

**PROPUESTA DE MEJORAMIENTO A TRAVÉS DE METODOLOGÍA DE RCA
PARA ASEGURAR LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO
UTILIZADO POR ISA-INTERCOLOMBIA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES
DE ALTA POTENCIA DEL CTE CENTRO.**

**LUIS MIGUEL BLANCO DUARTE
CARLOS RAFAEL PUELLO PALOMINO**

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

2014

**PROPUESTA DE MEJORAMIENTO A TRAVÉS DE METODOLOGÍA DE RCA
PARA ASEGURAR LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO
UTILIZADO POR ISA-INTERCOLOMBIA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES
DE ALTA POTENCIA DEL CTE CENTRO.**

**LUIS MIGUEL BLANCO DUARTE
CARLOS RAFAEL PUELLO PALOMINO**

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

**Director: EDGAR ANDRÉS ZÚÑIGA
Ingeniero Electricista**

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

2014

DEDICATORIA

A Dios por enseñarme el camino de la sabiduría y por darme las fuerzas para salir adelante con éxito.

A mis padres por su apoyo incondicional y permanente

A mi esposa e hijos por el apoyo y ánimo que me brindan día a día para seguir adelante.

LUIS MIGUEL BLANCO DUARTE

A mi Ángel de la guarda quien siempre ha estado ahí guiándome y fortaleciéndome.

A mi esposa y a mis hijos

A la memoria de mi madre

CARLOS RAFAEL PUELLO PALOMINO

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Edgar Andrés Zúñiga Medina por su orientación y aportes para la realización y culminación del presente proyecto.

A nuestros docentes de la especialización quienes con su orientación y dedicación nos transfirieron sus conocimientos los cuales son de gran importancia para nuestro desempeño profesional y personal.

CONTENIDO

	PAG.
INTRODUCCIÓN	14
1 ISA –INTERCOLOMBIA	16
1.1 PRESENTACIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA	16
1.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL	18
2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL	20
2.1 CENTRO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA	20
2.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN	22
2.2.1 Equipos de una Subestación Eléctrica de Alta Tensión	24
3 ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO EN ISA-INTERCOLOMBIA	28
3.1 PLANEACIÓN	28
3.2 EJECUCIÓN	28
3.3 EVALUACIÓN	29
3.4 METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO UTILIZADO	29
3.5 SISTEMA DE INFORMACIÓN	31
4 CONFIABILIDAD OPERACIONAL	34
4.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	34
4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ	35
5 AUTOTRANSFORMADORES DE ALTA POTENCIA	38
5.1 COMPONENTES	39
5.1.1 Componentes parte Activa	40

5.1.2	Componentes de Protección Electromecánica	41
5.1.3	Válvula de Alivio de Presión	41
5.1.4	Relé de Detección de Gases (Relé buchhloz)	41
5.1.5	Relé de Presión Súbita y Relé de Sello	42
5.1.6	El Medidor de Nivel de Aceite	42
5.1.7	Medidores y Control de Temperatura	42
5.1.8	Relé de Flujo del Cambiador de Tomas (OLTC)	43
5.1.9	Sistema de Aislamiento y Hermeticidad de la Cuba	43
5.1.10	Sistema de Refrigeración	45
5.1.11	Elementos Especiales	47
5.2	METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO APLICADO EN ISA-INTERCOLOMBIA A LOS AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA.	48
5.3	AUTOTRANSFORMADORES INSTALADOS EN EL CTE CENTRO	49
5.4	IDENTIFICACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES CON MAYOR DESVIACIÓN DE AVISOS NO PLANEADOS VERSUS AVISOS PLANEADOS	51
6	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA MEDIANTE MÉTODOS DE MEDICIÓN DE FALLAS	54
6.1	APLICACIÓN DEL MÉTODO DE MEDICIÓN DE FALLA CUANTITATIVO A LOS AUTOTRANSFORMADORES INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE BACATA Y LA REFORMA.	55
6.1.1	Análisis de Pareto Causas de Falla Subestación La Reforma	55
6.1.2	Análisis de Pareto Causas de Falla Subestación Bacata	58
6.2	APLICACIÓN DEL MÉTODO DE MEDICIÓN DE FALLA CUALITATIVO A LOS AUTOTRANSFORMADORES INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE BACATA Y LA REFORMA.	61
6.2.1	Definiendo el Problema:	62

6.2.2	Construcción del Árbol de Falla:	64
6.2.3	Análisis de las Causas Raíz	66
6.2.4	Recomendaciones a las Hipótesis Planteadas:	67
7	PLANTEAMIENTO DE OPORTUNIDADES DE MEJORAS PARA ASEGURAR LA EFECTIVIDAD DE LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO IMPLEMENTADA.	68
8	GUÍA PARA ANALIZAR LA DESVIACIÓN EN LA GENERACIÓN DE AVISOS NO PLANEADOS DESPUÉS DE EJECUTADO UN MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	70
9	CONCLUSIONES	72
	BIBLIOGRAFÍA	74
	ANEXOS	76

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Ubicación Geográfica	17
Ilustración 2 Organigrama ISA Intercolombia	19
Ilustración 3 Diagrama Unifilar Subestación Torca Configuración Barra Principal más Barra de Transferencia.	22
Ilustración 4 Diagrama Unifilar Subestación La Reforma Configuración Interruptor y Medio	23
Ilustración 5 Autotransformador de Potencia Subestación Bacata	24
Ilustración 6 Equipos Típicos de una Subestación Eléctrica	27
Ilustración 7 Diagrama de Mantenimiento	29
Ilustración 8 Reporte Avisos en SAP/R3	33
Ilustración 9 Esquema de Conexión de un Autotransformador	39
Ilustración 10 Autotransformador de Potencia	40
Ilustración 11 Porcentaje Total de Avisos No Planeados	52
Ilustración 12 Avisos Subestación La Reforma ATR1	53
Ilustración 13 Avisos Subestación Bacata ATR1	53
Ilustración 14 Diagrama de Pareto Subestación La Reforma ATR1	57
Ilustración 15 Diagrama de Pareto Subestación Bacata ATR1	59
Ilustración 16 Porcentaje Costos por Avisos No Planeados	63
Ilustración 17 Guía para Analizar la Desviación en la Generación de Avisos no Planeados Después de Ejecutado un Mantenimiento Preventivo	70
Ilustración 18 Diagrama de Flujo Guía Para Analizar la Desviación en la Generación de Avisos No Planeados Después de Ejecutado Un Mantenimiento Preventivo	71

LISTA DE TABLAS

	PAG.
Tabla 1. Información General CTE Centro	23
Tabla 2. Autotransformadores Instalados en el CTE CENTRO	52
Tabla 3. Avisos reportados en los Autotransformadores Instalados en el CTE CENTRO entre 1998 y 2013	53
Tabla 4. Causas de Fallas Autotransformador La Reforma	58
Tabla 5. Causas de Fallas Autotransformador Bacata	60
Tabla 6. Gastos del ATR 1 de la Subestación Bacata	65

RESUMEN

TITULO:

PROPUESTA DE MEJORAMIENTO A TRAVÉS DE METODOLOGÍA DE RCA PARA ASEGURAR LA EFECTIVIDAD DEL SISTEMA DE MANTENIMIENTO UTILIZADO POR ISA-INTERCOLOMBIA EN LOS AUTOTRANSFORMADORES DE ALTA POTENCIA DEL CTE CENTRO.*

AUTORES:**

LUIS MIGUEL BLANCO DUARTE
CARLOS RAFAEL PUELLO PALOMINO

PALABRAS CLAVES: ANÁLISIS CAUSA RAÍZ, AUTOTRANSFORMADORES

DESCRIPCIÓN:

La presente monografía presenta una propuesta de mejoramiento a través de la metodología Análisis de Causa Raíz (RCA) para asegurar la efectividad del sistema de mantenimiento utilizado por ISA-INTERCOLOMBIA en los autotransformadores de alta potencia mantenidos por el Centro de Trasmisión de Energía del Centro (CTE CENTRO), toda vez que de acuerdo a los avisos generados por el sistema SAP-R3, se observa un alto porcentaje de avisos no planeados que conllevan a que se tenga que intervenir el equipo en intervalos de tiempo no planeados.

Los Autotransformadores de alta potencia son los equipos que dentro de una subestación eléctrica son los más costosos y sus disponibilidad según resolución de la comisión Regulación de Energía y Gas debe ser del 99.7%, para su mantenimiento preventivo tienen asignados veinte y ocho horas al año.

Para realizar el análisis se revisó la información almacenada en el sistema computarizado para la gestión de mantenimiento SAP R3 que utiliza la empresa ISA-Intercolombia para la gestión de sus equipos.

Mediante la aplicación de las herramientas (Diagrama de Pareto y árbol de falla) de la metodología de Análisis de Causa Raíz (RCA) se identificaron las causas de fallas potenciales presentadas en los Autotransformadores de Alta Potencia después de ejecutado el mantenimiento y de acuerdo a los resultados obtenidos se formulan acciones correctivas que aplicadas puedan prevenir las fallas reportadas.

Para realizar el análisis de las causas por la cual se generan los avisos de mantenimiento no planeado luego de que los equipos son intervenidos o se ponen en servicio, se contó con la participación de técnicos, ingenieros y especialista que participan en la planeación, ejecución y evaluación del mantenimiento.

Finalmente se propone una guía para analizar la desviación en la generación de avisos no planeados.

*Monografía.

**Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Escuela de ingeniería Mecánica. Director: Edgar Andrés Zúñiga

SUMMARY

TITLE:

PROPOSED IMPROVEMENT THROUGH RCA METHODOLOGY TO ENSURE MAINTENANCE SYSTEM EFFECTIVE USED BY ISA-INTERCOLOMBIA AUTOTRANSFORMERS HIGH POWER*

AUTHOR:**

LUIS MIGUEL BLANCO DUARTE
CARLOS RAFAEL PUELLO PALOMINO

KEY WORDS: ROOT CAUSE ANALYSIS, AUTOTRANSFORMERS

DESCRIPTION:

This paper presents a proposal to improve the methodology through Root Cause Analysis (RCA) to ensure the effectiveness of the maintenance system used by ISA-INTERCOLOMBIA in high power autotransformers maintained by the Center for Energy Transmission Center (CENTER CTE), since according to the warnings generated by the SAP-R3 system, a high percentage of unplanned leading to warnings that the computer has to intervene in unplanned time intervals is observed.

The high power autotransformers are teams within an electrical substation are the most expensive and their availability according to resolution of the Regulation of Energy and Gas commission should be 99.7%, for preventive maintenance are assigned twenty-eight hours per year.

To perform the analysis the information stored in the computer system for managing maintenance using SAP R3 ISA-Intercolombia company to manage their equipment was revised.

By applying the tools (Pareto diagram and fault tree) methodology Root Cause Analysis (RCA) causes of potential failures presented in High Power Auto Transformers executed after maintenance and identified according to results of corrective actions implemented to prevent failures reported are formulated.

For the analysis of the causes for which maintenance notifications are generated unplanned after the equipment is operated or placed in service, he attended technicians, engineers and specialists involved in the planning, execution and maintenance assessment.

Finally, a guide aims to analyze the deviation in the generation of unintended messages

*Monograph.

**School of Physic - Mechanical Engineering.Maintenance Management Specialization. Director Edgar Andrés Zúñiga.

INTRODUCCIÓN

El mejoramiento continuo en los procesos siempre ha sido una constante, las grandes empresas utilizan metodologías modernas de mantenimiento y lo que se observa es que siempre son complementadas con otras estrategias, ISA-Intercolombia ha sido una de las empresas que en el sector eléctrico colombiano a través de los años ha mejorado sus procesos de operación y mantenimiento de sus activos, lo cual le ha permitido mantenerse por más de cuarenta años como una empresa sostenible, eficiente y competitiva, siendo actualmente el mayor transportador de energía eléctrica en Colombia.

El sistema de transporte de energía comprende las subestaciones eléctricas y las líneas de transmisión, llevando la energía desde los centros de generación hasta las subestaciones eléctricas en donde se eleva el voltaje de generación para poder ser transportada a través de las líneas de transmisión a un voltaje adecuado que garantice la menor pérdida posible, luego en las subestaciones eléctricas se reduce nuevamente el voltaje para ser entregado a los agentes de distribución en los centros locales de consumo empleando para ello los Transformadores de Alta Potencia (mayores a 12 MVA).

Por la importancia de estos equipos es indispensable que la estrategia de mantenimiento que se aplique asegure la disponibilidad por encima de los indicadores exigido por la Comisión de Regulación Energía y Gas (CREG), para lo cual ISA-Intercolombia aplica RCM II como metodología de mantenimiento para

sus activos utilizando el sistema computarizado para la gestión de mantenimiento SAP/R3.

El presente documento formula oportunidades de mejora asociadas a las causas de fallas identificadas mediante la aplicación de la metodología de RCA en el mantenimiento de los Autotransformadores de alta potencia, proponiendo acciones correctivas que puedan prevenir estas fallas después de ejecutado el mantenimiento. Se plantea a través de una guía como abordar la desviación en la generación de avisos de mantenimiento no planeado teniendo como base los pilares de la metodología de RCA, cuyo fin siempre es encontrar la causa raíz del problema para que este no se vuelva a repetir.

1 ISA –INTERCOLOMBIA

1.1 PRESENTACIÓN Y RESEÑA HISTÓRICA

En 1967 se constituye en Bogotá la empresa Interconexión Eléctrica S.A. ISA, para construir, mantener y administrar la red de transmisión a alto voltaje; planear, coordinar y supervisar la operación del sistema interconectado colombiano; planear la expansión del sistema de generación y transmisión y construir proyectos de generación de interés nacional.

ISA es una empresa de servicios públicos de economía mixta cuyo objeto principal es el transporte de energía a niveles de tensión por encima de los de 230 Kv.

Depende del Ministerio de Minas y Energía, por resolución del gobierno nacional en 1971 su sede administrativa fue trasladada a la ciudad de Medellín. Posee filiales en diferentes países de América Latina e inversión en países de Centro y Norte América.

El 30 de septiembre de 2013, ISA constituyó la sociedad INTERCOLOMBIA S.A. E.S.P., filial que tendrá por objeto prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica en Colombia, así como la prestación de servicios conexos, complementarios y relacionados; desarrollar actividades inherentes al ejercicio de

la ingeniería; prestación de servicios técnicos o no técnicos afines con las anteriores actividades; y representar, administrar, operar y mantener los activos de uso y de conexión del Sistema de Transmisión Nacional –STN– de propiedad de otros transmisores de energía de Colombia. ISA - Intercolombia tiene bajo su responsabilidad la administración de más de cincuenta subestaciones eléctricas distribuidas en todo el territorio nacional. Para su atención el país está distribuido en Centros de Transmisión de Energía denominados CTE. Cada CTE tiene asignado un número de subestaciones y unos kilómetros de líneas.

Ilustración 1 Ubicación Geográfica

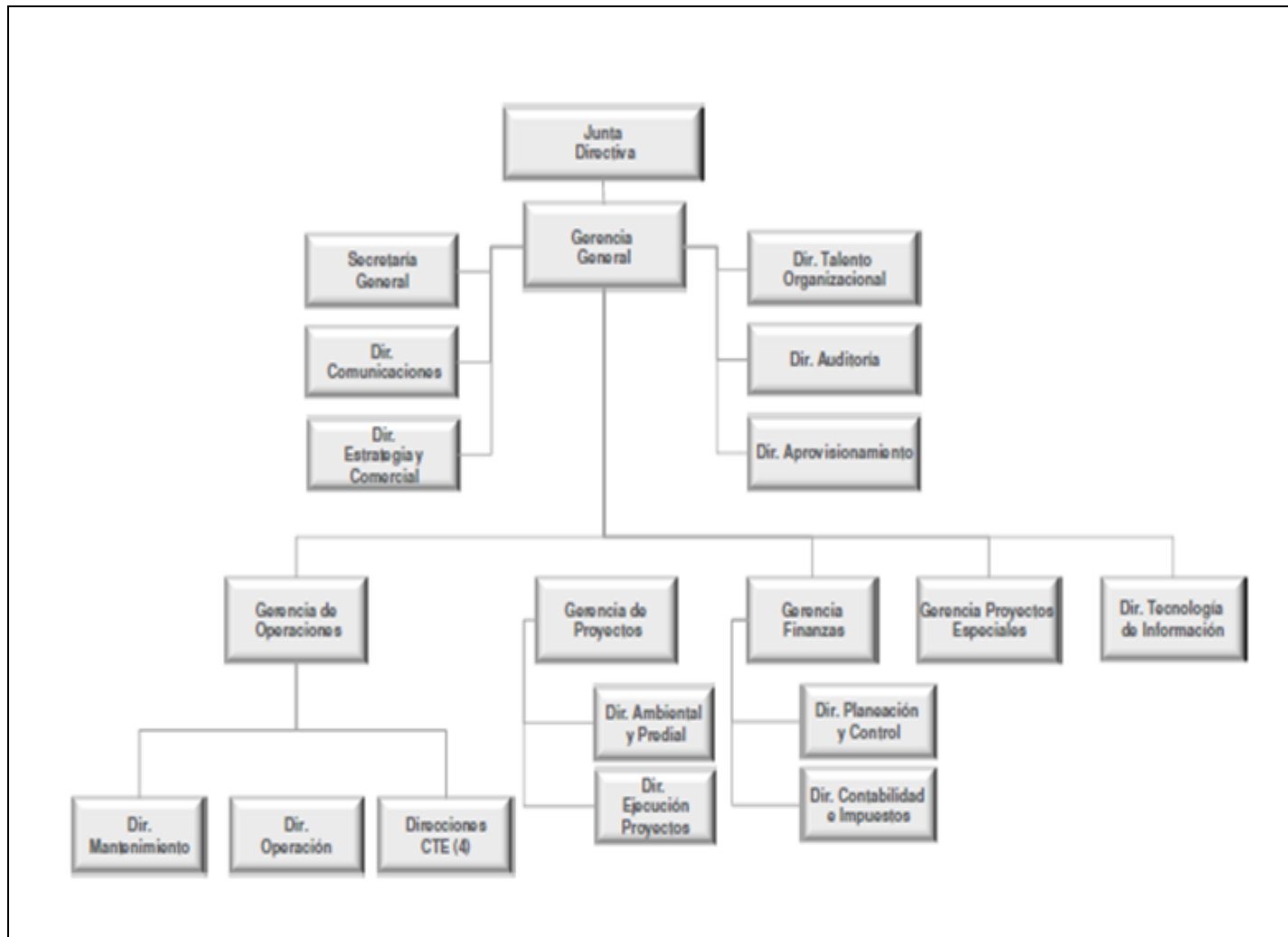


Fuente: ISA - Intercolombia

1.2 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

A continuación se muestra como está constituido el organigrama de ISA-Intercolombia.

