observar que la estrategia de mantenimiento para las unidades de Planta Eléctrica de Balance está acompañada de una gran cantidad de tareas que debe realizar el Operador (Rondas Estructuradas). Estas tareas resultan ser más costo efectivas, dado que ayudan a mantener la función del equipo y en muchas ocasiones a mitigar las consecuencias de las fallas, todo esto a un bajo costo.

Figura 42. Estrategia de Mantenimiento para la U-2950



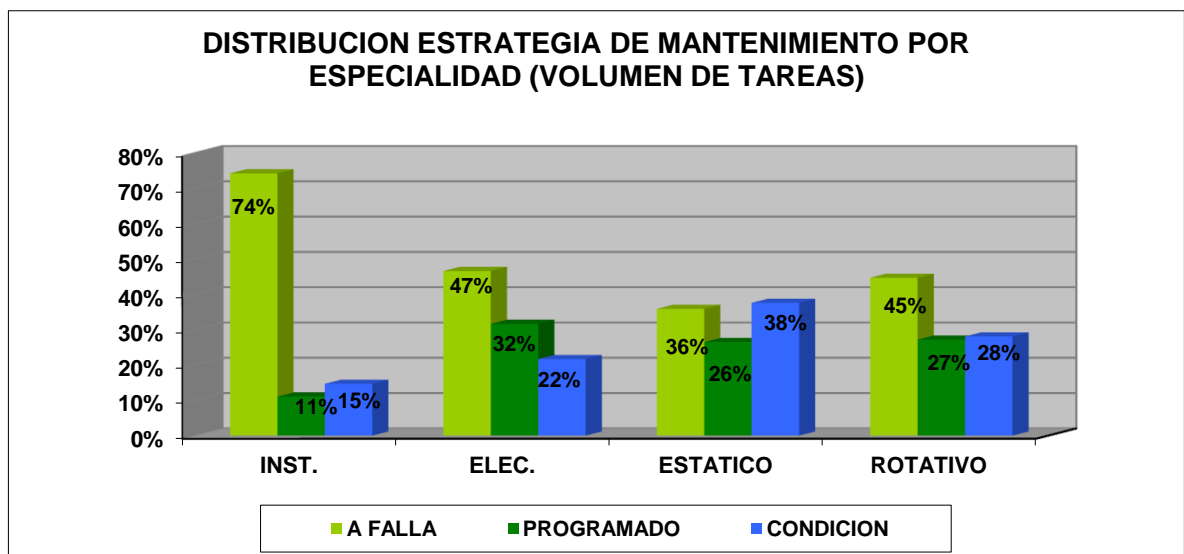
Fuente: Autores

También podemos notar que para las tareas ejecutadas por mantenimiento existe un equilibrio entre la estrategia a falla (1647 tareas) y el mantenimiento proactivo (1156 tareas) y si analizamos el volumen de tareas a falla vemos que el mayor número corresponde a la especialidad de Instrumentos con 1003 de 1647 y representa el 61% del total, seguida de Equipo Eléctrico con 361 de 1647 y representa el 22% del total, luego está Equipo Rotativo con 199 de 1647 y corresponde al 12% del total y por último está Equipo Estático con 84 de 1647 que corresponde al 5% del total.

Para explicar el comportamiento de cada una de las especialidades con respecto a las estrategias de mantenimiento se puede observar la figura 43, donde se observa que solo en la especialidad de Estático hay un equilibrio entre lo programado por condición y a falla, en las demás especialidades es mayor la cantidad de equipos a falla. La razón para que Instrumentos tenga el mayor

porcentaje de las tareas a falla 61% del total y que estas sean el 74% de las tareas de la especialidad, se debe a que los componentes electrónicos presentan fallas aleatorias, lo que no permite la ejecución de un mantenimiento preventivo costo efectivo.

Figura 43. Distribución estratégica del mantenimiento por especialidad (Volumen de tareas).

