

**DISEÑO E IMPLEMENTACION ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO
PROACTIVO ELECTRICO EN LA GERENCIA REFINERIA DE
CARTAGENA**

**JAVIER MAURICIO JARABA SIERRA
NICOLÁS ANDRÉS AVENDAÑO ORTEGA**



**FACULTAD DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
CARTAGENA DE INDIAS**

2011

**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO
PROACTIVO ELECTRICO EN LA GERENCIA REFINERIA DE
CARTAGENA**

**JAVIER MAURICIO JARABA SIERRA
NICOLÁS ANDRÉS AVENDAÑO ORTEGA**

**TRABAJO FINAL INTEGRADOR PARA OPTAR EL TÍTULO DE
ESPECIALISTA EN
GERENCIA DE MANTENIMIENTO**

**DIRECTOR TRABAJO FINAL INTEGRADOR
MSc, ME MIGUEL ÁNGEL ROMERO ROMERO**



**FACULTAD DE INGENIERÍAS
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
CARTAGENA DE INDIAS**

2011

Nota de Aceptación

Presidente del Jurado

Jurado

Jurado

Cartagena de Indias D. T. y C., 21 de Octubre de 2011

Cartagena de Indias D. T. y C., 21 de Octubre de 2011

Señores:

Comité Evaluador

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Universidad Tecnológica De Bolívar

Ciudad.

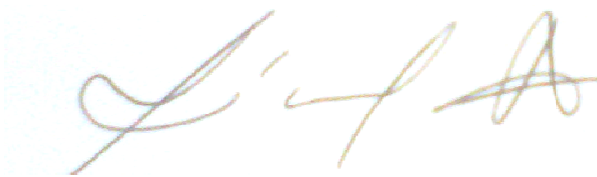
Apreciados señores:

Por medio de la presente nos permitimos someter para su estudio, consideración y aprobación el Trabajo Final Integrador titulado **“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PROACTIVO ELECTRICO EN LA GERENCIA REFINERIA DE CARTAGENA”** realizada por los estudiantes **Javier Mauricio Jaraba Sierra y Nicolás Andrés Avendaño Ortega**, para optar al título de Especialistas en Gerencia de Mantenimiento.

Cordialmente,



Javier Mauricio Jaraba Sierra



Nicolás Andrés Avendaño Ortega

CESIÓN DE DERECHOS PATRIMONIALES

Cartagena de Indias D. T. y C., 21 de Octubre de 2011

Yo, **Javier Mauricio Jaraba Sierra**, manifiesto en este documento mi voluntad de ceder a la Universidad Tecnológica de Bolívar los derechos patrimoniales, consagrados en el artículo 72 de la Ley 23 de 1982 sobre Derechos de Autor, del trabajo final denominado “**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PROACTIVO ELECTRICO EN LA GERENCIA REFINERIA DE CARTAGENA**” producto de mi actividad académica para optar el título de **Especialista en Gerencia de Mantenimiento** de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

La Universidad Tecnológica de Bolívar, entidad académica sin ánimo de lucro, queda por lo tanto facultada para ejercer plenamente los derechos anteriormente cedidos en su actividad ordinaria de investigación, docencia y extensión. La cesión otorgada se ajusta a lo que establece la Ley 23 de 1982. Con todo, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada con arreglo al artículo 30 de la Ley 23 de 1982. En concordancia suscribo este documento que hace parte integral del trabajo antes mencionado y entrego al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica de Bolívar.



Javier Mauricio Jaraba Sierra
C.C. 9.295.365 de Turbaco (Bolívar)

CESIÓN DE DERECHOS PATRIMONIALES

Cartagena de Indias D. T. y C., 21 de Octubre de 2011

Yo, **Nicolás Andrés Avendaño Ortega** manifiesto en este documento mi voluntad de ceder a la Universidad Tecnológica de Bolívar los derechos patrimoniales, consagrados en el artículo 72 de la Ley 23 de 1982 sobre Derechos de Autor, del trabajo final denominado “**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PROACTIVO ELECTRICO EN LA GERENCIA REFINERIA DE CARTAGENA**” producto de mi actividad académica para optar el título de **Especialista en Gerencia de Mantenimiento** de la Universidad Tecnológica de Bolívar.

La Universidad Tecnológica de Bolívar, entidad académica sin ánimo de lucro, queda por lo tanto facultada para ejercer plenamente los derechos anteriormente cedidos en su actividad ordinaria de investigación, docencia y extensión. La cesión otorgada se ajusta a lo que establece la Ley 23 de 1982. Con todo, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada con arreglo al artículo 30 de la Ley 23 de 1982. En concordancia suscribo este documento que hace parte integral del trabajo antes mencionado y entrego al Sistema de Bibliotecas de la Universidad Tecnológica de Bolívar.



Nicolás Andrés Avendaño Ortega
C.C. 73.193.404 de Cartagena (Bolívar)

Cartagena de Indias D. T. y C., 21 de Octubre de 2011

Señores:

Comité Evaluador

Especialización en Gerencia de Mantenimiento

Universidad Tecnológica De Bolívar

Ciudad.

Apreciados señores:

Por medio de la presente me permito informarles que el Trabajo Final Integrador titulado “**DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO PROACTIVO ELECTRICO EN LA GERENCIA REFINERIA DE CARTAGENA**” ha sido desarrollado de acuerdo a los objetivos establecidos por la Especialización de Gerencia en Mantenimiento.

Como director del proyecto considero que el trabajo es satisfactorio y amerita ser presentado para su evaluación.

Atentamente

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'M. Romero', written over a horizontal line.

MSc, ME Miguel Ángel Romero Romero

Director Trabajo Final Integrador

AGRADECIMIENTOS

Un agradecimiento especial a todas las personas de la Refinería de Cartagena GRC- ECOPETROL que colaboraron en la etapa de diseño e implementación estrategia de mantenimiento proactivo Electrico.

A todas las personas especiales fuera de la refinería de Cartagena GRC- ECOPETROL que nos apoyaron en esta grandiosa experiencia.

Al Ingeniero Camilo Cardona, quien compartio su conocimiento y colaboro en la obtencion de este logro.

INDICE GENERAL

	PAG.
RESUMEN	i
ABSTRACT	ii
INTRODUCCIÓN	iii
ANTECEDENTES	iv
1. INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	1
1.1. El cambiante mundo del mantenimiento	1
1.2. Mantenimiento y RCM	5
1.3. RCM y las siete preguntas básicas	6
2. MANTENIMIENTO PROACTIVO: TAREAS PREVENTIVAS	12
2.1. Edad y deterioro	12
2.2. Fallas relacionadas con la edad y mantenimiento preventivo	13
2.3. Tareas de reacondicionamiento y sustitución cíclica	13
2.4. Fallas no asociadas con la edad	14
3. MANTENIMIENTO PROACTIVO: TAREAS PREDICTIVAS	15
3.1. El intervalo P-F	16
3.2. Factibilidades técnicas de tareas a condición	16
3.3. Categorías de técnicas a Condición	17
4. DISEÑO DE ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO A LOS ACTIVOS ELECTRICOS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA	21
4.1. Generadores	23
4.2. Alimentadores eléctricos	24
4.3. Transformadores de potencia	26
4.4. Motores eléctricos	26
4.4.1 Motores eléctricos de media tensión	27
4.4.2 Motores eléctricos de baja tensión	28
4.5. Tableros de distribución de potencia	29
4.5.1 Tableros de media tensión (Switthgear)	29
4.5.2 Tableros de principales de baja tensión (Power Centers)	30
4.5.3 Centro de control de motores (MCC's)	30
4.5.4 Turn Around Power Center (TAPC)	31
4.6. Sistemas de emergencia y respaldo	31

4.6.1	Cargadores de batería	32
4.6.2	Sistema ininterrumpido de potencia (UPS)	32
4.6.3	Banco de baterías	32
4.6.4	Generadores de emergencia	33
4.7	Válvulas motorizadas	33
4.8	Sistemas de puesta a tierra	34
5.	IMPLEMENTACION DE ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO A LOS ACTIVOS ELECTRICOS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA	39
5.1	Cambio de estructura del mantenimiento preventivo.	39
5.2	Cambio de estrategia de ejecución mantenimiento preventivo.	41
5.3	Implementación técnica de termografía infrarroja.	42
5.3.1	Gestión de compra cámara termográfica.	42
5.3.2	Gestión de conocimiento del personal en la técnica de inspección termográfica.	43
5.3.3	Implementación técnica de termografía infrarroja	44
5.3.4	Elaboración de estrategia de ejecución, seguimiento y control de la inspección termográfica	45
5.4	Implementación técnica de ultrasonido propagado en aire.	47
5.4.1	Análisis de la técnica predictiva y aplicabilidad en la refinería de Cartagena	47
5.4.2	Gestión de conocimiento del personal en la técnica de inspección a través de ultrasonido propagado en aire.	48
5.4.3	Gestión de compra equipo ultrasonido propagado en aire	48
5.4.4	Implementación ruta ultrasonido propagado en aire junto con la ronda de termografía infrarroja	50
5.5.	Implementación técnica de diagnostico de motores eléctricos.	50
5.5.1	Análisis de la técnica predictiva diagnostico motores eléctricos.	51
5.5.2	Gestión de compra equipo diagnostico motores eléctricos	51
5.5.3	Gestión de conocimiento del personal en la técnica de diagnostico de motores	53
5.5.4	Implementación de la técnica diagnostico de motores al programa de mantenimiento eléctrico	54
5.6	Consolidación programa de protecciones eléctricas	55
6.	RESULTADOS OBTENIDOS EN LA IMPLEMENTACION DE LA ESTATEGIA DE MANTENIMIENTO A LOS ACTIVOS ELECTRICOS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA	57
6.1	Programa de Mantenimiento preventivo	57
6.2	Programa de Mantenimiento Proactivo	58
6.2.1	Termografía infrarroja	59
6.2.2	Ultrasonido propagado en aire	59

6.2.3 Diagnostico de motores eléctricos	60
7. ANALISIS Y CONCLUSIONES DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS	62
8. BIBLIOGRAFIA	65

LISTADO DE FIGURAS

	PAG.
Figura 1. Expectativas del mantenimiento	3
Figura 2. Generaciones del mantenimiento	4
Figura 3. Crecimiento del mantenimiento	5
Figura 4. Curva P-F	15
Figura 5. Intervalo P-F	16
Figura 6. Análisis P-F en Rodamiento de bola	19
Figura 7. Estructura mantenimiento preventivo año 2010	39
Figura 8. Estructura mantenimiento preventivo año 2011-2012	40
Figura 9. Cámara termográfica Flir P660 (Única en Colombia)	43
Figura 10. Certificación termógrafo nivel I tecnólogo Electricista GRC	44
Figura 11. Ruta de inspección termográfica equipos eléctricos de la GRC	45
Figura 12. Ejemplo lista de chequeo por planta	46
Figura 13. Modelo informe termografia infrarroja implementado en GRC	46
Figura 14. Ilustración de aplicación ultrasonido propagado en aire	47
Figura 15. Certificaciones inspectores nivel I ultrasonido propagado en aire	48
Figura 16. Equipo de ultrasonido propagado en aire	49
Figura 17. Equipo de diagnostico de aislamiento a tierra Megger	50
Figura 18. Equipo de diagnostico de motores marca PDMA	52
Figura 19. Certificaciones en la técnica diagnostico de motores	54
Figura 20. Ejemplo prueba estándar de PDMA	55
Figura 21. Electricistas del grupo Proactivo	57

Figura 22. Logo del grupo proactivo Eléctrico	57
Figura 23. Electricista termógrafo de la refinería de Cartagena	58
Figura 24. Electricista aplicando ultrasonido en la Refinería de Cartagena	59
Figura 25. Electricista aplicando técnica de diagnostico de motores	60

LISTADO DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Tipo de tarea a realizar	22
Tabla 2. Tipo de activos evaluados	22
Tabla 3. Estrategia de mantenimiento generador de potencia.	24
Tabla 4. Estrategia de mantenimiento alimentadores subterráneos y por bandeja.	25
Tabla 5. Estrategia de mantenimiento alimentadores aéreos.	25
Tabla 6. Estrategia de mantenimiento transformador de potencia.	26
Tabla 7. Estrategia de motores de media tensión.	28
Tabla 8. Estrategia de mantenimiento motor baja tensión	29
Tabla 9. Estrategia de mantenimiento swichgear.	30
Tabla 10. Estrategia de mantenimiento Power Centers.	30
Tabla 11. Estrategia de mantenimiento MCC's.	31
Tabla 12. Estrategia de mantenimiento TAPC's.	31
Tabla 13. Estrategia de mantenimiento cargador de baterías.	32
Tabla 14. Estrategia de mantenimiento UPS's.	32
Tabla 15. Estrategia de mantenimiento bancos de batería.	33
Tabla 16. Estrategia de mantenimiento generador de emergencia.	33
Tabla 17. Estrategia de mantenimiento válvulas motorizadas.	34
Tabla 18. Estrategia de mantenimiento sistemas de puesta a tierra.	35
Tabla 19. Estándares para generadores creados en Ellipse	35
Tabla 20. Estándares para alimentadores enterrados	35

Tabla 21. Estándares para alimentadores aéreos creados en Ellipse	36
Tabla 22. Estándares para transformadores de potencia creados en Ellipse	36
Tabla 23. Estándares para motores de media tensión creados en Ellipse	36
Tabla 24. Estándares para motores de baja tensión creados en Ellipse	36
Tabla 25. Estándares para swithgear creados en Ellipse	37
Tabla 26. Estándares para Power center creados en Ellipse	37
Tabla 27. Estándares para MCC's creados en Ellipse	37
Tabla 28. Estándares para TAPC's creados en Ellipse	37
Tabla 29. Estándares para cargadores de baterías creados en Ellipse	37
Tabla 30. Estándares para UPS's creados en Ellipse	38
Tabla 31. Estándares para banco de baterías creados en Ellipse	38
Tabla 32. Estándares para generadores creados en Ellipse	38
Tabla 33. Estándares para válvulas motorizadas creados en Ellipse	38
Tabla 34. Estándares para sistema de puesta tierra creados en Ellipse	38

RESUMEN

Toda innovación lleva cambios o todo cambio lleva innovación, estas dos frases describen la realidad en la refinería de Cartagena debido a su gran proyecto de expansión que analizada desde el punto de vista eléctrico pasara de generar 22MW de energía a 180MW, creo que se nota la diferencia, cierto?

Es por ello que desde hace algún tiempo un grupo de personas de diferentes especialidades se encuentran trabajando para afrontar ese futuro cercano y mantenimiento no es la excepción.

En el presente trabajo queremos mostrar a los lectores la gestión del mantenimiento proactivo realizada por los electricistas en la gerencia de la refinería de Cartagena y describiremos de manera resumida los diferentes aspectos claves que se tuvieron en cuenta al momento de desarrollar esa estructura de gestión de mantenimiento.

Es importante resaltar que la gestión realizada fue producto del trabajo en equipo, voluntad, actitud y aptitud de muchas personas que sacrificaron parte de su tiempo libre para formarse, entrenarse y certificarse como profesionales de una determinada área, que transmitieron su conocimiento a un grupo de personas habidas por aprender y lo ultimo no menos importante el apoyo de una organización que confió plenamente en el potencial del grupo de trabajo existente facilitando de sobremanera las actividades desarrolladas.

ABSTRACT

Every innovation brings changes or any change takes innovation, these two phrases describe the reality in the Cartagena refinery due to its expansion project that analyzed from the standpoint of electricity will generate 22MW of power to 180MW, I think it shows the Instead, right?

That is why for some time a group of people from different specialties are working to address this near future and maintenance is no exception.

In this paper we show readers proactive maintenance management by electricians in the management of the refinery in Cartagena and describe briefly the various key issues were taken into account when developing the maintenance management structure.

Importantly, management made was the result of teamwork, desire, attitude and ability of many people who sacrificed part of their free time to train, trained and certified as a career of a particular area, who transmitted their knowledge to a group gotten people to learn and last but not least the support of an organization that relied strongly on the potential of the existing working group greatly facilitating the activities.

INTRODUCCIÓN

La refinería de Cartagena afronta en estos momentos uno de los más grandes proyectos a construir en Colombia en los últimos años, donde pasara de refinar 80.000 Barriles a 165.000 barriles diarios de petróleo y es por eso que desde ya, se ha iniciado un proceso de cambio en la estrategia de ejecución del mantenimiento.

