



ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA ACTUALIZACION DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE POTENCIA ELECTRICA DE LA GERENCIA REFINERIA BARRANCABERMEJA.



SISTEMA DE BIBLIOTECAS UNAB
ADQUISICIONES

D. Jardín B. Rosque B. Caldas CUIM Precio \$ 20000
Clasificación TP/82.11/G.165e ejemplar 1
Proveedor _____
Compra Donación Canje UNAB
Fecha de Ingreso: DD 17 MM 06 Añ 2014

NOELIA LUCIA GUERRA CAMPOS

HENRY HERREÑO ROCHA

WALDO ENRIQUE SERRANO VERA

Monografía de Grado para optar al título de Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE BUCARAMANGA
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-MECANICAS
ESPECIALIZACION EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGETICOS
BUCARAMANGA
2011

Nota de aceptación:

Aprobado por el Comité Curricular del Programa de Ingeniería en Energía en cumplimiento de los requisitos exigidos por la Universidad Autónoma de Bucaramanga para optar al Título de Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos.

JURADO CALIFICADOR 1

JURADO CALIFICADOR 2

Bucaramanga, Abril de 2011

TABLA DE CONTENIDO

		Pág.
	INTRODUCCION	12
1.	TABLEROS DE POTENCIA	14
1.1.	TABLEROS DE POTENCIA INDUSTRIAL	15
1.2	PARTES DE UN TABLERO DE POTENCIA INDUSTRIAL	17
1.2.1.	Componentes Activos.	17
1.2.2.	Componentes Pasivos.	19
1.3.	PRINCIPALES MODOS DE FALLA DE TABLEROS DE POTENCIA.	20
1.3.1.	Efecto Corona	21
1.3.2.	Sobrecalentamiento	22
1.3.3.	Deterioro del aislamiento	22
1.3.3.1.	Contaminantes	23
1.3.4.	Ambientes adversos	23
1.3.5.	Corrosión	24
1.3.6.	Diseño incorrecto	25
1.3.7.	Materiales inapropiados	25
1.3.8	Mantenimiento inadecuado	25
1.3.8.1.	Conexiones del barraje	25
1.3.8.2.	Conexiones de cables	25
1.3.8.3.	Compartimentos auxiliares del Switchgear	26
1.3.8.4.	Puesta a tierra del Switchgear	26
1.3.9.	Impacto de los mecanismos de falla en componentes del Switchgear	26
1.3.9.1.	Barraje	26
1.3.9.2.	Conductores primarios del Barraje	26
1.3.9.3.	Transformadores de corriente	26
1.3.9.4.	Transformadores de Voltaje (Potencial)	27
1.3.9.5.	Fusibles	28
1.3.10.	Mecanismos de Envejecimiento del cubículo de un Switchgear	28
1.3.11.	Efectos Agregados de falla	29
2.	CONFIABILIDAD DE LOS TABLEROS DE POTENCIA	29
2.1.	TEORIA DE CONFIABILIDAD	29
2.1.1.	Confiabilidad en función de la tasa de falla.	29
2.1.2.	Caracterización de la tasa de falla	30
2.1.3.	La curva de la Bañera	33

2.1.4.	Ciclo de vida de un equipo	34
2.2.	ANALISIS DE INTEGRIDAD	36
2.3.	RESULTADO DEL ANALISIS DE INTEGRIDAD SOBRE LOS TABLEROS DE POTENCIA DE LA GRB	39
2.4.	LOGISTICA EN LAS ACCIONES DE MANTENIMIENTO.	45
3.	ANALISIS DE RIESGO	47
3.1.	PREMISAS DEL PROYECTO.	47
3.2.	LA MATRIZ DE RIESGO	48
3.3.	CALIFICACION DEL PROYECTO EN LA MATRIZ RAM	48
3.3.1.	Clasificación de los riesgos	50
3.3.2.	Secuencia	51
3.4.	DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE CRITICIDAD DE LOS RIESGOS DEL PROYECTO	53
4.	EVALUACION FINANCIERA	56
4.1.	FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	56
4.1.1.	Flujo de Caja del caso base.	56
4.1.2.	Flujo de Caja con Proyecto.	62
4.2.	LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO.	68
4.3.	ESTUDIO DE SENSIBILIDAD	69
	CONCLUSIONES	71
	BIBLIOGRAFIA	73
	ANEXOS	74

LISTADO DE TABLAS

		Pág.
Tabla 1	Mecanismos de envejecimiento del cubículo de un Switchgear	27
Tabla 2	Evaluación de Obsolescencia Técnica.	39
Tabla 3	Resumen de defectos y Evaluación de Obsolescencia según ERPI	44
Tabla 4	Aplicaciones de la Matriz RAM	45
Tabla 5	Análisis del nivel de Riesgo	52
Tabla 6	Flujo de caja del caso base	57
Tabla 7	Pérdidas por lucro cesante consolidadas por planta	58
Tabla 8	Registro de fallas en tableros según EPRI periodo 1996-2005	60
Tabla 9	Flujo de caja para el caso base (sin proyecto)	62
Tabla 10	Flujo de caja del caso con proyecto	63
Tabla 11	Inversiones del proyecto	64
Tabla 12	Pérdidas por lucro cesante del caso con proyecto	65
Tabla 13	Costos del caso con proyecto	66
Tabla 14	Flujo de caja para el caso con proyecto	67

LISTADO DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.	Esquema típico de una red eléctrica	14
Figura 2.	Tableros Residenciales	15
Figura 3	Tableros de Potencia Industrial del tipo “Swicthgears de media tensión.	16
Figura 4	Limites de componentes de un sistema típico de media tensión del tipo Swicthgear.	16
Figura 5	Interruptor de Potencia	17
Figura 6	Switche auxiliar mecánico operado por la celda	18
Figura 7	Barrajes y Aislamientos	19
Figura 8	Circuito de Control	20
Figura 9	Daño por efecto corona en un Switchgear	21
Figura 10	Daños por efecto corona del aislamiento del cable	23
Figura 11	Histogramas de frecuencias de falla	31
Figura 12	Función del tipo exponencial	32
Figura 13	Curva de la Bañera	33
Figura 14	Etapas del ciclo de vida de un equipo.	35
Figura 15	Matriz de Riesgo utilizada en ECOPEPETROL	50
Figura 16.	Calificación en la Matriz RAM	54

ANEXOS

Anexo 1. Flujo de Caja Incremental

Pág.
74

GLOSARIO DE TERMINOS

ANÁLISIS DE INTEGRIDAD: se entiende como “Análisis estadístico de desempeño”. Su determinación se lleva a cabo mediante la medición mensual que se realiza al equipo y del que resulta el “Reporte de Confiabilidad” con el índice de confiabilidad.

CICLO DE VIDA DE UN EQUIPO: Es aquel ciclo que recorre todo equipo desde su comercialización hasta su anulación definitiva. Este ciclo cubre cuatro etapas así: El principio de comercialización, la interrupción de la Comercialización, la perención y la anulación definitiva.

ESTUDIO DE SENSIBILIDAD: Los estudios de sensibilidad permiten analizar los proyectos en diferentes escenarios dependiendo del comportamiento de sus variables relevantes

FLUJO DE CAJA DIFERENCIAL O INCREMENTAL: Esta metodología consiste en calcular tanto el flujo de caja sin realizar el proyecto como el flujo de caja con el proyecto, esta comparación permite determinar el flujo de caja relevante para la evaluación, que estará dado por la diferencia entre los flujos esperados.

ÍNDICE DE CONFIABILIDAD DE TABLEROS DE POTENCIA: dicho índice muestra la relación entre equipos confiables Vs. el total de equipos. Las siguientes definiciones ofrecen mayor claridad a los términos empleados.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DE RIESGOS: Es una herramienta para la evaluación cualitativa de los riesgos y facilita la clasificación de las amenazas a la salud, seguridad, medio ambiente, relación con clientes, bienes e imagen de la Empresa. Los ejes de la matriz según la definición de riesgo corresponden a las consecuencias y a la probabilidad.

RELACIÓN BENEFICIO-COSTO: Es un proceso en el cual se comparan en un mismo momento del tiempo, los costos de una inversión contra sus beneficios esperados para determinar su viabilidad financiera, como ayuda para la toma de decisiones de inversión

SWITCHGEARS: Son tableros de media tensión (>1000 voltios) que contienen en celdas o cubículos interruptores de potencia.

SWITHCRACKS: son tableros en baja tensión que contienen en cajas a prueba de explosión los arrancadores de motores y están montados en casetas exteriores.

TABLEROS DE POTENCIA: Los tableros, también llamados cuadros, gabinetes, paneles, consolas o armarios eléctricos de baja y media tensión, cumplen funciones de distribución, protección o de control de potencia eléctrica.

RESUMEN

Un proceso de actualización tecnológica puede llevarse a cabo por varios caminos; si bien es cierto que por medio de tareas de mantenimiento y mediante repotenciaciones parciales de equipos y/o maquinaria puede recuperarse e incluso elevarse el nivel de disponibilidad, es igualmente cierto que determinadas tecnologías no comparten esta facilidad debido a la complejidad de sus componentes y/o al sistema de fabricación con el que fueron ideados. En determinados casos, el camino más directo hacia la actualización tecnológica termina siendo el reemplazo directo.

En el caso particular del trabajo aquí presentado, se parte de una descripción general del sinnúmero de eventos de falla presentados a un grupo determinado de tableros de potencia de la Gerencia Refinería Barrancabermeja de Ecopetrol (GRB), se incluye una revisión de las alternativas que permitirían su actualización tecnológica por cualquiera de las vías descritas anteriormente, y se determinan los criterios económicos que permitan tomar la mejor decisión de inversión.

Sin lugar a dudas, el concepto de Riesgo acompaña cualquier decisión, de manera que el nivel de dicha "incertidumbre" no debe ser dejada de lado. En el caso que nos compete se incluirá el análisis respectivo con el fin de sustentar de mejor manera la inversión más adecuada.

SUMMARY

A process of technological upgrading can be accomplished in several ways: if it is true that through maintenance and by partial re-powering of equipment or machinery can be recovered and even raised the level of availability, it is equally true that certain technologies do not share this facility due to the complexity of its components and / or manufacturing system in which they were designed. In some cases the most direct path towards technological upgrading ends I feel the direct replacement.

In the case of the document presented here, it's part of an overview of the number of failure events presented to a selected group of boards of management power Barrancabermeja Ecopetrol Refinery (GRB) includes a review of alternatives that would allow technological updating by any of the methods described above, and determine the economic criteria to enable making the best investment decision.

Undoubtedly the concept of risk accompanies any decision so that the level of the "uncertainty" should not be overlooked. In the case that concerns us will include the relevant analysis to support better the most appropriate investment.

INTRODUCCIÓN

El 9 de julio de 2010 la Junta Directiva de Ecopetrol aprobó el marco estratégico de las compañías que conforman el Grupo Empresarial Ecopetrol para el periodo comprendido entre los años 2011 y 2020. La estrategia del Grupo Empresarial fue planteada para hacer frente a la nueva realidad del negocio de los hidrocarburos en el mundo, de manera que se ha integrado a la misma un enfoque de desarrollo sostenible y una clara orientación hacia el mercado, dando como resultado metas de valor asociadas a indicadores de rentabilidad. En este sentido, el Grupo Empresarial actuará en cada uno de sus negocios, tanto del Upstream, de Transporte y logística, como del Downstream bajo tres lineamientos estratégicos:

- 1) Crecimiento Rentable
- 2) Consolidación Organizacional
- 3) Responsabilidad Corporativa.

Al interior de ECOPETROL se conoce el **DOWNSTREAM** como todos aquellos negocios propios y de sus empresas filiales que se ubican más alto en la pirámide de valor del producto, de esta manera se ubican en dicho grupo los negocios de Biocombustibles, La Petroquímica y la Refinación (REFICAR y la Refinería de Barrancabermeja).

El Downstream como tal, ha establecido una guía de ruta acorde con el nuevo plan estratégico, de esta manera su estrategia se focaliza principalmente en la generación de valor, el enfoque en los requerimientos del mercado, las necesidades de los clientes, la excelencia operacional y el crecimiento con rentabilidad, con una meta de rentabilidad (ROCE) del 15% para el 2020.

Tal como se indicó anteriormente, el negocio de Refinación hace parte de Downstream en ECOPETROL y en este sentido no es ajeno a los compromisos organizacionales que impone el marco estratégico. "La Refinación tiene como reto incrementar los productos limpios y valiosos, aprovechando sinergias y asegurando rentabilidad, desde una marco de generación de valor y de excelencia operacional de las refinerías" (1) (Marco estratégico de ECOPETROL 2011-2020).

La manera como se espera evidenciar el alto estándar en la operación de sus refinerías es permaneciendo durante tres estudios consecutivos en los cuartiles uno y dos de los estudios realizados por la firma Solomon, en siete de los trece indicadores (costos operacionales de caja, utilización de refinería, retorno de la inversión, disponibilidad mecánica, índice de intensidad de energía, índice de mantenimiento e índice de personal), con lo cual ECOPETROL podría posicionarse sin lugar a dudas como líder en el negocio de Refinación en América Latina.