Ilustración 2 Organigrama ISA Intercolombia



2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN NACIONAL

En Colombia el Sistema de Transmisión Nacional (STN) está constituido por las líneas de alta tensión y las subestaciones eléctricas que interconectan los Generadores, Transmisores y Consumidores de energía.

2.1 CENTRO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Los Centros de Transmisión de Energía – CTE, están ubicados en cuatro áreas estratégicas del país. Zona Noroccidente (Sede Sabaneta Antioquía), zona Centro (Sede Bogotá), zona suroccidente (Sede Palmira Valle) y zona Oriente (Sede Bucaramanga).

Desde los CTE. Se programan y se ejecutan los mantenimientos predictivo, preventivos y correctivos a los equipos de las subestaciones eléctricas y las líneas de transmisión.

Los CTE Dependen de la Gerencia de Operaciones son atendidos por un Director, quien tiene a su cargo; un coordinador administrativo y cuatro coordinadores de mantenimiento por especialidad y operación (Coordinador de mantenimiento de equipos de Subestaciones, Coordinador de mantenimiento Equipos de Protección y Medida, Coordinador de mantenimiento de Líneas y Coordinador de Operaciones). Cada coordinador de mantenimiento tiene bajo su cargo un grupo de tecnólogos para atender el mantenimiento de los equipos asignados.

Desde el CTE Centro se atienden once subestaciones y 1987 kilómetros de circuito de la red, distribuidos en los siguientes niveles de tensión 500 kV, 230 kV, y 115 kV, los cuales permiten la conexión de varias centrales de generación eléctrica importantes para el sistema eléctrico nacional. Entre otras sobresalen las siguientes: Guavio, Chivor y San Carlos (a través de Primavera y Purnio) con el mayor centro de consumo del país que es la capital de la República de Colombia.

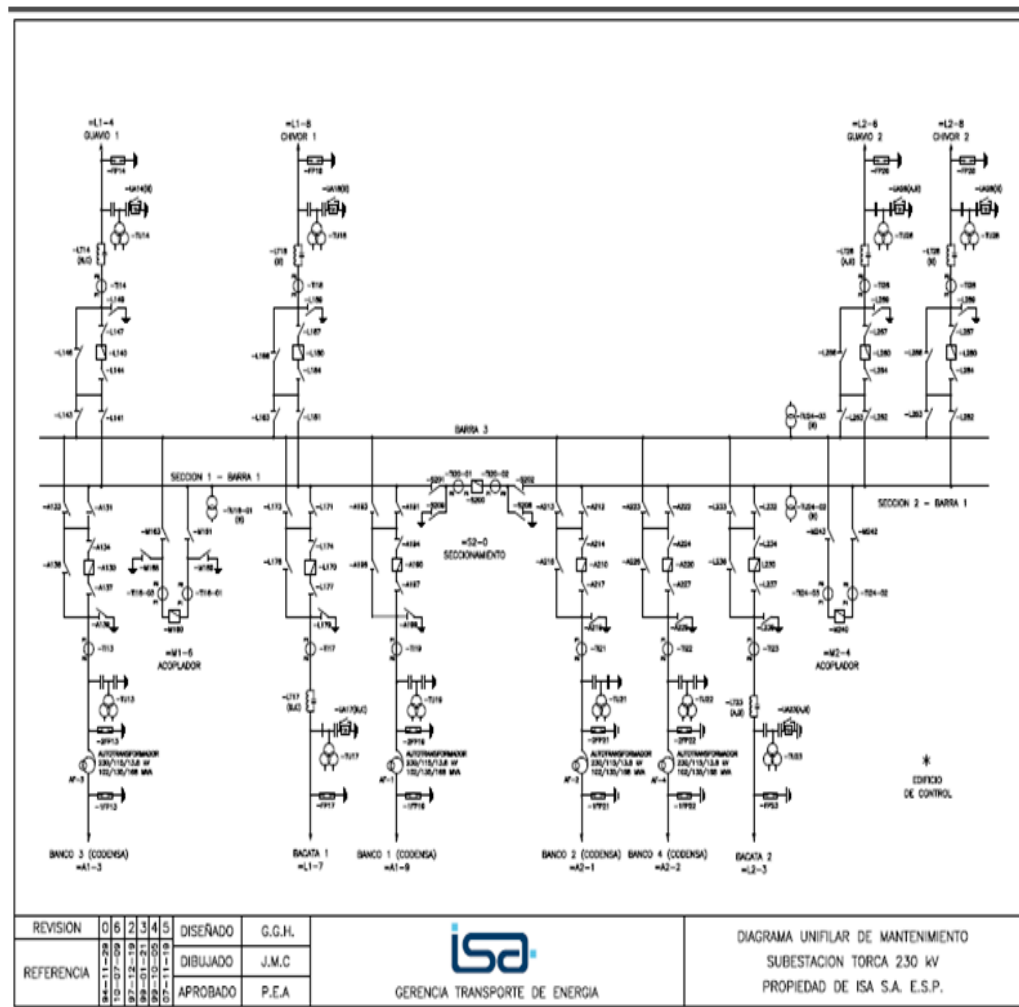
Tabla 1. Información General CTE Centro

Subestaciones atendidas:	Kilómetros de circuito:	Autotransformadores atendidos:
Bacatá 500 / 230 kV Betania 230 / 115 kV Chivor 230 / 115 kV Ibagué 230 kV La Mesa 230 kV Miel I 230 kV Purnio 230 kV Reforma 230 kV San Felipe 230 kV Sochagota 230 kV Torca 230 kV	1712,63 km. de circuito a 230 kV 78,11 km. de circuito a 115 kV 197,1 km. de circuito a 500 kV	Nueve bancos conformados por unidades monofásicas 230/115 kV Ubicados en: Torca (4), Betania (1 de ISA y 1 de CODENSA), Ibagué (1), San Felipe (1), Reforma (1) 1 banco conformado por unidades monofásicas de 500/230 kV Ubicado en Bacatá. 1 transformador trifásico. Ubicado en Chivor. Reactores atendidos: 3 Reactores de Línea monofásicos de 20 MVAR cada una Ubicados en Bacatá.
Sede administrativa:	Clientes en el área de Influencia:	Capacidad Instalada:
Subestación Torca, ubicada en la ciudad de Bogotá	EEB CODENSA AES Chivor S.A. Enertolima EMSA EBSA Betania EMGESA CHEC ELECTROHUILA ENERCA INTERNEXA	1900 MVA con unidades de transformación en las Subestaciones de Chivor, Torca, San Felipe, La Reforma, Ibagué, Bacatá y Betania (incluye el ATR2 alquilado por CODENSA a ISA para atender la conexión)

2.2 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE ALTA TENSIÓN

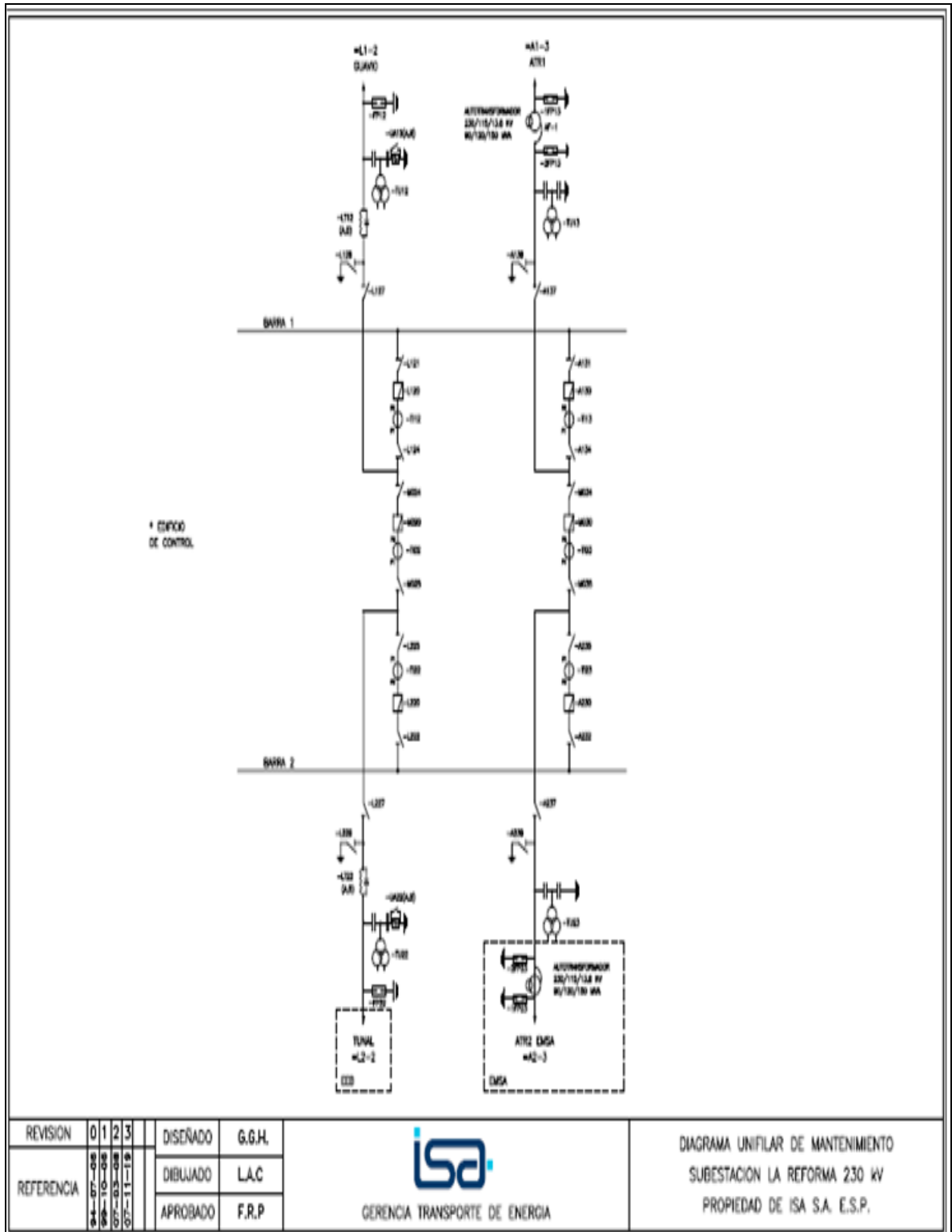
Una Subestación eléctrica es una combinación de equipos que sirve para controlar y dirigir el flujo de potencia de una manera segura y confiable. La disposición eléctrica de los equipos da origen a la configuración de la subestación. La tendencia en Colombia es el uso de las configuraciones del tipo Europeo (Configuración de Barras) y el de tipo Americano (Configuración de Interruptores)

Ilustración 3 Diagrama Unifilar Subestación Torca Configuración Barra Principal más Barra de Transferencia.



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

Ilustración 4 Diagrama Unifilar Subestación La Reforma Configuración Interruptor y Medio



Fuente: ISA INTERCOLOMBIA

2.2.1 Equipos de una Subestación Eléctrica de Alta Tensión

2.2.1.1 Autotransformador de Potencia

Dispositivo estático destinado a transferir energía Eléctrica de un circuito a otro, siendo el enlace común entre ambos circuitos el flujo magnético.

Ilustración 5 Autotransformador de Potencia Subestación Bacata



2.2.1.2 Interruptor de Potencia

Los interruptores son los dispositivos que permiten conectar o desconectar un circuito en condiciones normales (corriente nominal) o bajo falla. Para cumplir su función poseen una cámara de extinción en donde el arco que se presenta

durante su operación entre sus contactos se extingue en forma controlada, para ello se utiliza un gas inerte como el SF6 a presiones de diseño según cada fabricante.

2.2.1.3 Seccionadores de Potencia

Son los equipos que permiten aislar eléctricamente un circuito, su otro uso es servir como corte visible para la ejecución de mantenimiento, su diferencia con los interruptores es que en una subestación de alto voltaje solo pueden operar sin carga y pueden ser operados local o remotamente.

2.2.1.4 Equipos de Medida

➤ Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente son los equipos utilizados para efectuar las mediciones de corrientes en los circuitos eléctricos.

Su devanado primario va conectado en serie con el circuito de Alta Tensión.

➤ Transformadores de Tensión

El transformador de potencial permite medir la tensión del circuito primario. Utilizando elementos capacitivos el voltaje primario es reducido hasta un nivel manejable por los equipos de medida.

2.2.1.5 Descargadores de Tensión

Normalmente conocidos como pararrayos, son los equipos que se ubican lo más cercano a la llegada de las líneas de transmisión y su objetivo principal es amortiguar las sobretensiones que se puedan presentar en los circuitos por sobrecargas o descargas atmosféricas y proteger a los equipos e instalaciones de una subestación. Actualmente se construyen utilizando resistencias no lineales a base de óxido de zinc.

2.2.1.6 Equipos de Protección y Control

Son los equipos que nos permiten garantizar la confiabilidad, disponibilidad y seguridad de los equipos de la subestación. Con ellos se controla la apertura y cierre de los interruptores y seccionadores. Se supervisa y registran los flujos de potencia. Estos equipos se ubican en las salas de control de la subestación o en las casetas de control.

2.2.1.7 Cables de Potencia

Son los elementos utilizados para conectar eléctricamente los diferentes equipos, el material utilizado para su construcción es el Aluminio.

Ilustración 6 Equipos Típicos de una Subestación Eléctrica



3 ORGANIZACIÓN DEL MANTENIMIENTO EN ISA-INTERCOLOMBIA

El mantenimiento en ISA-Intercolombia está bajo la responsabilidad de la Gerencia de Operaciones, de esta gerencia dependen tres direcciones que se encargan cada una de la planeación, ejecución y evaluación.

3.1 PLANEACIÓN

La planeación del mantenimiento es responsabilidad de la Dirección Mantenimiento, ésta en coordinación con la Dirección de operación y los Centros de Transmisión de Energía (CTE) elaboran semestralmente el Plan Semestral de Mantenimiento (PSM). Los insumos para la Planeación son los avisos de mantenimiento planeados arrojados por el Sistema computarizado para la gestión del mantenimiento y los avisos de mantenimiento no planeados, además de los requerimientos de renovación de equipos.

3.2 EJECUCIÓN

La ejecución del mantenimiento está bajo la responsabilidad de los Centros de Transmisión de Energía (CTE).

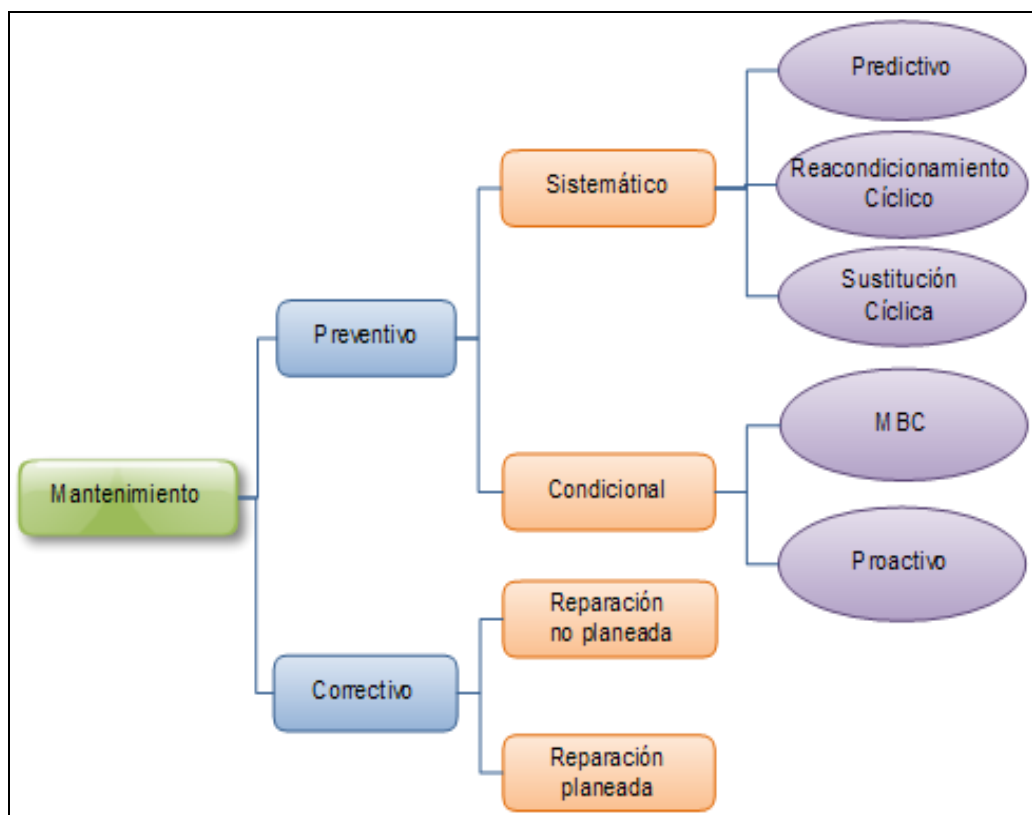
3.3 EVALUACIÓN

La evaluación del mantenimiento está bajo la responsabilidad de la Dirección Mantenimiento.

3.4 METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO UTILIZADO

Actualmente ISA-Intercolombia planea, ejecuta y evalúa el mantenimiento de sus equipos basada en la metodología de mantenimiento de RCM II.

Ilustración 7 Diagrama de Mantenimiento



Fuente: ISA Intercolombia

➤ **Mantenimiento Predictivo**

Tipo de mantenimiento preventivo periódico (sistemático) que consiste en el monitoreo de una variable que se relaciona con un modo de falla de manera que se pueda detectar cuando este empezó a presentarse y pueda planearse un mantenimiento.

➤ **Reacondicionamiento Cíclico**

Tipo de mantenimiento preventivo periódico (sistemático) que consiste en hacer una actividad que restituya las condiciones de operación como si fuera a nuevo. No considera el cambio de partes y no interesa si el equipo o sistema ha mostrado síntomas de deterioro.

➤ **Sustitución Cíclica**

Tipo de mantenimiento preventivo periódico (sistemático) que consiste en el cambio del equipo o parte de este sin importar si esta bueno o malo.

➤ **Mantenimiento Basado en Condición (MBC)**

Mantenimiento no periódico planeado que se genera como resultado de los análisis del mantenimiento predictivo o de las inspecciones rutinarias. Normalmente tiende a resolver un problema que empezó a generarse y que fue detectado por estos medios.

➤ **Mantenimiento Proactivo.**

Actividades definidas desde la Evaluación y que tienden a evitar la ocurrencia de un modo de falla potencial que se ha detectado en una familia de equipos.