A través del presente trabajo queremos mostrar la gestión realizada por la especialidad eléctrica enfocada a lograr el objetivo de mantener y mejorar el estándar de confiabilidad y mantenibilidad de la nueva refinería.

El éxito de la gestión realizada se logro debido a la excelente relación que existente entre la coordinación de confiabilidad eléctrica y la coordinación del mantenimiento proactivo-reactivo.

Esta gestión se inicio el año anterior con la participación de las coordinaciones antes mencionadas en talleres de la especialidad eléctrica rediseñando el esquema de mantenimiento basado en la metodología RCM, el cual analiza los diferentes activos eléctricos en la refinería de Cartagena, evalúa los diferentes modos de falla y establece las diferentes acciones de mantenimiento a implementar con su respectiva frecuencia para la realización de las tareas.

Esta carta de navegación o metodología RCM aplicada, nos ayudo a desarrollar el programa de mantenimiento proactivo eléctrico cuyas actividades implementadas son de tipo preventivas y predictivas, que son ejecutadas por personal propio de la refinería de Cartagena que llevaba muchos años realizando tareas afines de una forma diferente y que a través de la gestión de conocimiento e innovación tecnológica se logro mejorar la calidad y la cantidad de las inspecciones realizadas.

Esta iniciativa ya se encuentra implementada y el tiempo de construcción de la nueva refinería nos servirá para realizar ajustes o mejoras en nuestro esquema y que además nos permitirá formar mayor cantidad de personal técnico en las metodologías implementadas en el programa de mantenimiento proactivo en la refinería de Cartagena.

ANTECEDENTES

En las últimas décadas, las estrictas normas de calidad y la presión competitiva han obligado a las empresas a transformar sus departamentos de mantenimiento.

Estos cambios transforman un área que pasan de ser un departamento que realiza reparaciones y cambia piezas o máquinas completas, a una unidad con un alto valor en la productividad total de la empresa, mediante la aplicación de nuevas técnicas y prácticas.

En la situación actual es imprescindible, tanto en las grandes como en las medianas empresas, la implantación de una estrategia de mantenimiento predictivo para aumentar la vida de sus componentes, mejorando así la disponibilidad de sus equipos y su confiabilidad, lo que repercute en la productividad de la planta.

La gestión del mantenimiento ha evolucionado mucho a lo largo del tiempo. El mantenimiento industrial, día a día, está rompiendo con las barreras del pasado.

Actualmente, muchas empresas aplican la frase: “el mantenimiento es inversión, no gasto”.

El primer mantenimiento llevado a cabo por las empresas fue el llamado **mantenimiento correctivo** o también llamado mantenimiento de emergencia.

Esta clase de mantenimiento consiste en solucionar los problemas de los equipos cuando fallan, reparando o sustituyendo las piezas o equipos dañados.

Estas técnicas quedaron obsoletas, ya que, si bien el programa de mantenimiento está centrado en solucionar el fallo cuando se produce, va a implicar altos costos por disminución de la productividad y en la calidad.

De esta situación surge el **mantenimiento preventivo**, que consiste en revisar de forma periódica los equipos y reemplazar ciertos componentes en función de estimaciones estadísticas, muchas veces proporcionadas por el fabricante.

Con este mantenimiento se reduce el coste del mantenimiento no planeado y los fallos imprevistos, de forma que se incrementa la confiabilidad en los equipos pero su principal inconveniente es que presenta unos costos muy elevados, ya que genera gastos excesivos y muchas veces innecesarios.

En la década de los noventa se observa una nueva tendencia en la industria, el llamado **mantenimiento predictivo** o mantenimiento basado en la condición de los equipos. Se basa en realizar mediciones periódicas de algunas variables

físicas relevantes de cada equipo mediante los sensores adecuados y, con los datos obtenidos, se puede evaluar el estado de confiabilidad del equipo.

Su objetivo es ofrecer información suficiente, precisa y oportuna para la toma de decisiones. Predecir significa “ver con anticipación”. Con el conocimiento de la condición de cada equipo podemos hacer “el mantenimiento adecuado en el momento adecuado” anticipándonos a los problemas.

En una organización estas tres estrategias de mantenimiento no son excluyentes, si no que cuando una empresa se plantea qué estrategia de mantenimiento seguir, normalmente la respuesta es una combinación de los tres tipos de mantenimiento anteriores.

En la gerencia de refinería de Cartagena no somos la excepción y buscamos mantener una relación de mínimo 80% mantenimiento preventivo-predictivo y solo un 20% mantenimiento correctivo.

1. INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

1.1 El cambiante mundo del mantenimiento

Durante los últimos veinte años, el mantenimiento ha cambiando, quizás más que cualquier otra disciplina gerencial. Estos cambio se deben principalmente al aumento enorme en número y en variedad de los activos físicos que deben ser mantenidos en todo el mundo, diseños más complejos, nuevos métodos de mantenimiento y una óptica cambiante en la organización de mantenimiento y sus responsabilidades.

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

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

Frente a esta sucesión de grandes cambios, los gerentes en todo el mundo están buscando un nuevo acercamiento al mantenimiento. Quieren evitar arranques fallidos y callejones sin salida que siempre acompañan a los grandes cambios. Buscan en cambio una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un modelo coherente, para luego evaluarlo y aplicar al que mejor satisfaga sus necesidades y las de la compañía.

Desde la década del '30 se puede seguir el rastro de la evolución de mantenimiento a través de tres (3) generaciones. El Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) esta tornándose rápidamente en la piedra fundamental de la tercera generación, pero esta generación solo se puede ver en perspectiva, y a la luz de la primera y segunda generación.

a. La primera generación

La primera generación cubre el periodo que se extiende hasta la segunda guerra mundial. En esos días la industria no estaba altamente mecanizada, por lo que el tiempo de parada de la maquina no era de mayor importancia. Esto significaba

que la prevención de las fallas en los equipos no era una prioridad para la mayoría de los gerentes. A su vez la mayor parte de los equipos eran simples y la gran mayoría estaban sobredimensionados. Esto los hacía confiables y fáciles de reparar. Como resultado no había necesidad de un mantenimiento sistemático más allá de una simple rutina de limpieza, servicio y lubricación. Se necesitaban menos habilidades para realizar el mantenimiento con el de hoy en día.

b. La segunda generación

Durante la segunda guerra mundial todo cambio drásticamente. La presión de los tiempos de guerra aumento la demanda de todo tipo de bienes, al mismo tiempo que decaía abruptamente el número de trabajadores industriales. Esto llevo al aumento de la mecanización. Ya en los años '50 había aumentado la cantidad y complejidad de todo tipo de maquinas. La industria empezaba a depender de ellas.

Al incrementarse esta dependencia, comenzó a concentrarse la atención en el tiempo de parada de la maquina. Esto llevo a la idea de que las fallas en los equipos podían y debían ser prevenidas, dando lugar al concepto de mantenimiento preventivo. En la década del sesenta esto consistió principalmente en reparaciones mayores a intervalos regulares prefijados.

El costo del mantenimiento empezó a crecer rápidamente con relación a otros costos operacionales. Esto llevo al desarrollo de sistemas de planeamiento y control del mantenimiento. Estos ciertamente ayudaron a tener el mantenimiento bajo control y han sido establecidos como parte de la práctica del mantenimiento.

Por último, la suma de capital ligado a activos fijos junto con un elevado incremento en el costo de ese capital, llevo a la gente a buscar la manera de maximizar la vida útil de estos activos/bienes.

c. La tercera generación

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

Nuevas Expectativas

El tiempo de parada de la maquina afecta la capacidad de producción de los activos físicos al reducir la producción, aumentar los costos operaciones y afectar el servicio al cliente. Los efectos del tiempo de parada de la maquina fueron agravados por la tendencia mundial hacia sistemas "just in time", donde los reducidos inventarios de material en proceso hacen que una pequeña falla en un equipo probablemente hiciera parar toda la planta. Actualmente el crecimiento en la mecanización y la automatización han tornado a la confiabilidad y a la

disponibilidad en factores claves en sectores tan diversos como el cuidado de la salud, el procesamiento de datos, las telecomunicaciones y la administración de edificios.

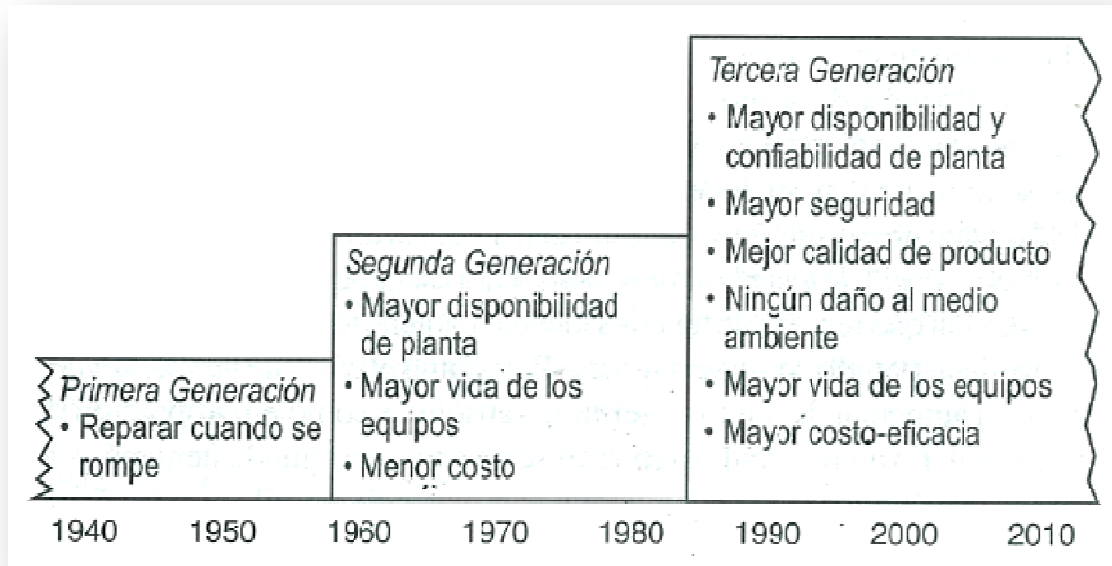


Figura 1 Expectativas del mantenimiento

Más y más fallas acarrear serias consecuencias para el medio ambiente o la seguridad, al tiempo que se elevan los requisitos en estas áreas. En algunas partes del mundo se ha llegado a un punto en que las organizaciones deben, o bien adecuarse a las expectativas de seguridad y cuidado ambiental de la sociedad o dejar de operar. Nuestra dependencia a la integridad de nuestros activos físicos cobra ahora una nueva magnitud que va más allá del costo, y que se torna una cuestión de supervivencia de la organización.

Al mismo tiempo crece nuestra dependencia a los activos físicos, crece también el costo de tenerlos y operarlos. Para asegurar al máximo retorno de la inversión que representa tenerlos, deben mantenerse trabajando eficiente tanto tiempo como se requiera. Por último el costo de mantenimiento está aumentando, tanto en términos absolutos como en proporción del gasto total.

Nuevas investigaciones

Más allá de las existencias de mayores expectativas, las nuevas investigaciones están cambiando muchas de nuestras creencias más profundas referidas a la edad y las fallas. En particular, parece haber cada vez menos conexión entre la edad de la mayoría de los activos y la probabilidad de que estos fallen.

La figura 2 muestra como en un principio la idea era simplemente que a medida que los elementos envejecían eran más propensos a fallar. Una creciente conciencia de la mortalidad infantil llevo a la segunda generación en creer en la curva de la bañera.

Sin embargo, investigaciones en la tercera generación revelan ni uno ni dos sino seis patrones de falla que realmente ocurren en la práctica. Esto es especialmente cierto con muchas de las tareas que se hacen en nombre del mantenimiento preventivo. Por otro lado, para operar con seguridad los sistemas industriales más modernos y complejos se necesitan realizar un gran número de tareas que no figuran en el programa de mantenimiento.

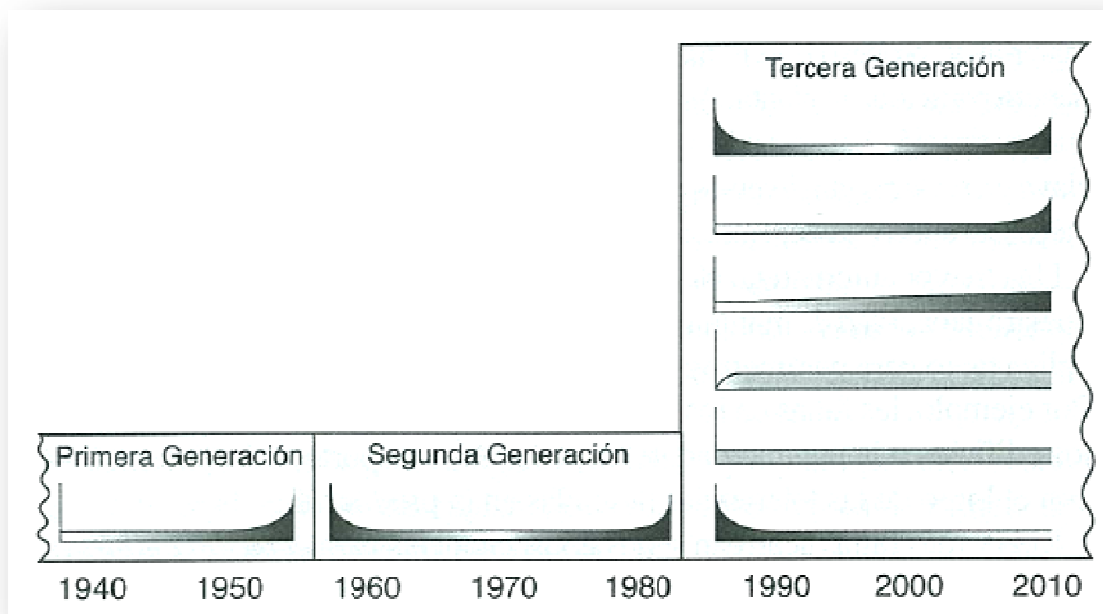


Figura 2 Generaciones del mantenimiento

En otras palabras, la industria en general, es devota a prestar mucha atención para hacer las tareas de mantenimiento correctamente, pero se necesita hacer mucho más para asegurarse que los trabajos que se planean son los trabajos que deben hacerse.

Nuevas técnicas

Ha habido un crecimiento explosivo de nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento. Cientos de ellos han sido desarrollados en los últimos veinte años y emergen aun más cada semana.

La figura 3 muestra como ha crecido el énfasis en los clásicos sistemas administrativos y de control para incluir nuevos desarrollos en diferentes áreas e incluyen:

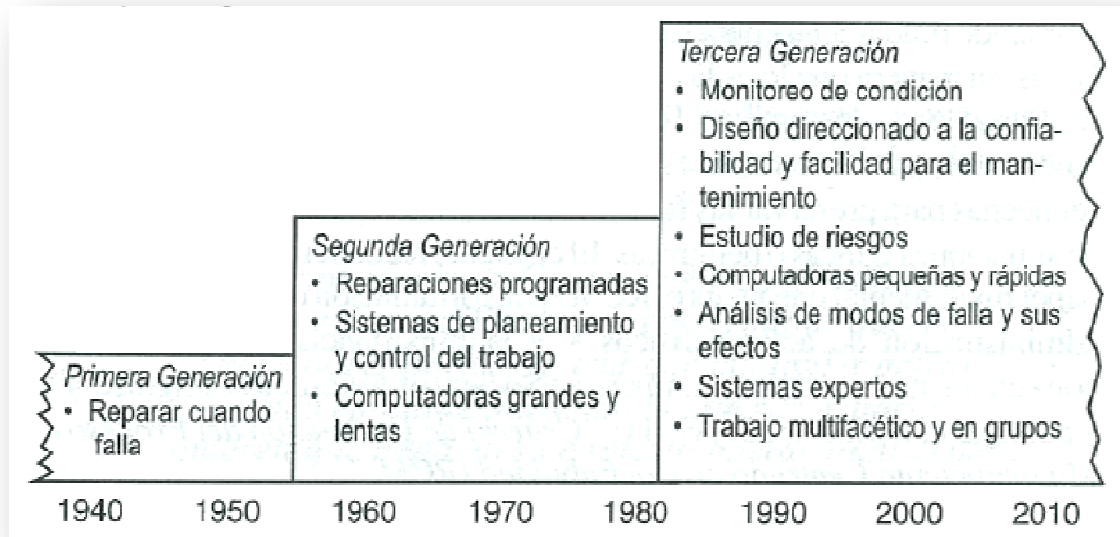


Figura 3 Crecimiento del mantenimiento

Herramientas de soporte para toma de decisiones; tales como el estudio de riesgos, análisis de modos de falla y sus efectos y sistemas expertos.