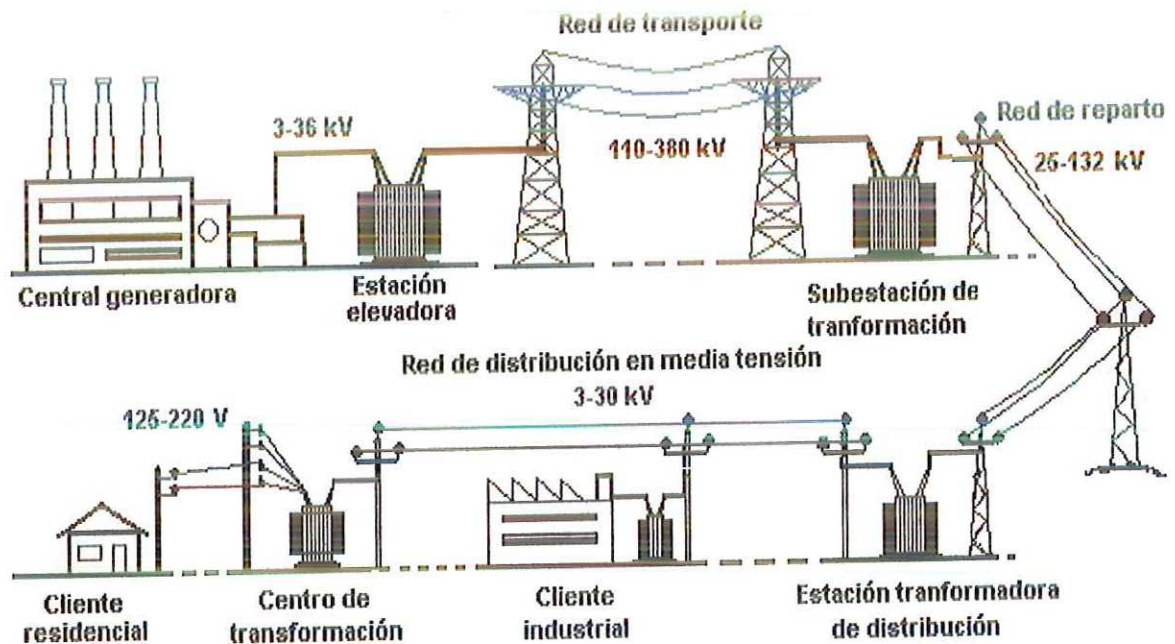
Para Downstream, la coherencia de la estrategia esta apalancada con grandes inversiones que le permitían a sus instalaciones recuperar en confiabilidad y seguridad operacional en todas las áreas, por supuesto el área eléctrica no es ajena a esta iniciativa, de manera que a la fecha se adelantan programas de repotenciación y reemplazo de equipos con ciclo de vida cumplido y proyectos de gran envergadura como el denominado “Plan Maestro de Servicios Industriales” proyecto en desarrollo que planea el reemplazo de 3 turbogeneradores eléctricos de capacidades de 2, 1.5 y 3 MWTS respectivamente, con el fin de garantizar el suministro eléctrico de futuras ampliaciones en las unidades de proceso que pretenden llevar la refinería de una capacidad de refinación de 230.000 Barriles hasta 350.000 en el plazo del 2011 al 2015. El proyecto que se toma aquí como referencia, hace parte precisamente de una de las iniciativas contempladas en la estrategia del negocio de refinación, pues permitirá la actualización del 15% de los tableros eléctricos de la GRB en el periodo 2010-2014, logrando un incremento en 6 puntos porcentuales del índice actual de confiabilidad de estos equipos, con una inversión aproximada de USD 16 millones.

1. TABLEROS DE POTENCIA.

Los tableros, también llamados cuadros, gabinetes, paneles, consolas o armarios eléctricos de baja y media tensión, cumplen funciones de distribución, protección o de control de potencia eléctrica. Pueden ser clasificados de varias maneras, según su nivel de tensión, su tamaño, ó su función entre otras, sin embargo su función principal se mantiene de manera indiferente a la clasificación dada.¹

Podemos encontrar tableros de potencia tanto en las instalaciones de un cliente industrial ó un cliente residencial de servicio eléctrico, (Ver Figura 1), en ambos casos los tableros eléctricos son la interfaz entre la acometida de la red de distribución y transformación y las instalaciones internas del usuario

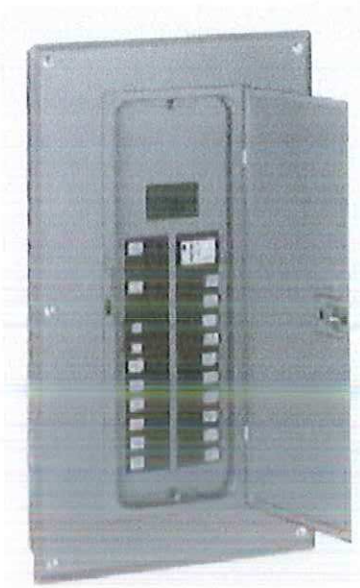
Figura 1
Esquema típico de una red eléctrica



¹ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

En el caso de instalaciones residenciales este tablero generalmente consiste en una caja en cuyo interior se montan los interruptores automáticos respectivos, sin embargo en instalaciones industriales las proporciones y tamaños son muy superiores.

Figura 2
Tableros Residenciales.



1.1. TABLEROS DE POTENCIA INDUSTRIAL

A nivel industrial, los tableros eléctricos son una familia de equipos compuesta por:

- Switchgears, son tableros de media tensión (>1000 voltios) que contienen en celdas o cubículos interruptores de potencia ². La figura 4. Indica los límites y componentes básicos de este sistema.
- Centros de control de motores o MCC (Por sus siglas en Ingles), son tableros de baja tensión que contienen en gavetas extraíbles los arrancadores de motores.

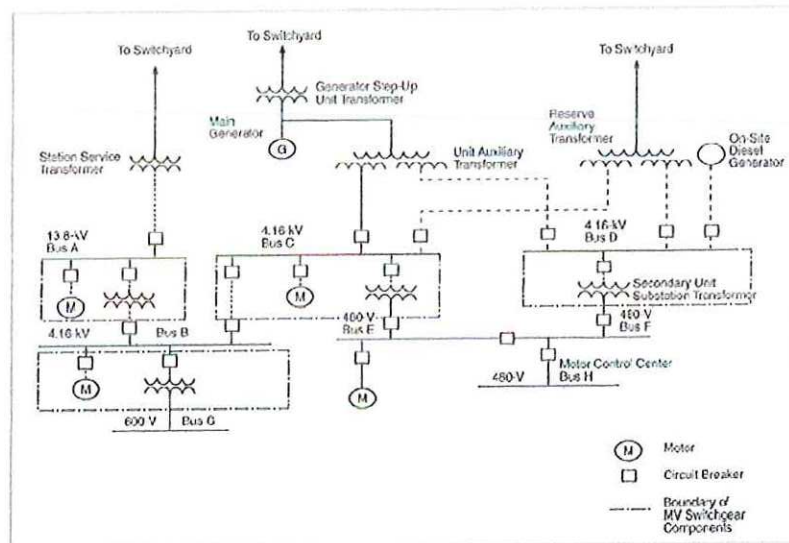
² EPRI. Switchgear and Bus Maintenance Guide (2006).

- Power Centers, son el equivalente a switchgears pero en baja tensión.³
- Switchcracks, son tableros en baja tensión que contienen en cajas a prueba de explosión los arrancadores de motores y están montados en casetas exteriores.

Figura 3
Tableros de Potencia Industrial del tipo Switchgears de media tensión



Figura 4
Limites de componentes de un sistema típico de media tensión del tipo Switchgear



³ EPRI. Switchgear and Bus Maintenance Guide (2006).

1.2. PARTES DE UN TABLERO DE POTENCIA INDUSTRIAL.

Las partes principales de un tablero de potencia pueden ser agrupadas en dos categorías principalmente: los componentes activos y los componentes pasivos⁴, dicha clasificación corresponde a si el elemento interviene activamente en determinar la continuidad del flujo de electrones, ó no.

1.2.1. Componentes Activos.

- **Interruptor de potencia**

El interruptor contiene todo un arreglo de elementos que permiten en un momento determinado, interrumpir el paso de corriente. El interruptor contiene entre otras cosas: un accionador que opera por medio de la energía potencial almacenada en un resorte, enclavamientos, elementos de desconexión primaria y secundaria, relés y una serie de conectores asociados con indicaciones de enclavamientos eléctricos locales y remotos.

Figura 5
Interruptor de potencia.



⁴ EPRI. : Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006)

- **Contactos principales.**

Son aquellos contactos principales que una vez accionados permiten que la corriente fluya a través del circuito eléctrico. El correcto estado de estos elementos es esencial, dado que de esto depende el minimizar resistencias y prevenir sobrecalentamientos. Por otro lado, cuando el contacto se abre, el paso de corriente se interrumpe y actúa el sistema de extinción de arco.

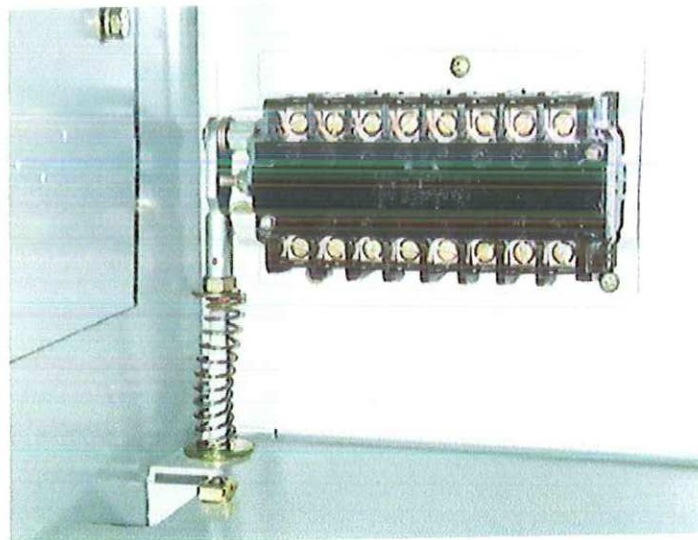
- **Sistema de extinción de arco.**

El proceso de extinción de arco se dá dependiendo de la forma de extinción, en este sentido se encuentran varias maneras, por Ej.: Por alargamiento del arco, por aprovechamiento de la energía exterior para soplar y apagar el arco, ó por utilización de vacío.

- **Switches auxiliares.**

Diferentes tipos de switches son utilizados para indicar la posición principal del interruptor, y brindar enclavamientos eléctricos.

Figura 6
Switche auxiliar mecánico operado por la celda.



1.2.2. Componentes Pasivos.⁵

- **Estructura ó gabinete.**

La estructura ó gabinete del tablero de potencia no es más que una estantería que permite la acomodación y rigidez suficiente para contener tanto los componentes activos y pasivos aquí indicados.

- **Barrajes y aislamientos.**

Las barras son elementos conductores que unen todos los componentes del Tablero, dichas barras son normalmente barras de cobre con determinadas cubiertas removibles para cumplir tareas de inspección. Dichas barras están cubiertas en toda su extensión de un material aislante y anti fuego.

Figura 7
Barrajes y Aislamientos.

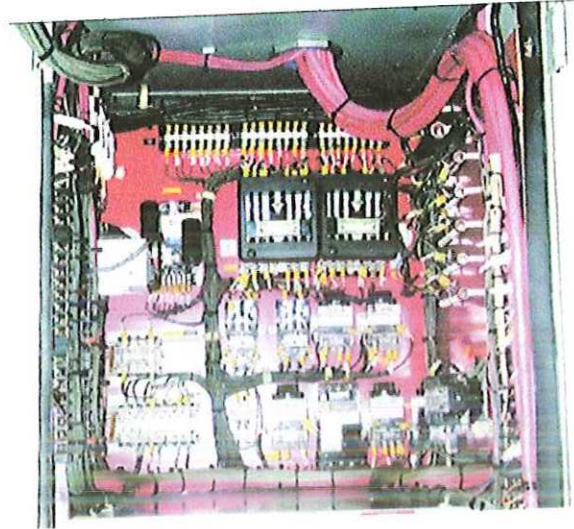


- **Circuitos de control.**

Los circuitos de control de los interruptores operan entre 120 Vac o 125 – 150 Vdc, comúnmente para el caso de Switchgear de mediano voltaje, están determinados para 600 Vca. Los arreglos de cables se encuentran ubicados dentro del estante del Tablero.

⁵ EPRI. : Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006)

Figura 8
Circuito de Control.



- **Contacto de apertura principal / Mecanismo de cierre.**

Estos dos tipos de mecanismos son utilizados para accionar el interruptor de potencia. En ambos casos la operación se da aprovechando la energía potencial almacenada en un resorte y un mecanismo de solenoide.

1.3. PRINCIPALES MODOS DE FALLA DE TABLEROS DE POTENCIA⁶.

Las inspecciones periódicas y el mantenimiento pueden mitigar las fallas asociadas con los mecanismos de falla.

La evaluación del potencial de cualquiera de los mecanismos de falla debe establecer la inspección periódica acorde con el potencial de falla.

A continuación se explican los mecanismos de fallo que se han observado para los barrajes de un Switchgear y los barrajes eléctricos.

⁶ EPRI. Switchgear and Bus Maintenance Guide (2006).

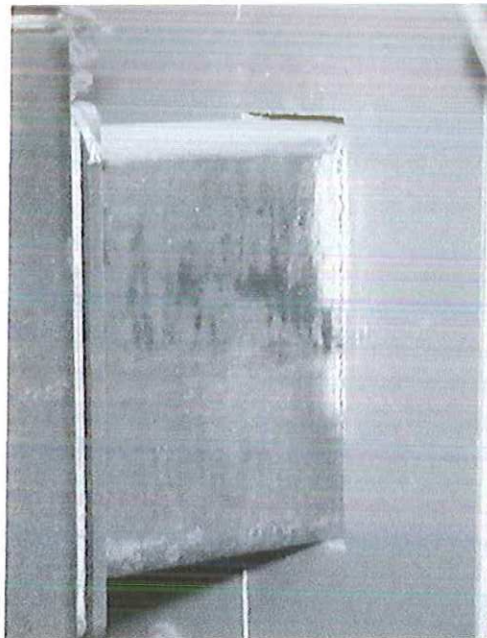
1.3.1 Efecto Corona

El efecto corona es la ionización del nitrógeno en el aire causada por un campo eléctrico intenso. El ozono sonido chisporroteante son el resultado del efecto corona. Un polvo blanco se forma como resultado de la ruptura del aislamiento.

La quema de aislamiento libera carbón conductivo, que se traduce en una limpieza de mucha mano de obra debido a la amplia distribución del carbón conductivo. Depósitos de carbón conductivo o el efecto corona pueden conducir a fallas. El efecto corona y las arborescencias superficiales son los mecanismos de fallo claves asociados a fallas del barraje de un Switchgear.

Los espacios de aire o huecos entre el barraje y el aislamiento y los aisladores de soporte de las barreras puede conducir al efecto corona en los huecos de aire. La Figura 9 es un ejemplo de los daños por efecto corona un Switchgear de una estación de generación.

Figura 9
Daño por efecto corona en un Swtichgear.



El efecto corona es un problema grave en Switchgears de MT del tipo metal clad debido a su naturaleza altamente destructiva. Es la causa de la mayoría de

descargas disruptivas en los equipos. Típicamente, después de 10 años de operación a tensión superior a 11 kV, los signos de descargas parciales o de efecto corona son apreciables. Después de 20 años, evidencia física de descomposición de materiales, tales como picaduras y arborescencias pueden ser evidentes.