3.4.1.1 Guías de Aplicación Normalizadas para la Ejecución del Mantenimiento.

ISA-Intercolombia tiene como política que todo mantenimiento que se ejecute, se debe hacer con una guía de mantenimiento normalizado y es responsabilidad de la Dirección Mantenimiento velar para que estos documentos sea conservados y actualizado. Estas guías se conocen internamente en la compañía como GAN y su contenido está basado en la metodología de RCM II y algunas recomendaciones del fabricante.

3.5 SISTEMA DE INFORMACIÓN

La herramienta SAP/R3 es el CMMS (Computerized Maintenance Management System) sistema computarizado para la gestión de mantenimiento oficial utilizado por toda la compañía (ISA-Intercolombia) para la gestión del mantenimiento; Fue puesto en servicio entre los años de 1998 y 1999. Su manejo permite el desarrollo de actividades de planeación, control y análisis del mantenimiento. El personal de mantenimiento tiene asignado una clave de acceso con diferentes perfiles. Este perfil habilita para ingresar y/o modificar información a los equipos matriculados en el módulo de mantenimiento.

Para el mantenimiento planeado el sistema arroja periódicamente por cada equipo y de acuerdo a las tareas definidas por RCM II avisos N1, los avisos para reportar anomalías en los equipos se clasifican en dos; Avisos N2, para reportar pérdida de función del equipo, afectación del medio ambiente o peligro inminente para las personas, y los avisos N4, para reportar anomalías secundarias. Ejemplo de un aviso N2 es mostrado en la ilustración 08

Ilustración 8 Reporte Avisos en SAP/R3

Modificar aviso-MT: Avería

Interlocutor

Aviso: 333224 N2 Corregir Fuga Aceite Bomba OLTC

Status: METR ORAS INIC COND

Orden: 35400221

Objeto Técnico | Fechas | Datos de Falla | Documentos | Ambiental

Objeto de referencia

Ubic.técn.: BACA500AIR-1-AUTOT AUTOTRANSFORMADOR POTENCIA

Equipo: 131453 Autotrafo Monofásico 500/230 kV-B

Responsabilidades

Grupo planif.: 020 / IICO CTE Centro

Pto.tbjo.resp.: 38B80001 / IICO SUBESTACIONES CTE CENTRO

Resp. Trabajos: 10003 LAZAR OJEDA CARLOS MAURICIO

Autor del aviso: GMEDINA Fecha de aviso: 31.08.2013 13:01:19

Datos avería

Inicio avería: 31.08.2013 13:01:19 Parada

Fin de avería: 00:00:00 Duración parada: H

Fechas extremas

Inicio deseado: 06.07.2014 07:30:00 Prioridad: Semestre

Fin deseado: 06.07.2014 12:30:00 Parada

4 CONFIABILIDAD OPERACIONAL¹

La confiabilidad de un equipo o sistema es la probabilidad que dicho ente pueda operar durante un determinado periodo sin perder su función. La confiabilidad operacional es la capacidad que se desarrolla en un sistema para que este además de cumplir su función en un periodo determinado lo haga dentro de unos parámetros enmarcados por los límites de diseño y bajo un contexto operacional.

Existen varias estrategias para lograr la confiabilidad operación, por ejemplo el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) y para asegurar su efectividad se emplean herramientas como la de Análisis Causa Raíz (RCA). Es una técnica sistemática que se aplica con el objetivo de determinar las causas que originan las fallas, sus impactos y frecuencias de aparición, para poder mitigarlas o eliminarlas.

4.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

La técnica de RCM o Reliability Centred Maintenance, (Mantenimiento Centrado en Fiabilidad/Confiabilidad), surge a finales de los años sesenta como respuesta al incremento de costos y actividades del mantenimiento en las compañías aéreas, esta técnica resulta ser muy valioso, ya que no solo permite bajar los costos y actividades de mantenimiento, sino que además mejora los niveles de confiabilidad, disponibilidad y seguridad.

¹ BORRAS PINILLA, Carlos. Mantenimiento Preventivo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2013. 161p

Esta técnica se basa en selección al mantenimiento solo donde las consecuencias de las fallas así lo requiere, para esto se necesita hacer un estudio exhaustivo de todas las funciones, fallas, modos y consecuencias de las fallas, para luego decidir dónde y qué tipo de mantenimiento hacer.

Establece un orden de prioridades: la seguridad y ambiente, producción, costos de reparación. Esto ha hecho que sea una herramienta valiosa en las industrias que requieren elevados niveles de seguridad, generando a cambio de los esfuerzos, gratos resultados.

El trabajo se realiza con equipos de trabajo multidisciplinarios (mantenimiento y operaciones).

4.2 METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ²

Es una metodología disciplinada que permite identificar las causas físicas, humanas y latentes de cualquier tipo de falla o incidente que ocurren una o varias veces permitiendo adoptar las acciones correctivas que reducen los costos del ciclo de vida útil del proceso, mejora la seguridad y la confiabilidad del negocio.

Las técnicas recomendadas para el análisis de causa raíz son las siguientes:

² VERA MUÑOZ, Hernando. Aplicación de la Metodología Análisis Causa Raíz (RCA) para la eliminación de un mal actor en equipos críticos de la SOM-Ecopetrol S.A. Para optar el Título de Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Mecánico. Escuela de ingeniería Mecánica. 2011

- ✓ Análisis de barreras.
- ✓ Inferencia Bayesiana.
- ✓ Análisis árbol factor causal.
- ✓ Análisis de cambios.
- ✓ Árbol de la realidad actual (teoría de las restricciones).
- ✓ Análisis de los modos de falla y efectos (FMECA).
- ✓ Análisis del árbol de fallas.
- ✓ Los 5 por qué.
- ✓ Diagrama de Ishikawa.
- ✓ Análisis de Pareto.
- ✓ Diagnóstico de problemas RPR (Rapid Problem Resolution, en IT)

Las tres causas raíz que deben ser identificadas cuando se realiza un proceso de RCA.

- ✓ Causa Raíz Física: Es la causa tangible de porque está ocurriendo una falla. Siempre provienen de una raíz humana o latente.
- ✓ Causa Raíz Humana: Es producto de errores humanos motivados por su inapropiadas intervenciones en el sistema.
- ✓ Causa Raíz Latente: Causa raíz de tipo organizacional que por su existencia permiten que se materialicen las causas raíces físicas y humanas.

Para realizar un RCA los autores recomienda seguir los siguientes pasos:

Paso 1: Definición del problema.

Paso 2: Recolección de las evidencias del problema.

Paso 3: Organización de la información recolectada.

Paso 4: Analizar la información recolectada.

Paso 5: Emisión y comunicación de recomendaciones.

5 AUTOTRANSFORMADORES DE ALTA POTENCIA³

Un autotransformador es una máquina eléctrica, de construcción y características similares a las de un Transformador, pero a diferencia de éste, sólo posee un único devanado alrededor de un núcleo ferromagnético. Dicho devanado debe tener al menos tres puntos de conexión eléctrica; la fuente de tensión y la carga se conectan a dos de las tomas, mientras que una toma (la del extremo del devanado) es una conexión común a ambos circuitos eléctricos (fuente y carga). Cada toma corresponde a una tensión diferente de la fuente (o de la carga, dependiendo del caso).

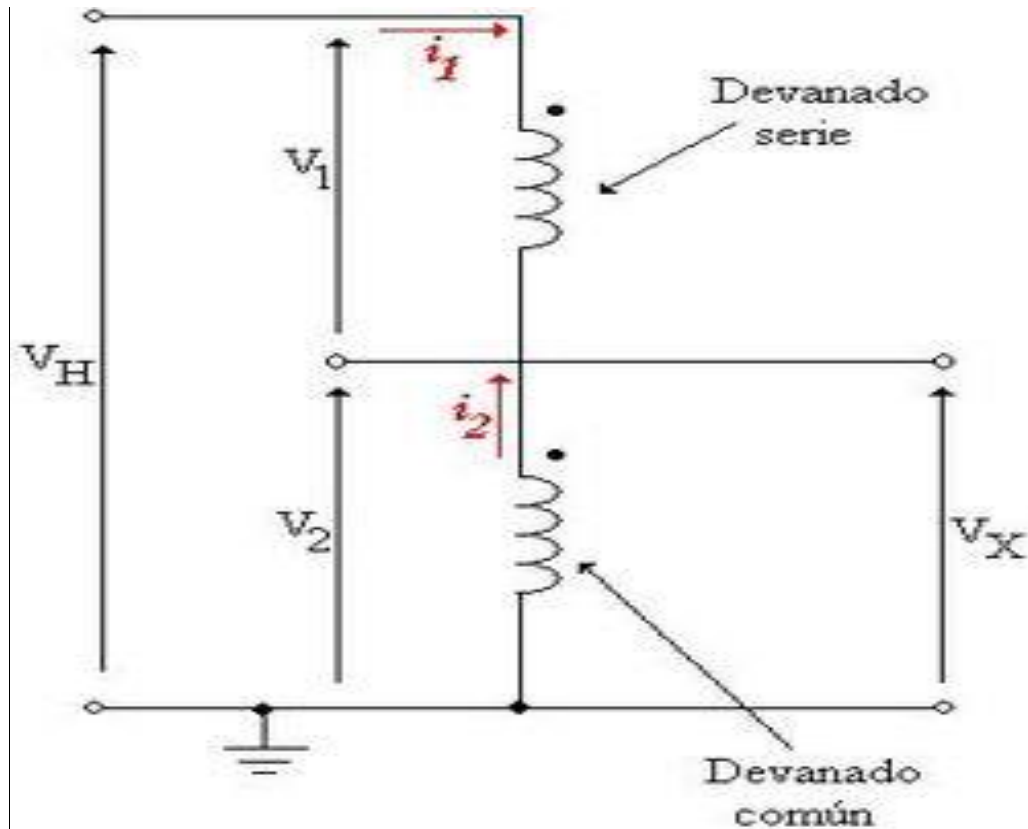
En un autotransformador, la porción común (llamada por ello "devanado común") del devanado único actúa como parte tanto del devanado "primario" como del "secundario". La porción restante del devanado recibe el nombre de "devanado serie" y es la que proporciona la diferencia de tensión entre ambos circuitos, mediante la adición en serie (de allí su nombre) con la tensión del devanado común.

La transferencia de potencia entre dos circuitos conectados a un autotransformador ocurre a través de dos fenómenos: el acoplamiento magnético (como en un transformador común) y la conexión galvánica (a través de la toma común) entre los dos circuitos. Por esta razón, un autotransformador resulta en un aparato más compacto (y a menudo más económico) que un transformador de la misma potencia y tensiones nominales. De igual manera, un transformador

³ RAMÍREZ, Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín Colombia: HMV Ingenieros Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores. Segunda edición. 2003

incrementa su capacidad de transferir potencia al ser conectado como autotransformador.

Ilustración 9 Esquema de Conexión de un Autotransformador

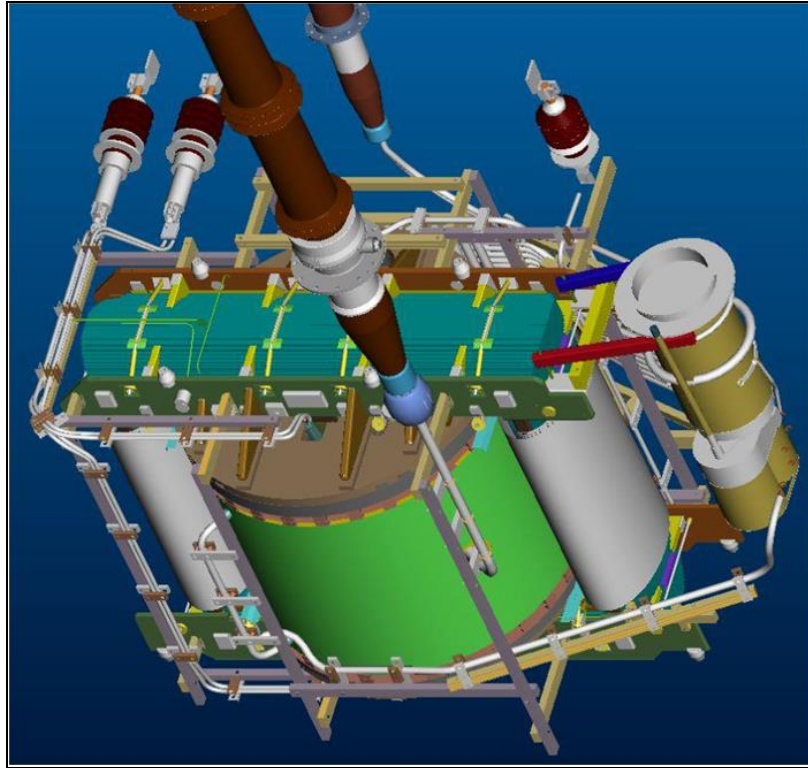


Fuente: Wikipedia

5.1 COMPONENTES

En un Autotransformador de Potencia como en cualquier máquina se distinguen varios componentes que pueden ser agrupados por su función:

Ilustración 10 Autotransformador de Potencia



5.1.1 Componentes parte Activa

Son todos los elementos que permiten que se cumpla la función principal del Autotransformador que es: Transferir continuamente la potencia nominal y transformar voltaje entre dos sistemas de tensión diferente. Regular la tensión sin interrumpir el flujo de carga. Garantizando el balance de voltajes en las fases. Preservando la seguridad de las personas, y el equipo y evitar afectación al medio ambiente bajo condiciones normales y de falla.

Se distinguen los siguientes elementos:

- ✓ Núcleo o Circuito Magnético

- ✓ Devanados de Alta, Media y Baja Tensión
- ✓ Bushing de Alta, Media y Baja Tensión
- ✓ Bushing de Neutro
- ✓ Conmutador o Cambiador de Derivaciones bajo carga (OLTC)

5.1.2 Componentes de Protección Electromecánica

Durante el funcionamiento normal del Autotransformador de Potencia son necesarios varios componentes para controlar que una falla interna pueda destruir el equipo, poner en riesgo al personal operativo, ocasionar fallas en sistema de transmisión nacional o afectar el medio ambiente. Para ello el equipo viene desde fábrica con dispositivos especiales.

5.1.3 Válvula de Alivio de Presión

Dentro del Autotransformador cuando se presenta una falla o cortocircuito el arco instantáneamente evapora el aceite causando una creación extremadamente rápida de presión gaseosa. La válvula de alivio de presión según diseño opera y reduce el valor de la presión a valores nominales. La operación de la válvula de sobre presión ocasiona desconexión del transformador.

5.1.4 Relé de Detección de Gases (Relé buchholz)

Cuando se presenta una falla dentro de un transformador, se produce gas y vapor de aceite. El gas es producido por una temperatura anormal alta causada por el arco o las partes metálicas recalentadas y también por el deterioro del aislamiento

sólido. El relé buchholz detecta el gas y activa sus contactos para dar alarma o desconexión dependiendo de la velocidad del flujo de gas.

5.1.5 Relé de Presión Súbita y Relé de Sello

Los fabricantes de transformadores lo denominan relé de presión brusca, solo opera en el caso de que la presión de aceite aumente repentinamente debido a fallos internos del Autotransformador. El tiempo de operación depende de la velocidad de incremento de presión. La operación del relé ocasiona desconexión del transformador.

5.1.6 El Medidor de Nivel de Aceite

Es un componente del tanque conservador de un transformador sumergido en aceite o del depósito de expansión del cambiador de tomas, permite observar desde el exterior los cambios de nivel de aceite debidos a efectos de temperatura y de fugas.

5.1.7 Medidores y Control de Temperatura

El funcionamiento normal del transformador hace que los componentes y el aceite se calienten, este calentamiento no debe exceder los límites permitidos si no se quiere disminuir la vida útil del transformador. La función de los medidores es suministrar el valor de temperatura del aceite y de los devanados, dar una señal de alarma cuando el aceite alcanza un valor determinado, enviar una señal de

disparo cuando la temperatura llegue a valores de riesgo para el equipo y el control automático de los equipos de enfriamiento del transformador.

5.1.8 Relé de Flujo del Cambiador de Tomas (OLTC)

La función del relé es proteger el cambiador de derivación y el transformador, en caso de presentarse dificultades con una interrupción anormal o un colapso eléctrico en el ruptor del cambiador.

El relé es accionado por un flujo excesivo de aceite que va del cambiador al tanque conservador.

Si ocurriera alguna anomalía en el cambiador, puede darse una fuerte chispa de arco en el aceite, la cual produce a su vez cantidad de gas y un flujo excesivo de aceite hacia el cambiador.

5.1.9 Sistema de Aislamiento y Hermeticidad de la Cuba

El aislamiento sólido y el aceite mineral son quizás, las partes más importantes de un Autotransformador. Estos componentes son los responsables de prevenir que el Transformador se destruya asimismo y afecte otros equipos asociados.

El aceite además de aislar, sirve como medio de diagnóstico, sirve como medio refrigerante y protector de la parte activa.

Los principales componentes de este sistema son;

5.1.9.1 La Cuba

Es la caja metálica en donde está contenida la parte activa, en donde van montado todos los accesorios del Autotransformador. Sirve para mantener hermético el equipo evitando que el aceite entre en contacto directo con el medio ambiente

5.1.9.2 Válvulas

Son los dispositivos por donde se inyecta el aceite a la cuba durante el montaje del equipo. Una vez se termina el montaje del Autotransformador estas son selladas con flanches los que son removidos para ejecutar mantenimientos preventivos o correctivos. Permiten también tomar muestra de aceite durante la operación del equipo

5.1.9.3 Manholl

Para ejecutar las conexiones internas e inspeccionar durante el montaje los componentes internos del Autotransformador, este viene provisto de Manholl o tapas de tamaño regular por donde normalmente cabe un técnico, Una vez se ejecutan las conexiones internas estas son selladas y permanecen así durante la operación del equipo. Solo son removidas en caso de que se tenga que hacer una intervención interna del equipo. Están instaladas estratégicamente en algunos puntos de la cuba.

5.1.9.4 Deshumectador de Aire.

Por los cambios de temperatura, el aceite de los Autotransformadores se expanden y se contraen, el intercambio de aire con el medioambiente se hace a través de los deshumectadores de aire en cuyo interior lo que se tiene es silica, este elemento retiene la humedad del aire que entra y no lo deja pasar al interior del tanque de expansión.

5.1.9.5 Purificador de Aceite Cambiador de Tomas

En el ruptor de un cambiador de tomas se presenta carbonización del aceite por el arco que se genera durante la operación, además como en el tanque conservador del cambiador de tomas, el aceite no está aislado de la atmósfera por diafragma o bolsa, es posible que por medio del aire el aceite se humedezca.