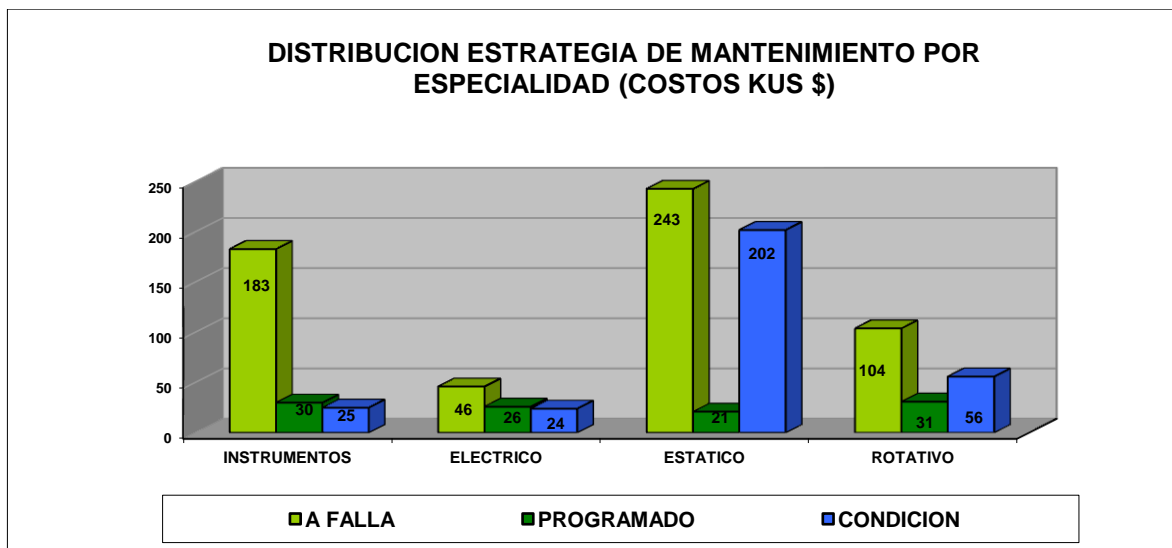


Fuente: Autores

En el caso de los equipos de las otras especialidades se tiene lo siguiente: Para equipo eléctrico las tareas a falla representan el 47% del total de la especialidad, para equipo estático el 36% del total de las tareas de la especialidad y para equipo rotativo el 45% del total de la especialidad, esto se debe a que en todas las especialidades por diseño se cuenta con un gran porcentaje de equipo Stand by que permite dejar los equipos a falla sin generar ningún inconveniente operacional.

Para analizar el comportamiento de los costos de las estrategias de mantenimiento para cada una de las especialidades se puede observar la figura 36, donde se muestra que el mayor costo del mantenimiento corresponde a Equipo Estático KUS \$466, destacándose el gran aporte de la estrategia a falla con un costo de KUS \$ 243 (para 84 tareas), representadas en: KUS \$ 105 por “Taponamientos en líneas de agua de enfriamiento de condensador de superficies”, KUS \$ 49 por “ensuciamiento interno de enfriadores de aceite” y KUS \$ 21 por “daño de revestimiento interno de turbinas”.

Figura 44. Distribución estratégica de Mantenimiento por especialidad (costos KUS\$)



Fuente: Autores

Estos modos de falla debido al alto porcentaje de equipos Stand by no admiten Mantenimiento Preventivo costo efectivo, equivalen al 69% de la estrategia a falla de esta especialidad.

Para el caso de Instrumentos y controles el mantenimiento tiene un costo total de KUS \$ 238 de los cuales KUS \$ 183 corresponden al mantenimiento a falla.

Para equipo rotativo el mantenimiento tiene un costo total de KUS \$ 191, de los cuales KUS \$ 104 corresponde al mantenimiento a falla.

Para la especialidad de equipo Eléctrico el mantenimiento tiene un costo total de KUS \$ 96, siendo el aporte del mantenimiento a falla de KUS \$ 46.