1.3.2 Sobre calentamiento

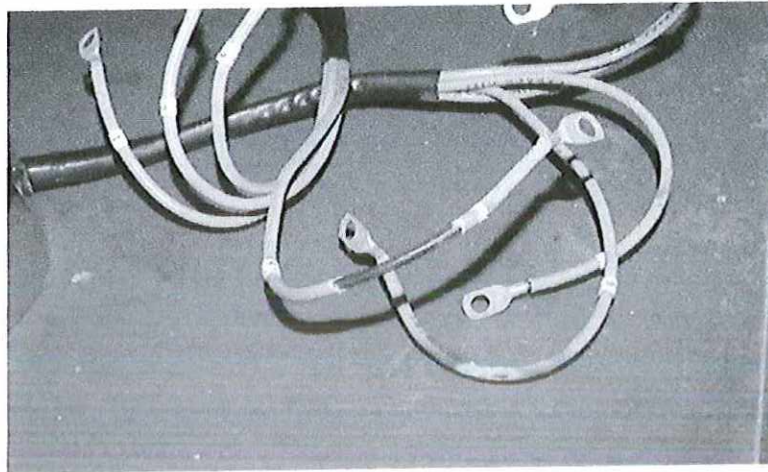
El sobre calentamiento es causado generalmente por el calor generado en las conexiones eléctricas debido a alta resistencia en conexiones (flojas o relajadas) degradadas. También puede ser causada por las cargas reales del barraje al o por encima del valor de diseño (nominal). El recalentamiento resulta en la degradación de los materiales del aislamiento, cloruros pueden ser liberados como resultado de la degradación de determinados materiales de PVC calentados muy por encima del límite de temperatura del material.

Recalentamiento cíclico puede causar esfuerzos térmicos en la conexión eléctrica con el consiguiente aflojamiento de las conexiones. Esto degrada aún más la conexión, lo que provoca una mayor resistencia en las uniones y aumentando el calentamiento.

1.3.3 Deterioro del aislamiento

El deterioro del aislamiento, particularmente asociado con los antiguos diseños de Switchgears de MT, puede resultar de espacios de aire en el aislamiento. El deterioro del aislamiento puede llevar a fallas (por ejemplo, fallas MT fase a fase o fase a tierra, fallas del cableado del secundario de PTs CTs, como se indica en la Figura 10) si el deterioro no es detectado por inspección visual o algún otra medio de inspección y / o monitoreo. Algunas áreas puede que no sean fácilmente inspeccionadas sin un corte de conexión y el desmontaje parcial del Switchgear.

Figura 10
Daños por efecto Corona del aislamiento del cable.



1.3.3.1 Contaminantes

Contaminantes (polvo, desechos, insectos y pequeños animales) puede provocar caminos conductivos directos a tierra o rupturas del aislamiento dieléctrico.

1.3.4 Ambientes adversos

En ambientes con mucho polvo, los switchgears necesitan sistemas de ventilación filtrada, los cuales requieren mantenimiento periódico, incluyendo la limpieza o reemplazo del filtro. El polvo puede conducir a la degradación y fallas potenciales. La ventilación filtrada en los switchgears se recomienda para eliminar la contaminación de todo tipo de polvos, pero sobre todo en atmósferas potencialmente expuestas a polvo de carbón.

En zonas con alta humedad puede ser que se necesite de un mantenimiento más frecuente para mitigar los efectos de la humedad. Los compartimentos del Switchgear deben tener resistencias calefactoras, ya sea controlados por termostato o continuamente energizados para evitar la condensación. Materiales resistentes a los hongos también están disponibles.

En zonas cercanas al mar, la sal podría originar corrosión con el subsecuente deterioro y falla del barraje. El ingreso de humedad al Switchgear en cualquier lugar debe ser removido y eliminado en la fuente.

La ionización del aire dentro del Switchgear junto con otros factores presentes en el tablero (como otros caminos conductores a tierra causados por los contaminantes) se pueden propagar en resultados devastadores.

1.3.5 Corrosión

La corrosión se define como el deterioro de un metal base resultante de una reacción con su entorno. Más específicamente, puede ser descrito como la influencia de los gases reactivos en un ambiente que causa la corrosión. La corrosión es acelerada por el aumento de la concentración de contaminantes, temperatura elevada, y alta humedad. El tiempo de exposición es un factor en el grado de degradación.

La instalación de los aparatos eléctricos en ambientes adversos que contienen gases corrosivos, líquidos o polvo pueden causar un deterioro grave y rápido del equipo. Los componentes eléctricos más afectados son los fabricados de cobre, aluminio y los compuestos de plata. Con frecuencia, las consecuencias de la corrosión son costosos tiempos de inactividad inesperados y costos adicionales de mantenimiento. La corrosión podría provocar un incendio y / o lesiones personales.

La degradación gradual eléctrica tanto de las porciones conductoras y aislantes de los conectores eléctricos se observa comúnmente en entornos de plantas de generación. Los conectores eléctricos pueden dejar de funcionar debido a la formación de pequeñas cantidades de productos de la corrosión a menudo casi invisibles, en superficies de contacto. Una categoría más obvia de ataque de la corrosión es la corrosión visible de componentes metálicos (producida por la corrosión por grietas, corrosión por picaduras y la corrosión galvánica).

Los ambientes corrosivos con frecuencia requieren el uso de grasas de protección aprobadas, revestimientos, o material aislante resistente a la corrosión.

1.3.6 Diseño incorrecto

El diseño del barraje de un Switchgear debe ajustarse a las condiciones de funcionamiento del sistema.

La experiencia en la industria ha tomado nota de que el margen de diseño es importante en un sistema eléctrico confiable. Si el barraje de un Switchgear no está diseñado adecuadamente, puede dar lugar a fallas catastróficas. Las fallas se han producido cuando los márgenes de diseño son pequeños y los derrateos están presentes, lo que reduce aún más los márgenes en condiciones reales de funcionamiento.

1.3.7 Materiales inapropiados

Materiales inapropiados pueden resultar en la ruptura en el aislamiento debido a la insuficiencia de las capacidades térmicas o dieléctricas del material. El material de los pernos debe coincidir con la configuración y el material de las juntas de los barrajes para permitir la correcta expansión térmica y evitar conexiones sueltas en las juntas del barraje. El adecuado plateado en las juntas del barraje reduce la resistencia eléctrica y por lo tanto el calentamiento de las juntas. El calentamiento en las juntas podría llevar a la ruptura del material aislante, permitiendo la liberación de productos químicos y vapores que pueden tener un efecto adverso sobre los metales y reducir la eficacia del aislamiento.

1.3.8 Mantenimiento inadecuado

1.3.8.1 Conexiones del barraje

La limpieza y la presión entre las superficies conductoras (es decir, el torque de los elementos de sujeción) garantiza una conexión buena, de alta conductividad. Las instrucciones del fabricante en cuanto al torque y otras instrucciones especiales deben ser acatadas.

1.3.8.2 Conexiones de cables

Las instrucciones del fabricante de los cables y terminales se deben seguir al preparar los terminales de los cables. Al igual que las conexiones del barraje, la

conductividad de las terminaciones del cable depende de la limpieza y la presión entre las superficies conductoras.

1.3.8.3 Compartimentos auxiliares del Switchgear

Los compartimentos que contienen los CTs y PTs puede ser el punto más débil de un Switchgear. El deterioro de los componentes junto con los cambios en las condiciones ambientales o del sistema pueden resultar en fallas catastróficas.

1.3.8.4 Puesta a tierra del Switchgear

Las conexiones a tierra del Switchgear deben ser tratados igual que las conexiones de corriente. Una tierra de baja resistencia proporciona una protección adecuada y seguridad. El método preferido consiste en utilizar terminales NEMA de dos o cuatro agujeros y / o conectores.

1.3.9 Impacto de los mecanismos de falla en componentes del Switchgear

1.3.9.1 Barraje

Los modos primarios de fallo suelen ser conexiones sueltas, sobrecalentamiento, o excesiva corrosión por la exposición anormal.

1.3.9.2 Conductores primarios del Barraje

Los conductores MT primarios del barraje y las conexiones están cubiertas con material aislante en todas partes. Los modos primarios de fallo suelen ser la falla del material aislante debido a un sobrecalentamiento o material aislante roto.

1.3.9.3 Transformadores de corriente

La falla primaria del devanado es generalmente causada por el sobrecalentamiento y cortocircuitos.

1.3.9.4 Transformadores de Voltaje (Potencial)

El modo de falla primario suele ser sobrecalentamiento.

1.3.9.5 Fusibles

La falla de los fusibles es frecuentemente causada por el esfuerzo impuesto por ciclos de calentamiento asociados a los ciclos de carga.

1.3.10. Mecanismos de Envejecimiento del cubículo de un Switchgear

La Tabla 1 enumera los mecanismos de falla asociadas a los componentes del cubículo de un Switchgear y los programas típicos adoptados para mejorar la fiabilidad de los equipos asociados.

Tabla 1
Mecanismos de envejecimiento del cubículo de un Switchgear⁷.

Componente	Material	Efectos del Envejecimiento	Mecanismo de Envejecimiento	Programa Típico de Gestion del Envejecimiento
Mecanismo Inserción/extracción	Acero	Endurecimiento	Corrosión, ausencia de lubricación, inactividad	PM periódico de limpieza y lubricación
		Solturas, perdida de partes	Vibración cíclica	Inspección visual, overhaul
		Distorsión	Daño físico, manipulación	Inspección visual
Pinzas de conexión	Cobre, bronce, plata	Arco, pérdida de contacto	Falta o exceso de lubricación, resorte recocado, mal alineamiento	Pruebas de monitoreo, PM periódico, inspección visual, overhaul
Alojamientos	Plástico o metal	Decoloración, grietas, roturas, perdida de etiqueta	Sobrecalentamiento, vibración cíclica	Inspección visual
CTs y PTs	Varios	Decoloración, derretimiento, quemadura, cortocircuito	Falla del aislamiento, sobrecalentamiento	Inspección visual, pruebas

⁷ EPRI. Switchgear and Bus Maintenance Guide (2006).

1.3.11 Efectos Agregados de falla

Fallas de barrajes pueden ser el resultado de una combinación del ambiente y mantenimientos inadecuados. Estos mecanismos sinérgicos pueden acelerar la degradación, llevando a la falla. Debería prestarse especial atención a ambientes que pueden contener múltiples desafíos a la integridad de las conexiones del barraje o los sistemas de aislamiento.

De esta manera, las alternativas de mantenimiento descritas anteriormente, son utilizadas con magníficos resultados sobre tableros que se encuentran en el rango medio de la llamada curva de la bañera (tasa de fallas Vs Tiempo), más no así, para aquellos tableros que su tiempo de vida indica que están en la etapa de envejecimiento, etapa caracterizada por un elevado número de fallas, tal como es el caso de los tableros objetos del presente proyecto.

2. CONFIABILIDAD DE LOS TABLEROS DE POTENCIA

2.1 TEORÍA DE CONFIABILIDAD.

Una vez identificados los modos de falla que se han observado para los barrajes de un Switchgear y los barrajes eléctricos de un tablero de potencia en su periodo de operación normal, es decir, en su periodo de fallas constantes ó de fallas aleatorias (Ver Figura 10. Curva de Bañera), entraremos a indicar de manera general, pues no es el propósito de este informe, los aspectos teóricos de Confiabilidad que permiten determinar aspectos tales como las frecuencias de mantenimiento y periodos de envejecimiento ó desgaste

De manera introductoria se resaltan dos aspectos que se consideran de importancia: El primero de ellos tiene que ver con la necesidad de generar en la empresa, cualquiera que sea, una verdadera cultura del dato, esto se relaciona con una documentación responsable de cada evento de falla, las indicaciones propias de cada análisis de falla, de sus condiciones y factores de origen. El segundo aspecto por mencionar tiene que ver con la necesidad de formar a los ingenieros en aspectos básicos de manejo de datos, estadística y probabilidad. Las decisiones se apoyan sobre la información disponible y dicha información para que sea útil, debe ser ordenada, filtrada, analizada y presentada, de cualquier otra forma solo serán datos sin relevancia.

2.1.1 Confiabilidad en función de la tasa de falla.

Una definición ampliamente aceptada sobre la Confiabilidad dice que⁸

$$R = 1 - P_f$$

Donde R es la Confiabilidad y P_f es la Probabilidad de falla. Lo cual, para sistemas de múltiples componentes en donde el análisis detallado del comportamiento de componentes particulares es difícil de realizar, la información experimental corresponde a observaciones de tiempos a la falla, en otras palabras, de tiempos de funcionamiento hasta encontrar una falla.

⁸ Sanchez Silva Mauricio. (2010). Introducción a la confiabilidad y evaluación de riesgos. Teoría y aplicaciones en ingeniería.

2.1.2 Caracterización de la tasa de falla

La tasa de falla de un componente o sistema se define como el número de fallas observadas por unidad de tiempo⁹:

$$\lambda = \frac{Nf}{T}$$

Donde: Nf es el número de fallas ocurridas en el intervalo de tiempo $(0, T)$. En los casos en que las fallas tienen un patrón de comportamiento (Ej. Creciente en el tiempo). La tasa de falla se puede definir como una función del tiempo. Ej. $\lambda(t)$.

La manera de desarrollar este tipo de análisis es la siguiente:

a) Recopilación de la información.

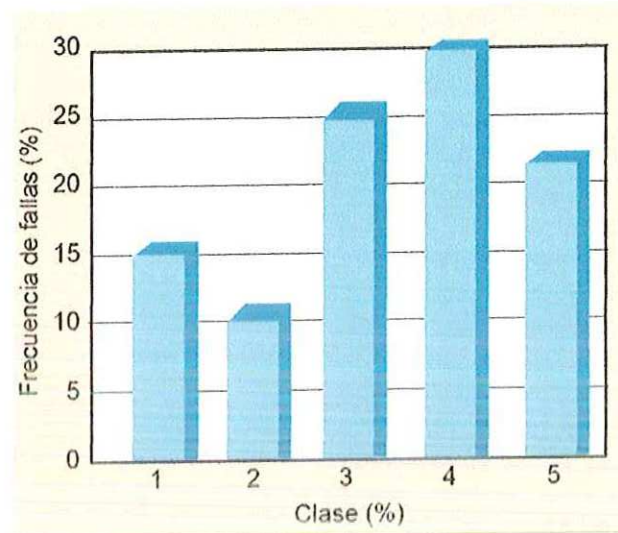
Este punto hace referencia a la búsqueda de la información disponible sobre las fallas del conjunto de equipos por analizar. Importante resaltar que este tipo de análisis se realiza para una familia de equipos que operan a condiciones muy similares, nunca para un equipo en particular. Por esta razón este tipo de análisis es comúnmente aplicado a elementos eléctricos y electrónicos.

b) Ordenar la información – Presentar Histogramas de frecuencias.