El purificador de aceite en línea es un equipo que permite absorción, adsorción y filtrado de impurezas tales como carbón y humedad. El equipo funciona manual y automáticamente.

5.1.10 Sistema de Refrigeración

5.1.10.1 Paneles de Radiadores

Los radiadores son dispositivos ubicados estratégicamente en la cuba del Autotransformador, cuando el aceite aumenta de temperatura se produce un flujo

de abajo hacia arriba. Por la forma constructiva de los radiadores se produce un intercambio de calor con el medio ambiente.

5.1.10.2 Moto-Ventiladores

Los moto-ventiladores son los elementos que producen un flujo de aire, este se hace pasar por los paneles de radiadores, lo que permite que el intercambio de calor con el medio ambiente se acelere y por consiguiente la temperatura del aceite baje en menor tiempo. Los ventiladores son accionados por los termómetros según las etapas de refrigeración calibradas.

5.1.10.3 Bombas de Refrigeración

Son bombas acopladas a un motor cuyo objetivo es tomar de la parte de debajo de la cuba el aceite y hacerlo circular por los radiadores en forma más rápida con el fin de que este se refrigere y mantener la temperatura del aceite en valores nominales de funcionamiento según la calibración.

5.1.10.4 Tanque de Expansión

Es el compartimiento en forma de tanque ubicado en la parte más alta del Autotransformador y unido con la cuba a través de tuberías, sirve para mantener el nivel del aceite cuando este se expande o se contrae por los cambios de temperaturas. Sirve para aislar el aceite del medioambiente, para ello se utiliza un bolsa o diafragma.

5.1.11 Elementos Especiales

Además de los anteriores componentes descritos, existen otros elementos que hacen parte del Autotransformador y son necesarios para el desempeño global del equipo

5.1.11.1 Transformadores de Corriente

Los transformador de corrientes se emplean en los autotransformadores de potencia como fuente de energía para accionar las protecciones, para la medición o para alimentar equipos de imagen térmica, cada núcleo esta calibrado con cierta clase de precisión, relativa a una determinada aplicación y no debe usarse en otras aplicaciones sin antes haber chequeado sus características.

Normalmente son definidos con la sigla los CTs son del tipo toroidal que consiste en un núcleo magnético anular alrededor del cual se disponen las espiras, que constituyen el arrollado secundario del CT. Como primario. Funciona la misma Conexión que va del devanado hasta el buje terminal.

Un CT puede ser previsto, bien sea con una sola relación, así como relaciones múltiples, por consiguiente, el secundario puede disponer de una sola conexión o de relaciones múltiples.

5.1.11.2 Gabinetes de Control Principal y del OLTC

Son los concentradores a donde llegan de todas las conexiones eléctricas.

A estos gabinetes llegan las polaridades desde la sala de control y salen la señalización para la operación, control y monitoreo del equipo en forma remota. Permiten la operación en forma local de los accesorios del Autotransformadores durante el mantenimiento. Existe un gabinete de control principal y otro para control del Conmutador bajo carga.

Los gabinetes de cada una de las fases que conforman el Autotransformador están intercomunicados por ductos para compartir señales comunes como polaridades y arranque de las etapas de refrigeración.

5.2 METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO APLICADO EN ISA-INTERCOLOMBIA A LOS AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA.

La estrategia de mantenimiento que ISA-Intercolombia aplica para el mantenimiento de los autotransformadores de potencia es RCM II. Las tareas de mantenimiento definidas en los estudios de RCM II están definidas en las Guías de Aplicación Normalizadas (GAN), que para el caso de los Autotransformadores la GAN desarrollada está identificada en el Sistema de Normas Técnicas (SINTEC) con el Código: GAN-M-S-04.00-P-1559 (Guía de aplicación normalizada de mantenimiento - autotransformador monofásico).

Para estos equipos ISA-Intercolombia tiene establecido el documento definido como ESPECIFICACIÓN TÉCNICA NORMALIZADA ETN-D-S-04.00-2076. Este

documento especifica los requerimientos detallados para el diseño, fabricación, suministro, pruebas y puesta en servicio de transformadores y/o autotransformadores trifásicos y/o monofásicos. Los transformadores y/o autotransformadores de Potencia deben cumplir con las características técnicas garantizadas y deben ser diseñados de acuerdo con los requerimientos generales estipulados en este documento.

El Autotransformador es el equipo más valioso dentro de una subestación eléctrica. En la ETN-D-S-04.00-2076, ISA-Intercolombia define el cálculo de expectativa de vida de los equipos

5.3 AUTOTRANSFORMADORES INSTALADOS EN EL CTE CENTRO

En el CTE Centro se tienen instalados Autotransformadores de Potencia en las subestaciones relacionadas a continuación:

Tabla 2. Autotransformadores Instalados en el CTE CENTRO

IDENTIFICACIÓN SAP	UBICACIÓN	MARCA	AÑO DE FABRICACIÓN	PAÍS	AÑO DE PUESTA EN SERVICIO	POTENCIA DEL BANCO	NIVEL DE VOLTAJE	VIDA REMANENTE
				ORIGEN				
BACA500ATR-1-AUTOT	Subestación Bacata. Tenjo	SIEMENS	2005	Brasil	2006	450 MVA	500 kV/230 kV/34.5 kV	34 años
BETA230ATR-1-AUTOT	Subestación Betania. Neiva	ALSTHOM SAVOISIENNE	1982	Francia	1987	150 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	13 años
CHIV230ATR-1-AUTOT	Subestación Chivor. Santa María Boyacá.	MITSUBISHI	1974	Japón	1977	10 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	6 años
IBAG230ATR-1-AUTOT	Subestación Ibagué	ALSTHOM SAVOISIENNE	1981	Francia	1986	150 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	13 años
LREF230ATR-1-AUTOT	Subestación La Reforma. Villavicencio	ALSTHOM SAVOISIENNE	1981	Francia	1995	150 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	13 años
SFEL230ATR-1-AUTOT	Subestación San Felipe. Mariquita	JEUMONT-SCHNEIDER	1981	Francia	1995	150 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	13 años
TORC230ATR-1-AUTOT	Subestación Torca. Bogotá	MITSUBISHI	1974	Japón	1977	168 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	6 años
TORC230ATR-2-AUTOT	Subestación Torca. Bogotá	MITSUBISHI	1974	Japón	1977	168 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	6 años
TORC230ATR-3-AUTOT	Subestación Torca. Bogotá	OSAKA	1979	Japón	1983	168 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	11 años
TORC230ATR-4-AUTOT	Subestación Torca. Bogotá	OSAKA	1979	Japón	1983	168 MVA	230 kV/115 kV/13.8 kV	11 años

Los equipos instalados en las subestaciones de: La Reforma, Ibagué, San Felipe fueron adquiridos al desaparecido instituto colombiano de electricidad ICEL y fueron montados y probados por personal interno de ISA-Intercolombia. Los equipos instalados en la subestación de Chivor y Torca fueron montados y probados por personal contratistas extranjeros y colombianos, con participación de personal interno. Los equipos instalados en la subestación Bacatá fueron montados y probados por personal contratista nacional con soporte técnico extranjero y supervisión de personal interno de ISA-Intercolombia. El equipo de la subestación Betania fue adquirido estando en operación. El Autotransformador de la subestación Chivor fue desmontado en el año 2013 porque su capacidad fue superada por el cliente de conexión.

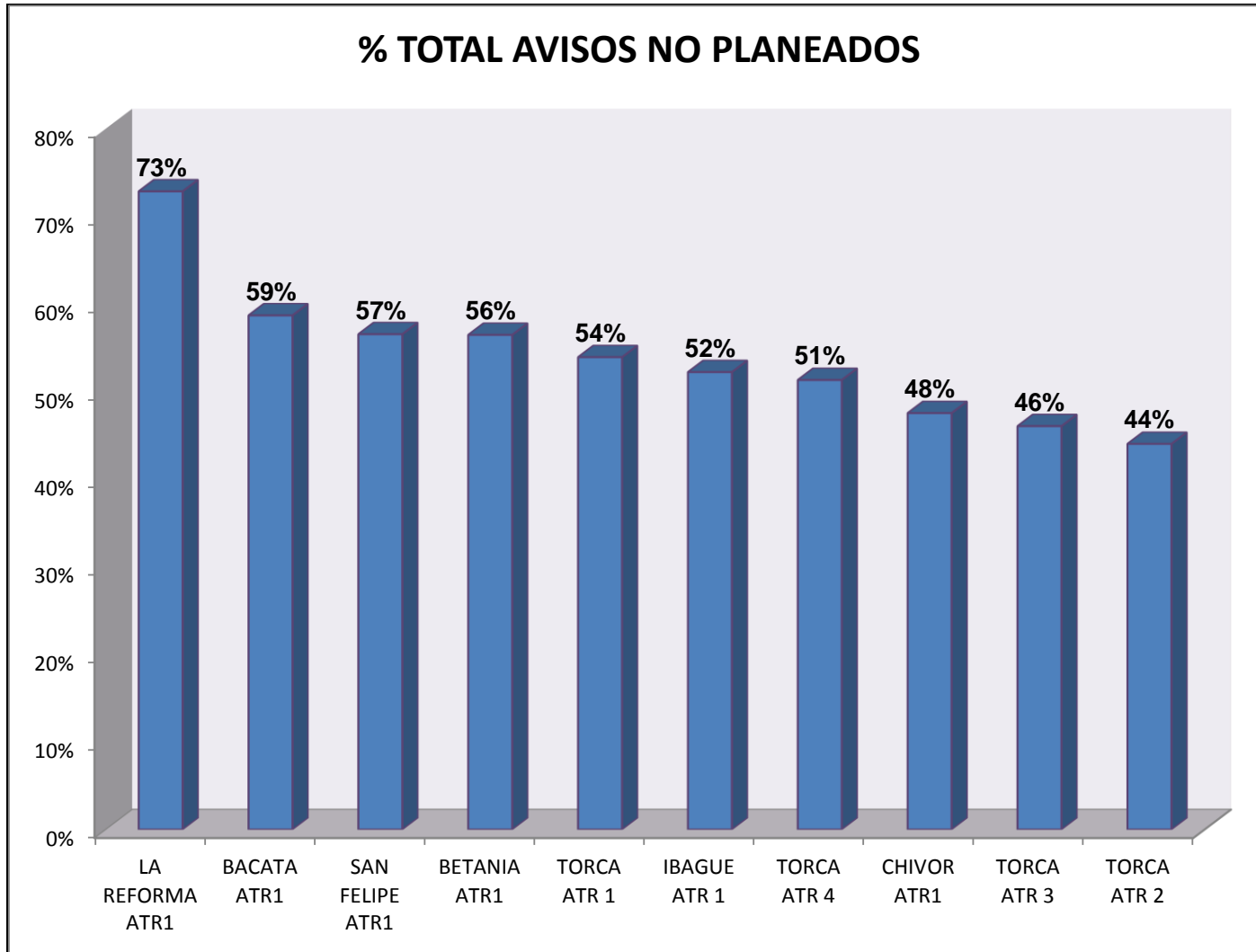
5.4 IDENTIFICACIÓN DE LOS AUTOTRANSFORMADORES CON MAYOR DESVIACIÓN DE AVISOS NO PLANEADOS VERSUS AVISOS PLANEADOS

Mediante el uso de la transacción IW28 en SAP/R3 se filtraron los avisos de mantenimiento no planeados y los avisos de mantenimiento planeados almacenados en el sistema computarizado para la gestión de mantenimiento. Se filtraron todos los avisos de mantenimiento existentes en la base de datos generados e ingresados desde que se implementó la herramienta de SAP/R3, hasta la fecha de elaboración de este proyecto. La información filtrada fue tabulada mediante el uso de tablas dinámicas.

Tabla 3. Avisos Reportados en los Autotransformadores Instalados en el CTE CENTRO entre 1998 y 2013

SUB ESTACIÓN/EQUIPO	N1: PLANEADO	N2: AVERIAS	N4: NO PLANEADO	TOTAL	% PLANEADO	% AVERIAS	% NO PLANEADO	% TOTAL AVISOS NO PLANEADOS
LA REFORMA ATR1	76	40	164	280	27%	14%	59%	73%
BACATA ATR1	57	13	68	138	41%	9%	49%	59%
SAN FELIPE ATR1	126	32	132	290	43%	11%	46%	57%
BETANIA ATR1	37	7	41	85	44%	8%	48%	56%
TORCA ATR 1	88	7	96	191	46%	4%	50%	54%
IBAGUE ATR 1	86	22	72	180	48%	12%	40%	52%
TORCA ATR 4	92	24	73	189	49%	13%	39%	51%
CHIVOR ATR1	32	8	21	61	52%	13%	34%	48%
TORCA ATR 3	82	9	61	152	54%	6%	40%	46%
TORCA ATR 2	89	6	64	159	56%	4%	40%	44%

Ilustración 11 Porcentaje Total de Avisos No Planeados



Las familias de Autotransformadores instalados en el CTE Centro según la tabla número 2 son: Alsthom - Savoisisenne, Jeumont -Schneider, Mitsubishi, Osaka y Siemens,

Las familias con mayor desviación de avisos no planeados fueron, el Autotransformador Alsthom Savoisisenne instalado en la subestación La Reforma y el Siemens instalado en la subestación Bacata.

Ilustración 12 Avisos Subestación La Reforma ATR1

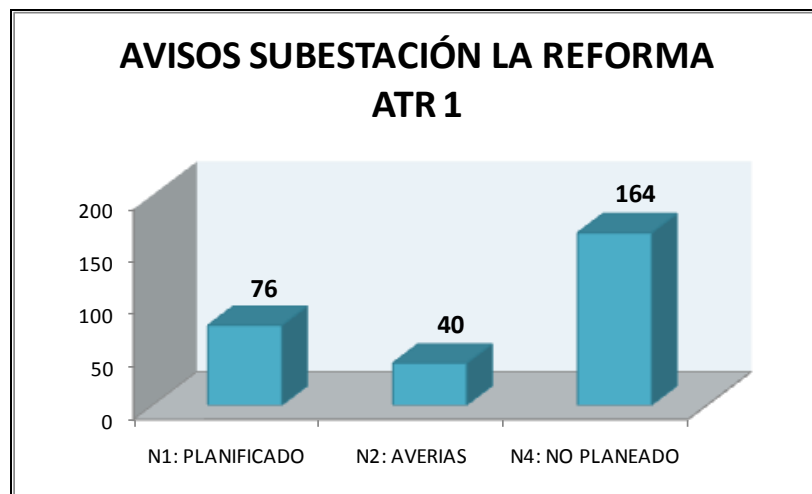
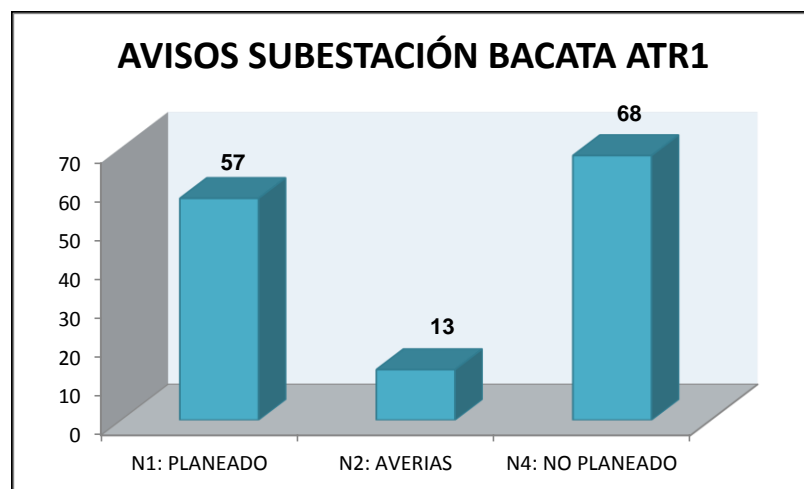


Ilustración 13 Avisos Subestación Bacata ATR1



6 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOLECTADA MEDIANTE MÉTODOS DE MEDICIÓN DE FALLAS

De acuerdo a la información recopilada los Autotransformadores instalados en la subestación La Reforma y Bacata presentan el mayor porcentaje de desviación de avisos no planeados con respecto a los avisos planeados.

Algunas particularidades de estos equipos:

Autotransformador de la Subestación La Reforma

- Fue un equipo que según se pudo investigar con personal de mantenimiento con más de treinta años en el cargo y conocedor del equipo, este estuvo almacenado por más de cinco años antes de su instalación.
- El equipo fue puesto en servicio en el año de 1995, para esta fecha ISA-Intercolombia poseía equipos tal como plantas de tratamiento de aceite, bombas de vacío, con tecnología de la época, para el montaje de equipos inductivos de esta índole.
- El equipo fue matriculado en SAP en el momento en que esta herramienta se implementó en la empresa.
- La mayor causa de la generación de avisos No Planeados se originaron por la solicitud de contra- muestra de aceite.
- Se reportan fugas de aceite en un porcentaje menor
- Es un equipo que le quedan trece años de vida remanente

Autotransformador de la Subestación Bacata

- El equipo fue puesto en servicio en el año de 2006 por una empresa contratista que contó con el respaldo técnico del fabricante, para su montaje se utilizaron equipos de tecnología de punta.
- El equipo fue matriculado en SAP/R3 cuando esta herramienta tenía más de siete años en servicio.
- La mayor causa de la generación de avisos No Planeados se originaron por la detección de fugas de aceite en diferentes componentes del sistema de aislamiento y hermeticidad del equipo.
- Es un equipo que le quedan treinta y cuatro años de vida remanente.

6.1 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE MEDICIÓN DE FALLA CUANTITATIVO A LOS AUTOTRANSFORMADORES INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE BACATA Y LA REFORMA.

Mediante el uso de diagrama de Pareto se identificaron las causas de fallas potenciales que originaron la generación de avisos de mantenimiento no planeado en las dos familias de Autotransformadores.