Nuevos métodos de mantenimiento; tal como el monitoreo de la condición.

Diseño de equipos, con un mayor énfasis en la confiabilidad y factibilidad para el mantenimiento.

Un drástico cambio en el modo de pensar de la organización hacia la participación, trabajo en equipo y flexibilidad.

1.2 Mantenimiento y RCM

Desde el punto de vista de la ingeniería hay dos elementos que hacen al manejo de cualquier activo físico. Debe ser mantenido y de tanto en tanto quizás también ser modificado.

Los diccionarios más importantes definen mantener como causar que continúe (Oxford), o conservar estado existente (Western), o conservar cada cosa en su ser

(Real Academia Española). Esto significa que mantenimiento significa preservar algo. Por otro lado, están de acuerdo con que modificar algo significa cambiarlo de alguna manera.

Cuando no disponemos a mantener algo, ¿Qué es eso que deseamos causar que continúe?, ¿Cuál es el estado que debemos preservar?

La respuesta a estas preguntas está dada por el hecho de que todo activo físico es puesto en funcionamiento porque alguien quiere que haga algo, en otras palabras, se espera que cumpla una función o ciertas funciones específicas. Por ende al mantener un activo, el estado que debemos preservar es aquel en el que continúe haciendo aquello que los usuarios quieren que haga.

“Mantenimiento: asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que los usuarios quieren que haga”

Los requerimientos de los usuarios van a depender de donde y como se utilice el activo. Eso lleva a la siguiente definición formal de mantenimiento centrado en confiabilidad:

“Mantenimiento centrado en confiabilidad: un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que los usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual”.

1.3 RCM: Las siete preguntas básicas

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

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

a) ¿Cuáles son las funciones?

Cada elemento de los equipos debe haberse adquirido para unos propósitos determinados.

En otras palabras, deberá tener una función o funciones específicas. La pérdida total o parcial de estas funciones afecta a la organización en cierta manera.

La influencia total sobre la organización depende de:

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

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

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

b) ¿De qué forma puede fallar?

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

c) ¿Qué causa que falle?

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

En la realización de este paso, es importante identificar cuál es la causa origen de cada falla. Esto asegura no malgastar el tiempo y el esfuerzo tratando los síntomas en lugar de las causas. Al mismo tiempo, cada modo de falla debe ser considerado en el nivel más apropiado, evitando malgastar demasiado tiempo en el análisis de falla en sí mismo.

d) ¿Qué sucede cuando falla?

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

El proceso de contestar sólo a las cuatro primeras preguntas produce oportunidades sorprendentes y, a menudo, muy importantes de mejorar el funcionamiento y la seguridad, y también de eliminar errores. También mejora enormemente los niveles generales de comprensión acerca del funcionamiento de los equipos.

e) ¿Qué ocurre si falla?

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

RCM clasifica las consecuencias de las fallas en cuatro grupos:

- Consecuencias de las fallas no evidentes; Las fallas que no son evidentes no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a otras fallas con consecuencias serias, a menudo catastróficas. Un punto fuerte del RCM es la forma en que trata las fallas que no son evidentes, primero reconociéndolas como tales, en segundo lugar otorgándoles una prioridad muy alta y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento.
- Consecuencias en la seguridad y el medio ambiente; Una falla tiene consecuencias sobre la seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medio ambiente si infringe las normas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente. RCM considera las repercusiones que cada falla tiene sobre la seguridad y el medio ambiente, y lo hace antes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática de la producción.
- Consecuencias operacionales. Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (capacidad, calidad del producto, servicio al cliente o costos industriales en adición al costo directo de la reparación). Estas consecuencias cuestan dinero, y lo que cuesten sugiere cuánto se necesita gastar en tratar de prevenirlas.
- Consecuencias que no son operacionales. Las fallas evidentes que caen dentro de esta categoría no afectan ni a la seguridad ni a la producción, por lo que el único gasto directo es el de la reparación.

Si una falla tiene consecuencias significativas en los términos de cualquiera de estas categorías, es importante tratar de prevenirla.

Por otro lado, si las consecuencias no son significativas, entonces no merece la pena hacer cualquier tipo de mantenimiento sistemático que no sea el de las rutinas básicas de lubricación y servicio.

Por eso, en este punto del proceso del RCM, es necesario preguntar si cada falla tiene consecuencias significativas. Si no es así, la decisión normal a falta de ellas

es un mantenimiento que no sea sistemático. Si por el contrario fuera así, el paso siguiente sería preguntar qué tareas sistemáticas (si las hubiera) se deben realizar. Sin embargo, el proceso de selección de la tarea no puede ser revisado significativamente sin considerar primero el modo de la falla y su efecto sobre la selección de los diferentes métodos de prevención.

f) ¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?

La mayoría de la gente cree que el mejor modo de mejorar al máximo la disponibilidad de la planta es hacer algún tipo de mantenimiento de forma rutinaria.

El conocimiento de la segunda generación sugiere que esta acción preventiva debe consistir en una reparación del equipo o cambio de componentes a intervalos fijos.

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

Esto es verdad todavía para cierto tipo de equipos sencillos, y para algunos elementos complejos con modos de falla dominantes.

En particular, las características de desgaste se encuentran a menudo donde los equipos entran en contacto directo con el producto.

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

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

- Tareas “A condición”.

La necesidad continua de prevenir ciertos tipos de falla, y la incapacidad creciente de las técnicas tradicionales para hacerlo, han creado los nuevos tipos de prevención de fallas.

La mayoría de estas técnicas nuevas se basan en el hecho de que la mayor parte de las fallas dan alguna advertencia de que están a punto de ocurrir. Estas advertencias se conocen como fallas potenciales, y se definen como las condiciones físicas identificables que indican que va a ocurrir una falla funcional o que está en el proceso de ocurrir.

Las nuevas técnicas son usadas para determinar cuándo ocurren las fallas potenciales de forma que pueda hacerse algo antes de que se conviertan en verdaderas fallas funcionales. Estas técnicas se conocen como tareas a condición, porque los elementos siguen funcionando a condición de que continúen satisfaciendo los estándares de funcionamiento deseado.

- Tareas de reacondicionamiento cíclico y de sustitución cíclica.

Los equipos son revisados o sus componentes reparados a frecuencias determinadas, independientemente de su estado en ese momento.

Una gran ventaja del RCM es el modo en que provee criterios simples, precisos y fáciles de comprender para decidir (si hiciere falta) qué tarea sistemática es técnicamente posible en cualquier contexto, y si fuere así para decidir la frecuencia en que se hace y quién debe de hacerlo. Estos criterios forman la mayor parte de los programas de entrenamiento del RCM.

El RCM también ordena las tareas en un orden descendente de prioridad.

g) ¿Qué sucede si no puede prevenirse la falla?

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

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

- Una acción que signifique prevenir la falla de una función no evidente sólo valdrá la pena hacerla si reduce el riesgo de una falla múltiple asociada con esa función a un nivel bajo aceptable. Si no se puede encontrar una acción sistemática apropiada, se debe llevar a cabo la tarea de búsqueda de fallas.
- Las tareas de búsqueda de fallas consisten en comprobar las funciones no evidentes de forma periódica para determinar si ya han fallado. Si no puede encontrarse una tarea de búsqueda de fallas que reduzca el riesgo de falla a un nivel bajo aceptable, entonces la acción “a falta de” secundaria sería que la pieza debe rediseñarse.
- Una acción que signifique el prevenir una falla que tiene consecuencias en la seguridad o el medio ambiente merecerá la pena hacerla si reduce el riesgo de esa falla en sí mismo a un nivel realmente bajo, o si lo suprime por completo.
Si no puede encontrarse una tarea que reduzca el riesgo de falla a un nivel

bajo aceptable, el componente debe rediseñarse.

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

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

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

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

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

2. MANTENIMIENTO PROACTIVO: TAREAS PREVENTIVAS

Las acciones que pueden tomarse para majear las fallas pueden dividirse en las siguientes dos categorías:

Tareas proactivas: estas tareas se llevan a cabo antes de que ocurra una falla, con el objeto de prevenir que el componente llegue a su estado de falla. Abarcan lo que comúnmente se denomina mantenimiento predictivo y preventivo, aunque RCM utiliza los términos reacondicionamiento cíclico, sustitución cíclica y mantenimiento a condición.

Acciones a falta de: estas tratan con el estado de falla, y son elegidas cuando no es posible identificar una tarea proactiva efectiva. Las acciones a falta de incluyen búsqueda de falla, rediseño y mantenimiento a rotura.

Como podemos observar estas dos (2) categorías corresponden a la sexta y séptima pregunta del proceso de decisión básico de RCM:

¿Qué se puede hacer para prevenir las fallas?

¿Qué sucede si no puede prevenirse la falla?

Para efectos del presente trabajo solo analizaremos la sexta pregunta donde esta estudia el criterio utilizado para decidir si las tareas proactivas son técnicamente factibles o no, por lo tanto la factibilidad técnica de una tarea se podría definir de la siguiente manera:

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 dueño o usuario del activo.

Desde el punto de vista técnico, existen dos (2) temas a tener en cuenta para la selección de las tareas proactivas y estos son:

- La relación entre la edad del componente que está considerando y la probabilidad que falle.
- Que su suceda una vez que ha empezado a ocurrir la falla.

2.1 Edad y deterioro

Todo activo físico que cumple una función, está en contacto con el mundo real, esto lo lleva a estar sujeto a una variedad de esfuerzos. Estos esfuerzos hacen que el activo físico se deteriore, disminuyendo su resistencia al esfuerzo. La exposición al esfuerzo es medida de varias maneras incluyendo la cantidad producida, la distancia recorrida, ciclos de operacionales cumplidos, tiempo calendario o tiempo de funcionamiento.

Sin embargo en el mundo real la situación no es tan precisa.

2.2 Fallas relacionadas con la edad y mantenimiento preventivo

La mayoría de las personas todavía tienden a asumir que los componentes similares, funcionaran confiablemente durante un periodo, quizás con una pequeña cantidad de fallas tempranas al azar, y que la mayoría de los componentes se desgastaran al mismo tiempo, pero los patrones de falla relacionados con la edad se aplican a componentes muy simples, o a componentes complejos que sufren de un modo de falla dominante.

Las características de desgaste ocurren mayormente cuando los equipos entran en contacto directo con el producto. Las fallas relacionadas con la edad también tienden a estar asociadas con la fatiga, la oxidación, la corrosión y la evaporación.

Bajo ciertas circunstancias, se dispone de dos opciones preventivas para reducir la incidencia de este tipo modo de falla, estas son las tareas de reacondicionamiento cíclico y las tareas de sustitución cíclica.

2.3 Tareas de reacondicionamiento y sustitución cíclica

El reacondicionamiento cíclico consiste en reacondicionar la capacidad de un elemento o componente antes o en el límite de edad definido, independiente de su condición en ese momento.

Las tareas de reacondicionamiento cíclico también se conocen como tareas de retrabajos cíclicos. Incluye también revisiones o cambios completos hechos a intervalos preestablecidos para prevenir modos de falla específicos relacionados con la edad.

En el caso de modos de algunos modos de falla relacionados con la edad, simplemente es imposible recuperar la capacidad inicial del elemento o del componente una vez que ha alcanzado el fin de su vida útil. En estos casos, la

capacidad inicial solo podrá ser restaurada descartándolo y reemplazándolo por uno nuevo a intervalos fijos sin intentar evaluar la condición del activo viejo, la tarea se conoce como sustitución cíclica.

Las tareas de sustitución cíclica consisten en descartar un elemento o componente antes, en el límite de edad definida, independientemente de su condición en ese momento.

La frecuencia de una tarea de acondicionamiento o sustitución cíclica está determinada por la edad en la que el elemento o componente muestra un rápido incremento en la probabilidad condicional de falla.

2.4 Fallas no asociadas con la edad

Uno de los desarrollos más desafiantes en la gestión del mantenimiento moderno ha sido el descubrimiento de que en realidad muy pocos modos de falla y esto se debe principalmente a una combinación de variaciones en el esfuerzo aplicado y complejidad creciente.

Contrariamente a las creencias el deterioro no siempre es proporcional al esfuerzo aplicado y el esfuerzo no siempre es aplicado consistentemente. Por ejemplo, muchas fallas son causadas por incrementos de esfuerzo aplicado, que a su vez son causados por operación incorrecta, montaje incorrecto, o daños externos. En todos estos casos hay muy poca o casi ninguna relación entre cuanto tiempo el activo físico estuvo en servicio y la posibilidad de que ocurra la falla. Es por ello que este tipos de falla se describen con “al azar.”

3. MANTENIMIENTO PROACTIVO: TAREAS PREDICTIVAS

En el capítulo anterior hemos visto que por lo general hay poca relación, o ninguna, entre cuanto tiempo el activo físico ha estado en servicio y con probable es que falle. Sin embargo aunque muchos modos de falla no se relacionan con la edad, la mayoría de ellos da algún tipo de advertencia de que están en proceso de ocurrir. Si puede encontrarse evidencia de que algo está en las últimas instancias de la falla, podrá ser posible actuar para prevenir que falle completamente y/o evitar las consecuencias.

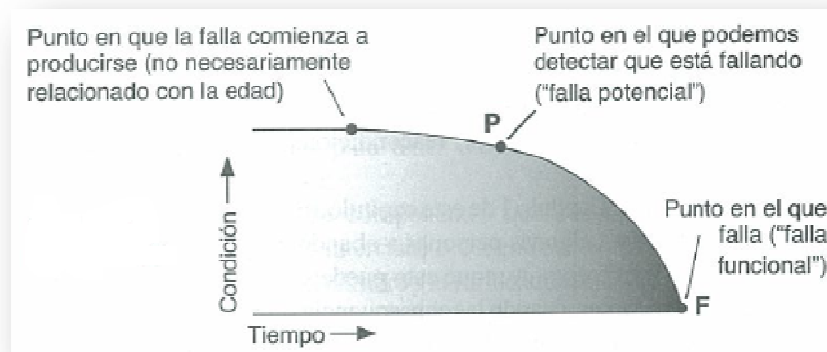


Figura 4 Curva P-F

La figura 4 ilustra lo que sucede en las etapas finales de la falla. Se le llama curva P-F, porque muestra como comienza la falla, como se deteriora al punto en que puede ser detectada (punto P) y luego, si no es detectada y corregida, continúa deteriorándose hasta que llega al punto de falla funcional (punto F)

El punto del proceso de la falla en el que es posible detectar si la falla está ocurriendo o si está a punto de ocurrir se conoce como falla potencial.

Una falla potencial es un estado inidentificable que indica que una falla funcional está a punto de ocurrir o en el proceso de ocurrir.

Las tareas designadas para detectar fallas potenciales se conocen como tareas a condición.

Las tareas a condición consisten en verificar si hay fallas potenciales, para que se pueda actuar para prevenir la falla funcional o evitar las consecuencias de la falla funcional.

Las tareas a condición se llaman así porque los elementos que se inspeccionan se dejan en servicio a condición de que continúen cumpliendo con los parámetros de funcionamiento especificados. Esto también se conoce como mantenimiento predictivo (porque estamos tratando de predecir si y posiblemente cuando el elemento va a fallar basado en su comportamiento actual) o mantenimiento basado en condición (por la necesidad de acciones correctivas o para evitar las consecuencias se basa en una evaluación de la condición del elemento).

3.1 El intervalo P-F

El intervalo P-F es el intervalo entre el momento en que ocurre una falla potencial y su decaimiento hasta convertirse en una falla funcional. Por lo tanto las tareas a condición deben ser realizadas a intervalos menores al intervalo P-F.