La elaboración de un histograma de frecuencias requiere la agrupación de los datos recolectados en determinadas clases, (las cuales tendrán para nuestro caso particular unidades de tiempo). Para el caso indicado en la figura 11 se han fijado 5 clases. Existe en la literatura diferentes criterios que permiten determinar el número más apropiado de clases a tomar en relación con la cantidad de datos disponibles.

⁹ Espinoza V. Julio. (1990) Revista Mantenimiento.

Figura 11
Histogramas de frecuencias de falla.



c) Determinación de la función de densidad de probabilidad.

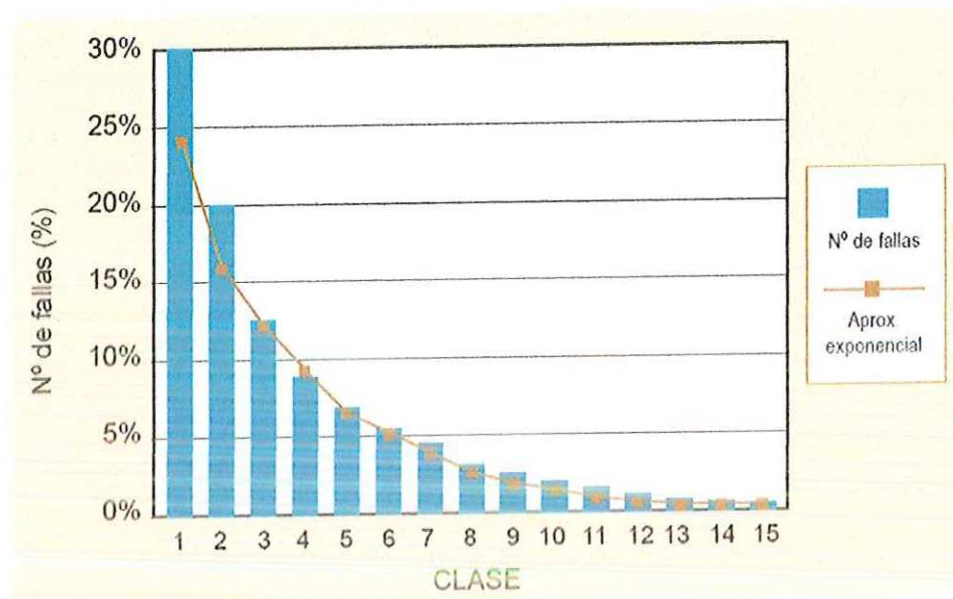
Una vez se tiene el histograma de frecuencias, se busca encontrar ahora la mejor forma de representar dicho comportamiento mediante una función matemática, en este sentido los datos se comparan con diferentes funciones características entre las cuales podremos indicar entre otras¹⁰:

- Beta.
- Weibull
- Gamma
- Normal
- Gumbel
- Log Normal
- Exponencial

Según la naturaleza de los datos se obtendrá diferentes grados de similitud, o correspondencia entre respecto a las funciones matemáticas. Un ejemplo de esta práctica puede verse en la figura 12

¹⁰ Sanchez Silva Mauricio. (2010). Introducción a la confiabilidad y evaluación de riesgos. Teoría y aplicaciones en ingeniería.

Figura 12
Función del tipo exponencial.



Esta figura presenta 15 clases ordenadas en un histograma de frecuencias, después de comparar su semejanza (bondad de ajuste) con el comportamiento de varias funciones matemáticas, pudo determinarse que el comportamiento de los datos corresponde a una función Exponencial.

Sobre la manera de determinar la bondad de ajuste existe en la literatura igualmente, diferentes maneras de proceder, entre ellas encontramos¹¹.

- Prueba de Anderson-Darling(AD).
- Prueba de Kolmogorov Simirnov (KS)
- Prueba de Cramer – von- mises (CVM)

Concluir que nuestros datos corresponden al modelamiento ofrecido por intermedio de tal o cual función matemática es muy importante, pues desde dicho punto es posible “predecir” probabilidades de falla frente a determinados

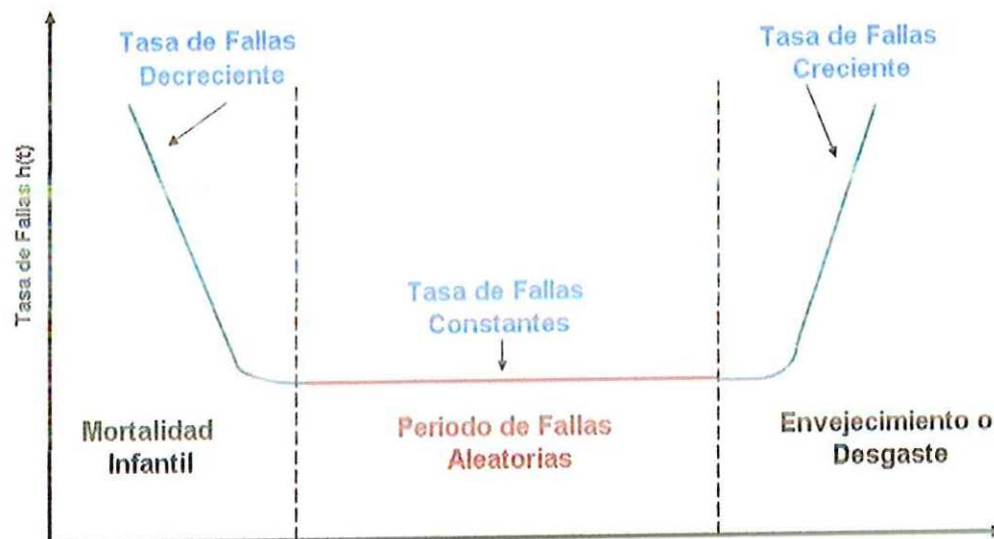
¹¹ Sanchez Silva Mauricio. (2010). Introducción a la confiabilidad y evaluación de riesgos. Teoría y aplicaciones en ingeniería

escenarios, al igual que tomar decisiones respecto a diferentes exposiciones a riesgo de falla.

2.1.3 La Curva de la Bañera¹².

La curva de la bañera, la cual podemos ver en la figura 13, es obtenida de un conjunto de datos de tiempos hasta la falla, que al representarse matemáticamente se encuentra bondad de ajuste según una función Weibull.

Figura 13
Curva de la Bañera.



El buen nombre que esta curva tiene en el escenario de la confiabilidad, es que representa claramente tres regiones de características diferentes, de las cuales trataremos más adelante, sin embargo vale la pena mencionar aquí, que no es mejor o peor que otras curvas para las cuales nuestros datos tengan correspondencia. Un conjunto de equipos en particular puede mostrar mayor correspondencia con una función exponencial como ya vimos, sin que con esto indique un mejor ó peor comportamiento, solo refleja el comportamiento de los datos en particular. La curva de la bañera representa de buena manera el

¹² Espinoza V. Julio. (1990) Revista Mantenimiento.

comportamiento de falla en algunos equipos eléctricos y electrónicos, sin embargo no lo hace igual con equipos mecánicos de otras naturalezas.

La curva de la bañera está conformada por tres regiones, la primera de ellas es una zona de fallas decrecientes en el tiempo, denominada mortalidad infantil, en esta zona las fallas se deben en mayor medida a defectos de fabricación montaje, ó falta de entrenamiento del personal. La segunda parte de la curva presenta una tasa de falla constante en el tiempo, ó periodo de fallas aleatorias, en esta parte de la curva caben muy bien la mayor parte de modos de fallas que se han tratado anteriormente. La parte final de la curva presenta una tasa de falla que aumenta con el tiempo, este periodo se conoce como de envejecimiento o descaste, estas fallas se relacionan al impacto del tiempo y la degradación natural de los componentes producto de la operación. Son fallas típicas las producidas por corrosión fatiga y desajustes mecánicos.

2.1.4 Ciclo de vida de un equipo

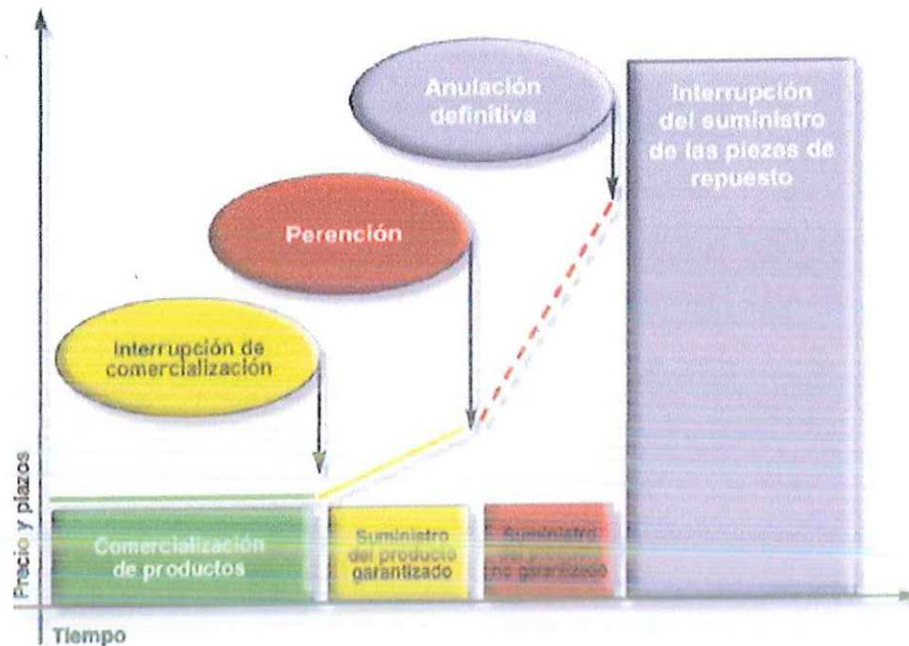
El ciclo de vida de un equipo: Es aquel ciclo que recorre todo equipo desde su comercialización hasta su anulación definitiva. Este ciclo cubre cuatro etapas así¹³:

- a) El principio de comercialización: El producto está en comercialización y forma parte del catalogo de la compañía fabricante.
- b) La interrupción de la Comercialización: El Fabricante retira el producto del mercado, aunque se siguen suministrando partes y repuestos durante un periodo limitado de tiempo.
- c) La perención: Es la etapa luego de que termina el periodo limitado de tiempo indicado en el ítem anterior, en este periodo no se garantiza el suministro de piezas y partes de repuesto.
- d) La anulación definitiva: En esta etapa, el Fabricante destruye (si es que conserva alguna) todas las partes y/o componentes que pueda mantener en reserva .

Las etapas anteriormente indicadas pueden expresarse gráficamente de la siguiente manera:

¹³ Vélez Pareja Ignacio. (2003). Decisiones empresariales bajo riesgo e incertidumbre.

Figura 14
Etapas del ciclo de vida de un equipo.



Las etapas de ciclo de vida anteriormente indicadas corresponden al periodo de comercialización del equipo como tal, no deben confundirse con las partes ó zonas características de la curva de la bañera, de la cual se trató en el numeral anterior. La referencia que se hace entre el periodo de perención de algunos tableros y el hecho de que se encuentren en la etapa de envejecimiento hace referencia a equipos que fueron adquiridos en su momento en etapas muy tempranas de su comercialización y ahora después de 30 años ó más, se encuentra que tanto el ciclo de comercialización como el comportamiento de las fallas en relación al tiempo se corresponden, es decir, equipos de mucho tiempo de uso, incluso en etapas de perención y anulación definitiva, presentan indicaciones crecientes de fallas en mediciones efectuadas año tras año.

2.2 ANALISIS DE INTEGRIDAD

El análisis de Integridad para los tableros está basado en la metodología de obsolescencia técnica del EPRI (Electric Power Research Institute) que se describe a continuación¹⁴:

Muchos sistemas dentro de una planta de energía (en particular aquellos con instrumentación electrónica y aparatos eléctricos) son susceptibles a la obsolescencia técnica. En la planificación del mantenimiento del LCM (life cycle management), uno debe ser consciente que estos sistemas o componentes dentro de ellos, tendrán que ser sustituidos debido a la falta de disponibilidad de piezas de recambio, kits de overhaul, o servicios de rehabilitación. En los interruptores en particular, la obsolescencia ofrece desafíos únicos que deben ser abordados y tenidos en cuenta al contemplar la sustitución como una alternativa del LCM. Estos desafíos incluyen lo siguiente:

- La fabricación de tipos antiguos de interruptores que han sido discontinuados debido a que el mercado ha desaparecido, y los materiales inaceptables (como asbestos, PCBs, pintura de plomo, y mercurio) han sido eliminados.
- El fabricante original del equipo (OEM) ha salido del negocio.
- El tiempo de vida útil de la mayoría de los interruptores es de entre 25 y 40 años, obligando a la sustitución en medio de plantas que todavía operan.
- Sustitución de interruptores y piezas de repuesto (incluyendo grasa, sellos de aceite, lubricantes, aislamiento del cable, y piezas de caucho/ plástico) son cada vez más difícil de mantener y se envejecen en las bodegas.
- Kits de overhaul para interruptores viejos están desapareciendo del mercado.
- Contratistas para recuperación de equipos no siempre proveen trabajo de calidad, disminuyendo la confiabilidad del interruptor.
- Reutilización de interruptores relacionados con la seguridad en la operación que han sido sustituidos por nuevos modelos de no-seguridad, disminuye la confiabilidad de estos interruptores requeridos para una importante generación de energía.

¹⁴ EPRI. Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006).

- Sustitución de interruptores con nuevos modelos o de otro fabricante lleva a substanciales interfaces de ingeniería para hacer frente a la compatibilidad eléctrica, garantizando de forma mecánica, el ajuste y la función, y la modificación física de del enceramamiento (por ejemplo, soportes de montaje, cortes de puertas, manijas, recableado y la bandeja de extracción).
- Actualización de documentos de ingeniería, bases de datos, dibujos, diagramas, procedimientos para las pruebas y el mantenimiento, entrenamiento de las cuadrillas, y reetiquetado de los equipos son tareas adicionales asociados con el reemplazo de interruptores.
- Para las funciones relacionadas con la seguridad, las nuevas instalaciones de los interruptores deben cumplir con requisitos de cualificación de medio ambiente y sísmica.