6.1.1 Análisis de Pareto Causas de Falla Subestación La Reforma

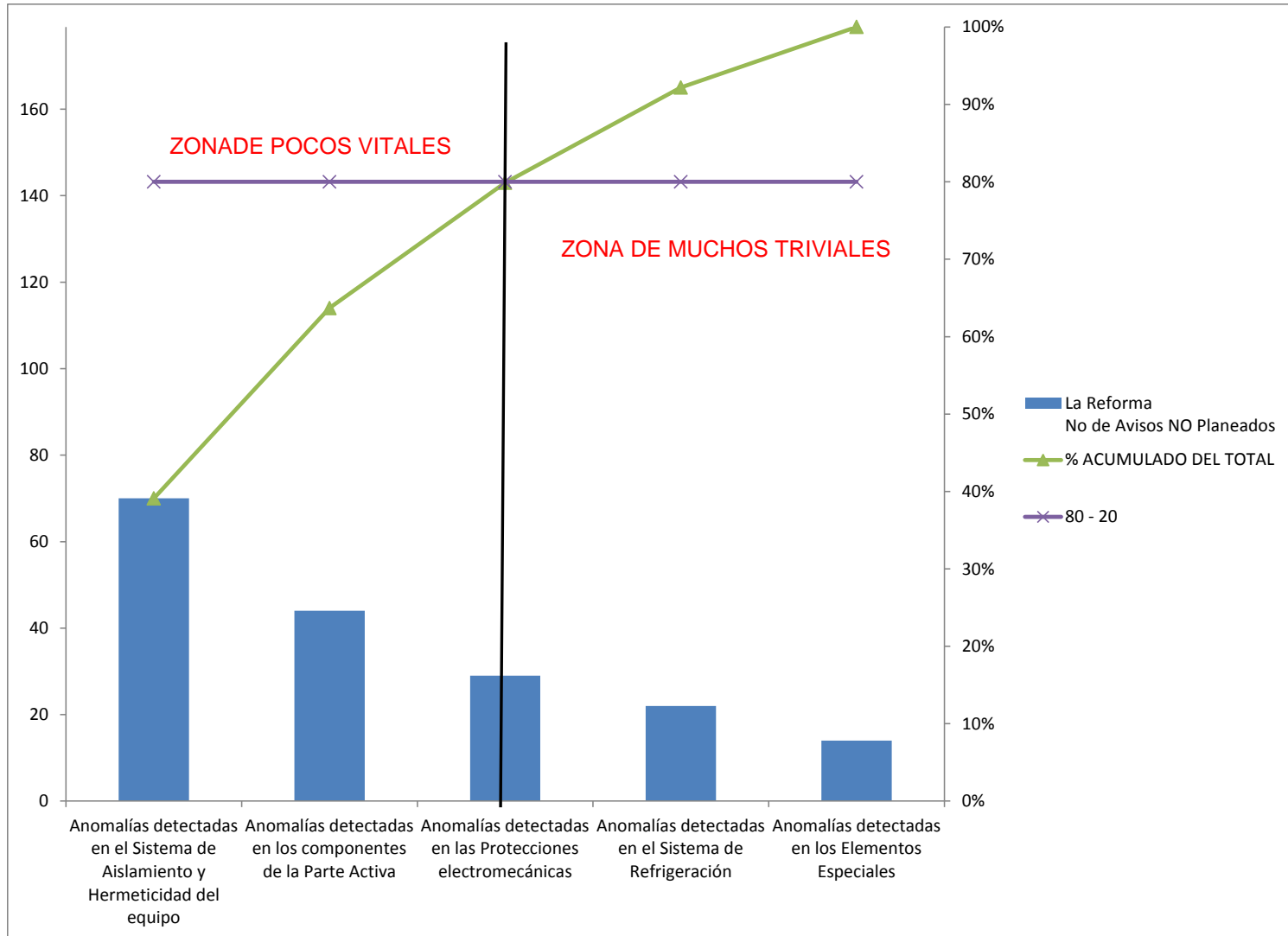
En la tabla número 4 se consolidan las causas de fallas generadas en el autotransformador de la subestación La Reforma, para luego clasificarlas en dos categorías: Las “Pocas Vitales” (Causas de fallas que más contribuyen en la

generación de avisos no planeados) y las “Muchas Triviales” (Causas de fallas que menos contribuyen en la generación de avisos no planeados).

Tabla 4. Causas de Falla Autotransformador La Reforma

Causa	La Reforma No de Avisos NO Planeados	% ACUMULADO DEL TOTAL	80 - 20
Anomalías detectadas en el Sistema de Aislamiento y Hermeticidad del equipo	70	39%	80%
Anomalías detectadas en los componentes de la Parte Activa	44	64%	80%
Anomalías detectadas en las Protecciones electromecánicas	29	80%	80%
Anomalías detectadas en el Sistema de Refrigeración	22	92%	80%
Anomalías detectadas en los Elementos Especiales	14	100%	80%
Total avisos NO Planeados	179		

Ilustración 14 Diagrama de Pareto Subestación La Reforma ATR1



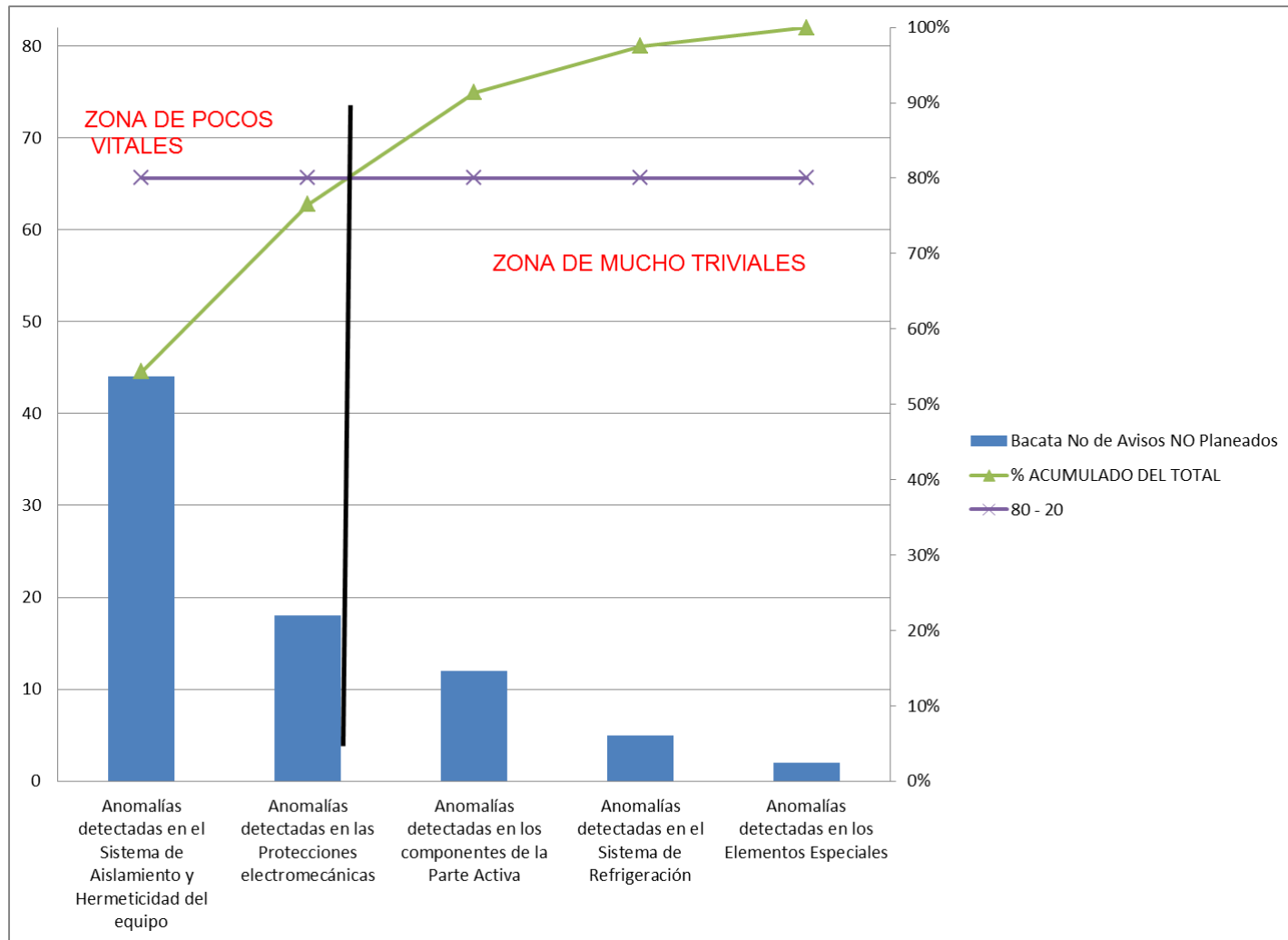
6.1.2 Análisis de Pareto Causas de Falla Subestación Bacata

En la tabla número 5 se consolidan las causas de fallas generadas en el autotransformador de la subestación Bacata, para luego clasificarlas mediante análisis de Pareto en dos categorías: Las “Pocas Vitales y las “Muchas Triviales”

Tabla 5. Causas de Falla Autotransformador Bacata

Causa	Bacata No de Avisos NO Planeados	% DEL TOTAL	% ACUMULADO DEL TOTAL
Anomalías detectadas en el Sistema de Aislamiento y Hermeticidad del equipo	44	54%	54%
Anomalías detectadas en las Protecciones electromecánicas	18	22%	77%
Anomalías detectadas en los componentes de la Parte Activa	12	15%	91%
Anomalías detectadas en el Sistema de Refrigeración	5	6%	98%
Anomalías detectadas en los Elementos Especiales	2	2%	100%
Total avisos NO Planeados	81	100%	

Ilustración 15 Diagrama de Pareto Subestación Bacata ATR1



Los resultados de las dos gráficas nos muestran que existen tres causas que originaron el 80% de la generación de avisos no planeados.

- ✓ Anomalías detectadas en el sistema de Aislamiento y hermeticidad del equipo.
- ✓ Anomalías detectadas en las protecciones electromecánicas.
- ✓ Anomalías detectadas en los componentes de la parte activa.

Sobre dichas causas concentraremos el análisis:

Alternativas de solución a las causas detectadas

Problema	Solución Propuesta
Anomalías detectadas en el sistema de Aislamiento y hermeticidad del equipo	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Consideramos que ISA-Intercolombia debe exigir que durante el montaje de los equipos se utilice empaquetadura con estándares de calidad internacional y que el montaje en donde se aplique se haga siguiendo las recomendaciones del fabricante en cuanto a ajuste de tornillería y manipulación de los empaque.
Anomalías detectadas en las protecciones electromecánicas	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Cuando se intervengan los componentes de las protecciones electromecánicas se deben seguir las recomendaciones del fabricante y hacer chequeo cruzado después de su manipulación.

Problema	Solución Propuesta
	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Estos elementos siempre deben ser manipulados por personal con experiencia y calificados para trabajar en Autotransformadores de potencia.
<p>Anomalías detectadas en los componentes de la parte activa</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Los componentes de la parte activa deben ser manipulados por personal calificado y cuando se realicen pruebas eléctricas se deben analizar los resultados en sitio. ✓ Instalar sistemas de monitoreo en línea para evitar mantenimiento invasivo.

6.2 APLICACIÓN DEL MÉTODO DE MEDICIÓN DE FALLA CUALITATIVO A LOS AUTOTRANSFORMADORES INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE BACATA Y LA REFORMA.

En esta parte mostraremos los pasos de la aplicación del análisis de causa raíz (análisis cualitativo) al problema planteado (generación de avisos de mantenimiento no planeados después de ejecutado el mantenimiento preventivo) objeto central de este documento. Con el fin de encontrar las posibles causas y sugerir acciones correctivas que contribuyan a fortalecer la estrategia de mantenimiento utilizada en ISA-Intercolombia.

Siguiendo con las recomendaciones de la herramienta de RCA, nos hemos apoyado en la experiencia de los técnicos de mantenimiento y los ingenieros coordinadores de mantenimiento de equipos de subestaciones así como de los

ingenieros de soporte de la metodología (RCM II) quienes hicieron parte de la implementación de la estrategia de mantenimiento.

Por las particularidades descritas de los dos Autotransformadores instalados en la subestaciones de La Reforma y Bacata, nos concentraremos en el Autotransformador de la subestación Bacata.

A continuación se hace la descripción paso a paso del análisis de causa raíz para el problema abordado. Esta metodología nos llevó a encontrar las causas potenciales y a formular las oportunidades de mejora.

6.2.1 Definiendo el Problema:

El ATR 1 de la subestación Bacata presentó un porcentaje significate de avisos de mantenimiento no planeado con respecto al número de avisos planeados, la desviación se registra desde la puesta en servicio del equipo (año 2006) hasta finales del año 2013.

Como consecuencia de esta desviación, el costo total invertido en el mantenimiento de este equipo en el periodo señalado corresponde al relacionado en la tabla número 6:

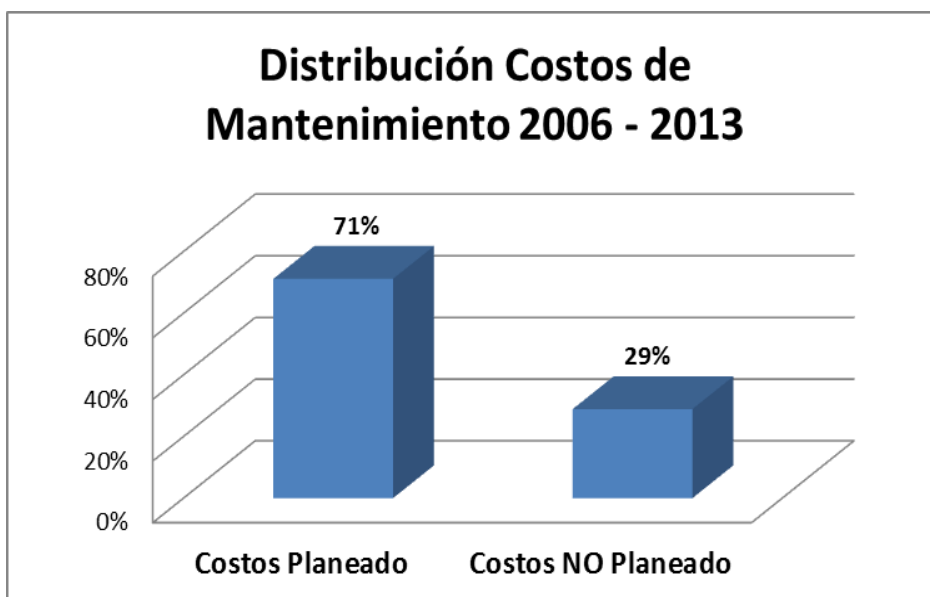
Tabla 6. Gastos del ATR 1 de la Subestación Bacata

Año	Ordenes de Mantenimiento NO Planeadas	Ordenes de mantenimiento Planeadas	Ordenes de mantenimiento Planeadas
	COSTOS REALES IMPUTADOS A LAS PM02 y PM04	COSTOS REAL IMPUTADOS A LAS PM01	COSTOS PLANEADOS IMPUTADOS A LAS PM01
2006	0	0	0
2007	1.832.955,31	0	0
2008	820.520,38	0	0
2009	0	23.435.358,43	15.657.942,94
2010	2.076.852,81	0	0
2011	4.907.672,00	507.265,32	1.784.816,24
2012	0,00	0	0
2013	1.017.119,50	2.306.626,77	4.497.157,18
Total Costo de mantenimiento desde el 2006 al 2013	10655120	26249250,52	21939916,36

(Fuente SAP/R3)

En la siguiente grafica se observa el alto porcentaje de recursos imputados a los avisos de mantenimiento no planeado:

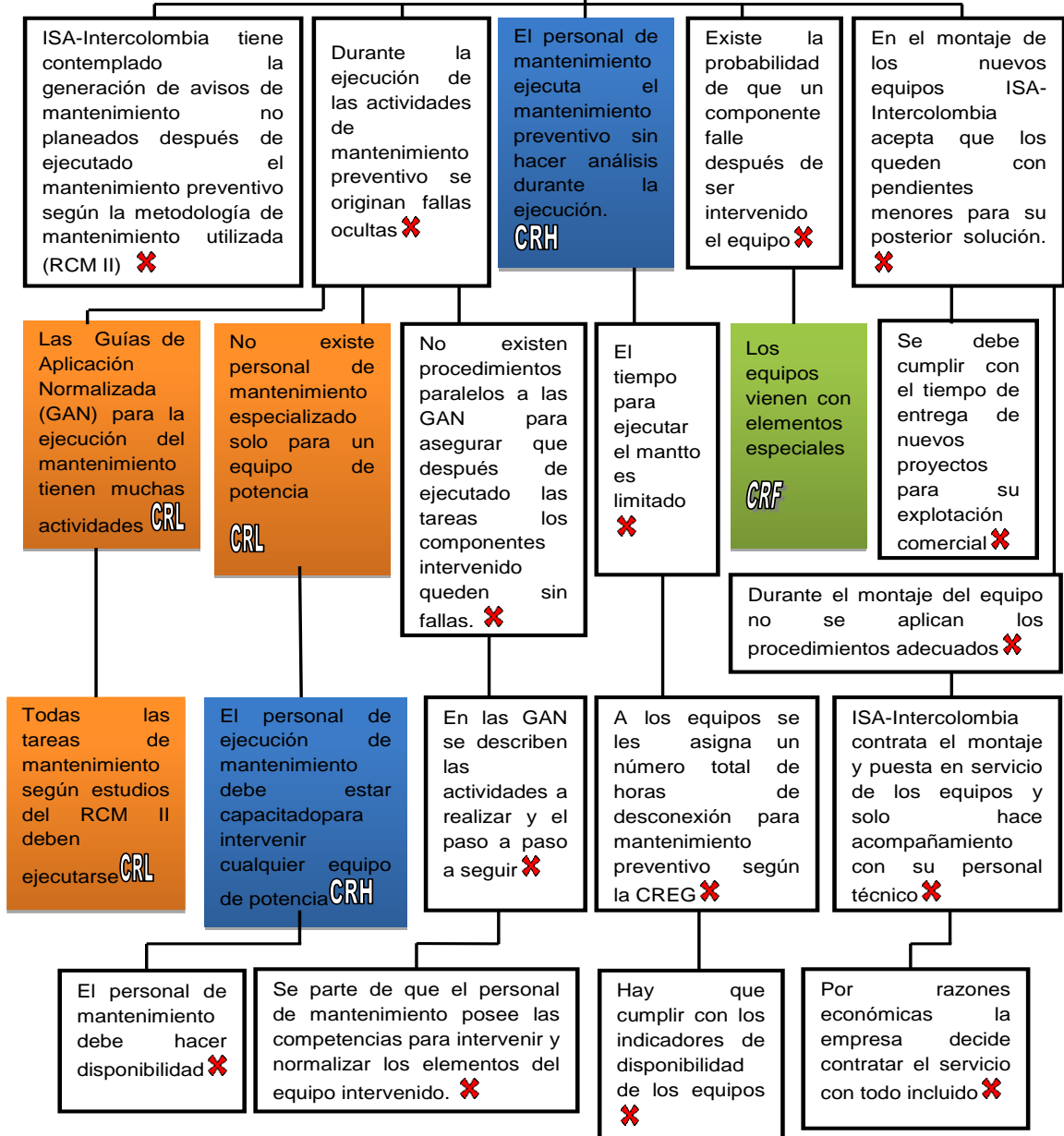
Ilustración 16 Porcentaje Costos por Avisos No Planeados



6.2.2 Construcción del Árbol de Falla:

A partir del conocimiento del personal involucrado para la construcción de este proyecto los autores hemos construido las hipótesis del porque se da la desviación en la generación de avisos el siguiente árbol de fallas. Los participantes plantearon varias hipótesis y por consenso se transcribieron las más representativas.