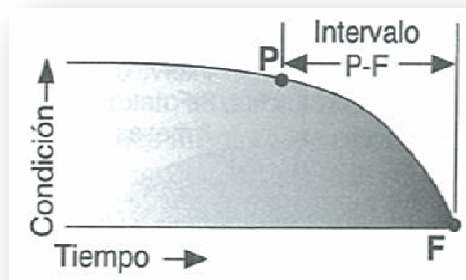


Figura 5 Intervalo P-F

3.2 Factibilidades técnicas de tareas a condición

Las tareas a condición programadas son técnicamente factible si:

- Es posible definir una condición clara de falla potencial
- EL intervalo P-F es razonablemente consistente
- Resulta practico monitorear el elemento a intervalos menores al intervalo P-F

- El intervalo P-F neto (intervalo mínimo que es probable que transcurra entre el descubrimiento de una falla potencial y la ocurrencia de la falla funcional) es lo suficientemente largo como para actuar a fin de reducir o eliminar las consecuencias de la falla funcional.

3.3 Categorías de técnicas a Condición

Las cuatro categorías principales de técnicas a condición son las siguientes:

- a. Técnica de monitoreo de condición: suele involucrar algún tipo de maquinaria para detectar fallas potenciales. El monitoreo de condición abarca varios centenares de técnicas diferentes y fueron diseñadas para detectar los efectos de las fallas. Estas técnicas se clasifican bajo los siguientes títulos:
 - a. Efectos dinámicos
 - b. Efectos de partículas
 - c. Efectos químicos
 - d. Efectos físicos
 - e. Efectos de temperatura
 - f. Efectos eléctricos

Muchas de estas técnicas, hoy en día, son realmente muy sensibles y algunas pueden detectar una falla potencial varios meses antes de la falla funcional. No obstante, una de las mayores limitaciones de casi todos los dispositivos de monitoreo de condición es que controlan una sola condición.

- b. Técnica basada en variaciones en la calidad del producto: En algunas industrias, una importante fuente de datos sobre fallas potenciales es suministrada por la calidad. A menudo la aparición de un defecto en un artículo producido por una maquina está directamente relacionada con el modo de falla en la propia maquina. Muchos de estos efectos aparecen gradualmente, y así proporcionan evidencia oportuna de fallas potenciales. Si los procedimientos de relevamiento y evaluación de datos ya existen, cuesta muy poco utilizarlos como advertencia de falla de equipos.
- c. Técnica de monitoreo de los efectos primarios: Los efectos primarios (velocidad, caudal, presión, temperatura, potencia, corriente, etc.) son otra fuente de información acerca de la condición de los equipos. Los efectos pueden ser monitoreados por una persona leyendo un instrumento de medición y quizás registrando la lectura manualmente, con una computadora como parte de un sistema de control de procesos, o hasta por un registro convencional de datos.

Las mediciones de estos efectos o sus derivados se comparan con cierta información de referencia, dando de este modo evidencia de una falla potencial. Sin embargo, particularmente en el caso de la primera opción debe asegurarse que:

- a. La persona que toma la medición debe conocer cuál debe ser la medida cuando todo funciona bien, que medida corresponde a una falla potencial y cual corresponde a una falla funcional.
 - b. Se toman las mediciones a una frecuencia menor al intervalo P-F (en otras palabras, la frecuencia debe ser menor que el tiempo que le toma a la aguja del dial moverse desde el nivel de falla potencial a de falla funcional cuando ocurre el modo de falla en cuestión).
 - c. El instrumento de medición esta mantenido de manera tal que sea lo suficiente preciso para este propósito.
- d. Técnica de inspección basada en los sentidos humanos: Quizás las técnicas de inspección a condición más conocidas son aquellas basadas en sentidos humanos (mirar, oír, tocar y oler). Las dos desventajas principales a utilizar los sentidos para detectar fallas potenciales son que:
- a. En el momento en que es posible detectar la mayoría de las fallas usando los sentidos humanos, el proceso de deterioro ya está bastante avanzado.
 - b. El proceso es subjetivo, por lo que es difícil desarrollar criterios de inspección precisos. Además las observaciones dependen en gran parte de la experiencia y hasta del estado mental del observador.

Sin embargo las ventajas de utilizar los sentidos humanos son las siguientes:

1. El ser humano promedio es altamente versátil y puede detectar una amplia variedad de condiciones de falla, mientras que cualquier técnica de monitoreo de condición solo puede ser utilizada para monitorear un tipo de falla potencial específico.
2. Puede ser muy costo-eficaz si el monitoreo es realizado por personas que de todos modos están cerca de los activos físicos en el transcurso de sus tareas normales.
3. Un ser humano es capaz de juzgar la gravedad de una falla potencial y por ende decidir acerca de que acciones serán apropiadas, mientras que un dispositivo de monitoreo de condición solo pueden realizar lecturas y enviar una señal.

3.4 Selección de la categoría correcta

Muchos modos de falla son precedidos por más de una falla potencial diferente, por lo que puede encontrarse más de una categoría de tareas a condición. Cada

una de ellas tendrá un intervalo P-F diferente, y cada una requerirá diferentes tipos y niveles de habilidad.

Por ejemplo, consideremos un rodamiento de bola cuya falla se describe como “agarrotamiento del rodamiento debido al uso y desgaste normal” La figura 6 muestra como esta falla puede estar precedida por una variedad de fallas potenciales, cada una de las cuales podrá ser detectada por una tarea a condición diferente.

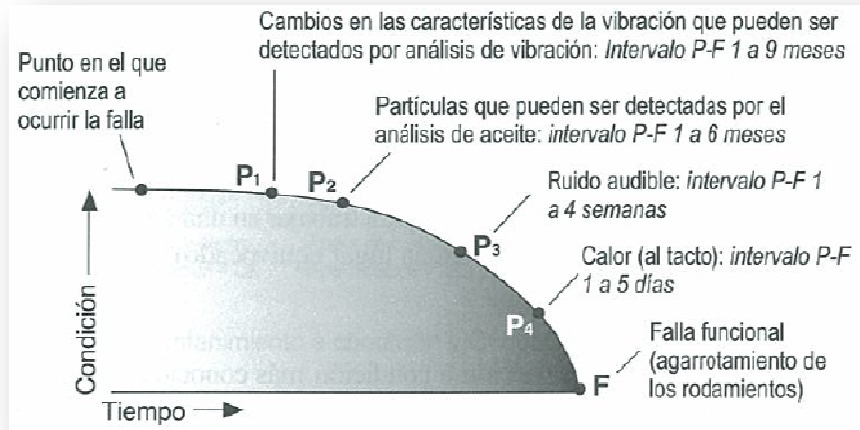


Figura 6 Análisis P-F en Rodamiento de bola

Esto no significa que todos los rodamientos vayan a exhibir estas fallas potenciales, ni tampoco necesariamente tendrán los mismos intervalos P-F. Hasta que punto una técnica cualquiera es técnica factible, y que merece la pena ser realizada depende mucho del contexto operacional del rodamiento.

Esto significa que ninguna categoría de tarea por sí sola, será siempre más costo-eficaz que otra. Es importante tener esto en mente, porque en ciertos ámbitos hay una tendencia a presentar al monitoreo de condición en particular como “la respuesta” a todos nuestros problemas de mantenimiento.

De hecho, si el RCM es correctamente aplicado a un típico sistema industrial moderno y complejo, es posible encontrar que el monitoreo de condición es técnicamente factible tan solo para un 20% de los modos de falla y que solamente merece la pena hacerlo en la mitad o menos de estos casos. Esto no significa que no debemos utilizar el monitoreo de condición- en los casos en lo que es bueno, es realmente muy bueno- pero también debemos recordar que tenemos que desarrollar estrategias apropiadas para encarar el 90% de los modos de falla restantes. En otras palabras, el monitoreo de condición es solo una parte de la respuesta y una parte considerablemente pequeña.

Por lo tanto para evitar desviaciones innecesarias en la selección de tareas, necesitamos:

- a. Considerar todas las advertencias que tienen posibilidad de preceder cada modo de falla, junto con el espectro completo de tareas a condición que podrían ser utilizadas para detectar esas advertencias.
- e. Aplicar rigurosamente el criterio de selección de tareas RCM para determinar cuál de ellas (si existe alguna) es el más costo- eficaz para anticipar el modo de falla en consideración.

Como en muchos otros casos de mantenimiento, la elección “correcta” finalmente depende del contexto operacional en el cual funcionara el activo físico.

4. DISEÑO DE ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO A LOS ACTIVOS ELECTRICOS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA

A finales del año 2010, comienzos del 2011 las actividades predictivas, preventivas y correctivas eran ejecutadas por dos (2) coordinaciones diferentes denominadas:

- Coordinación de confiabilidad eléctrica (CEC)
- Coordinación de mantenimiento proactivo y reactivo (PMN).

La coordinación de confiabilidad eléctrica era la encargada de definir la estrategia de mantenimiento y ejecutar las tareas más complejas de inspecciones predictivas (tales con termografía infrarroja y análisis de aceites a transformadores), mientras que la Coordinación de mantenimiento proactivo y reactivo se dedicaba como su nombre lo indica a las actividades preventivas y correctivas exclusivamente.

Es importante recordar que la metodología empleada por la Gerencia Refinería de Cartagena (GRC) para realizar su mantenimiento es la basada en confiabilidad (*Reliability Centered Maintenance*) o RCM como normalmente se conoce.

Mediante varias secciones de trabajo, el equipo de especialistas, operadores y mantenedores se reunieron con el fin de desarrollar un plan de mantenimiento basado en el análisis de los diferentes modos de falla, tanto aquellas fallas que ya han ocurrido, como las que se están tratando de evitar con determinadas acciones proactivas, preventivas, y aquellas que tienen cierta probabilidad de ocurrir y pueden tener consecuencias graves en el equipo o sistema.

La metodología empleada en las secciones de trabajo para lograr obtener un producto final fue la siguiente:

- a. Elaboración de listado de subsistemas, equipos y elementos que componen el sistema que se está estudiando. Para ello fue necesario recopilar información tales como esquemas, diagramas funcionales, diagramas lógicos, etc.
- b. Estudio detallado del funcionamiento del sistema, obteniendo la siguiente información: listado de funciones del sistema en su conjunto, listado de funciones de cada subsistema y de cada equipo significativo integrado en cada subsistema.
- c. Determinación de las fallas funcionales y fallas técnicos.

- d. Determinación de los modos de falla o causas de cada uno de los fallos encontrados en la fase anterior.
- e. Estudio de las consecuencias de cada modo de falla. Clasificación de las fallas en críticos, importantes o tolerables, en función de esas consecuencias.
- f. Determinación de acciones preventivas, predictivas y proactivas que eviten o atenúen los efectos de las fallas.
- g. Evaluación económica de cada acción (costo-beneficio).

Una vez analizada toda esta información se procedió a agrupar las diferentes tareas a implementar con su respectiva frecuencia de intervención junto con el análisis de cada activo evaluado obteniendo el siguiente resultado:

- Tipos de tareas a realizar:

TIPOS DE TAREA	
CMT	Tareas de Monitoreo de Condición
CBT	Tareas basadas en Condición
TBT	Tareas basadas en tiempo
RTF	Tareas con corridas a Fallas

Tabla 1. Tipos de tarea a realizar

- Activos evaluados:

ACTIVOS EVALUADOS		
GEN	EGCA	Generadores Eléctricos
ALE	EALE	Alimentadores
TR	ETMT	Transformadores de Potencia de Media Tensión
ME MT	ME	Motores Eléctricos de Media Tensión
ME BT	ME	Motores Eléctricos de Baja Tensión
SWG	ESWG	Tablero de Media Tensión (Switchgear)
PC	EPC	Power Center
MCC	EMCC	Centro de Control de Motores
CDB	ECDB	Cargadores de Baterías
UPS	EUPS	UPS - Sistema de alimentación Ininterrumpida
BB	EBB	Bancos de Baterías
GEM	EGEM	Generadores de Emergencia
RPT	ERPT	Resistencia de Puesta a Tierra

Tabla 2. Tipos de activos evaluados

4.1 Generadores.

La Refinería de Cartagena cuenta con cinco unidades de generación eléctrica, tres de capacidad de 2.5 MW y dos de 7.5 MW, todas con turbinas a vapor, de estas unidades depende la generación interna de energía eléctrica de la Refinería.

La estrategia de mantenimiento para generadores está basada en evitar sus modos de falla más comunes, incluyendo el sistema de distribución de energía, instrumentación y protecciones eléctricas. En el cuadro a continuación se muestra las actividades para cada modo de falla, junto con la frecuencia y el ejecutor de dicha actividad:

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla Chumacera y collar de empuje	CMT	Ronda Operativa (BEC- T° y Presión)	Turno/Diario
	CMT	Ruta de Lubricación Mto (monitoreo y análisis de aceite)	Mensual
	CMT	Ruta ATP - Análisis de Vibración	Mensual
	TBT	Revisión, Ajuste y Calibración	4 años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X (8 Años)
Falla bobinados (estator/rotor)	CMT	Ronda Operativa (BEC - T° bobinados, Rotor)	Turno/Diario
	CMT	Monitoreo - PDMA - Estático	2 Años
	TBT	Inspección intrusiva	4 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla acometidas, barrajes, geafol, contactos	CMT	Ronda Operativa (BEC - T° bobinados, Rotor)	Turno/Diario
	CMT	Monitoreo- Medición de aislamiento, resistencia	2 Años
	TBT	Inspección intrusiva	4 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla sistema escobillas	CMT	Ronda Operativa (BEC - T°, Visual)	Turno
	TBT	Inspección de escobillas y anillos	14/60 días
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla control excitación	CMT	Ronda Operativa (BEC - T°, Visual)	Turno
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Revisión de componentes y pruebas	2 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla sist. Gobierno Electrónico (Control TXP y Woodward)	CMT	Ronda Operativa (Ventiladores, temperatura y presurización de los tableros)	Diario
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Verificación de sistema de ventilación tablero	6 Meses
	TBT	Ensayo funcional - Prueba de recorrido	2 Años
	TBT	Limpieza y reapriete de conexiones	4 años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X

Falla Casilla (protección)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diaria
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	4 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla Bently Nevada	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diaria
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Revisión y Calibración de sensores	2 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla filtros de aire	CMT	Ronda Operativa (BEC - T° bobinados, Rotor)	Diario
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Revisión de filtros	2 Meses
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X

Tabla 3. Estrategia de mantenimiento generador de potencia.

4.2 Alimentadores eléctricos.

El esquema de distribución de energía eléctrica de la Refinería, se basa en la distribución de cargas desde la subestación principal USI Generación, dicha distribución es mediante cables alimentadores a 4.160V, a cada subestación asociada al proceso llegan dos alimentadores eléctricos, los cuales tienen cada uno la capacidad de alimentar la toda la subestación asociada a su carga, para algunas subestaciones no críticas se utiliza un único alimentador. En el caso de las subestaciones con doble alimentador, las pruebas periódicas se realizan en el día-día, para el caso de las subestaciones con un solo alimentador, las pruebas deben ser coordinadas, lo que puede significar una frecuencia mayor.

En la Refinería existen aproximadamente 33 alimentadores eléctricos entre subterráneos, aéreos y en bandeja. La estrategia de mantenimiento en cables está dada por la realización de pruebas periódicas, que consisten básicamente en la medición del nivel de aislamiento, continuidad de la pantalla e inspección del estado de los empalmes. Adicionalmente la política de reemplazo de cables alimentadores está definida por tiempo, dicho tiempo se definió en 18 años, basado en experiencias vividas y estadísticas de falla en la Refinería.

Además del cable, la estrategia de mantenimiento de alimentadores también ataca los modos de falla de la protección y casilla eléctrica asociada a cada alimentador.

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla Cable	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, pantalla	2 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
	TBT	Reparar/Reemplazar por tiempo	18 Años

Falla Conexiones/empalmes	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento	2 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla Casilla (control y protección)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	2 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición

Tabla 4. Estrategia de mantenimiento alimentadores subterráneos y por bandeja.