La obsolescencia y el envejecimiento de los interruptores de MT en las plantas industriales es una realidad. Una cantidad significativa de interruptores de MT de aire magnético se consideran obsoletos por los fabricantes. Como los componentes económicos obsoletos del interruptor son cada vez más difíciles de garantizar, la opción de conversión supone una prioridad mayor. La mayoría de las piezas de recambio están siendo aun fabricadas y vendidas, pero las críticas como las cámaras de extinción de arco de asbesto ya no están producción.

Las plantas que están llevando a cabo extensión de la vida deben decidir si siguen manteniendo sus interruptores existentes obsoletos o convertirlos o sustituirlos por unos de nueva tecnología. Desde el mediados de los 90, la industria nuclear por ejemplo ha estado cada vez más interesada en la conversión o sustitución de interruptores MV con interruptores en SF6 o de vacío. A partir del 2003, 19 plantas habían realizado la conversión o sustitución. La confiabilidad, la insuficiente capacidad de interrupción, las partes obsoletas, la reducción de costos de mantenimiento, y la eliminación de los asbestos son todos los motivos potenciales para la conversión o sustitución de interruptores

En Callaway USA, por ejemplo, la obsolescencia de las piezas fue la motivación el reemplazo de sus interruptores de MV de elevación vertical GE Magne-Blast. Para asegurar un suministro de piezas de repuesto obsoletas (específicamente, las cámaras de extinción de arco), Callaway sustituye seis interruptores GE Magne-Blast con interruptores de vacío de despliegue construido por GE usando el mecanismo de operación ML-13.

Antes de 1977, la mayoría de cámaras de extinción de arco contenían asbesto. Las regulaciones federales no prohíben o fuerzan la eliminación de estas cámaras, sin embargo, algunas empresas de servicios conservadoras han optado por eliminar todas el asbesto en sus cámaras de extinción de arco. Empresas de servicios que han considerado sustituir las cámaras de extinción de arco con sustitutos han encontrado que este enfoque puede ser costoso. IEEE C37.09, en el apartado 5.1.4.1 (6.1.4.1 según el último proyecto) requiere que cualquier interruptor con las cámaras de corte de otro material debe ser sometido a una nueva y completa serie de ensayos de interrupción.

El informe EPRI 1007912, "Consideraciones para la conversión o sustitución de interruptores de media tensión de aire magnético utilizando el vacío o tecnología SF6", conduce las siguientes preguntas que los planificadores LCM de empresas de servicios pudieran tener acerca del reemplazo de interruptores:

- ¿Cuáles son las circunstancias (por ejemplo, técnicas, prácticas y económicas) en virtud de las cuales una empresa debería considerar cambiar sus interruptores?
- ¿Qué factores determinan si se utiliza SF6 o vacío?
- ¿Cómo el sistema de distribución de las plantas y las cargas influyen en la decisión de que interruptor (SF6 o vacío) se compra?
- Si una empresa está considerando la conversión o sustitución, ¿qué factores (incluyendo del diseño, prácticas y económicas) se deben considerar?
- ¿Cuáles son las lecciones aprendidas de las plantas que se han convertido o reemplazado sus interruptores de aire magnético?

Para comprobar si un determinado sistema o componente es susceptible a la obsolescencia técnica, el método de evaluación en la Tabla 2.2 del libro del EPRI "LCM Sourcebook overview report", se puede aplicar como un primer paso. El ejercicio de esta tabla para la aparamenta de Media Tensión eléctrica deja claro que obsolescencia técnica es un gran problema para las cámaras de extinción de arco en algunos interruptores de Switchgear.

La Tabla 2 proporciona un ejemplo de la evaluación de la obsolescencia de un modelo de interruptor viejo, usando un interruptor GE Magne-Blast. Los criterios de obsolescencia que figuran en el informe general son los siguientes:

- La puntuación total es <6,0 (rojo), y la obsolescencia del interruptor y del Switchgear es grave. Opciones potenciales para hacer frente a la obsolescencia y

la planificación de contingencia deben ser identificadas. Orientación en el modelado, sincronización y costos de estas contingencias y los riesgos asociados deben ser provistos.

- La puntuación total es de entre 6.0 y 10.0 (amarillo), y el interruptor y el Switchgear pueden tener preocupaciones a largo plazo por obsolescencia. La planificación de contingencia y las opciones deben ser consideradas.
- La puntuación total es > 10 (verde), y el interruptor y el Switchgear no es probable que esté afectado por la obsolescencia

Tabla 2
Evaluación de Obsolescencia Técnica¹⁵.

Criterios de Evaluación de Obsolescencia Técnica		SI	Puntaje
1	Esta el Switchgear o sus componentes aun siendo fabricados, y estará disponible durante al menos los próximos cinco años?	5	0
2	Hay más de un proveedor para el Switchgear o sus componentes para el futuro inmediato?	3	0
3	Pueden proveedores externos de la planta fabricar el Switchgear o sus componentes en un tiempo razonable (por ejemplo, en una parada técnica)?	3	0
4	Existen otras fuentes o contingencias (de otras plantas, inventario compartido, piezas almacenadas, reformas, proveedores secundarios, piezas de imitación, o dedicatorias comerciales) disponibles en caso de emergencia?	3	0
5	Es la frecuencia de fallos por año del Switchgear por el número de Switchgears en la planta por la vida útil restante (en años) igual o inferior al número de Switchgears almacenados en la bodega?	3	0
6	Puede el inventario de piezas de repuesto ser mantenido al menos durante los próximos cinco años?	3	0
7	Es el Switchgear o sus componentes inmune a degradación significativa por envejecimiento?	1	0
8	Pueden nuevos diseños, tecnologías y conceptos ser fácilmente integrados con la configuración existente (por ejemplo, hardware - software, análogo - digital, estado sólido, electrónica miniaturizada, y componentes inteligentes)?	3	3
9	Es conveniente la actualización técnica, en consonancia con la seguridad, y la rentabilidad?	3	3
Puntuación Total Obsolescencia			6

¹⁵ EPRI. Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006).

Como puede verse en el ejemplo, los interruptores GE Magne-Blast AM y AMH contabilizan un total de 6.0 y se consideran en una condición "amarillo". Este es un ejemplo de un componente de Switchgear que requiere medidas de contingencia a corto plazo. Aunque este proceso sólo proporciona un método rápido y cuantitativo asignándole al componente una prioridad de obsolescencia, las condiciones "amarillo" y "roja" deben ser objeto de un estudio de la obsolescencia más en profundidad utilizando otras herramientas como EPRI-lite¹⁶.

2.3 RESULTADO DEL ANALISIS DE INTEGRIDAD SOBRE LOS TABLEROS DE POTENCIA DE LA GRB¹⁷.

La siguiente descripción relaciona los hechos más relevantes de cada tablero (planta por planta), de manera que se pueda realizar la respectiva calificación de obsolescencia técnica de acuerdo con la metodología del EPRI:

- Para el CCM de la planta Parafinas no existen repuestos garantizados debido al tiempo de servicio de estos equipos y que los fabricantes de los mismos ya desaparecieron del mercado. El crecimiento del consumo de energía eléctrica asociado a los CCMs en los últimos años los ha obligado a ser expandido dos veces con adaptaciones de fabricantes diferentes al original, llegando inclusive en la última a instalar columnas independientes interconectadas por cable. Estas expansiones han llevado a los CCMs al límite de su capacidad.
- El CCM de la planta Ácido presenta problemas de manipulación (inserción y extracción), puntos calientes, arco eléctrico en tulipanes de entrada y salida y switcheo de contactores en las casillas. La manipulación de estas casillas representa un alto riesgo de explosión de la casilla con la consecuente parada no programada de la planta por salida de alguno de estos equipos. La causa de falla está asociada a problemas de diseño y construcción de estos centros de control de motores.
- Los tableros de potencia que alimentan los ventiladores de las torres enfriadoras TE2940 y 2945 (Subestación N° 6) se encuentran en falla y no garantizan el suministro de energía confiable a las unidades de proceso de la

¹⁶ EPRI. Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006).

¹⁷ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

unidad de Balance y los sistemas de enfriamiento de los turbogeneradores y compresores de aire de Servicios Industriales de la Unidad de Balance. Se tiene el riesgo de afectar el proceso y un alto riesgo técnico que pueda afectar el tablero, el transformador, y lo más grave, a los operadores o personal de mantenimiento que intervengan los tableros. Los Powers Centers (PC) de las torres enfriadoras 2940/45 ubicadas en la subestación N° 6 presentan fallas en las unidades de protección asociadas a los interruptores, por lo cual, al no contar con un suministro de repuestos por salida del mercado del fabricante, ha ocasionado que el sistema se encuentre operando sin protecciones eléctricas en los totalizadores de los PCs y los CCMs. Para el sistema, esto conlleva a que se opere los tableros en condiciones anti técnicas, y se tenga el riesgo de accidente ante cualquier falla que se presente en los mismos.

Existen puntos calientes en los conectores de potencia del interruptor del TX3026AA en el Power Center (2007) los cuales obligaron a la intervención de mantenimiento de los mismos. Por la detección temprana fue posible realizar el mantenimiento del interruptor, sin embargo, en la inspección que se realizó al mismo se detectó el avanzado estado de deterioro de los componentes y se corroboró que en el pasado se desconectó la unidad de protección del interruptor. Los Centros de Control de Motores (CCM 2940/45) presentan pérdidas de arrancadores por hurto en la subestación. Hacia el año 2006 se detectó que en la subestación hacían falta varios arrancadores de las casillas de los motores de las torres enfriadoras. Por falta de repuestos originales no ha sido posible la reposición de las celdas faltantes. En el año 2008 se hizo el intento de reponer las casillas por medio de un fabricante local de tableros, pero los conectores de potencia suministrados con las mismas (ante la falla de los conectores originales) no pasaron las pruebas en la GRB y las mismas fueron rechazadas.

No se ha conseguido proveedor para el repuesto faltante. Debido a que hacen falta arrancadores, se tiene en la actualidad el problema que para arrancar motores de los que se encuentran en Stand By, se debe apagar alguno de los que está en servicio y hacer traslado de carga, esto implica riesgo para el personal de mantenimiento y reduce la flexibilidad de operación.

- Para el PC2700 y CCM UOPI se tienen puntos calientes que originaron apagadas de la unidad entre los años 2003 y 2005. El PC tuvo que ser repotenciado mediante el reemplazo de barrajes e interruptores, no tenía posibilidad de reparación por inexistencia de repuestos para los interruptores.

El fabricante de los tableros PANAELECTRIC salió del mercado hace más de 20 años por lo que no hay repuestos garantizados para estos equipos.

- Los CCMs U800 y U850 presentan tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados, su configuración no ofrece posibilidad de respaldo y se han tenido que realizar traslados de algunas cargas críticas del CCM de la U850 al U830. Se han mantenido con acciones de mitigación a través de los mantenimientos programados.
- Los CMM y SWG de Poly II presentan de igual forma tiempo extendido de servicio por lo que conlleva a problemas de manipulación (inserción y extracción), puntos calientes, arco eléctrico en tulipanes de entrada y salida. En el caso del SWG en el 2008 se presentó la explosión de uno de los interruptores que afectó la estructura y el busbar, aunque se han mantenido con acciones de mitigación a través de los mantenimientos programados.
- Para el SWG y el PC de la S/E N° 2 UBAL no existen repuestos garantizados debido al tiempo de servicio de estos equipos y que los fabricantes de los mismos, PANAELECTRIC y SACE, ya desaparecieron del mercado. En el caso del SWG los interruptores son con medio de extinción del arco al aire, tecnología que fue reemplazada hace más de una década por extinción de arco al vacío, y en el caso los PC debido a fallas de las protecciones y ante la ausencia de repuestos fue necesario deshabilitar la protección de los interruptores y trabajar con la protección secundaria desde Planta Eléctrica Balance.
- El SWG Bote del Rio presenta tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados, los interruptores son con medio de extinción del arco al aire, tecnología que fue reemplazada hace más de dos décadas por extinción de arco al vacío. Se han mantenido con acciones de mitigación a través de los mantenimientos programados y retrofits.
- Los PC2400A/B/C/D, SMCC2400A/B/C/D, SWG850 y SWG890 presentan tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados, se presentan problemas de manipulación, inserción y extracción de celdas. En los PC2400A/B se han presentado eventos por disparos en los interruptores que alimentan otros CCM, los switches de transferencia han presentado puntos calientes superiores a 250° C y los tiempos medios entre fallas son menores a

6 meses convirtiéndose en malos actores. La operación se ha mantenido con acciones de mitigación a través de los mantenimientos programados.

- Para los SWG y CCM Etileno II no existen repuestos garantizados debido al tiempo de servicio de estos equipos. Se han mantenido con acciones de mitigación a través de los mantenimientos programados.
- Los SWG U2950 presentan tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados, los interruptores son con medio de extinción del arco al aire, tecnología que fue reemplazada hace más de dos décadas por extinción de arco al vacío. Se han mantenido con acciones de mitigación a través de los mantenimientos programados y retrofits, en la ejecución de uno de estos retrofits se observó principios de cristalización del aislamiento de la celda.

De los aspectos anteriormente indicados puede determinarse el siguiente resumen del análisis de defectos de los tableros de potencia:

Tabla 3
Resumen de defectos y Evaluación de Obsolescencia según ERPI.

Descripción del Elemento	Estado del elemento	Obsolescencia según metodología EPRI ¹⁸	
		Puntaje	Condición
CCM Parafinas	Excede tiempo de servicio, no se encuentran repuestos disponibles.	3	Roja
CCM de la planta Ácido	Presenta problemas de diseño y construcción de las casillas.	11	Verde
Tableros de potencia de los ventiladores de las torres enfriadoras TE2940 y 2945	Avanzado estado de deterioro de los componentes y no se ha conseguido proveedor para repuestos faltantes.	3	Roja
PC2700 y CCM UOPI	El fabricante de los tableros salió del mercado por lo que no hay repuestos	3	Roja
CCMs U800 y U850	Presentan tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados	3	Roja
CMM y SWG de Poly II	Presentan tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados	3	Roja
SWG y PC de la S/E N° 2 UBAL	No existen repuestos garantizados debido a que el tiempo de servicio de estos equipos ya desaparecieron del mercado	3	Roja
SWG Bote del Rio	Presenta tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados,	3	Roja
PC2400A/B/C/D, SMCC2400A/B/C/D, SWG850 y SWG890	Presentan tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados	3	Roja
SWG y CCM Etileno II	No existen repuestos garantizados debido al tiempo de servicio de estos equipos.	3	Roja
SWG U2950	Presentan tiempo extendido de servicio por lo que no existen repuestos garantizados	3	Roja

¹⁸ EPRI. Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006).