Generación de avisos de mantenimiento no planeados después de ejecutado el mantenimiento preventivo en los Autotransformadores de Alta Potencia.



Hipótesis Descartada
 Causa Raíz Física
 Causa Raíz Latente
 Causa Raíz Humana

6.2.3 Análisis de las Causas Raíz

CAUSAS RAÍZ FÍSICAS (Desempeño del Activo):

- ✓ Los equipos vienen con elementos especiales.

CAUSAS RAÍZ LATENTES (Organizacionales):

- ✓ Las Guías de Aplicación Normalizada (GAN) para la ejecución del mantenimiento tienen muchas actividades para ejecutar.
- ✓ No existen procedimientos paralelos a las GAN para asegurar que después de ejecutado las tareas los componentes intervenido queden sin fallas.
- ✓ Todas las tareas de mantenimiento según estudios del RCM II deben ejecutarse.

CAUSAS RAÍZ HUMANA (Personales)

- ✓ El personal de mantenimiento ejecuta el mantenimiento preventivo sin hacer análisis durante la ejecución.
- ✓ El personal de ejecución de mantenimiento debe estar capacitado para intervenir cualquier equipo de potencia.

6.2.4 Recomendaciones a las Hipótesis Planteadas:

Causa Raíz Física	Recomendaciones
Los equipos vienen con elementos especiales	Solicitar a los fabricantes que entregue identificados los elementos especiales que no deben ser intervenidos sin un protocolo especial.
Causa Raíz Latente	
Las Guías de Aplicación Normalizada (GAN) para la ejecución del mantenimiento tienen muchas actividades para ejecutar.	Revisar el contenido de las GAN y definir responsable por actividad y un responsable general.
No existen procedimientos paralelos a las GAN para asegurar que después de ejecutado las tareas los componentes intervenido queden sin fallas.	Elaborar una GAN para aplicar después de ejecutado el mantenimiento con el fin de verificar que los elementos intervenidos queden en igual mejor condición
Todas las tareas de mantenimiento según estudios del RCM II deben ejecutarse	Aplicar más mantenimiento predictivo e implementar monitoreo en línea de algunos componentes para disminuir la intervención invasiva propia del mantenimiento preventivo
Causa Raíz Humana	
El personal de mantenimiento ejecuta el mantenimiento preventivo sin hacer análisis durante la ejecución.	Capacitar al personal de mantenimiento para que aprenda a analizar bajo condiciones adversas (factor tiempo)
El personal de ejecución de mantenimiento debe estar capacitado para intervenir cualquier equipo de potencia.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ <u>Se deben crear grupos especiales de mantenimiento</u> ✓ <u>Se debe capacitar al personal de mantenimiento desde el punto de vista del pensar y del hacer</u>

7 PLANTEAMIENTO DE OPORTUNIDADES DE MEJORAS PARA ASEGURAR LA EFECTIVIDAD DE LA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO IMPLEMENTADA.

De acuerdo a los hallazgos detectados con la aplicación de las técnicas de análisis utilizadas, existen oportunidades de mejoras en el proceso de aplicación de la metodología de mantenimiento en los Autotransformadores de Potencia.

- ✓ Se deben implementar sistemas de monitoreo en línea en algunos componentes de los Autotransformadores, por ejemplo en los Bushing, para evitar que durante el mantenimiento preventivo sea necesario hacer una intervención invasiva. Esto se argumenta porque algunos de los avisos no planeados se generaron por resultados no satisfactorios en las pruebas eléctricas, lo que originó que se lanzara nuevos avisos para repetirlas.
- ✓ Se debe hacer inspección termográfica a las conexiones de potencia del Autotransformador inmediatamente después de que el equipo sea intervenido por mantenimiento, con el fin de detectar cualquier anomalía térmica y corregir con el personal en sitio, consideramos que si el equipo se solicita con ese riesgo se pueda desconectar corregir la falla y entregar a operación. Para evitar que se pueda materializar las anomalías térmicas se debe hacer chequeo cruzado después de ajustadas las conexiones de potencia.

- ✓ La planeación para la ejecución del mantenimiento preventivo debe considerar los tiempos de desconexión real del equipo para que el personal de mantenimiento pueda ejecutar las tareas haciendo análisis de los resultados en tiempo real y revisión detallada del elemento intervenido.

- ✓ El mantenimiento preventivo debe ser ejecutado por personal calificado y con experiencia comprobada en el mantenimiento de Autotransformadores de Potencia. Esto permitirá que cuando intervenga los equipos tenga un pensamiento sistémico de su actuar.

- ✓ Los procedimientos que se elaboren para ejecutar las tareas de mantenimiento preventivo deben ser complementas con una lista de chequeo cruzado para verificar que los componentes que se intervinieron quedaron sin ninguna falla oculta, esta acción debe ser verificada por otra persona distinta a la que ejecutó la tarea de mantenimiento.

- ✓ Durante la ejecución del mantenimiento preventivo el personal de operación debe participar como observador de la ejecución del mantenimiento para adquirir conocimiento en el funcionamiento del equipo y los diferentes modos de fallas que este puede presentar, esto con el objeto de reportar claramente las anomalías detectadas en operación normal.

- ✓ Los equipos no se deben recibir con pendientes, porque si bien es cierto que el contratista luego de la puesta en servicio participa en la solución de los mismos la empresa debe asignar nuevos recursos que se verán reflejados en los costos de mantenimiento.

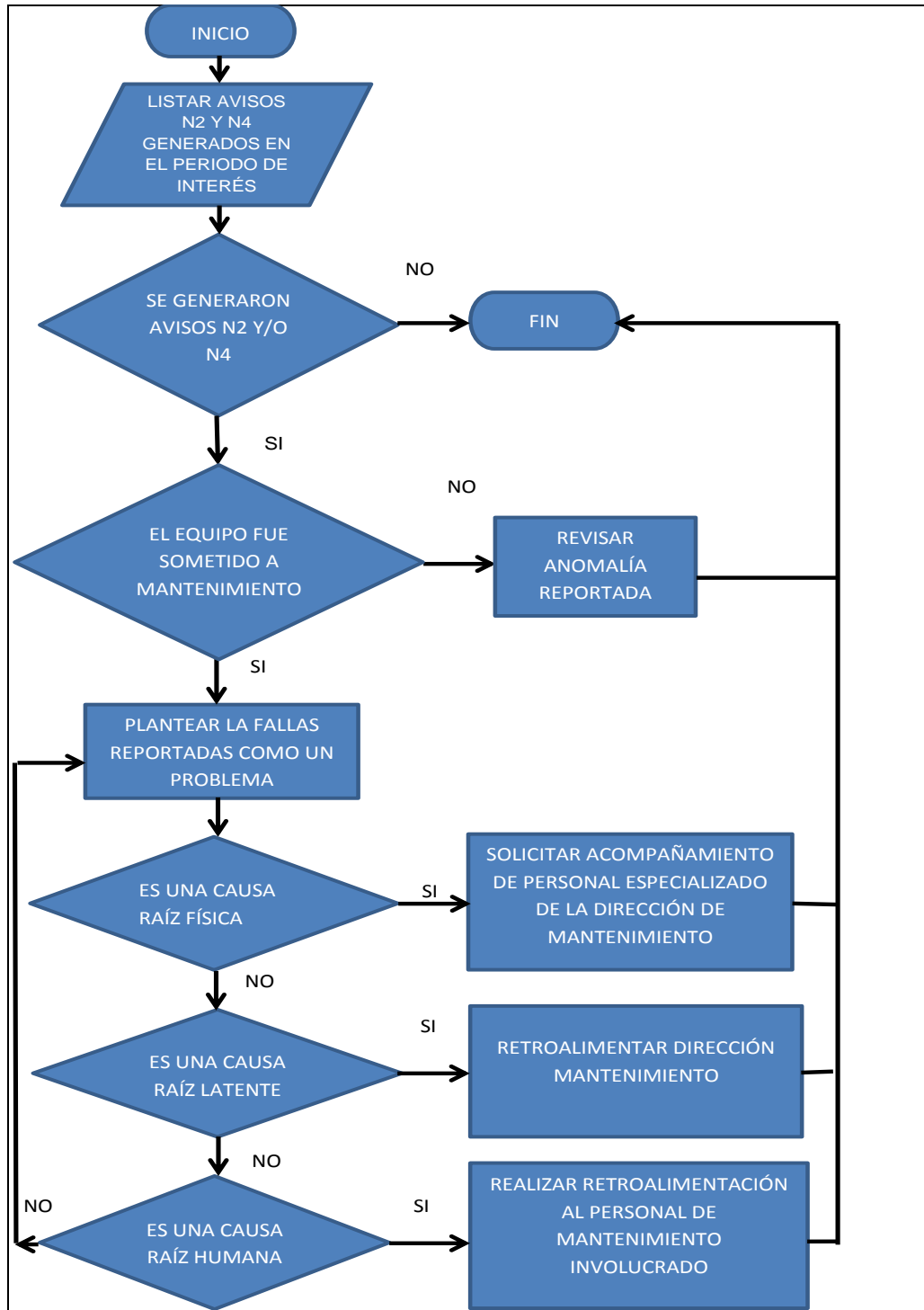
8 GUÍA PARA ANALIZAR LA DESVIACIÓN EN LA GENERACIÓN DE AVISOS NO PLANEADOS DESPUÉS DE EJECUTADO UN MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

La búsqueda de las causas raíz en la generación de avisos no planeados es una actividad que el responsable del mantenimiento del equipo puede conocer de manera rápida. Para ello hemos elaborado la siguiente guía cuyo objetivo es llegar a definir si el aviso de mantenimiento N2 o N4 se originó por una de las tres causas definidas por el RCA.

Ilustración 17 Guía para Analizar la Desviación en la Generación de Avisos no Planeados Después de Ejecutado un Mantenimiento Preventivo

	GUÍA DE APLICACIÓN NORMALIZADA PARA ANALIZAR LA GENERACIÓN DE AVISOS DE MANTENIMIENTO NO PLANEADOS EN AUTOTRANSFORMADORES DE POTENCIA	Código:	
		Elaboró: Rafael Puello	Fecha: 17/07/2014
		Revisó: Subestaciones Edgar Zuñiga	Fecha: DD/MM/AAAA
		Revisó: Salud Integral	Fecha: DD/MM/AAAA
		Revisó: Ambiental	Fecha: DD/MM/AAAA
		Aprobó: Direccion Mantenimiento	Fecha: DD/MM/AAAA
No páginas X		Rev. X	
Fabricante: TODOS		Tipo: TODOS	
			
Herramientas	Información en SAP/R3		
Recurso Humano Especializado	Ingeniero Coordinador de Mantenimiento		
Recurso Humano Tecnico	Ejecutor de mantenimiento		
ACTIVIDAD A REALIZAR:			
<ol style="list-style-type: none"> 1. Consultar en SAP con la transaccion IW28 los avisos N2 y N4 generados en el periodo de interes al Autotransformador de Potencia a analizar. 2. Aplicar el siguiente diagrama de flujo 			

Ilustración 18 Diagrama de Flujo Guía Para Analizar la Desviación en la Generación de Avisos No Planeados Después de Ejecutado Un Mantenimiento Preventivo



9 CONCLUSIONES

En el Centro de Transmisión de Energía Centro (CTE Centro) se detectaron cinco marcas de Autotransformadores; mediante la realización de éste proyecto se encontró que las marcas: Siemens instalado en la subestación Bacata y Alsthom Savosienne instalado en la subestación La Reforman son las familias de Autotransformadores que presentan el mayor porcentaje de avisos de mantenimiento no planeados.

Mediante la aplicación de la metodología de análisis de causas de fallas (RCA) se encontró que la generación de avisos de mantenimiento no planeados en las familias de Autotransformadores Siemens y Alsthom Savosinne se debe a fallas detectadas en dos subsistemas (sistema de Aislamiento y hermeticidad, y protecciones electromecánicas).

Las oportunidades de mejora que se formularon en este documento pueden ser implementadas con los recursos existentes (humano y técnico) en ISA - INTERCOLOMBIA, toda vez que de acuerdo a las investigaciones realizadas durante la realización del presente proyecto la empresa cuenta con ejecutores de mantenimiento certificados como termógrafos nivel I, cámaras de termografía y tiene dentro de su plan de formación estudiantes en práctica que pueden desarrollar la elaboración de las guías de aplicación normalizada propuestas; igualmente para la ejecución de los trabajos de mantenimiento se designan un jefe de trabajo principal y uno sustituto que podrían realizar el chequeo cruzado en la intervención de los equipos.

Con la realización de este documento los autores pusimos en práctica la utilización de una herramienta muy importante en mantenimiento como es el RCA, fortalecimos nuestros conocimientos en un equipo especial en el sector eléctrico y se pudo combinar las fortalezas de dos profesionales en la búsqueda de la solución a un problema.

BIBLIOGRAFÍA

Banco de Información Técnica (BIT). ISA-Intercolombia Información del Sistema Computarizado para la Gestión de Mantenimiento de ISA-Intercolombia.

BORRAS PINILLA, Carlos. Mantenimiento Preventivo. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2013. 161p

GARCÍA PALENCIA, Oliverio. El análisis Causa Raíz, Estrategia de Confiabilidad Operacional. Conferencia y Exhibición Reliability Word Latín América. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. 2005

GONZÁLEZ JAIMES, Isnardo. Seminario II Monografía de Especialización. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 127p

Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2013. 149p

RAMÍREZ, Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín Colombia: HVM Ingenieros Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores. Segunda edición. 2003



RAMÍREZ, Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra alta tensión. Medellín Colombia: HVM Ingenieros Mejía Villegas S.A. Ingenieros Consultores. Segunda edición. 2003

VERA MUÑOZ, Hernando. Aplicación de la Metodología Análisis Causa Raíz (RCA) para la eliminación de un mal actor en equipos críticos de la SOM-Ecopetrol S.A. Para optar el Título de Ingeniero Mecánico. Bucaramanga. Universidad

Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físico-Mecánico. Escuela de ingeniería Mecánica. 2011

ANEXOS

Tareas de Mantenimiento definido para los Autotransformadores según estudios de RCM II

	GUÍA DE APLICACIÓN NORMALIZADA DE MANTENIMIENTO MAYOR DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA	Código: GAN-M-S-04.00-P-2091	
		Elaboró: Jorge Eduardo Carbonell	Fecha: 11/03/2013
		Revisión Técnica: Equipo de Subestaciones Jorge Arturo Montoya Victor Darío Luque	Fecha: 01/11/2013
		Revisó: Salud Integral Francisco Javier Ramírez	Fecha: 12/12/2013
		Revisó: Ambiental Diana María González	Fecha: 10/12/2013
		Aprobó: Dir. Gestión Mtto Cristian Augusto Remolina	Fecha: 27/12/2013
		No páginas 6	Rev.
FABRICANTE: TODOS		TIPO: TODOS	
			
<p>Objeto: El presente manual tiene por objetivo describir el mantenimiento mayor para transformadores de potencia, en el cual se describen cada una de las actividades a realizarse según los estudios de MCC.</p>			
<p>Alcance: Este manual se aplica para el mantenimiento mayor u overhaul de transformadores de potencia. El documento presenta al ejecutor una información clara y precisa de cada una de las actividades, recursos y procedimientos requeridos en el mantenimiento, con el fin de garantizar que éste sea confiable y seguro, permitiendo la calidad y preservación de la vida útil del equipo.</p>			