Para los alimentadores eléctricos aéreos de la Refinería está definida la siguiente estrategia para su mantenimiento y reposición:

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla Casilla (control y protección)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	2 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla conductor Tramo aéreo	CMT	Recorrido de Inspección	3 Meses
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, pantalla	2 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla Conductor Tramo subterráneo	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, pantalla	2 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
	TBT	Reparar/Reemplazar por tiempo	18 Años
Falla en puentes/Conexiones	CMT	Recorrido de Inspección	3 Meses
	CMT	Monitoreo - Inspección termográfica	1 año
	CBT	Reemplazar	por condición
Falla en cruceta	CMT	Recorrido de Inspección	3 Meses
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	X
Falla en Cadena / aislador/Falla en Descargador de sobretensiones	CMT	Recorrido de Inspección	3 Meses
	CBT	Reemplazar	por condición
	TBT	Lavado de aisladores	6 Meses
Falla por acercamiento de ramas	CMT	Recorrido de Inspección	3 Meses
	CBT	Mantenimiento en servidumbre (Corte de Ramas cercanas)	4 Meses
Falla Poste	CMT	Recorrido de Inspección	3 Meses
	CBT	Reemplazar	por condición

Tabla 5. Estrategia de mantenimiento alimentadores aéreos.

4.3 Transformadores de potencia

La estrategia de mantenimientos para los 38 transformadores de potencia de la Refinería de Cartagena con potencias que oscilan entre 300 KVA y 18 MVA, está basada en su mayoría por un monitoreo predictivo y proactivo, el cual consiste en el análisis de aceite y termografías, adicionalmente hay rondas periódicas de inspección para detectar fallas en instrumentación y deterioro metalmeccánico del transformador.

Además del transformador, dentro de su estrategia de mantenimiento están incluidas las pruebas funcionales a relés, interruptores y control de la casilla eléctrica, esto con el fin de evitar fallas en estos elementos y que puedan causar un daño al equipo.

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla internos (bobinados)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Inspección sensorial MDD y Termografía	6 Meses
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	CMT	Monitoreo - Análisis de Aceite (físicoquímico y cromatografico)	1 año
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia, tang, etc.)	4 Años
	CBT	Reemplazar	por condición
Falla Casilla (control y protección)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	4 Años
	CBT	Reemplazar	por condición
Falla Conexiones/empalmes	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento	4 Años
	CBT	Reemplazar	por condición
Falla instrumentación	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Inspección sensorial MDD	6 Meses
	CMT	Ronda - Subestaciones ATP	3 Meses
	CBT	Reemplazar	por condición
Falla componentes metalmeccánico	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Inspección sensorial MDD	6 Meses
	CMT	Ronda - Subestaciones ATP	3 Meses
	CBT	Reemplazar	por condición

Tabla 6. Estrategia de mantenimiento transformador de potencia.

4.4 Motores eléctricos

La estrategia de mantenimiento de motores eléctricos en la Refinería de Cartagena se basa en actividades de monitoreo de vibraciones, rutas de

lubricación y monitoreo de parámetros eléctricos “on line / off line” en el conjunto acometida-motor, a su vez se definen varias tareas de mantenimiento dependiendo de la importancia en el proceso y tamaño. Para motores menores de 5 HP (excepto motores de lubricación) el mantenimiento es a falla, para motores de baja tensión de todas las potencias y definidos por el proceso como “críticos” existen tareas adicionales, en comparación con la estrategia de mantenimiento para el resto de motores de baja tensión.

En el caso de los motores de media tensión, se define una estrategia de mantenimiento única para todos, con tareas especiales para los motores síncronos, que requieren una inspección interna que se ejecuta por oportunidad.

Dentro de las actividades incluidas dentro de la estrategia de mantenimiento para los motores de media y baja tensión, se incluyen algunas que están encaminadas a evitar fallas en relés, interruptores, acometidas y circuito de control del motor asociado. A continuación se describen las tareas para los motores:

4.4.1 Motores eléctricos de media tensión.

Para motores de media tensión las tareas definidas son las siguientes:

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla Rodamientos /Chumacera	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario /semanal
	CMT	Ruta de Lubricación Mtto	Semanal
	CMT	Ruta ATP (Incluye T° Carcasa Motor)	Mensual
	CBT	Reparar/Reemplazar	Por condición
Falla empalmes	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses
	CBT	Reemplazar	por condición
	TBT	Reparar/Reemplazar por tiempo (4 años)	4 Años
Falla acometida	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses
	CBT	Reparar/Reemplazar	Por condición
	TBT	Reparar/Reemplazar por tiempo	18 Años
Falla internos (rotor/estator)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario /semanal
	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses
	CMT	Monitoreo - Termografía	1 Año
	CBT	Reemplazar	por condición

Falla ventilador	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario /Semanal
	CMT	Ruta ATP (Incluye T° Carcasa Motor)	Mensual
	TBT	Inspección y Limpieza	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla cable control/Pulsador	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento	6 Meses
	TBT	Inspección y Limpieza	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla Casilla (protección)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diaria
	TBT	Ensayo funcional (circuito de control y protección)	2 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla contactos	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición

Tabla 7. Estrategia de motores de media tensión.

4.4.2 Motores eléctricos de baja tensión.

Para motores de baja tensión las tareas definidas son las siguientes:

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla Rodamientos /Chumacera	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario /semanal
	CMT	Ruta de Lubricación Mto	Semanal
	CMT*	Ruta ATP (Incluye T° Carcasa Motor)	Mensual
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla empalmes	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses
	CBT	Reemplazar (No críticos)	Por condición
	TBT	Reparar/Reemplazar (solo críticos)	2 Años
Falla acometida	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses
	CBT	Reemplazar (No Críticos)	Por condición
	TBT	Reparar/Reemplazar por tiempo (Solo para críticos)	18 Años
Falla internos (rotor/estator)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario /semanal
	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses

	CMT	Monitoreo - Termografía (solo equipos críticos)	1 Año
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla ventilador	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario /Semanal
	CMT	Ruta ATP (Incluye T° Carcasa Motor)	Mensual
	TBT	Inspección y Limpieza	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla cable control/Pulsador	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Turno/Diario
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento	6 Meses
	TBT	Inspección y Limpieza	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla Casilla (protección y control)	TBT	Ensayo funcional (circuito de control y protección)	2 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	Por condición
Falla contactos	CMT	Monitoreo - Termografía	1 Año
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento	6 Meses
	CMT	Monitoreo - PDMA	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición

Tabla 8. Estrategia de mantenimiento motor baja tensión.

4.5 Tableros de distribución de potencia.

En la Refinería de Cartagena para distribución de energía eléctrica a cargas del proceso se utilizan tres niveles de voltaje, en media tensión son 13800V y 4160V y en baja tensión es 480V. Para cada nivel de tensión se utilizan tableros de distribución con celdas tipo interior, con barras aisladas en aire y en la mayoría de los casos dos barras con transferencia automática.

El mantenimiento a estos tableros consiste en evitar fallas en los barrajes y conexiones internas, además de asegurar el funcionamiento de la transferencia automática (donde aplique). El mantenimiento de otros elementos como los interruptores, relés y el cableado de control asociado a las celdas de entrada y enlace se garantiza mediante pruebas funcionales y rondas de verificación.

4.5.1. Tableros de media tensión (Switthgear).

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla en barrajes	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
	CBT	Reemplazar	30 años

Falla Conexiones/empalmes	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
	CBT	Verificación de torque	4 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en sistema de transferencia automática	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo funcional	4 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en Casillas de entradas y enlace (control y protección)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	2 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición

Tabla 9. Estrategia de mantenimiento switcgear.

4.5.2. Tableros de principales de baja tensión (Power Centers).

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla en barrajes	CMT	Monitoreo - Termografía	1 Año
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
	CBT	Reemplazar	30 años
Falla Conexiones/empalmes	CMT	Monitoreo - Termografía	1 Año
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
		Verificación de torques	
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en sistema de transferencia automática	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda - Subestaciones ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo funcional	4 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en Casillas de entradas y enlace (control y protección)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	2 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición

Tabla 10. Estrategia de mantenimiento Power Centers.

4.5.3 Centro de control de motores (MCC's)

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla en barrajes	CMT	Monitoreo - Termografía	1 Año

	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
	TBT	Reemplazar	30 años
Falla Conexiones/empalmes	CMT	Monitoreo - Termografía	1 Año
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	Por condición
	TBT	Reparar/Reemplazar por tiempo	Por condición
Falla de control/protección	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda - Subestaciones ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	4 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición

Tabla 11. Estrategia de mantenimiento MCC's.

4.5.4 Turn Around Power Center (TAPC)

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla en barrajes	CMT	Monitoreo - Termografía	2 Años
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
	CBT	Reemplazar	30 años
	TBT	Reparar	Por condición
Falla Conexiones/empalmes	CMT	Monitoreo - Termografía	2 Años
	CMT	Monitoreo - Medición de aislamiento, resistencia.	4 Años
	CBT	Reparar / Reemplazar	Por condición
	TBT	Reemplazar por tiempo	30 años
Falla de control/protección	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda - Subestaciones ATP	3 Meses
	TBT	Ensayo Funcional (control y protección)	4 Años
	CBT	Reparar/Reemplazar	Por condición

Tabla 12. Estrategia de mantenimiento TAPC's.

4.6 Sistemas de emergencia y respaldo

Los sistemas de respaldo y emergencia son de vital importancia, ya que actúan como contingencia frente a una pérdida de energía y la carga que alimentan son

por lo general equipos de protección y control, por ello es de alta importancia garantizar su disponibilidad y confiabilidad.

Para efectos de definir una adecuada estrategia a los diferentes equipos de respaldo, estos se dividieron en las siguientes familias: UPS's, cargadores de batería, generadores de emergencia y bancos de batería, la estrategia de mantenimiento de estos equipos va dirigida a garantizar su disponibilidad y confiabilidad basados en el monitoreo de variables y el mantenimiento preventivo.

A continuación se describe la estrategia de mantenimiento para cada sub-familia de equipo:

4.6.1 Cargadores de batería.

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla componente electrónico	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diaria
	TBT	Revisión de componentes y Pruebas	4 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición
	TBT	Reemplazar	12 Años

Tabla 13. Estrategia de mantenimiento cargador de baterías.

4.6.2 Sistema ininterrumpido de potencia (UPS).

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla componente electrónico	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diaria
	TBT	Revisión de componentes y Pruebas	4 Meses
	CBT	Reparar/Reemplazar por condición	Por condición
	TBT	Reemplazar	12 Años

Tabla 14. Estrategia de mantenimiento UPS's.

4.6.3 Banco de baterías

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla en bornes (sulfatación)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	TBT	Limpieza y Reapriete	4 Meses

	CMT	Monitoreo - Termografia	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla corto en celdas/apertura	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Monitoreo - Medición de conductancia, voltaje, nivel (reposición electrolito)	4 Meses
	CMT	Monitoreo - Termografia	6 Meses
	CBT	Reemplazar	Por condición
	TBT	Reemplazar	15 Años

Tabla 15. Estrategia de mantenimiento bancos de batería.

4.6.4 Generadores de emergencia.

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla de automatismos de arranque	TBT	Ensayo funcional _Verificación de variables	15 días
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla internos gem (estator, rotor, sistema DC)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diario
	TBT	Ensayo funcional	15 días
	CMT	Monitoreo - Medición de Aislamiento, resistencia	1 año
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en motor de combustión (incluye instrumentación)	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diario
	TBT	Ensayo funcional _Verificación de variables	15 días
	CMT	Revisión Mecánica (filtros, etc.)	Mensual
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla automatismo	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Diario
	TBT	Ensayo funcional Automatismo	2 años
	CBT	Reemplazar	Por condición

Tabla 16. Estrategia de mantenimiento generador de emergencia.

4.7 Válvulas motorizadas

Las válvulas motorizadas son utilizadas en las plantas de proceso para realizar cortes en caso de una falla ó emergencia, en las áreas externas se utilizan para el control de flujo de mezclas, distribución de productos a tanques, entre otras aplicaciones.

Su mantenimiento involucra diferentes especialidades, ya que contiene elementos electrónicos, eléctricos y mecánicos, y para su buen funcionamiento todos estos

elementos deben funcionar correctamente. La estrategia de mantenimiento de estos equipos se basa en una serie de tareas para de monitoreo de condición, pruebas funcionales y tareas preventivas.

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla acometida de fuerza	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	1 año
	CBT	Reemplazar	Por condición
	TBT	Reemplazar	18 Años
Falla en tarjeta electrónica	TBT	Revisión de componentes y Pruebas	1 año
	TBT	Tropicalización de Tarjeta	4 años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en lazo de comunicación	CMT	Ronda Instrumentista Máster station	Mensual
	TBT	Reemplazar	1 año
	CBT	Reemplazar	1 año
Falla en componente mecánico	TBT	Ruta de Lubricación Mtto	1 año
	TBT	Revisión de componentes y Pruebas	1 año
	CBT	R Reemplazar	Por condición
Falla de calibración de recorrido	TBT	Revisión de componentes y Pruebas	1 año
	CBT	Reemplazar	Por condición
	TBT	Prueba funcional de recorrido (manual y eléctrico)	8 meses ó por oportunidad.
Falla Breaker/Guardamotor	TBT	Ensayo funcional (circuito de control y protección)	4 Años
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en Batería	TBT	Revisión de componentes y Pruebas	1 año
	CBT	Reemplazar	Por condición
Falla en Motor	CMT	Monitoreo Medición de aislamiento, resistencia	1 año
	TBT	Revisión de componentes y Pruebas	1 año

Tabla 17. Estrategia de mantenimiento válvulas motorizadas.

4.8 Sistemas de puesta a tierra.

Los sistemas de puesta a tierra de los equipos están enfocados a la seguridad de las personas e integridad de los equipos ante la presencia cualquier descarga eléctrica o corriente de fuga, por ello es indispensable preservar su correcto estado.

MODO DE FALLA	TIPO DE TAREA/ TAREA		FRECUENCIA
Falla en puntos de conexión en subestación	CMT	Ronda Operativa (BEC)	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP.	3 Meses
	CMT	Medición de equipotencialidad y resistencia malla.	4 años
	CBT	Mantenimiento y reparación de puntos de conexión.	4 años
	CBT	Reparar	Por condición.
Falla en conexión malla principal	CMT	Ronda Operativa (BEC).	Semanal
	CMT	Ronda Ingenieros ATP.	3 Meses
	CBT	Inspección de registros.	4 años
	CMT	Medición de equipotencialidad y resistencia malla.	4 años
	CBT	Reparar	Por condición.

Tabla 18. Estrategia de mantenimiento sistemas de puesta a tierra.

A continuación mostraremos el resultado del anterior ejercicio donde se identificaron los modos de fallas y las tareas proactivas, preventivas y predictivas para evitar dichos modos de falla en los equipos, se resumen el siguiente listado de trabajos estándares que se incluyeron en el sistema de administración del mantenimiento Ellipse.