Como puede observarse del cuadro anterior, la totalidad de los elementos presentan tiempo extendido de servicio (excepto CCM Planta Acido), lo cual desemboca en ausencia de repuestos garantizados por los fabricantes, pues en la mayoría de los casos, los mismos fabricantes no existen, la condición de obsolescencia según la metodología EPRI es “Roja” que indica una situación de obsolescencia Grave.

La situación anteriormente mencionada ha llevado a que sobre dichos tableros se hayan realizado innumerables acciones de mantenimiento con el fin de:

- Corregir puntos calientes.
- Corregir arco eléctrico en tulipanes de entradas y salidas.
- Corrección de pérdida de aislamiento en barrajes.
- Reemplazo parcial / total de barrajes e interruptores.

Sin que ninguna de ellas lograra resultados óptimos. Por tal razón, y bajo el evidente estado de deterioro mecánico de la totalidad debido a su tiempo extendido de servicio, se determina que la mejor estrategia con el fin de recuperar la Confiabilidad eléctrica de las unidades de proceso es el cambio de los tableros existentes por nuevos tableros¹⁹.

2.4 ESTRATEGIA PARA REPOSICION DE TABLEROS.

Dada la complejidad de la red eléctrica en la GRB, se hace necesaria una estrategia que permita la recuperación de la confiabilidad de estos elementos de una manera estructurada tanto en el tiempo como en espacio²⁰. Por estructurada en el “tiempo” se debe entender el hecho de que los reemplazos y acciones de mantenimiento que se proyecten deben ir acordes al plan de paradas de plantas; dicha programación de paradas corresponde a toda una estrategia de abastecimiento de combustibles al país, así como acuerdos a suministros y sostenimiento de inventarios a clientes de derivados petroquímicos, tanto en el país como fuera de él.

Estructurada en el “espacio” debe entenderse como la estrategia que permita reconocer los circuitos que deben afectarse durante la reparación y/o reemplazo; algunos de estos circuitos se relacionan a una o varias unidades de proceso,

¹⁹ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

²⁰ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

incluso puede llegar a relacionar desde el punto de vista de suministro eléctrico, unidades que desde la producción no tiene relación alguna. Esta situación presenta el reto adicional de reunir en determinada circunstancia, la necesidad de tener fuera de operación una o varias plantas, estén o no relacionadas al mismo proceso productivo.

Después de establecer la mejor distribución de los equipos en cuestión de los criterios de tiempo y espacio anotados anteriormente, se determinó: realizar un programa que comprende el mejoramiento de los Sistemas de Distribución de Potencia Eléctrica de 13 plantas de la GRB, proyecto por desarrollarse entre el periodo 2010-2013, el cual está dividido en cuatro grupos conformados o distribuidos por varios proyectos de la siguiente manera²¹:

- **Grupo 1 (Año 2010):**
CCM de Ácido
SWG Bote del Rio
CCM y PC Torres Enfriadoras TE2940 y TE2945

- **Grupo 2 (Año 2011):**
CCM de Parafinas
CMM y SWG de Polietileno II
SWG y PC de la S/E N° 2 UBAL

- **Grupo 3 (Año 2012):**
CCM de Planta de Agua U800 y U850
SWG y CCM Etileno II
SWG de Planta Eléctrica U2950

- **Grupo 4 (Año 2013):**
CCM UOPI
PC y CCM Planta Central del Norte U2400A/B/C/D
CCM Torres Enfriadoras TE850
CCM Torres Enfriadoras TE890

²¹ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

3 ANALISIS DE RIESGO

Una vez diagnosticados los tableros de baja confiabilidad y determinada la necesidad de su reemplazo, se establecieron las necesidades de logística operacionales que permiten el mejor escenario para su intervención. En este capítulo se completará el análisis desde la evaluación de riesgos del proyecto.

3.1. PREMISAS DEL PROYECTO.

Con el fin de delimitar el proyecto y resaltar el debe ser del mismo, el grupo gerencial de la Refinería determinó las siguientes premisas:

- Seguridad para los operadores y mantenedores.
- Confiabilidad en la operación.
- Minimizar impacto operacional ante apagada de uno de los tableros.
- Disponibilidad de repuestos y servicio post-venta garantizado por 25 años.
- Diseño probado que cumpla con estándares de ingeniería propia y con normativa internacional vigente.
- No se ha contemplado modificar subestaciones o construir una subestación nueva. En lo posible se utilizará la infraestructura existente en casa sitio.
- Todos los cables que salen de los CCMs serán reutilizados. No hace parte del alcance del proyecto el reemplazo de los cables de las acometidas hacia los motores y demás cargas asociadas a estos equipos.
- Dentro del alcance del proyecto no se contempla la interconexión de los CCMs con los Sistemas de Control distribuido DCS.
- No forma parte del alcance del proyecto el cambio de los ductos de los aires acondicionados existentes en los cuartos de equipos eléctricos a intervenir en el proyecto.

De manera coherente al cumplimiento de las premisas anteriormente descritas, se plantea a continuación los criterios de riesgo del proyecto siguiendo la metodología de la MATRIZ RAM.

3.2 LA MATRIZ DE RIESGO

La Matriz de Evaluación de Riesgos es una herramienta para la evaluación cualitativa de los riesgos y facilita la clasificación de las amenazas²².

Para la matriz de riesgo de ECOPETROL, las amenazas están catalogadas de la siguiente manera²³:

- Amenazas a la salud.
- Amenazas a la seguridad.
- Amenazas al medio ambiente
- Amenazas relacionadas con los clientes y bienes.
- Amenazas relacionadas con la imagen de la Empresa.

Los ejes de la matriz según la definición de riesgo corresponden a las consecuencias y a la probabilidad. Para determinar el nivel de las consecuencias se utiliza una escala de "0" a "5"; para evaluar la probabilidad se utiliza una escala de "A" a "E", basándose en la experiencia o evidencia histórica en que las consecuencias identificadas se han materializado dentro de la industria, la empresa o el área; representa la probabilidad de que se desencadenen las consecuencias potenciales o reales estimadas, según el caso. El cruce de las dos escalas determina la evaluación y clasificación cualitativa del riesgo. Para este caso de la RAM, estimar la probabilidad y las consecuencias no es una ciencia exacta. La estimación de la consecuencia se basa en la respuesta a "qué ocurrió" o "qué pudo o podrá ocurrir; mientras que la estimación de la probabilidad se basa en información histórica respecto de casos ocurridos anteriormente en similares condiciones, sabiendo que las circunstancias nunca son exactamente las mismas.

3.3 CALIFICACION DEL PROYECTO EN LA MATRIZ RAM

La aplicación de la matriz RAM, requiere de una evaluación y clasificación ágil de los riesgos del proyecto, en el caso del Proyecto en mención, la siguiente tabla indica algunos ejemplos donde es viable la aplicación de la matriz indicada.

²² Vélez Pareja Ignacio. (2003). Decisiones empresariales bajo riesgo e incertidumbre

²³ Ecopetrol. Dirección de Responsabilidad Integral. (2008) Uso de la Matriz RAM.

Tabla 4
Aplicaciones de la matriz RAM.

Área o Tema	Ejemplo
<p align="center">HSE Gestión Social Seguridad Física</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Manejo de riesgo HSE, gestión social, seguridad física, fijando los objetivos y priorizando las iniciativas de reducción de riesgos. • Análisis de trabajo seguro. • Valoración de riesgo de tareas específicas. • Investigación de los incidentes (Accidentes, Casi accidentes, fallas operacionales, etc.). • Detección de vulnerabilidad. • Análisis de riesgos de instalaciones de la empresa. • Protección a funcionarios. • Transporte aéreo en zonas de alto riesgo. • Protección de elementos y/o equipo de la empresa.
<p align="center">Diseño</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Estudio de factibilidad. • Evaluación del impacto ambiental. • Selección de estándares de diseño. • Aplicación de control de cambios.
<p align="center">Planeación</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Planeación del mantenimiento • Planeación de las paradas de planta • Planeación de la producción. • Procedimiento para adquisición de bienes servicios. • Priorización de acciones de mantenimiento o inversión.
<p align="center">Construcción, mantenimiento y montaje</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de permisos de trabajo. • Selección de códigos y prácticas de diseño e ingeniería. • Selección de guías en salud ocupacional y seguridad en construcción. • Inspección basada en riesgo • Mantenimiento centrado en confiabilidad. • Función de protección por instrumentos.
<p align="center">Puesta en marcha</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de permisos de trabajo. • Procedimiento de arrancada.
<p align="center">Producción</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sistemas de permisos de trabajo • Procedimiento de cambios de planta. • Procedimiento de movimiento y manejo de cargas y productos
<p align="center">Procesos Administrativos</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Decisiones financieras. • Vulnerabilidad. • Políticas de personal.

Figura 15
Matriz de Riesgo utilizada en ECOPETROL²⁴.

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD					
					A	B	C	D	E	
Personas	Económica	Ambiental	Clientes	Imagen de la Empresa		No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Se da varias veces al año en la Empresa	Se da varias veces al año en la Unidad, Superintendencia o Departamento
Una o más fatalidades	Grave > \$10M	Contaminación Irreversible	Violaciones graves	Internacional	6	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temporal (total)	Severa \$100k a \$1M	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o de abastecimiento	Regional	6	N	L	M	M	H
Lesión menor (sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N	N	L	L	M
Lesión leve (primaria o difusa)	Marginal < \$10k	Efecto Leve	Incapacidad esporádica	Interna	1	N	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N	N	N	N	N

3.3.1. Clasificación de los riesgos.

La evaluación y clasificación de los riesgos debe hacerse teniendo en cuenta los siguientes tres elementos:

- El primero es la categoría de consecuencia con la cual está relacionada la evaluación: Personas (PE), Económica (EC), Ambiental (MA), Cliente (CL) e Imagen (IM).
- El segundo corresponde a la gravedad de las consecuencias: 0-5.
- El tercero corresponde al nivel de probabilidad del suceso: A-E.

²⁴ Ecopetrol. Dirección de Responsabilidad Integral. (2008) Uso de la Matriz RAM.

La intersección de la fila elegida con la columna seleccionada corresponde a la clasificación del riesgo.

Los incidentes pueden tener consecuencias en las cinco categorías, por lo tanto, para una evaluación o clasificación, deben examinarse las categorías PE, EC, MA, CL e IM. El riesgo de un incidente se debe clasificar de acuerdo con la categoría de consecuencia que tenga la mayor clasificación, por ejemplo: para un caso en el que se encuentre que el riesgo para personas es 5C, el económico 2C, el de medio ambiente 1D, el de clientes 2D e imagen 1C; el riesgo de este incidente será 5C.

3.3.2. Secuencia

Para evaluar el riesgo de un caso en particular se debe seguir la siguiente secuencia:

- Defina la actividad que requiere evaluar o clasificar.
- Conforme el equipo que realizará la evaluación del riesgo, con máximo seis (6) personas de experiencia en el trabajo. Se debe tener en cuenta que evaluar no es para principiantes: la experiencia del equipo es la clave de una buena evaluación.
- Defina si para el caso que se analiza se requiere evaluar las consecuencias reales o potenciales.
- Determine el riesgo para las categorías de: Personas, Económicas, Ambiente, Cliente e Imagen de la Empresa.
- Estime las consecuencias reales o potenciales, dependiendo del caso que se analiza para la categoría seleccionada. No se requieren datos de precisión, busque consenso de la mayoría del equipo que hace el análisis.
- Busque el punto dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia y la probabilidad determinadas: esa será la valoración del riesgo. Para su interpretación las letras corresponden a: N = Ninguno; L= Bajo; M = Medio; H = Alto y VH = Muy Alto.
- Repita el proceso para la siguiente categoría hasta que cubra todas las posibles pérdidas: Personas, Económica, Ambiente, Cliente e Imagen.
- Recuerde que es solo una herramienta que ayuda a enfocar la organización.
- Proceda según lo indicado para la valoración del riesgo usando la siguiente tabla.

Tabla 5
Análisis del nivel de Riesgo²⁵.

NIVEL / COLOR	RIESGO	TOMANDO DECISIONES	PARA JECUTAR TRABAJOS
VH / ROJO	Muy alto	Intolerable	Buscar alternativas. Si se decide hacer el trabajo, la ata dirección (Vicepresidente ò Director) define el eaulpo para la elaboración del ATS y lo aprueba.
H/ ANARANJADO	Alto	Deben buscarse alternativas que presenten menor riesgo. Si se decide realizar la actividad se requiere demostrar cómo se controla el riesgo y los cargos de niveles iguales o superiores a Gerente General, Gerente de Negocio ò Jefe de la Unidad deben participar y aprobar la decisión.	Buscar alternativas. Si se decide hacer el trabajo, el Gerente, Gerente de Negocio, Jefe de Unidad o Dpto. del área involucrada nombra el equipo para elaboración del ATS y lo aprueba.
M/ AMARILLO	Medio	No son suficientes los sistemas de control establecidos; se deben tomar medidas que controles mejor el riesgo.	El Coordinador nombra el equipo para elaborar ATS y lo aprueba.
L / CREMA	Bajo	Se deben gestionar mejoras a los sistemas de control establecidos (procedimientos, listas de chequeo, responsabilidades, protocolos etc.).	Efectuar tres Ques: <ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué puede salir mal o fallar?. • ¿Qué puede causar que algo salga mal ò falle?
N / VERDE	Ninguno	Riesgo muy bajo, usar los sistemas de control y calidad establecidos. (Procedimientos, listas de chequeo, responsabilidades, protocolos etc.).	<ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?

²⁵ Ecopetrol. Dirección de Responsabilidad Integral. (2008) Uso de la Matriz RAM..

3.4. DETERMINACIÓN DEL NIVEL DE CRITICIDAD DE LOS RIESGOS DEL PROYECTO.²⁶

- **EN PERSONAS (1):**

Accidentes por manejo inadecuado de cargas, por incumplimiento de procedimiento de izaje y manejo de cargas, que puede generar impactos en las personas.

Valoración 2-C = RIESGO BAJO L.

- **EN ECONOMÍA (2):**

Mala calidad de los suministros, por falta de experiencia y competencia del personal de mantenimiento y/o montaje, que pueda impactar en sobrecostos, calidad, tiempo, mantenibilidad, etc.