RECURSOS		
<p>1. PERSONAL</p> <ul style="list-style-type: none"> Ingeniero responsable del trabajo. dos ejecutores de mantenimiento de ISA. Un operador de la grúa. <p>2. EQUIPOS Y HERRAMIENTAS</p> <ul style="list-style-type: none"> Cable para acometida y extensiones Recipientes de colores para manejo de residuos. Detector de tensión Escaleras. Eslingas. Estrobos Grúa capacidad 16 ton. Kit de derrame de aceite Lámpara trabajo nocturno. Manilas. Portaherramientas Tanque de almacenamiento de aceite de 32000 litros Planta de vacío con accesorios Tierras portátiles Medidor de concentración de gases Copa de 35mm con cuadrante de ¼ Juego de llaves Juego de copas Juego de destornilladores Juego de martillos Chispó metro Megger Medidor de factor de potencia M4000 con módulos de reactividad Multímetro Pinza amperimétrica SFRA CPC-100 Sverker Medidor de humedad DOMINO Termohigrómetro Cortador de empaques Diferencial, tipo cadena, 3 y 6 ton. Malacate Motor Diesel 10HP Tablones de maderas para descargar equipos. Guaya Acero Trenzada , D:1/4PL(Longitud 500 metros) Carrete Acero Inoxidable. Girador cable, diámetro 10 mm, acero 2 Poleas desviante manila, Gancho, 2000kg (una Rueda y cuatro ruedas) Polea Jalay, Gancho, 2000kg Calibrador, pie rey, 6pl (150mm) Torcometro; 5 - 80 lb; proto Torcometro; cuadrante 3/4; 50-250 lb Sacabocado, D: 3-50mm, FAM, 245-J-2 Sacabocado 1/2 - 2PL (12 pzs) Flexometro 5M, metalica 2 Hombre solo, L: 10 pl ; L: 8.0 pl Botadores proto de 1/16 a 5/8 pl jg por Pinza pelacable/ponchadora, L: 9 pl Marco segueta. Estuche brocas, 1-13 mm (25 pz) Remachadora pop, 7 pl Sonda metalica (Quince Metros) Sierra tipo copa;9/16-2.1/2 Pl.(19 Pzs) Taladro eléctrico profesional 1/2pl Taladro eléctrico; 110V 3/4 pl; Bosch Careta esmerilar Vacuometro 	<ul style="list-style-type: none"> 2 Prensa banco, # 4 y # 6 Dado/machuelo 3 - 12 mm; juegox23 pzas Calibrador grosor Nivel torpedo metálico; 22 cm; Stanley Escuadra metálica 12pl. Carpa plastilona, cubrir equipos, TCT Indicador secuencia fase Gato Hidráulico Capacidad 62 Ton Planta Tratamiento de Aceite BARON Planta Tratamiento de Aceite 500 Litros KIT Derrame Hidrocarburos. <p>3. MATERIALES</p> <ul style="list-style-type: none"> Tela pañal. Cinta aislante Cinta de enmascarar, cinta Scotch #33, cinta Scotch #23. Cinta de enmascarar, cinta adhesiva KIT Tratamiento de Aceite de 2 Pulgadas Teflón Líquido, loctite 567 Alcohol Industrial, TCT Thiner Corriente Marcador Para Metales (Pintura) Eliminador Juntas Loctite 515 Sikaflex. 11FC Varsol Loctite 495 Aceite aislante dieléctrico, Tm x 55GL Estopa Aire Seco < 10 ppm de Humedad Galvanizador en frio, aerosol Cepillo alambre Acero Cepillo Con Cerdas De Bronce Correa amarre acero, L:201mm, MLT2S-CP Correa amarre acero, L: 362mm, MLT4S-CP. Correa amarre, L:100mm, Ref.: 62-02 Correa amarre, L:150mm, Ref.: 62-48 Correa de amarre, L:200mm, ref.: 62-50 Correa amarre, L:300mm, Ref.: 62-64 Silica gel granulada naranja Grasa Aeroshell, Shell #5, Alta temp. Bornera Corriente, URTK/S, PHO, Bornera Control, M 6/8, ENT, 6mm²/8AWG, Bornera seccionable, UK5-MTK, PHO. Afloja Herrumbre YIELD, Aerosol, 340g Solvente desengrasante LEXITE Trabaroscas, liquido, Torque medio Polietileno, Calibre 6, (Rollo x 50kg) 2 Brochas 1/2 Pl y 1PL Papel Lija Agua Fibra abrasiva, esponjilla, SCOTH BRITE Canaletas Plásticas Bombillo ahorrador 8W 120V Boquillas contratuerca, de 1/2", 3/4", 1", 1 1/2" Prensas estopa de Al de 1/2PL, 3/4PL, 1PL, 1 1/2PL. Manguera 1/2", Flexiconduit, refuerz acero Conectores Rectos de 1/2PI, 3/4PI, 1PI, 1 1/4PI, 1 1/2PI, , 2PI, Conduflex Conector Curvo, 90°, 1/2PI, Conduflex Manguera, 3/4PI, Conduflex, Refuerzo acero Conector Curvo 90°, 3/4PI, Conduflex Manguera, 1PI, Conduflex, Refuerzo acero Conector Curvo, 90°, 1PI, Conduflex Manguera, 1 1/4PI, Conduflex, Refuer acero Conector Curvo, 90°, 1 1/4PI, Conduflex Manguera, 1 1/2PI, Conduflex, Refuer acero Conector Curvo, 90°, 1 1/2PI, Conduflex Manguera 2", Flexiconduit, Refuerzo acero 	<p>4. INFORMACIÓN TÉCNICA</p> <ul style="list-style-type: none"> Manual del equipo Guías y tarjetas de Emergencia Manejo seguro de Herramientas de mano y eléctricas. Guía de aplicación normalizada de mantenimiento subestaciones operación de equipos de ISA Manual unificado para operación y mantenimiento seguro. Ficha técnicas normalizadas Tarjetas de emergencia de productos químicos utilizados <p>5. ELEMENTOS DE PROTECCIÓN PERSONAL</p> <ul style="list-style-type: none"> Gafas protección UV lente oscuro Guantes de carnaza Arnés Protector de tela para cabeza y cuello Casco de seguridad dieléctrico con barbuquejo Ropa de trabajo apropiado Traje TYCHEN, Categoría III Guantes de nitrilo manejo aceite. Guantes Nitrilo, tipo quirúrgico Guante, Hilaza Sin Refuerzo Guantes de hilaza con puntos de PVC Delantal PVC Respirador media cara doble filtro Mascarilla para polvos Eslinga seguridad Y Antisolar FP 30 <p>6. ELEMENTOS DE SEGURIDAD</p> <ul style="list-style-type: none"> Elementos de condena y Cinta de demarcación Accesorios para instalar cinta Canecas para aplicar el plan de seguridad ambiental bajo los lineamientos empresariales sobre residuos sólidos ordinarios y peligrosos.

ESTADO: Desenergizado		
CLASE DE RIESGO	FACTORES DE RIESGO	MEDIDA DE CONTROL DE RIESGO
ELÉCTRICO	Contacto directo	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicar las Reglas de Oro –ACATESE- para trabajos en equipos desenergizados según lo establecido en el Manual Unificado para Operación y Mantenimiento Seguro MTN-M-S-02.00-P-1162. • Utilizar ropa y calzado de labor • Revisar y usar los equipos de seguridad (Guantes dieléctricos, casco de seguridad dieléctrico con barbuquejo, botas dieléctricas) • Conservar las distancias de seguridad de acuerdo con el manual de Prevención y protección de contacto eléctrico MTN-M-E-00.60-P-1240 • No ejecutar trabajos con descargas eléctricas atmosféricas o bajo lluvia de acuerdo con el manual MTN-M-E-00.60-P-1241 • No llevar objetos metálicos en los bolsillos o en el cuerpo.
	Contacto indirecto	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar la conexión a tierra del equipo intervenido. • Inspeccionar las herramientas aisladas • Disponer de extensiones eléctricas suficientes y adecuadas. • Verificar ausencia de tensión en las cajas de mando y control para el proceso de limpieza del equipo.
MECÁNICO	<ul style="list-style-type: none"> • Atrapamiento con equipos y herramientas. • Golpeado por o contra • Contacto con superficie cortante o punzantes 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar equipos y herramientas con guardas de protección. • Verificar la condición de la herramienta antes y después de su utilización. • Usar ropa y calzado de labor con puntera reforzada. • Usar casco de seguridad dieléctrico con barbuquejo • Usar guantes de protección mecánica
ERGONOMÍCOS	<ul style="list-style-type: none"> • Carga estática de pie, sentado y en otras posiciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Utilizar mesas y sillas apropiadas en el sitio de trabajo • Realizar pausas activas
BIOLÓGICO	<ul style="list-style-type: none"> • Ataque o contacto con animales 	<ul style="list-style-type: none"> • Identificar y controlar previamente los enjambres y otros animales en los sitios de trabajo. • Inspeccionar tableros antes de ingresar o introducir partes del cuerpo
QUÍMICO	<ul style="list-style-type: none"> • Contacto con productos químicos • Inhalación de gases y vapores 	<ul style="list-style-type: none"> • Disponer de las tarjetas de emergencia en el sitio de trabajo de los productos químicos utilizados. • Usar guantes de nitrilo para manipular limpiadores o solventes. • Utilizar respirador cuando se utilice Limpiadores a base de solventes. • Usar los elementos de protección personal indicados en las tarjetas de emergencia • Conocer y aplicar las medidas de seguridad de los productos químicos utilizados de acuerdo con la tarjeta de emergencia
LOCATIVO	<ul style="list-style-type: none"> • Superficies lisas, resbalosas, irregulares o con obstáculos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Delimitar y señalizar el área de trabajo. • Usar el calzado de labor. • Caminar con precaución y solo por las áreas delimitadas.
	<ul style="list-style-type: none"> • Deficiencia de oxígeno o enriquecimiento de oxígeno 	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicar las normas y procedimientos según seguridad para trabajos en espacios confinados (MTN-M-O-G-P-1246) • Rescate en Espacios Confinados (Cuba de Equipos Inductivos) GAN-M-O-G-P-1107
	<ul style="list-style-type: none"> • Caída de alturas 	<ul style="list-style-type: none"> • Usar equipos de seguridad para trabajo en alturas • Usar elementos de protección personal para trabajo en alturas. • Aplicar los procedimientos según el reglamento técnico de trabajo seguro en alturas. • Utilizar y amarrar escalera y sistema anti caídas para trabajos en alturas. • Utilizar Arnés con eslinga de posicionamiento.
	<ul style="list-style-type: none"> • Caída de objetos desde niveles superiores 	<ul style="list-style-type: none"> • Usar casco de seguridad dieléctrico con barbuquejo • Amarrar con cordinos los objetos que se manipulen en las alturas. • Utilizar portaherramientas • Delimitar el área de trabajo

ESTADO: Desenergizado		
CLASE DE RIESGO	FACTORES DE RIESGO	MEDIDA DE CONTROL DE RIESGO
FÍSICO	• Radiación Solar	<ul style="list-style-type: none"> • Usar ropa y calzado de labor • Usar protector para cabeza y cuello • Utilizar gafas de protección UV lente oscuro.
	• Iluminación deficiente	<ul style="list-style-type: none"> • Verificar el estado de las luminarias en patios y gabinetes. • Utilizar lámparas portátiles. • Usar linternas manos libres.
PSICOLABORALES	<ul style="list-style-type: none"> • Alto nivel de exigencia para el desarrollo de las tareas (contenido de la tarea) 	<ul style="list-style-type: none"> • Planear los recursos necesarios y definir los tiempos de ejecución para actividades programadas y no programadas o de emergencia.
OPERATIVOS	• Disparos indeseados	<ul style="list-style-type: none"> • Retirar el personal del patio mientras se realizan maniobras a equipos energizados. • Coordinar entre el ejecutor de mantenimiento, jefe de trabajo y el asistente de la subestación, la instalación de la señalización del área de los equipos a intervenir. • Aislar los disparos de las protecciones mecánicas y eléctricas del equipo.
AMBIENTAL	• Manejo de productos químicos y residuos peligrosos	<ul style="list-style-type: none"> • Como parte de la planeación del mantenimiento, prever la recolección y disposición final de los residuos peligrosos • Separar los residuos de acuerdo al código de colores • Seguir las condiciones establecidas en el Manual de Manejo Integral de Residuos MTN-M-A-00.52-P-660. • Reportar los residuos peligrosos al asistente e ingeniero de subestación para su registro. • Disponer de la logística para transporte de los residuos peligrosos hasta la caseta RESPEL correspondiente
	• Derrames, escapes, fugas de hidrocarburos y/o químicos	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar la existencia medios para atender derrames, lo relacionado con sistemas de contención • Utilización del kit para derrames • Verificar que posibles recursos sensibles a ser contaminados estén protegidos (canales de agua, suelos) • Verificar la existencia de sistemas de contención y su funcionamiento. • Registrar en SAR la ocurrencia de cuasiaccidentes o accidentes ambientales en caso de existir un evento
NOTA: Revisar el plan de emergencia de la subestación y complementarlo para que se ajuste a las necesidades en cada caso específico, y aplicarlo en caso de ser requerido.		

MEDIDAS DE SEGURIDAD

• Para condiciones de trabajo seguras es de vital importancia que todo el personal conozca las normas básicas y medidas de seguridad, el manual unificado de operación y mantenimiento se debe guardar en el sitio de trabajo

• Todo personal que trabaje en el transformador debe aplicar cuidadosamente las medidas de seguridad definidas en la reunión del día a día

Responsabilidades del jefe de trabajos:

• Es responsable de que todo el personal que trabaje en el equipo cumpla con los parámetros definidos en la reunión de comienzo del día, el jefe de trabajo debe ser experto en el funcionamiento del transformador y tener buen conocimiento de las reglas básicas de seguridad y la prevención de accidentes.

• El personal semicalificado debe trabajar solamente en el transformador si es supervisado por una persona experta y experimentada.

• A intervalos regulares de tiempo se debe revisar que se estén cumpliendo las medidas de seguridad definidas.

• El jefe de trabajos tiene que asegurarse que exista un botiquín de seguridad y que el personal a cargo conozca las normas de seguridad.

• Las notas de interés deben ser colocadas en lugares especiales en forma clara y fácil de ver para todos.

• No utilice objetos puntiagudos para el trabajo como punzones y destornilladores en los bolsillos, utilice un maletín de herramientas.

• Tenga siempre en mente el alto riesgo de accidentes debido a materiales abandonados en el piso, líquidos derramados, objetos sobresalientes en corredores angostos. Elimine estas fuentes de peligro inmediatamente.

• **No tome bebidas alcohólicas antes y durante los trabajos, personas bajo estos efectos no deben tolerarse en el sitio de trabajo.**

Operación de grúas

• Las grúas solo pueden ser operadas por personal calificado.

• Las instrucciones para la operación de la grúa solo deben ser dadas por una sola persona.

• Utilice únicamente ganchos, guayas, estrobos, eslingas, y manilas en óptimas condiciones cuya capacidad de carga corresponda al peso a ser levantado.

• Utilice las tablas de carga suministradas con la grúa.

• Extinguidores de fuego adecuado y con fecha reciente de inspección deben estar disponibles para los trabajos

Verificar el cumplimiento de las reglas de oro. **ACATESE**

1. Verificar visualmente que se encuentren **A**biertas todas las fuentes de alimentación.
2. Verificar visualmente que estén bloqueados y **C**ondenados eléctrica y mecánicamente los mecanismos de operación de los equipos que conformen el corte visible
3. Confirmar con el detector de tensión y con el jefe de trabajos la **A**usencia de tensión en los elementos a intervenir
4. Verificar que se encuentre cerrada la cuchilla de puesta a tierra colocadas las puestas a **T**ierra portátiles
5. Verificar que se encuentre **S**Eñalada y delimitada la zona de trabajos

DOCUMENTOS NORMALIZADOS REQUERIDOS.

Para la realización correcta y segura del mantenimiento al transformador es importante tener a la mano, los manuales técnicos y las guías de aplicación normalizada. A continuación se enuncian los documentos solicitados.

CÓDIGO - GUÍA O MANUAL
GAN-M-S-04.00-P-1550. Guía de Aplicación Normalizada de Mantenimiento 12 Años o 50.000 Operaciones Ruptor MR
GAN-M-S-25.00-P-1102. Operación de Equipos de Izaje
MTN-M-S-02.00-P-1219. Manual Técnico Normalizado para el mantenimiento, montaje y operación de indicadores de temperatura de aceite y temperatura de devanados
GAN-M-S-04.00-P-1516. Medición de Resistencia de Aislamiento del Cableado de Protecciones Mecánicas en Equipos Inductivos con Equipo Energizado
GAN-M-S-04.00-P-1559. Mantenimiento Periódico de 12 Años Autotransformadores de Potencia Monofásicos
GAN-M-S-04.00-P-1561. Mantenimiento Periódico de 12 Años Autotransformadores de Potencia Trifásicos
MTN-M-S-04.00-P-1946. Prueba de Tangente Delta o Factor de Potencia en Transformadores de Potencia
MTN-M-S-04.00-P-1947. Prueba de Resistencia de Aislamiento en Transformadores de Potencia
MTN-M-S-04.00-P-1945. Prueba de Corriente de Excitación en Transformadores de Potencia
MTN-M-S-04.00-P-1948. Prueba de Resistencia Ohmica de Devanados en Transformadores de Potencia
MTN-M-S-12.00-P-1226. Toma de Muestras de Aceite
MTN-M-S-12.00-P-1741. Toma de Muestras de Aceite en OLTC'S
MTN-M-S-04.00-P-1968. Prueba de Factor de Potencia o Tangente Delta en Bujes con Tap Capacitivos y sin Tap Capacitivos

ACTIVIDADES PREVIAS AL OVERHAUL

Antes de la realización del mantenimiento mayor del transformador se realizaran una serie de actividades enunciadas a continuación:

Actividad	
PRUEBAS PREVIAS AL OVERHAUL	Visto
1. Factor de Potencia y Capacitancia Bujes alta y baja	
2. Factor de potencia transformador	
3. Aislamiento Cableado Protecciones Mecánicas	
4. Relación de transformación	
5. Prueba de aislamiento del bobinado	
6. Prueba de aislamiento del núcleo	
7. Corriente de magnetización	
8. Resistencia óhmica de devanado	
9. Prueba de funcionamiento relé de presión súbita	
10. Prueba de funcionamiento relé de flujo del OLTC	
11. Verificar gradiente de calibración de termómetros del devanado.	
12. Factor de potencia a 100 ° C del aceite	
13. Tensión interracial del aceite	
14. Humedad y rigidez dieléctrica del aceite del OLTC	
15. localización de fugas	
16. Relación de corriente de CTS cuando porta CT este en piso.	
17. Evacuar aceite, presurizar con aire y realizar cálculo de humedad en papel. Si requiere aplicar proceso de secado la	
18. Se realiza secado si humedad es >0.5 % para equipos nuevos y >1% para equipos viejos	

ACTIVIDADES DE OVERHAUL

Actividad	
MANTENIMIENTO MAYOR	
1. Cerrar todas las válvulas tubería sistema de refrigeración	
2. Llenado con aceite tratado hasta que el nivel de aceite tape las bobinas	
3. Desmontar Motoventiladores y envío a mantenimiento a taller especializado para su reparación o mantenimiento.	
4. Desmontar Motobombas y envío a mantenimiento a taller especializado para su reparación o mantenimiento.	
5. Retirar radiadores	
6. Corrección de Fugas Elemento Radiador, si se detectaron en prueba de estanqueidad	
7. Limpieza-Tratamiento Anticorrosivo-Pintura Elemento Radiador	
8. Revisión y Mantenimiento Tapón de Llenado y Tapón de Drenaje	
9. Revisión-Limpieza-Tratamiento Anticorrosivo-Pintura Flanche Radiador	
10. Revisión-Mantenimiento Válvulas Superior e Inferior Radiador	
11. Cambio de Empaques y/o Prensaestopas Válvulas Radiador	
12. Cambio Empaques Flanche Radiador	
13. Cambiar empaquetadura sistema de refrigeración, se excluye válvula que esta pegada a la cuba del transformador-	
14. Desmontar Tanque Conservador y tuberías de conexión a la cuba, cambiadores de tomas y porta CT's	
15. Desmontar Deshumectador Silicagel con toda su tubería de conexión	
16. Desmontar Bujes baja, alta, terciario, colocar flanches.	
17. Desmontaje del ruptor, mantenimiento preventivo	
18. Si contactos del ruptor requieren electroplateado realizarlo o cambiar contactos	
19. Mantenimiento al mecanismo de operación, varillaje, cajas de transmisión.	
20. Cambio del rele de flujo del cambiador de tomas	
21. Montaje del Ruptor, con cambio total de empaquetaduras	
22. Con tanque de ruptor lleno de aceite, realizar Pruebas Funcionales del Cambiador. Pasar el Cambiador por todas las posiciones. Verificar posición en tablero de control del Cambiador y contrastar con la del Cambiador en la parte superior. Verificar sincronismo del mecanismo de operación.	
23. Desmontar Porta CT Bujes de alta y baja, Cambiar Empaques incluye caja de conexiones, Desconectar caja de bornes de conexión, realizar prueba de aislamiento, medida de resistencia ohmica, relación de corriente a CTS y montar nuevamente con flanche en su parte superior	
24. Revisión Estado Porcelanas-Limpieza bujes alta y baja	
25. Revisión Limpieza Cámara Superior bujes	
26. Revisión Tap de Prueba- Cambio Empaques bujes	
27. Revisión Flanche de Montaje bujes	
28. Revisión Nivel Aceite e Indicador Nivel de Aceite bujes	
29. Revisión Estado Borne (Buje) Conexión Cables Alta Tensión bujes	
30. Revisión Blindaje Aislada(Paraefluvio) bujes	
31. Retirar flanche del porta CT y Montar bujes con cambio de empaquetadura. Mantener inyección de aire seco a la cuba del autotransformador todo el tiempo que dure la actividad	
32. Limpieza-Tratamiento Anticorrosivo-Pintura Partes Metálicas bujes	
33. Desmontar Bujes terciario, limpieza, cambio de empaquetadura y montaje de buje	
34. Desmontar Buje de Neutro, limpieza, cambio de empaquetadura y montaje de buje	
35. Desmontar Buje de núcleo, limpieza, cambio de empaquetadura y montaje de buje	
36. Cambiar Empaque Tapas de Inspección.	
37. Desmontar Tubería Conexión Radiadores	
38. Desmontar Tubería Conexión Radiadores Conectada a Cuba ó Bomba Refrigeración, colocando flanches para evitar ingreso de humedad al interior del autotransformador	
39. Revisión-Limpieza-Tratamiento Anticorrosivo-Pintura Tuberías	
40. Revisión-Mantenimiento Flanches Tuberías	
41. Montaje de la tubería con empaquetadura nueva. Mantener inyección de aire seco a la cuba del autotransformador todo el tiempo que dure la actividad	