GENERADORES ELÉCTRICOS			
No. ESTÁNDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Revisión de escobillas, anillos	14 días	ECP
2	Ruta de Lubricación TG	1 Mes	ECP
3	Revisión integridad filtros	2 Meses	ECP
4	Diagnostico eléctrico Generador	2 Años	ECP
5	Pruebas funcionales protecciones eléctricas + Inspección intrusiva	4 Años	ECP

Tabla 19. Estándares para generadores creados en Ellipse

ALIMENTADORES ENTERRADOS Y POR BANDEJA			
No. ESTÁNDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Pruebas Funcionales (control y protección) + Diagnostico aislamiento	2 años	ECP

Tabla 20. Estándares para alimentadores enterrados y por bandeja creados en Ellipse

ALIMENTADORES AEREOS			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Ruta de inspección Línea aérea	3 Meses	EXT

2	Inspección Termográfica Línea	1 año	ECP
3	Pruebas Funcionales (control y protección) + Diagnostico aislamiento	2 Años	ECP

Tabla 21. Estándares para alimentadores aéreos creados en Ellipse

TRANSFORMADORES DE POTENCIA			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Inspección sensorial MDD y Termografia	6 Meses	EXT
2	Monitoreo - Análisis de Aceite (físicoquímico y cromatografico)	1 año	EXT
3	Ensayo Funcional (control y protección) + Pruebas eléctricas	4 Años	ECP

Tabla 22. Estándares para transformadores de potencia creados en Ellipse

MOTORES DE MEDIA TENSIÓN			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Ruta de Lubricación	Semanal	ECP
2	Proactivo motor (PDMA, Pulsador, Ventilador)	6 Meses	ECP
3	Monitoreo – Termografia	1 año	ECP
4	Ensayo Funcional (control y protección)	2 Años	ECP
5	Reemplazar empalmes motor	4 Años	ECP

Tabla 23. Estándares para motores de media tensión creados en Ellipse

MOTORES DE BAJA TENSIÓN			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Ruta de Lubricación	Semanal	ECP
2	Proactivo motor (PDMA, Pulsador, Ventilador)	6 Meses	ECP
3	Monitoreo – Termografia	1 año	ECP
4	Ensayo Funcional (control y protección)	2 Años	ECP
5	Reemplazar empalmes motor	2 Años	ECP

Tabla 24. Estándares para motores de baja tensión creados en Ellipse

SWICHTGEAR			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Mantenimiento general Swicthgear (T/A)	4 Años	ECP
2	Ensayo Funcional (control y protección) – Incomings	4 Años	ECP

3	Ensayo funcional (Transferencia automática)	4 Años	ECP
---	---	--------	-----

Tabla 25. Estándares para swithgear creados en Ellipse

POWER CENTER			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Monitoreo – Termografía	1 Año	ECP
2	Mantenimiento general Swithgear (T/A)	4 Años	ECP
3	Ensayo Funcional (control y protección) – Incomings	4 Años	ECP
4	Ensayo funcional (Transferencia automática)	4 Años	ECP

Tabla 26. Estándares para Power center creados en Ellipse

MCC'S			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Monitoreo – Termografía	1 Año	ECP
2	Mantenimiento general Swithgear (T/A)	4 Años	ECP
3	Ensayo Funcional (control y protección) – Incomings	4 Años	ECP
4	Ensayo funcional (Transferencia automática)	4 Años	ECP

Tabla 27. Estándares para MCC's creados en Ellipse

TAPC'S			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Monitoreo – Termografía	1 Año	ECP
2	Mantenimiento general Swithgear (T/A)	4 Años	ECP
3	Ensayo Funcional (control y protección) – Incomings	4 Años	ECP
4	Ensayo funcional (Transferencia automática)	4 Años	ECP

Tabla 28. Estándares para TAPC's creados en Ellipse

CARGADORES DE BATERÍAS			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Limpieza y revisión de componentes.	4 Meses	EXT

Tabla 29. Estándares para cargadores de baterías creados en Ellipse

UPS'S			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Limpieza y revisión de componentes.	4 Meses	EXT

Tabla 30. Estándares para UPS's creados en Ellipse

BANCOS DE BATERÍA			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Mantenimiento proactivo baterías (limpieza, reapriete, electrolito, voltaje, conductancia)	4 Meses	ECP
2	Monitoreo – Termografía	6 Meses	ECP

Tabla 31. Estándares para banco de baterías creados en Ellipse

GENERADORES DE EMERGENCIA			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Ensayo funcional generador	15 días	ECP
2	Revisión mecánica	1 mes	EXTERNO
3	Monitoreo - Medición de Aislamiento, resistencia	1 año	ECP
4	Ensayo funcional automatismo	2 años	ECP

Tabla 32. Estándares para generadores creados en Ellipse

VALVULAS MOTORIZADAS				
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR	
1	Diagnostico en Máster Station	Mensual	ECP	Instrumentista
2	Proactivo motor	1 año	ECP	Electricista
3	Revisión componentes + Pruebas (funcionales, recorrido)	1 año	ECP	Electricista + Instrumentista
4	Tropicalizar tarjeta	4 años	ECP	Electricista

Tabla 33. Estándares para válvulas motorizadas creados en Ellipse

SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA			
No. STANDAR	DESCRIPCION	FRECUENCIA	EJECUTOR
1	Medición de equipotencialidad y resistencia malla S/E	4 años	ECP
2	Medición de equipotencialidad equipos en planta	4 años	ECP

Tabla 34. Estándares para sistema de puesta tierra creados en Ellipse

5. IMPLEMENTACION DE ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO A LOS ACTIVOS ELECTRICOS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA

Una vez analizados los diferentes modos de falla en los activos eléctricos de la refinería de Cartagena y las recomendaciones de las acciones realizadas para atacarlos junto con su frecuencia de ejecución de la acción, era necesario realizar cambios en la estructura y esquema que existente para realizar el mantenimiento preventivo, además implementar nuevas técnicas predictivas que nos ayudaran a identificar las diferentes fallas en nuestro sistema.

Por lo anterior en el presente capítulo queremos describir cada uno de los pasos realizados en la implementación de la nueva estrategia de mantenimiento a los activos eléctricos de la refinería de Cartagena.

Los pasos a describir son los siguientes:

- Cambio de estructura del mantenimiento preventivo.
- Cambio de estrategia de ejecución mantenimiento preventivo.
- Implementación técnica de termografía infrarroja.
- Implementación técnica de ultrasonido propagado en aire.
- Implementación técnica de diagnóstico de motores eléctricos.
- Consolidación programa de protecciones eléctricas

5.1 Cambio de estructura del mantenimiento preventivo

En el año 2010 las actividades de mantenimiento preventivo eléctrico eran ejecutadas por un grupo denominado “preventivo” y se encontraba conformado por cuatro (4) técnicos electricistas y dos (2) técnicos mecánicos supervisados por un ingeniero cuyas tareas a ejecutar correspondían únicamente a las acciones preventivas de las dos (2) especialidades.

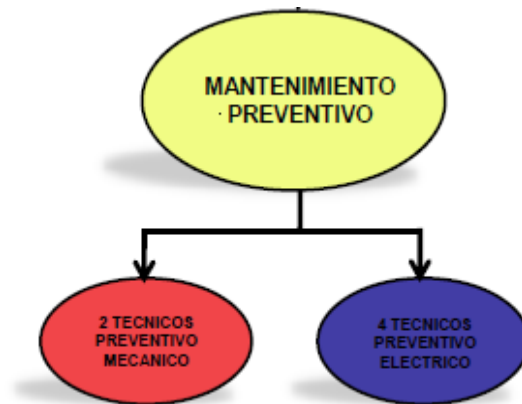


Figura 7 Estructura mantenimiento preventivo año 2010

En el 2011 este nuevo grupo aumento sus integrantes a ocho (8) personas donde:

- Dos (2) de ellas continuarían con el mantenimiento preventivo tradicional que se venía realizando con cuatro (4) personas
- Cuatro (4) nuevas personas a la ejecución de predictivo eléctrico que en el pasado era ejecutado de forma parcial por los ingenieros de Confiabilidad eléctrica o no se encontraba implementado el programa.
- Dos (2) nuevas personas a protecciones eléctricas que en el pasado se encontraban a cargo del supervisor del taller eléctrico y que hoy se encuentran incluidas en el grupo proactivo eléctrico.

Las cuatro (4) personas de mantenimiento predictivo se dividieron o clasificaron según la actividad de inspección a realizar de la siguiente forma:

- Dos (2) personas ejecutan las actividades correspondientes a Termografía infrarroja y Ultrasonido propagado en aire.
- Dos (2) personas al Diagnostico de motores eléctricos empleando el equipo PDMA junto con el programa de calidad de energía.

Figura 8 Estructura mantenimiento preventivo año 2011-2012

En el 2012, se pretende incorporar al grupo dos (2) personas adicionales para que conformen el grupo de inspecciones de sistema de puesta a tierra, protección catódica, preventivo de iluminación.

5.2 Cambio de estrategia de ejecución mantenimiento preventivo

Las actividades preventivas eléctricas más importantes a ejecutar definidas en la estrategia de mantenimiento equipo eléctrico son las siguientes:

ITEM	Descripción de tarea	Frecuencia en días	Activos inspeccionados	Cantidad de activos
1	Análisis fisicoquímico de aceite a transformadores	365	Transformadores de media tensión	40
2	Calibrar unidad de protección	365	Motores, transformadores y alimentadores	250
3	Inspección general escobillas	15	Generadores de potencia	5
4	Inspección general transformador	120	Transformadores de media tensión	40
5	Intervención generador de emergencia	15	Generadores de emergencia	3
6	Mantenimiento cuarto de baterías	120	Banco de Baterías	37
7	Mantenimiento cargadores de baterías	90	Cargador de batería	17
8	Mantenimiento UPS	90	Fuentes de alimentación ininterrumpidas	20
9	Mantenimiento general cada 6 meses	180	Motores de baja tensión	435
10	Mantenimiento general cada 6 meses	180	Motores de media tensión	65
11	Orden y aseo subestación eléctrica	90	Subestaciones eléctricas	25

Tabla 35. Actividades preventivas eléctricas

En el 2010 estas tareas eran ejecutadas por cuatro (4) personas y hoy las mismas tareas se realizan con dos (2) y se preguntaran ¿Cómo realizaran las mismas tareas ahora con menos personas?

Pues simple, en el esquema de ejecución de los trabajos se realizo un cambio de la programación de las tareas por planta, en donde se pasó de ejecutar las tareas programas un día a la semana por planta a una semana por planta al mes.

MES				
SEMANA 1				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
BACKLOG	UDC	USI	URC	MPP
SEMANA 2				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
BACKLOG	UDC	USI	URC	MPP
SEMANA 3				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
BACKLOG	UDC	USI	URC	MPP
SEMANA 4				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
BACKLOG	UDC	USI	URC	MPP

Tabla 36. Estrategia de ejecución preventivo eléctrico 2010

MES				
SEMANA 1				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
UDC	UDC	UDC	UDC	UDC
SEMANA 2				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
USI	USI	USI	USI	USI
SEMANA 3				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
URC	URC	URC	URC	URC
SEMANA 4				
LUNES	MARTES	MIERCOLES	JUEVES	VIERNES
MPP	MPP	MPP	MPP	MPP

Tabla 37. Estrategia de ejecución preventivo eléctrico 2011

5.3 Implementación técnica de termografía infrarroja

Para poder implementar la técnica de termografía infrarroja al 100% de los equipos eléctricos de la refinería de Cartagena fue necesario estructurar un plan de trabajo cuyos hitos principales fueron:

- Gestión de compra cámara termográfica.

- Gestión de conocimiento de personal en la técnica de inspección termográfica.
- Implementación ruta de inspección termográfica que se adapte a la frecuencia recomendada en la estrategia de mantenimiento de equipos eléctricos.
- Elaboración de estrategia de ejecución, seguimiento y control de la inspección termográfica.

A continuación describiremos de forma resumida cada uno de los hitos contemplados para poder estructurar el programa de termografía infrarroja.

5.3.1 Gestión de compra cámara termográfica.

Se realizó un estudio de ofertas, contemplando los diferentes tipos de equipos y marcas disponibles en Colombia empleando la técnica de evaluación factor J, cuyos input tenidos en cuenta fueron los siguientes: especificaciones técnicas de funcionamiento y operación junto con el respaldo técnico en caso de mantenimiento y calibración.

Como resultado final de la evaluación se determinó que la mejor cámara termográfica que se ajustaba a nuestros requerimientos es la FLIR referencia P660 cuyo resumen de sus características técnicas son los siguientes:

- Rango de medición: - 20°C a 500°C
- Resolución: 640 x 480 pixeles
- Visor integrado: 800 x 480 pixeles
- Display: 5.6", 1024 x 600pixeles
- Grabación de voz: Si
- Almacenamiento de información: Tarjeta SD de memoria
- Peso: 1.7Kg
- EMC: EN 61000-6-2:2001
- Choque: 25G; IEC 60068-2-29
- Vibración: 2G; IEC 60068-2-6
- Humedad: IEC 68-2-30/24
- Sensibilidad térmica: 45mk @+30°C
- Precisión: +-1°C o +-1 % de la lectura
- Medición: 10 spot, 5 cajas, 2 isothermas, marcadores punto caliente y frío, delta, 1 línea.
- Zoom Digital: 1-8x continuo
- IFOV(con lente 25°C): 1.36 mRad
- Picture in Picture: Ajustable, móvil, intervalo
- Cámara digital: 3.2 Mpixel con autofocus
- Grabación de video: No radiométrico. MPG4
- Secuencia radiométrica: SI



Figura 9 Cámara termográfica Flir P660 (Única en Colombia)

5.3.2 Gestión de conocimiento del personal en la técnica de inspección termográfica.

Debido a que el conocimiento en la técnica de termografía infrarroja solo lo disponían dos (2) ingenieros de la coordinación de confiabilidad eléctrica se procedió a transmitir el conocimiento adquirido mediante una primera fase, que consistió en un taller básico de ocho (8) horas de la técnica termografía infrarroja ofrecido en aulas de la refinería a todo el personal técnico y tecnólogo en la especialidad de electricidad.

Las personas que demostraron mayor capacidad en la técnica fueron seleccionadas y asignadas a una segunda fase del curso que consistió otro curso básico de diez y seis (16) horas en aulas alternadas con prácticas en campo.

Las dos (2) personas con mejor resultado obtenido del curso ofrecido fueron seleccionadas y asignadas al frente ejecutor de termografía infrarroja.

De las dos(2) personas asignadas al frente ejecutor de termografía infrarroja se selecciono al de mejor desempeño para que se certificara como termógrafo nivel I cumpliendo la norma ASNT SNT-TC-1A a través del institute of infrared thermography. Es importante resaltar que es una certificación internacional.

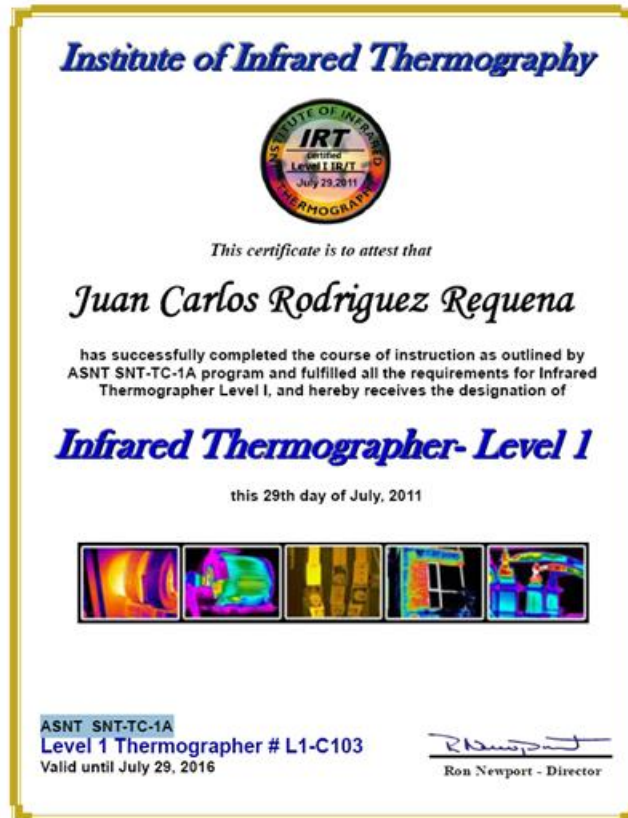


Figura 10 Certificación termógrafo nivel I tecnólogo Electricista GRC

5.3.3 Implementación ruta de inspección termográfica que se adapte a la frecuencia recomendada en la estrategia de mantenimiento de equipos eléctricos.

El número de activos eléctricos inspeccionados empleando la técnica de termografía infrarroja era de cuarenta y tres (43) equipos, correspondiente a los transformadores de potencia de todas las subestaciones eléctricas, cuya frecuencia de inspección era de seis (6) meses.

Con el personal capacitado y cámara termográfica disponible, se decide realizar inspección termográfica a la totalidad de los activos eléctricos de la refinería de Cartagena, aumentando el número de activos inspeccionados de cuarenta y tres (43) equipos a mil cuatrocientos (1400) equipos distribuidos por todas las plantas.

El realizar esta inspección requeriría de una ruta de navegación para que el técnico termógrafo se adaptara a un esquema que cumpliera con frecuencia de inspección de la mayoría de los equipos eléctricos de seis (6) meses.



Figura 11 Ruta de inspección termográfica equipos eléctricos de la GRC

Una vez implementada esta ruta de inspección se logro culminar la totalidad del recorrido en tres (3) meses, adaptándonos al tiempo sugerido en la estrategia de mantenimiento de equipos eléctricos que es de seis (6) meses.

5.3.4 Elaboración de estrategia de ejecución, seguimiento y control de la inspección termográfica.

La metodología empleada para realizar las inspecciones termograficas es la siguiente:

A través de una orden de trabajo semanal disparada por el software de mantenimiento Ellipse, se realiza inspección termográfica por planta o unidad de proceso que corresponda.