### **6.3.1 Tareas de mantenimiento para los turbogeneradores TG-2951/2/3.**

La lista detallada de las tareas de Mantenimiento Planeado (Preventivo y predictivo), así como las tareas de mantenimiento de cuidado básico de los equipos, tareas de mantenimiento a falla y de mantenimiento por condición, definidas para cada uno de los equipos de las Planta eléctrica de Balance U-2950 resultadas del RCM, se presentan en el Anexo 2.

Cada una de las tareas definidas contienen la siguiente información:

- Tag (Nombre del equipo).
- Clase de Equipo (Código de Componente – Ellipse).
- Modo de Falla.
- Tipo de Tarea
- Descripción de la Tarea
- Frecuencia de Ejecución
- Clasificación según matriz de evaluación de riesgos (RAM).

## 7. CONCLUSIONES

- El Proceso del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM realizado conjuntamente con ingenieros de las diferentes especialidades y personal propio de mantenimiento y operaciones, constituye una herramienta fundamental para definir una estrategia eficaz de mantenimiento y así poder alcanzar los objetivos de confiabilidad y disponibilidad de los equipos de la U-2950, reduciendo la probabilidad de falla en la operación.
- Producto de este proceso RCM se obtuvo el plan óptimo de actividades de mantenimiento preventivo para los turbogeneradores de la planta eléctrica de Balance, el cual debe ser procesado por Apoyo Técnico a la Producción y Planeación de la Producción, para convertirlo en una verdadera estrategia de mantenimiento que opere bajo los sistemas establecidos para este fin.
- Para que la estrategia de mantenimiento planteada funcione adecuadamente es necesario cumplir con las premisas fundamentales, como la política de repuestos, el stand by disponible y la implementación de las tareas preventivas y predictivas
- Se debe asegurar que todas las tareas definidas en este proceso para ser ejecutadas por el personal de Operaciones, sean implementadas a través del equipo “BEC” correspondiente e incluidos en las rondas estructuradas, de ésta manera se asegura un adecuado mantenimiento con criterio de dueño.
- La Estructura de control de gestión debe hacer seguimiento a la implementación de las estrategias de mantenimiento definidas por el RCM y a las tareas necesarias para que el proceso sea sostenible.

## BIBLIOGRAFIA

ALBARRACIN AGUILLON, Pedro Ramón. Tribología y Lubricación. Bucaramanga : Litochoa, 1993. 980 p.

ARCINIEGAS, Álvarez Carlos Alberto. Mantenimiento Productivo Total. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander Escuela de Ingeniería Mecánica.

BERNAL MUÑOZ, Edgar. Mantenimiento y mecánica . En: MANTENIMIENTO PREDICTIVO. Vol 3, No. 12 (Jun. 2002); 80 p. p.63 – 69

GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.

MORA GUTIERRÉZ, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales ó de servicios. Medellín: AMG. 2005.

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004.

NAKAJIMA, Seiichi. Introducción al TPM: Mantenimiento Productivo Total. Madrid: Productivity Press, 1991. 629 P.

ORTIZ, Daniel. Memorias Clase de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad - RCM. ESPECIALIZACIÓN DE GERENCIA DE MANTENIMIENTO. UIS. Bucaramanga 2010

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. [CD\_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

ROBAYO, Jenny y SARMIENTO, Jaime. Reingeniería de los procesos de mantenimiento en torres enfriadoras. Proyecto de grado (Especialista en gerencia de mantenimiento). Universidad Industrial de Santander. Escuela de ingeniería mecánica. Bucaramanga, 1992. 123 p.

SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999. 30p.

SEVERINO, Alfonso. Modelo para utilizar SAP como herramienta para operar un modelo de mantenimiento centrado en confiabilidad. Monografía: Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica, 2009. 120 p,

## ANEXOS



**ANEXO A.** Evaluación de parámetros del AMFE para determinar la criticidad de los equipos de la U-2950



**ANEXO B.** Tareas de mantenimiento para los Turbogeneradores