Valoración 5-D = RIESGO MEDIO H

- **EN AMBIENTE (3):**

Afectación nula por reemplazo de los CCM's debido a que estos equipos son fabricados con materiales que se pueden recuperar y transformarse para ser utilizados en otras actividades

Valoración 0-A = RIESGO INSIGNIFICANTE N

- **EN IMAGEN (4):**

Inconformidad en la calidad del producto final, y/o por inadecuada estrategia de contratación, que genere pérdida en tiempo e impacto en costos y alcance.

Valoración 3-B = RIESGO MEDIO L

²⁶ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009).

EN LOS CLIENTES (5):

Incumplimiento de proveedor, por falta de capacidad de respuesta, que pueda generar retrasos en el proyecto.

Valoración 3-B = RIESGO BAJO L

El resultado de la Matriz indica que el Proyecto es catalogado como de riesgo H, lo cual intuitivamente podría suponerse, dado el alto impacto económico de las fallas en Tableros es notorio desde la consecuencia económica de una Planta fuera de operación. Bajo este escenario el Proyecto debe desarrollarse.

Figura 16
Calificación en la Matriz RAM ²⁷.

CONSECUENCIAS					PROBABILIDAD				
					A	B	C	D	E
Personas	Económica	Ambiental	Cientes	Imagen de la Empresa	No ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Industria	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al año en un solo suceso o accidente
Una o mas fatalidades	Catastrofica > \$10M	Contaminación Irreparable	Veto como proveedor	Internacional	5	M	M	H	VH
Incapacidad permanente (parcial o total)	Grave \$1M a \$10M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Nacional	4	L	M	H	H
Incapacidad temporal (>1 día)	Severo \$100k a \$1M	Contaminación Localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecimiento	Regional	3	N	L	M	H
Lesión menor (Sin incapacidad)	Importante \$10k a \$100k	Efecto Menor	Quejas y/o reclamos	Local	2	N	N	L	M
Lesión leve (primeros auxilios)	Marginal <\$10k	Efecto Leve	Incumplir especificaciones	Interna	1	N	N	L	L
Ninguna lesión	Ninguna	Ningún efecto	Ningún impacto	Ningún impacto	0	N	N	N	N

²⁷ Ecopetrol. Dirección de Responsabilidad Integral. (2008) Uso de la Matriz RAM.

De esta manera se indica sobre la Matriz cada uno de los aspectos anteriormente indicados. Puede verse el nivel H para el riesgo económico (indicado con un rombo 2).

4. LA EVALUACION FINANCIERA

La evaluación financiera del presente proyecto está basada en la teoría de la evaluación financiera clásica de proyectos de inversión, que tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo, y determina una serie de indicadores para la toma de decisión en términos de su viabilidad financiera.

Este capítulo será dedicado a presentar la evaluación financiera del proyecto a partir de las inversiones, costos e ingresos de una propuesta de inversión distribuidos en el tiempo en un flujo de caja, con el fin de componer un indicador de beneficio-costos que sirva de base estable, firme y confiable para la toma de decisiones.

4.1. FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

La metodología aplicada para la evaluación financiera del presente proyecto consiste en un flujo de caja diferencial o incremental²⁸. Básicamente esta metodología consiste en calcular un flujo de caja sin realizar el proyecto que es el flujo de caja del caso base y también calcular otro flujo de caja con el proyecto, entonces, el flujo de caja relevante para la evaluación será dado por la diferencia entre los flujos esperados "sin el proyecto" y los flujos esperados "con el proyecto".

Con el fin de simplificar los cálculos se ha aceptado la convención de ubicar los flujos de dinero al final de cada período, a pesar de que las transacciones se realicen durante todo el tiempo (en diferentes momentos durante el año); esto sin menoscabo alguno en la precisión y confiabilidad de las cifras resultantes.

Como premisa para el cálculo de los VPN (valores presentes netos) de los flujos de caja se trabajó con una tasa de descuento (WACC) del 11%²⁹.

4.1.1. Flujo de Caja del caso base.

Para determinar los flujos de caja del caso base (sin el proyecto) se han dividido las cifras en dos grandes grupos: pérdidas y costos.

²⁸ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

²⁹ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

- Las pérdidas se dividen en disponibilidad y confiabilidad, infraestructura, energía y otras.
- Los costos, en mantenimiento, operación, disposición, parada, ambiente y otros.

Tabla 6
Flujo de caja del caso base³⁰.

Perdidas por disponibilidad y confiabilidad
Perdidas por infraestructura
Perdidas por energía
Otras pérdidas
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)
Máxima probabilidad de ocurrencia
Pérdidas brutas *probabilidad de ocurrencia
Costos de mantenimiento
Costos de operación
Costos de disposición
Costos de parada
Costos ambientales
Otros Costos
FLUJO DE CAJA

La diferencia entre pérdidas y costos radica en el grado de incertidumbre que se tiene de los posibles eventos que pueden ocurrir. Las pérdidas son posibles eventos que pueden llegar a ocurrir con una probabilidad de ocurrencia específica, mientras que los costos son eventos que ocurren cotidianamente y que se pueden representar de forma anualizada y promediada.

a) Pérdidas

Las pérdidas por disponibilidad y confiabilidad de este proyecto son calculadas mediante una valoración del lucro cesante potencial debido a la salida de operación de la unidad de proceso relacionada con el respectivo tablero. La cuantificación del lucro cesante variará de unidad en unidad debido a factores como el tamaño de la unidad, la materia prima y los productos valiosos que

³⁰ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

genera, en el caso de unidades de servicios industriales será la sumatoria del lucro cesante causado a las unidades de proceso que atiende la unidad de servicio industrial.

Con el fin de simplificar los cálculos se ha aceptado la convención de evaluar el lucro cesante potencial, por salida de operación de la unidad por tres días debido a la falla del tablero respectivo.

Para el caso de la unidad de Acido, esta unidad no genera pérdidas por lucro cesante debido a que es una unidad de manejo ambiental, su impacto está relacionado con los costos debido a compensaciones de carácter ambiental que se tendrían que pagar ante una eventual salida de esta unidad.

La siguiente tabla resume el valor de las pérdidas por disponibilidad y confiabilidad por unidad de proceso y total relacionadas con los tableros objeto del proyecto:

Tabla 7
Pérdidas por lucro cesante consolidadas por planta³¹.

UNIDAD DE PROCESO	PERDIDAS (KUSD)
Parafinas	630
Torres Enfriadoras TE2940 y 2945	3.600
Ácido	108
Planta de Agua U800 y U850	6.000
Polietileno II	450
Balance SE N° 2	3.600
Bote del Rio	1.980
Etileno II	480
Planta Eléctrica U2950	3.600
UOPI	1.050
Central del Norte U2400	2.400
Torres Enfriadoras TE850	1.500
Torres Enfriadoras TE890	1.500
TOTAL	26.898

³¹ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

En el caso específico de este proyecto de recuperación de la confiabilidad mediante el reemplazo de tableros eléctricos, no se generan pérdidas por infraestructura y por energía, entendiendo que la operación de estos equipos o la falla de los mismos no afectan la infraestructura con la que están relacionados y tampoco mayores consumos de energía.

b) Probabilidad de ocurrencia

La probabilidad de ocurrencia de las pérdidas está dada por la probabilidad de falla de un tablero eléctrico. Para el modelamiento de la probabilidad de ocurrencia de la falla de un tablero, se utilizará la distribución acumulada de la función de probabilidad LogNormal ya que las fallas típicas de desgaste o electrónicas que son las más frecuentes en los tableros eléctricos, siguen este tipo de distribución³².

Para modelar la función de probabilidad acumulada LogNormal son necesarios los parámetros μ o media de $\ln(x)$ y σ o desviación estándar de $\ln(x)$ ³³. Estos parámetros son tomados de la base de datos de registros de fallas de un estudio del ciclo de vida para tableros efectuado por el EPRI (Electric Power Research Institute) en el 2008³⁴.

³² Nelson Wayne. (1982). Applied Life Data Analysis.

³³ Nelson Wayne. (1982). Applied Life Data Analysis.

³⁴ EPRI. Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006).

Tabla 8
Registro de fallas en tableros según EPRI periodo 1996-2005.

Fabricante	Modelo	Numero de Fallas	Número de Reportes	Reportes comprendidos entre los años 1996–2005)	Rata de fallas
GE	AM4.16	85	30	10	0,283
GE	AMH4.16	33	10	10	0,330
GE	AM13.8	25	12	10	0,208
GE	AM7.2	24	3	10	0,800
GE	AHM4.76	3	1	10	0,300
GE	AM4.76	1	1	10	0,100
ITE	5HK	71	32	10	0,222
ITE	7.5HK	21	7	10	0,300
ITE	15HK	6	5	10	0,120
Westinghouse	50DHP	66	14	10	0,471
Westinghouse	75DHP	7	5	10	0,140
Westinghouse	150DH	4	3	10	0,133
Westinghouse	50DH	4	3	10	0,133
Westinghouse	150DHP	2	2	10	0,100
Westinghouse	150CA1500	2	1	10	0,200
Westinghouse	75DH	1	1	10	0,100

El análisis del $\ln(x)$ de los datos de la tasa de falla (failure rate) de la tabla anterior, nos arroja los parámetros necesarios para la función de distribución acumulada LogNormal, es decir $\mu = 1.592$ y $\sigma = 0.607$.

c) Costos

Los costos de mantenimiento para los tableros objeto del proyecto, son calculados mediante una valoración del histórico de los costos de los contratos de mantenimiento de los procesos de paradas de planta y el histórico de los costos registrados en el sistema de información Ellipse de los mantenimientos efectuados por el departamento de mantenimiento de la empresa.

Con el fin de simplificar los cálculos se ha aceptado la convención de evaluar los costos de mantenimiento de forma anualizada y promediada, entendiendo que se presentan variaciones en los rendimientos de estos costos, debido al tamaño, tecnología, tiempo de servicio y tiempo medio entre mantenimientos de los diferentes tableros. El promedio de los costos de mantenimiento anualizados para los tableros incluidos en este proyecto es de kUSD \$9,05³⁵.

Los tableros eléctricos no generan costos de operación, entendiendo que este tipo de equipos son inasistidos y no requieren la intervención de personal operador, las maniobras que se requieran son efectuadas por personal mantenedor pero estos costos están incluidos en los costos de mantenimiento. Tampoco se generan costos ambientales ni de disposición en el caso base, los costos de paradas fueron tenidos en cuenta dentro de los costos de mantenimiento como ya se mencionó.

La siguiente tabla muestra el flujo de caja para el caso base resumido, en el Anexo 1 se muestra El flujo de caja del caso base completo. El VPN para el caso base (sin proyecto) es de kUSD \$134.856.

³⁵ Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009)

Tabla 9
Flujo de caja para el caso base (sin proyecto).

CASO BASE	Beneficios Económicos en KUSD				
	2010	2011	2012	2013	2030
Pérdidas y Costos sin Proyecto	0	1	2	3	20
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	26.790	26.790	26.790	26.790	26.790
Perdidas por infraestructura	0	0	0	0	0
Perdidas por energía	0	0	0	0	0
Otras pérdidas	108	108	108	108	108
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	26.898	26.898	26.898	26.898	26.898
Máxima probabilidad de ocurrencia	0,4%	6,9%	20,8%	36,7%	100%
Pérdidas brutas *probabilidad de ocurrencia	117	1.865	5.601	9.884	26.898
Costos de mantenimiento	9	9	9	9	9
Costos de operación	0	0	0	0	0
Costos de disposición	0	0	0	0	0
Costos de parada	0	0	0	0	0
Costos ambientales	0	0	0	0	0
Otros Costos	0	0	0	0	0
FLJO DE CAJA	126	1.874	5.610	9.893	26.907
VPN Caso Base	134.855				

4.1.2 Flujo de Caja con Proyecto.

Para determinar los flujos de caja del caso con proyecto se han dividido las cifras en tres grandes grupos: inversión, costos y pérdidas.

- La inversión se divide en diseño, compras, montaje, AIU e Interventoría.
- Los costos, en mantenimiento, operación, disposición, parada, ambiente y otros.
- Las pérdidas se dividen en disponibilidad y confiabilidad, infraestructura, energía y otras.

Tabla 10
Flujo de caja del caso con proyecto³⁶.

Diseño (Consultoría)
Compras (Global para la actividad)
Montaje (Global para la actividad)
AIU
Interventoría
Bruto (Global para la actividad)
Costo inicial de compra (Inversión inicial)
Costos de mantenimiento
Costos de operación
Costos de disposición
Costos de parada
Costos ambientales
Otros Costos
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad
Perdidas por infraestructura
Perdidas por energía
Otras pérdidas
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)
Máxima probabilidad de ocurrencia
Pérdidas brutas *probabilidad de ocurrencia
FLUJO DE CAJA

a) Inversión

Las inversiones para este proyecto se han dividido en la inversión en los contratos de diseño, las compras, los contratos de montaje y por separado el total del AIU de los respectivos contratos, la cuantificación de estos costos se logro mediante la cotización con fines de presupuesto a los fabricantes de los equipos en el caso de las compras, empresas de consultoría para los diseños y empresas de montaje eléctrico para el montaje.

El AIU es un factor crítico dentro de la contratación en ECOPETROL debido a la naturaleza de los contratos en el sector petrolero y sus elevados costos administrativos y de imprevistos (contingentes), debido a estos factores es que se toma como una variable separada en el cuadro de inversiones.

³⁶ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

Tabla 11
Inversiones del proyecto³⁷.

DESCRIPCION	INVERSIONES (KUSD\$)			
	2010	2011	2012	2013
Diseño (Consultoría)	175	199	154	106
Compras (Global para la actividad)	1.072	3.205	4.241	2.904
Montaje (Global para la actividad)	457	443	433	572
AIU	432	788	950	785
TOTAL	2.135	4.635	5.778	4.366

b) Pérdidas

Para el caso base (sin proyecto) se presentó la metodología y cuantificación de las pérdidas por confiabilidad y disponibilidad, para el caso con proyecto los valores son los mismos, sin embargo el lucro cesante total varía de año en año ya que a medida que se da la instalación de determinado tablero cesa su contribución al total. La siguiente tabla resume el lucro cesante potencial ocasionado por cada uno de los tableros y la distribución por año:

³⁷ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

Tabla 12
Pérdidas por lucro cesante del caso con proyecto³⁸.