La ruta de termografia es realizada siguiendo un orden lógico de ubicación de cada uno de los equipos de la planta, que se encuentran definidos en la lista de chequeo de cada una de las áreas inspeccionadas.

INSPECCION TERMOGRAFIA REALIZADA EN EL AREA: _____ TAF 1

ACTIVOS INSPECCIONADOS: Subestación eléctrica, transformadores de potencia y motores de media tensión.

INSPECCIÓN REALIZADA POR: _____



ITEM	EQUIPO	COMPONENTE DEL EQUIPO	ESTADO AL MOMENTO DE TERMOGRAFIA		FECHA DE INSPECCION	OBSERVACION DEL HALLAZGO ENCONTRADO
			ON	OFF		
1	SWG 7.1	GWFL01C				
2		GWFL01A				
3		ALIMENTADOR BARRA C				
4		TRANSFORMADOR POTENCIALES BARRA C				
5		TR-2 FEEDER BREAKER				
6		INTERRUPTOR ENLACE BARRA C-D				
7		TR-2 FEEDER BREAKER 1000VVA XF 8MB				
8		ALIMENTADOR BARRA D				
9		TRANSFORMADORES DE POTENCIALES BARRA D				
10	CASILLAS APLICACIONES DE CAMPO	GWFL01B				
11		BOMBA 1 TAP 1000 A 450 HP				
12		GWFL02 A				
13		GWFL02 B				
14		GWFL03 C				
15		SR 750 PROTECCION RELAY				
16		MAIN BREAKER LINE 1				
17		TURNDOWN POWER CENTER BUS A				
18		No 7-1A MOTOR CONTROL CENTER				
19		SR 750 PROTECTION RELAY				
20		THE BREAKER				
21		MAIN BREAKER LINE 2				
22		TURNDOWN POWER CENTER BUS B				
23		No 7-1B MOTOR CONTROL CENTER				
24	SR 750 PROTECTION RELAY					
25	TAPC 7.1B TAF 1	EQUIPOS ELECTRICOS VARIOS				
26	CARGADOR DE BATERIAS	CARGADOR				
27		Q3 WCT 1001-100A				
28		Q2 R 1300-100A				
29		Q1 GWFL 1401A-2-7.5HP				
30		Q4 GWFL 1401B-2-7.5 HP				
31		Q3 GWFL 1401C-2-7.5 HP				
32		Q5 GWCT 1401A-2-100HP				
33		Q2 GWCT 1401B-100 HP				
34		Q10 GWCT 1401C-100HP				
35		BOMBA JENSEN 1001B				
36	Q14 GWCT 1401D-100HP					

Figura 12 Ejemplo lista de chequeo por planta

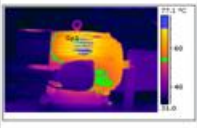

Una vez realizada la inspección el técnico actualiza la lista macro de chequeo y automáticamente se conoce el porcentaje de equipos inspeccionados en la ronda.

Además en el mismo formato de la lista de chequeo se registra el estado del equipo inspeccionado debido a que muchas veces no se encuentra en servicio y la aplicación de la técnica de termografía infrarroja no aplica para ese caso.

Es importante resaltar que las listas de chequeo también me permiten administrar los informes de los hallazgos encontrados a través de hipervínculos, facilitándome la organización de los informes.

COORDINACIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO
INSPECCION TERMOGRAFICA

PLANTA	DESCRIPCIÓN	TAP
US1	BOMBA DE AGUA CRUDA A CLARIFICADORES	SPT1301 A

Especificación de objeto		Especificación	
Funcionalidad	Motor	Imagen	Activa
Distancia al objeto	1.0 m	Imagen hora	01:53:20 PM
(E) Temperatura	73.6 °C	Imagen temperatura máxima	73.4 °C
(E) Temperatura		Imagen temperatura mínima	27.3 °C

DESCRIPCIÓN:
Termografía realizada BOMBA DE AGUA CRUDA A CLARIFICADORES

CONDICIONES OPERACIONALES:
Al momento de la inspección el motor registraba una carga 64 %, con una corriente de 37.6 amperios a 482 voltios. Tipo de aislamiento D. Intensidad nominal de 58.0 Amp.

OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:
El motor se encuentra dentro de los rangos de temperatura de diseño. Se nota una temperatura máxima de 71.6 °C. En comparación con motores similares que presentan temperaturas entre 50 y 60 °C. Se puede apreciar que la tapa del ventilador no es la original del motor lo cual podría ocasionar desbalanceo térmico por no proporcionar un flujo uniforme de aire. Se recomienda la verificación del sistema de refrigeración, podría no tener el ventilador adecuado o estar averiado.

Figura 13 Modelo informe termografía infrarroja implementado en GRC

5.4 Implementación técnica de ultrasonido propagado en aire.

Al igual que la termografía infrarroja fue necesario ejecutar de forma lógica una serie de pasos requeridos para poder implementar la técnica de ultrasonido propagado en aire que se describirán a continuación:

- Análisis de la técnica predictiva y aplicabilidad en la refinería de Cartagena.
- Gestión de conocimiento del personal en la técnica de inspección a través de ultrasonido propagado en aire.
- Gestión de compra equipo ultrasonido propagado en aire
- Implementación ruta ultrasonido propagado en aire junto con la ronda de termografía infrarroja

A continuación describiremos de forma resumida cada uno de los pasos contemplados para poder estructurar el programa de ultrasonido propagado en aire.

5.4.1 Análisis de la técnica predictiva y aplicabilidad en la refinería de Cartagena.

Debido a que no se contaban con antecedentes de esta técnica aplicada a equipos eléctricos, fue necesario ubicar experiencias de otras empresas para la aplicación de esta técnica.

Como facilitador de esta investigación se consulto con el distribuidor del equipo Ultraprobe 15000 a nivel de Colombia y nos referencio algunas empresas que aplican esta técnica a nivel nacional, cuyos resultados en el área eléctrica han sido significativos y satisfactorios.



Figura 14 Ilustración de aplicación ultrasonido propagado en aire

Es por ello que decidimos emplear esta técnica en los activos eléctricos para detectar:

- Arcos eléctricos
- Efectos corona
- Tracking
- Ronda de lubricación rodamientos de motores eléctricos (excesos o deficiencia de grasa en rodamientos)

Además me permite complementar las inspecciones termograficas, aportando a elevar la confiabilidad en los equipos y seguridad de los inspector al momentos de realizar una inspección.

5.4.2 Gestión de conocimiento del personal en la técnica de inspección a través de ultrasonido propagado en aire.

Una vez conocidas las bondades ofrecidas por esta técnica y la aplicabilidad de esta en la refinería de Cartagena, se procedió a capacitar a cinco (5) personas entre tecnólogos e ingenieros en un organismo certificado, que me permitiera elevar las competencias técnicas de nuestro personal en esta metodología, obteniendo cinco (5) certificaciones internacionales cumpliendo con lo requerido en la norma ASNT -TC-1A.



Figura 15 Certificaciones inspectores nivel I ultrasonido propagado en aire

5.4.3 Gestión de compra equipo ultrasonido propagado en aire

Teniendo en cuenta la homologación de marcas en Ecopetrol, se investigo en el software de mantenimiento ellipse la existencia de compras recientes de este tipo de herramientas de trabajo, encontrando referenciado en el sistema un equipo de

Ultrasonido comprado en la refinería de Barrancabermeja, que es utilizado para aplicaciones mecánicas.

Con esta información se procedió a realizar la compra del equipo marca UE Systems referencia Ultraprobe 15000 cuyo resumen de las características técnicas son los siguientes:



Figura 16 Equipo de ultrasonido propagado en aire

Características técnicas:

Construcción: Tipo pistola de aluminio y plástico ABS

- **Circuitería:** de estado sólido análogo y circuitería digital SMD con compensación de temperatura y conversión real de RMS.
- **Rango de Frecuencia:** 20-100 KHz ajustable en cambios de 1 KHz
- **Tiempo de respuesta:** < 10 milisegundos
- **Pantalla:** Táctil QVGA-IR, puntero laser, cámara y analizador de espectros
- **Grabación de Sonidos:** en formato WAV
- **Temperatura Infrarroja:** -20°C a 500°C
- **Cámara Digital:** 2 Mega Pixeles
- **Puntero Laser:** Todo sobre la salida Europea <5mW – longitud de onda 640nm – Producto Laser Clase IIIa
- **Puntero Laser:** Todo sobre la salida Europea <1mW – longitud de onda 640nm – Producto Laser Clase II
- **Memoria:** 400 espacios de grabación de datos
- **Batería:** Recargable de IONES de Litio
- **Temperatura de Operación:** 0°C a 50°C
- **Salidas:** Heterdina calibrada, decibel (dB), frecuencia y tarjeta SD
- **Sensores:** Modulo de escaneo trisónico, modulo de estetoscopio, modulo de largo alcance y modulo de montaje magnético
- **Audífonos:** De lujo atenuadores de ruido para utilización con casco de seguridad
- **Indicadores:** dB, Frecuencia, carga de batería y barra segmentada de 16 partes

- **Sensibilidad:** Detecta fugas de 0.127 mm a 0.34 bar a 15.24 m de distancia
- **Umbral:** 1 x 10⁻² std. cc/seg a 1 x 10⁻³ std. cc/seg
- **Dimensiones:** Kit completo en maletín de transportación 55 x 47 x 20 cms
- **Peso:** Unidad 1.1 Kg, Kit completo en maletín de transportación 8.6 Kg
- **Garantía:** 1 año estándar, garantía extendida al registrar el equipo
- **Modos de medición:** dB (Principal), IR, ABCD, Espectral, Especifico de Aplicaciones, muestreo de grabaciones y aplicaciones específicas.

5.4.4 Implementación ruta ultrasonido propagado en aire junto con la ronda de termografía infrarroja

Teniendo en cuenta que la técnica de inspección a través de ultrasonido propagado en aire se realiza efectuando una ruta y que además es una técnica complementaria con la termografía infrarroja, los mismos inspectores de la termografía infrarroja son los inspectores que realizan esta inspección, siguiendo el esquema descrito anteriormente a través de una orden de trabajo semanal asignada a la unidad de proceso que le corresponda.

El esquema de ejecución las inspecciones eléctricas será el siguiente:

Antes de inspeccionar una celda con termografía infrarroja, el inspector deberá realizar inspección con la técnica de ultrasonido propagado en aire.

5.5 Implementación técnica Diagnostico motores eléctricos.

Esta técnica se implementa debido a una necesidad, debido que el índice de falla en motores se estaba incrementando y la técnica antes empleada para diagnosticar los motores no suministraba información suficiente para evaluar los diferentes modos de falla, debido a que solo teníamos información del aislamiento del motor.



Figura 17 Equipo de diagnostico de aislamiento a tierra "Megger"

Es por ello que se investiga en el mercado y se encuentra una técnica capaz de suministrar información no solo de su aislamiento sino de cinco zonas de falla más, tales como, calidad de energía, circuito de energía, entrehierro, rotor, estator,

Además me permite registrar las mediciones obtenidas en su totalidad llevando tendencias por equipos y configurar avisos de precaución y alarmas en las mediciones obtenidas.

Los pasos tenidos en cuenta para implementar esta técnica predictiva fueron los siguientes:

- Análisis de la técnica predictiva diagnóstico motores eléctricos.
- Gestión de compra equipo diagnóstico de motores.
- Gestión de conocimiento del personal en la técnica de diagnóstico de motores.
- Implementación de la técnica al programa de mantenimiento eléctrico.

A continuación describiremos de forma resumida cada uno de los pasos tenidos en cuenta en la implementación de la técnica diagnóstico de motores eléctricos:

5.5.1 Análisis de la técnica predictiva diagnóstico motores eléctricos.

La aplicación de esta técnica en el mercado colombiano aun no ha sido aprovechada en su totalidad y son pocas las empresas que en la actualidad utilizan tan beneficiosa herramienta.

El saber que debíamos cambiar lo que se hacía era muy claro, debido a que existían motores que se diagnosticaban hoy y al día siguiente fallaban cuyos resultados obtenidos en los diagnósticos eran favorables.

Eso, era algo que no lográbamos entender evidenciando que el tipo de diagnóstico realizado no era el más adecuado e incompleto dejando múltiples zonas de falla si ser evaluadas.

Es por eso que se procedió a ubicar en el mercado los diferentes equipos de diagnóstico que me permitirán analizar cada uno de sus modos de falla existente en el mercado encontrando varias opciones cuyo resumen del análisis realizado se describirá a continuación.

5.5.2 Gestión de compra equipo diagnostico motores eléctricos

En las investigaciones realizadas de los diferentes tipos de equipos que analizaran los diferentes modos de falla existentes en los motores, se encontraron tres (3) equipos con soporte técnico a nivel nacional, cuyos representantes de la comercialización fueron invitándolos a la refinería de Cartagena para que realizaran demostración de las bondades de sus equipos.

De las tres (3) opciones presentadas se eligió el equipo Marca PDMA referencia MCEmax que me permite realizar diagnósticos con el motor en movimiento cuyas pruebas son denominadas dinámicas o diagnósticos con el motor en estado estacionario cuyas pruebas son denominadas estáticas.



Figura 18 Equipo de diagnostico de motores marca PDMA

Las características técnicas del equipo adquirido son:

- Portable and battery powered
- Monitors Power Circuit, Insulation, Stator, Rotor, and Air Gap
- Variable test voltage from 250 to 5000 V
- Automatic IR, PI, DAR, and Step Voltage Tests
- Measures insulation resistance to $3 T \Omega$
- Precision resistance from $10 \mu \Omega$ to 2000Ω using 4-wire bridge test measurement
- Measures capacitance (pF) and inductance (mH)
- Portable and battery powered
- Low, medium, and high voltage motors
- Six channel simultaneous acquisition
- Torque and efficiency analysis
- Impedance and phase angle measurement
- Power and current signature tests
- **Ground resistance test voltages:**
 - 250-5000 V in 50 V steps
 - Accuracy:
 - $\pm 2.5\%$ 100 K Ω to 1 G Ω @500/2500v

- ±5% 10 KΩ to 100 GΩ @2500v
- ±5% 100 KΩ to 100 GΩ @5000v
- ±20% 100 GΩ to 3 TΩ (≥1000 V)
- Short circuit/charge current: 2 mA
- **Capacitance measurement:**
 - ±5% 1000 to 999,750 pF
- **Inductance measurement:**
 - ±1% 100 to 1000 mH
 - ±2% 1000 to 2500 mH
 - ±5% 2500 to 5000 mH
- **Resistance measurement:**
 - Accuracy/Range:
 - ±1% 10 μΩ to 2000 Ω
 - Resolution
 - .00001Ω 0Ω to .02Ω
 - .0005Ω .02Ω to 2.0Ω
 - .005Ω 2.0Ω to 50Ω
 - .01Ω 50Ω to 1000Ω
 - .1Ω 1000Ω to 2000Ω

Dimension:

- 18.5x14.5x6 in. (46.99x36.83x15 cm)

Weight:

- 19 – 23 lbs (8.62 – 10.43 kg)

Test Lead set:

- 10 ft. (3.05 m.)

Voltage input range:

- AC 100-240 V, 50/60 Hz (Computer)

Environmental

Operating temperature:

- 41°F to 95°F (5°C to 35°C)

Storage temperature:

- -4°F to 104°F (-20°C to 40°C)

Humidity:

- 20% - 80% non-condensing

5.5.3 Gestión de conocimiento del personal en la técnica de diagnóstico de motores

Una vez elegido el equipo a utilizar en la técnica de diagnóstico de motores se procedió a programar una formación nivel I con el instructor certificado de la empresa PDMA, quien se desplazó desde Estados Unidos hasta las instalaciones de la refinería de Cartagena y durante cinco días ofreció una formación teórico - práctica a siete (7) técnicos e ingenieros electricistas.

Una vez claros los principios básicos de funcionamiento del equipo se procedió a seleccionar a los dos (2) técnicos con mejor desempeño del grupo para ser el

encargado de la estrategia de diagnóstico de motores, aplicando lo aprendido en el curso durante seis (6) meses a más de cien (100) motores eléctricos, encontrando múltiples fallas de diverso tipo.