ACTIVIDADES DE OVERHAUL

Actividad	
MANTENIMIENTO MAYOR	
Actividades Tapa Superior Cuba Autotransformador - mantener inyección de aire seco a la cuba del autotransformador todo el tiempo que dure la actividad	
42. Limpieza Tapa Superior-Tratamiento Anticorrosivo-Pintura	
43. Desmontar Tapas de Inspección Montadas en la Tapa de La Cuba	
44. Mantenimiento Tapas de Inspección-Tratamiento Anticorrosivo-Pintura-Cambio de Empaques	
Protecciones electromecánicas	
45. Cambiar relé bucholz por condición	
46. Cambiar indicadores de nivel	
47. Cambiar válvula de sobre presión	
48. Cambiar y calibrar termómetros (alojados en gabinete con puerta y calefacción)	
49. Cambiar la bolsa (si tiene más de 15 años de servicio)	
50. Cambio del relé de flujo del cambiador de tomas (si tiene contactos de mercurio)	
51. Cambiar empaquetadura relé de presión súbita.	
Actividades Cuba Autotransformador - mantener inyección de aire seco a la cuba del autotransformador todo el tiempo que dure la actividad	
52. Revisión Estado Interno Tanque	
53. Cambio Indicador de Nivel de Aceite	
54. Cambio Empaquetaduras Tanque	
55. Mantenimiento y/o Cambio Válvulas	
56. Limpieza y Realizar Tratamiento Anticorrosivo y Pintura Tanque Conservador	
57. Limpieza y Realizar Tratamiento Anticorrosivo y Pintura Estructura Soporte Tanque Conservador	
58. Limpieza y Realizar Tratamiento Anticorrosivo y Pintura Flanches Tuberías Entrada y Salida Tanque	
59. Montaje tanque conservador cambiando todas las Empaquetaduras de Flanches y Tuberías Entrada y Salida Tanque	
Mantenimiento Tanque Conservador Cambiador de Taps (OLTC)	
60. Revisión Estado Interno Tanque	
61. Cambio Indicador de Nivel de Aceite	
62. Mantenimiento y/o Cambio Tornillería Tapas de Acceso	
63. Cambio Empaquetaduras Tanque	
64. Mantenimiento y/o Cambio Válvulas	
65. Limpieza y Realizar Tratamiento Anticorrosivo y Pintura Tanque Conservador	
66. Limpieza y Realizar Tratamiento Anticorrosivo y Pintura Flanches Tuberías Entrada y Salida Tanque	
67. Cambio Empaquetaduras Flanches Tuberías Entrada y Salida Tanque	
68. Montaje tanque conservador cambiando todas las Empaquetaduras de Flanches y Tuberías Entrada y Salida Tanque	
Recolector de Gas	
69. Revisión Estado Tubería Conexión Recolector de Gas con Relé Buchholz	
70. Revisión Válvula ó Grifo Descarga Gas	
71. Revisión Válvula ó Grifo Descarga Aceite	
72. Revisión, Limpieza, Tratamiento Anticorrosivo Carcaza Recolector	
73. Revisión Ventanillas de Inspección Recolector	
74. Montaje del relé con cambio de empaquetaduras	
Mantenimiento válvulas Para Conexión Planta Tratamiento Aceite parte interior y válvula del sistema de refrigeración ubicada en la cuba del transformador	
Evacuar aceite suministrando aire seco.	
75. Revisión, Limpieza, Tratamiento Anticorrosivo	
76. Cambio de Empaques Válvulas	
77. Cambio de Válvulas en caso de ser necesario	
Mantenimiento Válvulas Para Toma de Muestras de Aceite	
78. Revisión, Limpieza, Tratamiento Anticorrosivo	
79. Cambio de Empaques Válvulas	
80. Cambio de Válvulas si es necesario	
Mantenimiento Tablero Control - Sistema Eléctrico y Mecánico Cambiador	
Mantenimiento al Tablero Cambiador (Parte Mecánica ó Metálica)	
81. Realizar Limpieza-Tratamiento Anticorrosivo-Pintura	
82. Mantenimiento Bisagras y Manija Puerta Tablero de Control	
83. Cambiar Empaquetadura Puerta Tablero Control del Cambiador	
84. Mantenimiento Tapa Ingreso Cableado de Control y Fuerza Tablero Control Cambiador	
85. Cambiar Empaque Tapa Ingreso Cableado de Fuerza y Control Tablero Control Cambiador	

ACTIVIDADES DE OVERHAUL

Actividad	
MANTENIMIENTO MAYOR	
Mantenimiento Sistema Eléctrico y Mecánico Tablero Control Cambiador	
Motor Eléctrico	
86. Revisión y/o Cambio Borneras Conexión Eléctrica Motor	
87. Realizar Prueba Aislamiento (Megger) Devanados Motores	
88. Cambio Empaques Tapa Caja Bornes Motores	
89. Mantenimiento, Tratamiento Anticorrosivo y Pintura Carcasa Motor	
90. Mantenimiento Sistema Refrigeración Motor (Tapa Protección Ventilador Motor, Ventilador Motor)	
Sistema de Transmisión Mecánica	
91. Verificar que haya buena estanqueidad contra el agua	
92. Verificar que estén en Funcionamiento y Operativas las Resistencias de Calefacción.(Resistencia Alimentación Fija y Resistencia Controlada por Higróstato)	
93. Revisión Sistema Mecánico Operación Manual Cambiador. Incluye Revisión Palanca Accionamiento Microswitch de Enclavamiento.	
94. Revisión Microswitches (Finales de Carrera) de Enclavamiento para Operación Manual Cambiador.	
Sistema Transmisión con Correa	
95. Revisar Correa. Dependiendo de su estado determinar su cambio.	
96. Revisión Sistema Mecánico Operación Manual Cambiador. Incluye Revisión Palanca Accionamiento Microswitch de Enclavamiento.	
97. Revisión topes mecánicos de enclavamiento para Operación Manual Cambiador.	
98. Revisión y Limpieza Varilla de Accionamiento	
99. Revisión y Limpieza Brazo de Contacto	
100. Revisión y Limpieza Piñón Planetario	
101. Revisión y Limpieza Corona Indicadora de Conmutación	
102. Revisión y Limpieza Rueda Indicadora de Posiciones	
103. Revisión y Limpieza Interruptor (Final de Carrera) Paso a Paso. Incluye las levas o palancas de accionamiento de estos	
104. Revisión y Limpieza Acoplamiento	
105. Revisión y Limpieza Corona de Contactos ó Transmisor de Posiciones	
106. Revisión, Limpieza y Mantenimiento Contador de Maniobras. Incluye Levas o Palancas de accionamiento de este.	
107. Revisión, Limpieza y Mantenimiento Microswitches (Finales de Carrera) Posiciones Inferior y Superior del Cambiador. Incluye Levas o Palancas de accionamiento de estos	
108. Revisión, Limpieza y Mantenimiento Palanca Enclavamiento Mecánico Posiciones Superior e Inferior Cambiador	
Sistema Eléctrico Tablero Control Cambiador	
109. Revisión, Limpieza y/o Cambio Borneras Control y Borneras de Fuerza	
110. Revisión, Limpieza y/o Cambio Conectores o Prensaestopas Ingreso Cableado Exterior	
111. Revisión, Limpieza y/o Cambio Breaker ó Guardamotor Alimentación Motor Cambiador (Incluye Contactos Auxiliares y Bobina Emisión de Disparo)	
112. Revisión, Limpieza y/o Cambio Contactores Marcha Adelante-Marcha Atrás Motor Cambiador	
113. Revisión, Limpieza y/o Cambio Relé Bimetálico (Relé Sobrecarga) Protección Motor Cambiador	
114. Revisión, Limpieza y/o Cambio Contactores Auxiliares Control Cambiador	
115. Revisión, Limpieza y/o Cambio Relé Temporizado (Sistema Frenado)	
116. Revisión, Limpieza y cambio si requiere del contactor (Sistema Frenado)	
117. Revisión, Limpieza y/o Cambio Resistencias Calefacción (Resistencia Alimentación Fija y Resistencia Controlada por Higróstato)	
118. Revisión, Limpieza y/o Cambio Termostato o Higróstato Control Calefacción	
119. Revisión, Limpieza y/o Cambio Selector LOCAL-REMOTO	
120. Revisión, Limpieza y/o Cambio Pulsadores Subir ó Bajar Tap	
121. Revisión, Limpieza y/o Cambio Pulsador Parada de Emergencia	
122. Revisión, Limpieza y/o Cambio Cableado de Control	
123. Revisión, Limpieza y/o Cambio Cableado de Fuerza	
124. Revisión, Limpieza y/o Cambio Canaletas Plásticas Alojamiento Cableado	
125. Revisión y/o Cambio Sistema Eléctrico Iluminación Tablero (Lámpara, Final de Carrera, Portalámpara, MCB'S; Fusibles)	
126. Mantenimiento Deshumectador Silicagel OLTC	
Pruebas Predictivas	
127. Prueba Resistencia Ohmica Devanados	
128. Prueba de Relación de Transformación	

ACTIVIDADES DE OVERHAUL

Actividad	
MANTENIMIENTO MAYOR	
Mantenimiento Tuberías Conduit, Cajas de Paso y Corazas Liquidtight con Cableado Eléctrico	
Tuberías Conduit	
129. Revisión Estado de Conduletas (Corrección de: Oxidación, Ingreso de Humedad y/o Sustancias Contaminantes), Tratamiento Anticorrosivo-Pintura	
130. Cambio de Empaques Conduletas	
131. Limpieza, Tratamiento Anticorrosivo, Pintura Tuberías	
132. Revisión y/o Cambio Abrazaderas Sostenimiento Tubería	
Cajas de Paso	
133. Limpieza, Tratamiento Anticorrosivo, Pintura Cajas	
134. Revisión Estado y/o Cambio Boquillas Contratuerca Tuberías Conduit Conectadas a Cajas	
135. Revisión Estado y/o Cambio Conectores LiquidTight Conectados a Cajas (Estos Conectores son los de la coraza Liquidtight)	
136. Revisión Estado y/o Cambio Prensaestopas Conectados a Cajas	
137. Revisión Estado y/o Cambio Borneras	
138. Cambio de Empaques Tapas de las Cajas	
Indicador de Temperatura de Aceite	
145. Cambio del termometro	
146. Verificación Aislamiento (Megger) Contactos Eléctricos Arranque Sistema Refrigeración, Alarma ,Disparo	
147. Verificación Estado Escala de Indicación de Temperatur	
148. Revisión y/o Cambio Borneras	
149. Revisar Agujas (De Indicación y Testigo)	
150. Revisión Estado de Termopozo	
151. Revisión Componentes de Imagen Térmica	
152. Revisar Transformadores de Interposición	
153. Realizar Patronamiento del Indicador de Temperatura y calibración de contactos	
154. Verificar Gradiente de Temperatura a Potencia Nominal	
Tablero de Agrupamiento Eléctrico Principal	
155. Revisión, Limpieza, Tratamiento Anticorrosivo Carcasa Tablero de Control	
156. Mantenimiento Bisagras y Manija Puerta Tablero de Control	
157. Cambiar Empaquetadura Puerta Tablero Control	
158. Mantenimiento Tapa Ingreso Cableado de Control y Fuerza Tablero Control	
159. Cambiar Empaque Tapa Ingreso Cableado de Fuerza y Control Tablero Control	
160. Revisión, Limpieza y/o Cambio Conectores Liquidtight o Prensaestopas Ingreso Cableado Exterior	
161. Revisión y/o Cambio Borneras de Corriente	
162. Revisión y/o Cambio Borneras Asociadas a Protecciones Mecánicas	
163. Revisión y/o Cambio Borneras Asociadas a Motoventiladores Sistema Refrigeración	
164. Revisión y/o Cambio Borneras Asociadas a Bombas Sistema Refrigeración	
165. Revisión y/o Cambio Borneras Asociadas a Sistema de Iluminación y Calefacción Tablero	
166. Revisión y/o Cambio Resistencia Calefacción	
167. Revisión y/o Cambio Termóstato ó Higróstato Control Calefacción	
168. Revisión y/o Cambio Sistema Eléctrico Iluminación Tablero (Lámpara, Final de Carrera, Portalámpara, MCB'S; Fusibles)	
169. Revisión y/o Cambio Canaletas Plásticas Alojamiento Cableado	
Realizar proceso de vacío	
170. Ubicar planta de vacío a una distancia igual o inferior a 3 mts del transformador	
171. Utilizar mangueras de 2 o más pulgadas	
172. Interconectar tanque del cambiador de tomas y tanque del transformador	
173. Interconectar parte interna y externa del diafragma o bolsa	
174. Instalar en tanque del transformador, sitio diferente a la ubicación de la manguera de vacío un vacuometro, calibrado y con capacidad de medir un vacío de 1 torr o menos	
175. Poner en servicio la bomba de vacío y realizar prueba de perdida de vacío	
176. La manguera para realizar vacío se instala en la válvula ubicada en tapa del tanque del transformador	
177. Si la prueba de perdida de vacío es satisfactoria, realizar vacío hasta alcanzar una presión de 1 torr	
178. Mantener el vacío por 36 horas (1 Torr), debe ser sin interrupciones, si el vacío se pierde hasta superar el valor de 20 torr, se debe volver a iniciar el conteo de las 36 horas.	

Actividad	
MANTENIMIENTO MAYOR	
Realizar proceso de llenado de aceite	
179. El aceite debe estar limpio, sin humedad, sin contaminantes y con una rigidez dieléctrica igual o superior a 50 KV de acuerdo a la norma ASTM 1816	
180. Se continua con el proceso de vacío a una presión igual o inferior a 1 torr	
181. Realizar suministro de aceite, vigilando que la presión a la entrada del transformador siempre sea positiva, por lo cual en la manguera de entrada se debe instalar un manovacuometro	
182. Llenar de aceite hasta que el nivel este 10 cms por debajo de la tapa de la cuba	
183. Cerrar válvula del sistema de vacío	
184. Continuar llenando de aceite a un flujo igual o inferior a 2000 litros hora hasta romper vacío	
185. Llenar tanque conservador	
186. Evacuar aire radiadores, bujes y relé bucholz	
187. Llenar de aceite tanque del cambiador de tomas	
188. Circular el aceite del transformador hasta alcanzar 2 veces el volumen total, la recirculación se realiza a 60 °C y proceso de termovació	
189. Recircular aceite del cambiador de tomas por 8 horas a 500 litros hora, con termovació	
Secado de parte activa	
190. Si después de realizar Prueba de punto de rocío se determina secar parte activa, aplicar procedimiento de secado.	
191. Calentar parte activa recirculando aceite a 80 ° C, hasta lograr la temperatura en la bobina.	
192. Recircular aceite a 80° C por 12 horas	
193. Evacuar aceite suministrando aire seco.	
194. Aplicar vacío por 48 horas contadas desde el momento en que se logre 0.5 Torr	
195. Presurización con nitrógeno o aire seco a 4 PSI por 12 horas	
196. Prueba de punto de rocío para determinar condiciones de humedad. Objetivo es lograr un valor de 1% de humedad en papel, si no lograr el valor de humedad, repetir el proceso hasta alcanzarlo.	
Pruebas Predictivas Aceite Después de Overhaul	
Tomar Muestra de Aceite Cambiador de Taps	
197. Tomar Muestra en Frasco	
198. Tomar Muestra en Jeringa	
Tomar Muestra de Aceite Cuba del Autotransformador	
199. Tomar Muestra en Frasco	
200. Tomar Muestra en Jeringa	
Realizar Pruebas Predictivas Aceite Cambiador	
201. Pruebas Fisicoquímicas aceite	
202. Pruebas de Cromatografía de Gases	
203. Prueba de Contenido de Humedad Aceite	
Realizar Pruebas Predictivas Aceite Cuba del Autotransformador	
204. Pruebas Fisicoquímicas aceite	
205. Pruebas de Cromatografía de Gases	
PRUEBAS ELÉCTRICAS	
206. Relación de transformación	
207. Resistencia de devanados	
208. SFRA antes y después del overhaul	
209. Resistencia de aislamiento: Devanados, núcleo, CTS, tablero de control, protecciones electromecánicas.	
210. impedancia de cortocircuito con el booster de corriente del M4000	
211. Factor de potencia	
212. Polaridad de CTS	
213. Calibración de termómetros	
214. reactancia de dispersión	
215. Pruebas al sistema de refrigeración	
216. Operación del cambiador de tomas en forma manual y eléctrica	
INSPECCIÓN ANTES DE LA ENERGIZACIÓN	
217. Nivel de aceite transformador y OLTC	
218. Estado silica	
219. Posición de todas las válvulas	
220. Purga del relé Bucholz	
221. Conexiones de alta, baja y terciario	
222. Tierras portátiles retiradas	
223. Tapas de terminales de prueba de bujes instaladas	
224. Circuitos de secundarios de CTS normalizados	
225. Ajuste de termómetros de aceite y devanados	
Adicional	
226. Renovación del gabinete de control local LCC	
227. Grado de polimerización : retirar una muestra de papel para revisar la vida remanente del equipo	