UNIDAD DE PROCESO	PERDIDAS (KUSD)				
	2010	2011	2012	2013	2014
Parafinas	630	630			
Torres Enfriadoras TE2940 y 2945	3.600				
Ácido	108				
Planta de Agua U800 y U850	6.000	6.000	6.000		
Polietileno II	450	450			
Balance SE N° 2	3.600	3.600			
Bote del Rio	1.980				
Etileno II	480	480	480		
Planta Eléctrica U2950	3.600	3.600	3.600		
UOPI	1.050	1.050	1.050	1.050	
Central del Norte U2400	2.400	2.400	2.400	2.400	
Torres Enfriadoras TE850	1.500	1.500	1.500	1.500	
Torres Enfriadoras TE890	1.500	1.500	1.500	1.500	
TOTAL	26.898	26.898	26.898	26.898	6.000

A partir del 2014 las pérdidas por lucro cesante debían de quedar reducidas a cero, sin embargo no existen equipos perfectos y siempre existirá la probabilidad de falla, dentro de un cálculo conservador se contemplan entonces a partir del 2014, las pérdidas potenciales por lucro cesante como las que causen el mayor impacto individual es decir 6.0 KUSD.

c) Probabilidad de ocurrencia

La probabilidad de ocurrencia de las pérdidas está dada de la misma forma que para el caso base.

³⁸ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

d) Costos

Igual que para las pérdidas, ya se presentó la metodología y cuantificación de los costos de mantenimiento, para el caso con proyecto con el fin de simplificar los cálculos, se ha aceptado la convención de evaluar los costos de mantenimiento con una reducción del 50% de los costos del caso base (sin proyecto) , entendiéndose que los rendimientos de mantenimiento varían como se dijo anteriormente por la tecnología y tiempo de servicio de los equipos que para este caso del presente proyecto corresponden al estado del arte en tableros. El promedio de los costos de mantenimiento anualizados para los nuevos tableros incluidos en este proyecto es de kUSD \$4,52³⁹.

Para el caso con proyecto se presentan unos costos por disposición de los tableros que se desmontan, para la cuantificación de estos costos se utilizó la misma metodología utilizada para los costos por montaje en el apartado de inversiones. La siguiente tabla resume los costos por disposición y su distribución por año:

Tabla 13
Costos del caso con proyecto⁴⁰.

DESCRIPCION	COSTOS (KUSD\$)			
	2010	2011	2012	2013
Desmantelamiento	1.072	3.205	4.241	2.904

Al igual que en el caso base y por las razones allí expuestas, los costos de operación, ambientales y de paradas tampoco son tenidos en cuenta para el caso con proyecto.

La siguiente tabla muestra el flujo de caja para el caso con proyecto resumido. En el Anexo 1, se muestra el flujo de caja del caso con proyecto completo. El VPN para el caso con proyecto es de kUSD \$47.496 y el VPN de la inversión es kUSD \$14.193.

³⁹ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

⁴⁰ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

Tabla 14
Flujo de caja para el caso con proyecto.

CASO CON PROYECTO	Inversiones en KUSD				2030
	2010	2011	2012	2013	
Inversión, Pérdidas y Costos con Proyecto	0	1	2	3	20
Diseño (Consultoría)	175	199	154	106	0
Compras (Global para la actividad)	1.072	3.205	4.241	2.904	0
Montaje (Global para la actividad)	457	443	433	572	0
AIU	432	788	950	785	0
Interventoria	0	0	0	0	0
Bruto (Global para la actividad)	2.135	4.635	\$ 5.778	\$ 4.366	0
Costo inicial de compra (Inversión inicial)	14.193				
Costos de mantenimiento	5	5	5	5	5
Costos de operación	0	0	0	0	0
Costos de disposición	59	62	87	97	0
Costos de parada	0	0	0	0	0
Costos ambientales	0	0	0	0	0
Otros Costos	0	0	0	0	0
Perdidas por disponibilidad y confiabilidad	26.790	21.210	16.530	6.450	
Perdidas por infraestructura	0	0	0	0	0
Perdidas por energía	0	0	0	0	0
Otras pérdidas	108	0	0	0	0
Pérdidas Brutas (por equipo y falla)	26.898	21.210	16.530	6.450	6.000
Máxima probabilidad de ocurrencia	0,4%	6,9%	20,8%	36,7%	100%
Pérdidas brutas *probabilidad de ocurrencia	117	1.471	3.442	2.370	6.000
FLUJO DE CAJA	2.316	6.173	9.312	6.838	6.005
VPN Caso con Proyecto	47.496				

4.2. LA RELACIÓN BENEFICIO-COSTO.

Es un proceso en el cual se comparan, en un mismo momento del tiempo, los costos de una inversión contra sus beneficios esperados para determinar su viabilidad financiera, como ayuda para la toma de decisiones de inversión.

Como se dijo al comienzo del presente capítulo, la metodología aplicada para la evaluación financiera del presente proyecto consiste en un flujo de caja diferencial o incremental⁴¹, la relación beneficio costo nos permite evaluar el flujo de caja incremental a la luz de las inversiones que se van a realizar y verificar su viabilidad. Para el presente proyecto se mide como⁴²:

$$B/C = \frac{(\text{VPN Caso base} - \text{VPN Caso con proyecto})}{\text{VPN Inversión}}$$

La diferencia del VPN (Valor presente neto) del Caso base (sin proyecto) con al Caso con proyecto no es más que el VPN del flujo de caja diferencial o incremental, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 15
Flujo de caja diferencial o incremental

	Beneficios/Inversiones en KUSD				
	2010	2011	2012	2013	2030
	0	1	2	3	20
FLUJO DE CAJA SIN PROYECTO	126	1.874	5.610	9.893	26.907
FLUJO DE CAJA CON PROYECTO	2.316	6.173	9.312	6.838	6.005
FLUJO DE CAJA DIFERENCIAL	- 2.190	- 4.299	-3.702	3.005	20.902
VPN Flujo diferencial	47.496				

El criterio para la toma de decisión utilizando la relación beneficio-costo es:

⁴¹ Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

⁴² Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008)

$B/C > 1$: Se ahorra más dinero del que se invierte, normalmente justifica la alternativa.

$B/C < 1$: No debe implementarse la alternativa, puesto que se ahorra menos dinero del que se invierte.

Para el caso del presente proyecto y con los resultados de los VPN de los flujos de caja del caso base (sin proyecto) y del caso con proyecto, se tiene una relación Beneficio-Costo (B/C) de 6.16 que bajo los criterios de toma de decisión ya expuestos, justifica la alternativa.

4.3. ESTUDIO DE SENSIBILIDAD

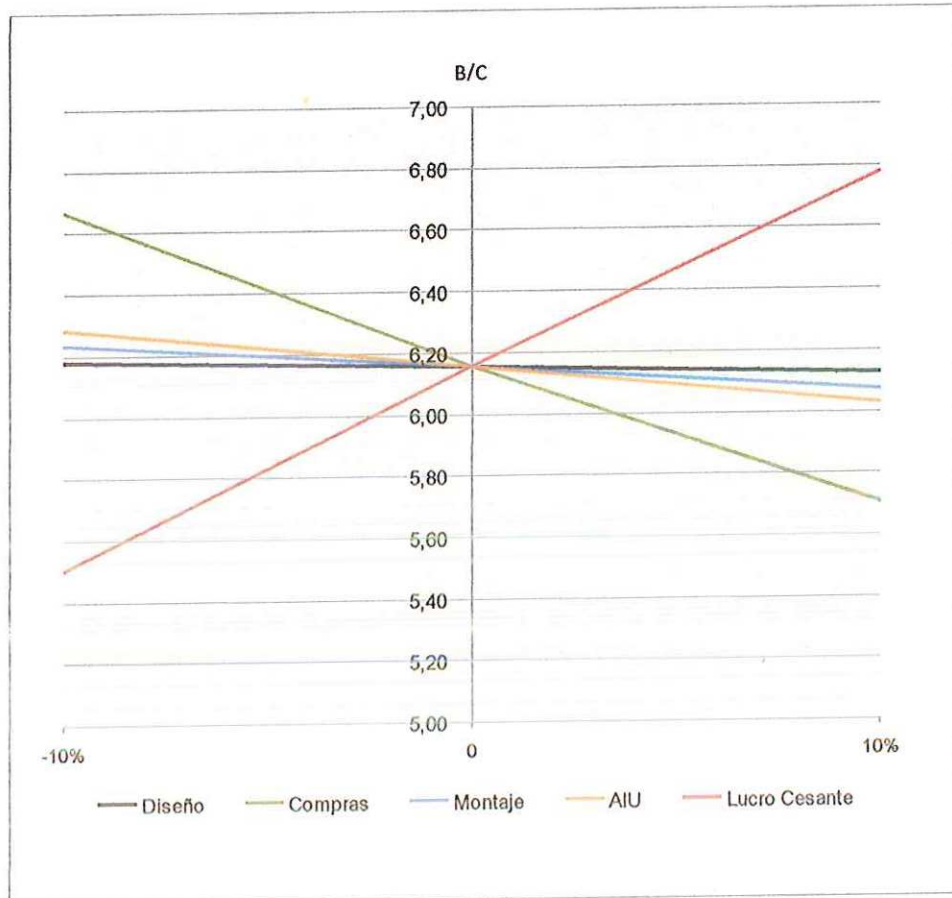
Los estudios de sensibilidad permiten analizar los proyectos en diferentes escenarios dependiendo del comportamiento de sus variables relevantes. Para el caso del presente proyecto se realizó un análisis de sensibilidades de las siguientes variables relevantes⁴³:

- De inversión: diseño, compras, montaje y AIU.
- De pérdidas: por disponibilidad y confiabilidad (lucro cesante).

La siguiente grafica nos muestra el comportamiento de la relación Beneficio-Costo (B/C) al modificar las variables relevantes en el rango 90% - 110%:

⁴³ Miranda Miranda Juan José. (2007) Departamento de Planeación Nacional. Gestión de Proyectos.

Figura 17
Análisis de Sensibilidades.



Como se puede observar la variable que más impacta es la correspondiente a las pérdidas por confiabilidad y disponibilidad (lucro cesante), seguida de la variable de los costos de las compras. Sin embargo, para el rango de variación propuesto +/-10% sigue estando muy por encima de 1 y se garantiza la viabilidad del proyecto.

CONCLUSIONES

Una estrategia de Confiabilidad robusta en una organización requiere estar acompañada por lo menos de otros dos procesos igualmente importantes tales como: Un proceso de costos aplicado a mantenimiento y un proceso de registro y análisis de información, además requiere de una formación básica a sus ingenieros en temas tales como probabilidad, estadística y manejo de datos.

El precio ha dejado de ser el único factor que motiva una decisión de compra, se hace necesario retomar los planteamientos desarrollados sobre el denominado "Ciclo de Vida del Equipo ó producto", dichos planteamientos despejan el panorama de aspectos puramente subjetivos que son preponderantes al momento de comprar y permiten proyectar dentro de la decisión, el costo de lo que representa el equipo a lo largo de toda su vida útil.

Las metodologías de análisis de riesgo se posicionan como una estrategia fundamental en el análisis y toma de decisiones, desde métodos cualitativos básicos hasta métodos cuantitativos, hacen parte de las herramientas que este análisis emplea actualmente. En este sentido, ECOPETROL ha encontrado en la MATRIZ RAM, una metodología que permite a cualquier empleado y frente a distintas circunstancias, valorar el riesgo asociado a sus decisiones desde diferentes tipos de consecuencias, esta estrategia permite dimensionar y cuantificar aspectos que de otra forma parecen etéreos.

El Proyecto del cual se trató, determinó la necesidad del reemplazo de la totalidad de los tableros con un monto de inversión bastante elevado; dicho reemplazo se ve suficientemente sustentado en la evaluación financiera flujo de caja diferencial o incremental realizado, pues se puede observar su alta viabilidad debido a la elevada relación Beneficio- Costo. Este hecho se ve reforzado en el análisis de sensibilidades, donde el proyecto mantiene alta relación Beneficio – Costo dentro del rango de variación más / menos 10% del análisis de sensibilidad de las variables relevantes.

El análisis de sensibilidades realizado para el proyecto indica que dentro de las variables relevantes, la de más impacto es la de costo de pérdidas por disponibilidad y confiabilidad (lucro cesante), esto nos dice como las variaciones del margen de refinación afectan el futuro de las inversiones; a mayor lucro cesante, mayor es la viabilidad del proyecto debido al gran ahorro que se alcanzaría con la ejecución del mismo.

Del análisis financiero realizado puede encontrarse como el margen de refinación está estrechamente ligado al diferencial de costo de la materia prima (crudo) Vs. costo de los productos valiosos (gasolina, acpm, entre otros), esto quiere decir que altos incrementos del precio del crudo, regulado por el mercado internacional Vs. bajos incrementos del precio de la gasolina o acpm, regulado por el gobierno nacional, impactan fuertemente el portafolio de inversiones de la empresa.

BIBLIOGRAFIA

- [1] [17] [19] [20] [21] [23] [26] [29] [31] [35] Ecopetrol. Mejoramiento de los sistemas de distribución de potencia eléctrica de la GRB. (2009) .Vicepresidencia de Refinación y Petroquímica. Plan de ejecución del proyecto (PEP).
- [2] [3] [6] [7] EPRI. Switchgear and Bus Maintenance Guide (2006). ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. NUCLEAR MAINTENANCE APPLICATIONS CENTER:. Palo Alto California.
- [4] [5] [14] [15] [16] [18] [34] EPRI.: Life Cycle Management Planning Sourcebook (2006) ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE. PLANT SUPPORT ENGINEERING: Medium – Voltage Switchgear. Palo Alto California.
- [8] [10] [11] Sanchez Silva Mauricio. (2010). Introducción a la confiabilidad y evaluación de riesgos. Teoría y aplicaciones en ingeniería. Universidad de los Andes. Facultad de Ingeniería.
- [9] [12] Espinoza V. Julio. (1990) Revista Mantenimiento. N1, AÑO 1990 – ISS 0716-8616. Reemplazo de Equipos un enfoque de Mantenimiento.
- [13] [22] Vélez Pareja Ignacio. (2003). Decisiones empresariales bajo riesgo e incertidumbre. Grupo Editorial Norma.
- [23] [24] [25] [27] Ecopetrol. Dirección de Responsabilidad Integral. (2008) Uso de la Matriz RAM – Valoración del riesgo. Instructivo VRP-DRI-I-007.
- [28] [30] [36] [37] [38] [39] [40] [41] [42] Ecopetrol. Guía de evaluación financiera de proyectos. (2008).
- [32] [33] Nelson Wayne. (1982). Applied Life Data Analysis.
- [43] Miranda Miranda Juan José. (2007) Departamento de Planeación Nacional. Gestión de Proyectos. Cuarta Edición.

ANEXOS

ANEXO 1 Flujo de Caja Incremental.