Con la experiencia adquirida por el personal en el manejo del equipo se decide inscribir al personal ejecutor de las actividades a un segundo curso ofrecido en la ciudad de Bogotá donde técnicos del todo el país se reunirían al segundo nivel ofrecido por los fabricantes del equipo donde la temática tratada correspondió al análisis e interpretación de las señales obtenidas en las mediciones.

Con ese curso se despejaron dudas de conceptos técnicos en la aplicación la técnica y se inició con la implementación en firme del programa de diagnóstico de motores.



Figura 19 Certificaciones en la técnica diagnóstico de motores a través de PdMA

5.5.4 Implementación de la técnica diagnóstico de motores al programa de mantenimiento eléctrico

La técnica estática predictiva para el diagnóstico de motores se adaptó a la rutina de mantenimiento existente en motores tanto de baja como de media tensión cuya frecuencia de inspección es de ciento ochenta (180) días.

La rutina de mantenimiento de los motores incluía una tarea cuyo alcance era la medición de aislamiento de su bobinado establecida en el estándar de trabajo, que fue cambiada por el de diagnóstico del motor eléctrico realizando prueba estándar, que incluye mediciones de aislamiento a tierra, medida de resistencia de bobinado, medida inductancia de bobinado, medida de capacitancia de bobinado, desbalance resistivo, desbalance inductivo. Dependiendo de los resultados obtenidos se procede a complementar la prueba con tres (3) pruebas más que son: Índice de polarización, prueba voltaje de paso y prueba de influencia del rotor.

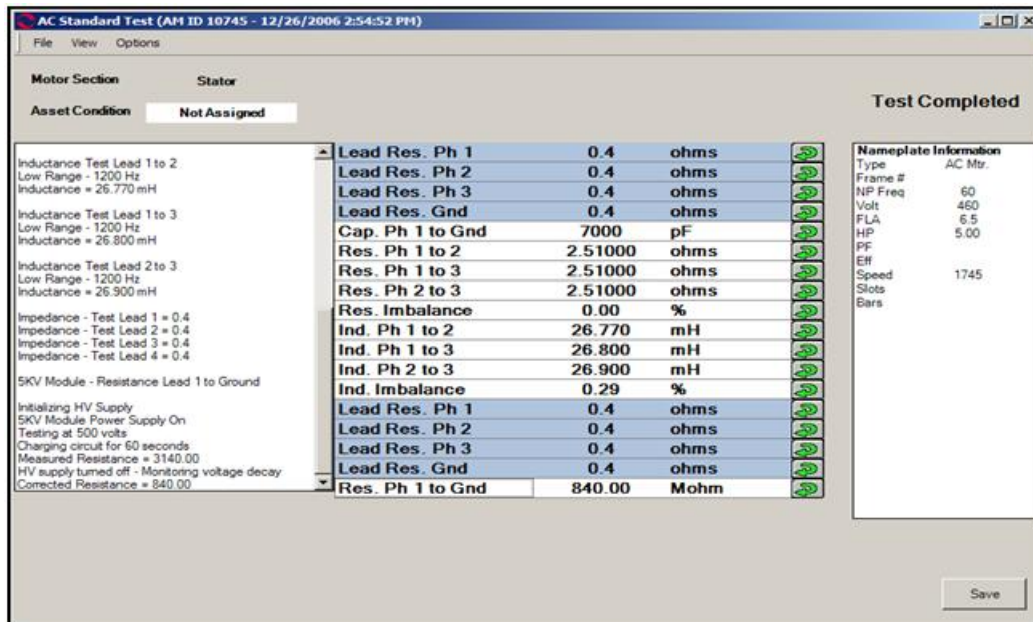


Figura 20 Ejemplo prueba estándar de PDMA

Las pruebas dinámicas son realizados en casos particulares donde los valores obtenidos en la prueba estática dejan algún tipo de duda o los motores no pueden ser apagados al momento de la inspección.

5.6 Consolidación del programa de protecciones eléctricas

El programa de protecciones eléctricas se inicio en el año 2009 con dos (2) técnicos electricistas que recibieron formación teoría y práctica por un (1) ingeniero de la coordinación de confiabilidad eléctrica.

Estas personas se dedicaron los dos (2) primeros años a actividades netamente correctivas cuyas funciones principales fueron: revisar cada uno de los parámetros registrados en los relés existes y cambio de la tecnología utilizada de relés electromecánicos a relés electrónicos.

Una vez finalizada esta labor se procedió a implementar rutinas preventivas de chequeo a las protecciones eléctricas existentes, desarrollando una ruta de inspección cuya frecuencia de revisión por relés es de dos (2) años.

Este esquema lleva funcionando más de tres (3) años y los resultados obtenidos son muy positivos elevando la confiabilidad eléctrica de la refinería de Cartagena.

6. RESULTADOS OBTENIDOS EN LA IMPLEMENTACION DE LA ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO A LOS ACTIVOS ELECTRICOS DE LA REFINERIA DE CARTAGENA

La estrategia de ejecución del mantenimiento proactivo eléctrico de la refinería de Cartagena fue implementada por etapas durante el año 2011, desarrollando mejoras en cada una de las disciplinas donde se laboro y obteniendo resultados favorables que enunciaremos a continuación:

6.1 Programa de Mantenimiento preventivo



Figura 21 Electricistas del grupo Proactivo

Antecedentes:

Se recibe el anterior programa del preventivo eléctrico, con más de 300 orden de trabajo pendiente por ejecutar.

Actividad realizada:

Conformación grupo de proactivo eléctrico y cambio estrategia de ejecución de los trabajos eléctricos.



Figura 22 Logo del grupo proactivo Eléctrico

Logros obtenidos:

Los principales logros obtenidos son los siguientes:

- Optimización tiempos gestión permisos de trabajo.
- Mejora en la planeación y programación de las actividades.
- Optimización de recursos al ejecutar las actividades.
- Acciones correctivas menores inmediatas.
- Informes mensuales estado de las plantas.
- Aumento de credibilidad con el cliente.
- Aumento en la confianza y compromiso de los ejecutores de los trabajos.
- Aumento del clima laboral.
- Disminución backlog.(ordenes de trabajo pendiente por ejecutar)

Al disminuir el tiempo de la gestión de los permisos de trabajo y el tiempo de planeación y programación de las actividades con operaciones logramos ejecutar el 100% de las tareas programadas ya no con los cuatro (4) técnicos del año pasado si no con la mitad de ellos es decir, ahora ejecutamos las tareas programadas con solo dos (2) técnicos electricistas, es decir reducción de dos mil diez y seis (2016) horas/hombre en la ejecución de las tareas preventivas programadas.

6.2 Programa de Mantenimiento Proactivo

6.2.1 Termografía infrarroja

Antecedentes:

Esta técnica solo era aplicada a cuarenta y tres (43) transformadores de media tensión y era ejecutado por un (1) ingeniero electricista de la coordinación de confiabilidad eléctrica, en caso de requerir termografía en algún otro activo esta tarea era subcontratada.

Actividad realizada:

Gestión de compra cámara termográfica, y formación teórico-práctica al personal técnico electricista en la técnica de inspección a través de termografía infrarroja.

Una vez se dispone del técnico formado se realiza ruta de inspección termográfica.



Figura 23 Electricista termógrafo de la refinería de Cartagena

Logro obtenido:

Los principales logros obtenidos fueron:

- Formación básica a doce (12) electricistas en la técnica de inspección termografía.
- Certificación internacional nivel I de la norma ASNT SNT-TC-1A a través del Institute of infrared thermography de la técnica termografía infrarroja a tres (3) técnicos electricistas de la Refinería de Cartagena.
- Aumento en el número de activos inspeccionados por la técnica de termografía infrarroja pasando de 43 activos a 1400 activos.
- Creación de ruta de inspección termográfica acorde a los requerimientos establecidos en la estrategia de ejecución de mantenimiento de equipo eléctrico.
- Identificación de fallas potenciales que antes no podían predecirse.
- Consolidación de la técnica de termografía infrarroja en la refinería de Cartagena, empleándola en aplicaciones diferentes a la electricidad.

6.2.2 Ultrasonido propagado en aire



Figura 24 Electricista aplicando ultrasonido en la Refinería de Cartagena

Antecedentes:

Esta técnica no se aplicaba en la refinería de Cartagena en ninguna especialidad.

Actividad realizada:

Gestión de compra equipo de ultrasonido propagado en aire, y formación teórico-práctica al personal técnico electricista en la técnica de ultrasonido propagado en aire. Una vez se dispone del técnico formado se realiza complementa con la ruta de inspección termográfica.

Logro obtenido:

Los principales logros obtenidos fueron:

- Formación básica a dos (2) electricistas en la técnica de ultrasonido propagado en aire.
- Certificación internacional nivel I de la norma ASNT TC-1A a través de UE System Inc. de ultrasonido propagado en aire a cinco (5) técnicos electricistas de la refinería de Cartagena.
- Inspecciones más seguras para los técnicos electricistas al momento de acceder a una celda o casilla complementando la técnica de termografía infrarroja.
- Análisis de modos de fallas eléctricos antes no contemplados tales como: Arco eléctrico, efecto corona, tracking.

- Mejora en el diagnóstico de los rodamientos en motores eléctricos complementado los análisis realizados con la técnica de vibraciones.
- Identificación de fallas potenciales que antes no podían predecirse.
- Consolidación de la técnica de ultrasonido propagado en aire en la refinería de Cartagena, empleándola en aplicaciones diferentes a la electricidad.

6.2.3 Diagnóstico de motores eléctricos



Figura 25 Electricista aplicando técnica de diagnóstico de motores

Antecedentes:

Para diagnóstico de motores en movimiento no se disponía de ninguna técnica para evaluarlos. Para diagnóstico de motores en estado estáticos solo se analizaba un modo de falla correspondiente al aislamiento de bobinado con respecto a tierra.

Actividad realizada:

Formación teórica-práctica en la técnica de diagnóstico de motores, gestión de compra equipo de diagnóstico de motores eléctricos marca PDMA e implementación de diagnósticos dentro de las rondas preventivas de mantenimientos a los motores.

Logro obtenido:

Los principales logros obtenidos fueron:

- Formación básica a cinco (5) electricistas en la técnica de diagnóstico de motores eléctricos con la técnica PDMA, obteniendo certificación internacional de PDMA Corporation.

- Formación avanzada a tres (3) electricistas en la técnica de diagnóstico de motores eléctricos e interpretación de señales con la técnica PDMA, obteniendo certificación internacional de PDMA Corporation.
- Inspecciones y diagnóstico de motores eléctricos en funcionamiento que antes no podían ser evaluados debido a que no se podían dejar fuera de servicio.
- Análisis de cinco(5) modos de falla adicionales al aislamiento tales como: calidad de energía, circuito de energía, rotor, estator y entrehierro
- Registro de las medidas obtenidas de los motores permitiéndome trazabilidad por equipo, facilitando llevar tendencias y comparativos de los equipos.
- Aplicación de estándares internacionales en el diagnóstico de motores
- Consolidación de la técnica de a nivel corporativo recibiendo requerimientos de otros distritos interesados en implementar el programa.

7. ANALISIS Y CONCLUSIONES DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

El éxito en el diseño e implementación de la nueva estructura del mantenimiento proactivo eléctrico en la refinería de Cartagena se debe a los siguientes valores corporativos implementados:

- **Trabajo en equipo:** Valor necesario desarrollado por el personal que interactuó en el diseño e implementación de la nueva estrategia de mantenimiento proactivo eléctrico en la refinería de Cartagena. Gracias a este valor, existió sinergia entre las coordinaciones de confiabilidad y mantenimiento facilitando la gestión desde la idea conceptual hasta la maduración de la idea.
- **Compromiso por la vida:** El 100% del personal que participo en la etapa de diseño e implementación del programa de mantenimiento proactivo se mostro comprometido con cada una de las actividades que realizaba, efectuando su labor con mucha entrega y compromiso, a tal punto de sumar más de seis mil (6000) horas/hombre sin incidentes o accidentes al realizar su trabajo.
- **Pasión por la excelencia:** Al iniciar el programa se identifico que nuestro anterior esquema de mantenimiento ofrecía muchas oportunidades de mejora que fueron aprovechadas por un grupo de personas que se esforzaron por mejorarlas, diseñando un esquema ejecutable e implementando un esquema de mantenimiento moderno que me permita proyectarme a estar dentro del premier cuartil en gestión de mantenimiento a nivel mundial en un futuro, asimismo flexible que me permita adaptarme a los requerimiento solicitados de la nueva refinería de Cartagena.

Además es importante resaltar los siguientes aspectos básicos contemplados al momento de la implementación del programa, tales como:

- **Innovación:** Aspecto muy importe para tener en cuenta en cualquier proceso de cambio; debido a que innovación no solo es cambiar de tecnología o equipos, si no también incluye el realizar las cosa de una forma diferente con resultados diferentes. En nuestro caso se presentaron inconvenientes al romper el paradigma de hacer las cosas por más de veinte (20) años de la misma forma creyendo que es la única forma de hacerlo, logrando demostrar que los procesos se pueden optimizar y que la tecnología apalanca el éxito en una empresa.

- **Gestión de conocimiento del personal:** Desde nuestro punto de vista la piedra angular de cualquier proceso de mantenimiento es el conocimiento adquirido por las personas. Es necesario desarrollar las competencias al personal que interactúa en cada una de las tareas requeridas multiplicando estas competencias a cada uno de los colaboradores existentes con el objetivo de no depender de una sola persona. Para ello se debe estructurar un esquema fuerte y sostenido que me permita suministrar el conocimiento y asegurar de una forma no traumática la permanencia de ese conocimiento en cada una de las personas que conforman el grupo de trabajo.
- **Confianza transmitida por la alta administración:** Uno de los aspectos que más motivo en la materialización de esta iniciativa fue el apoyo incondicional recibido por la alta administración de la refinería de Cartagena quienes confiaron en la gestión realizada por el grupo de electricistas facilitando la disponibilidad de recursos y toma de decisiones importantes.
- **Objetivos y metas claras al iniciar el proyecto:** El proyecto se consolida con éxito debido a que desde un inicio se tenía claro el rumbo (hacia donde queríamos ir), ruta de navegación (como podíamos llegar) y navegantes (personal comprometido en el programa), corrigiendo el camino cada vez que se presentaban desviaciones importantes y además perseverando incansablemente hasta llegar a nuestra meta final.

Reconocimientos obtenidos por el programa en lo que ha transcurrido del año 2011:

- Reconocimiento en el Departamento de mantenimiento al líder del grupo proactivo eléctrico en la disciplina de pasión por la excelencia primer semestre año 2011.
- Invitación a presentar proyecto denominado “Proactivo eléctrico y la seguridad” a la reunión anual cuya convocatoria es a nivel nacional de todos los comités locales de seguridad industrial de Ecopetrol ubicándose en el cuarto (4) lugar de treinta y cuatro (34) proyectos presentados. Junio 2011.
- Finalista en los premios de reconocimiento a la excelencia a nivel gerencia refinería de Cartagena en la categoría de anticipación e innovación año 2011. El resultado del ganador aun no ha sido divulgado.

Es importante resaltar que esta iniciativa ya se encuentra implementada y el tiempo de construcción de la nueva refinería nos servirá para realizar ajustes o mejoras en nuestro esquema y que además permitirá formar mayor cantidad de personal técnico en las metodologías implementadas en el programa de mantenimiento proactivo en la refinería de Cartagena.

8. BIBLIOGRAFIA

1. **MOUBRAY JHON**, Mantenimiento centrado en confiabilidad. Edición en español. 2004.
2. **TORRES JHONNY, RIOS MANUEL**, Estrategia de mantenimiento equipo Eléctrico. GRC-GTC-G-001. 2011
3. **LOPEZ TULIO**, Mejores prácticas de mantenimiento de equipos eléctricos de la GRB. GRB-GCB-PO-003. 2006
4. **LOPEZ TULIO, AMAYA SERGIO**, Manual Compendio de procedimiento de mantenimiento equipo eléctrico. GCB-PTB-M-002 2006
5. Manual Cámara Termográfica Marca FLIR ref.P660.
6. Manual equipo de Ultrasonido Marca UE System Ref.Ultraprobe15000;
7. Manual monitor de motores eléctricos Marca PDMA Ref. MCEmax.