

UTN | Facultad Regional Paraná.

Carrera : T.U.O.M.R.E. Tecnicatura Universitaria de Operación y Mantenimiento de Redes Eléctricas.

PROGRAMA DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN SUBESTACIÓN VIALE

Alumnos:

Bizai, Benito, e-mail: benitobizai@gmail.com

Javier Germán Kihn, e-mail: kihnjavier@outlook.es

Sol María Suarez, e-mail: solsuarezz25.04.2002@gmail.com

Empresa: Cooperativa de Servicios Públicos, El “Quebracho” Ltda., C.P. 3109

Tutor Técnico: Emanuel Gauss , **Cargo:** Jefe de Redes Eléctricas

Lugar de trabajo: Viale ,Entre Ríos Fecha: 12/11/2023

Tutor Académico: Guillermo Alejandro Itharte, **Cargo:** Docente U.T.N.

Lugar de Trabajo: Paraná, **Año:**2023

Agradecimientos

A la Universidad Tecnológica Nacional que brindo su institución demostrando apertura y formación académica de excelencia y en especial a los profesores que nos han guiado y han transmitido sus saberes en estos dos años.

A la Empresa ENERSA SA por gestionar la posibilidad de realización de esta carrera.

He de destacar a la Cooperativa Quebracho Ltda., por recibirnos, disponer de sus instalaciones y personal posibilitando la concreción de una enriquecedora experiencia de practica y aprendizaje .

A nuestras familias por su incondicional apoyo.

Bizai, Benito Gastón

Kihn, Javier Germán

Suarez, Sol María

Índice

Agradecimientos	2
RESUMEN	4
INTRODUCCION	5
-Información de la empresa:.....	5
-Planteo del Problema :	6
-Antecedentes:.....	7
-Justificación:	7
-Alcance y limitaciones:	7
OBJETIVOS	8
-Objetivo General:.....	8
-Objetivos Específicos:	8
MARCO TEÓRICO	9
MATERIALES Y MÉTODOS	11
RESULTADOS:	18
CONCLUSIONES	18
REFERENCIAS	18

RESUMEN

Planteo del problema:

Las empresas de energía deben garantizar el servicio de suministro de energía eléctrica a los consumidores finales en condiciones adecuadas y con un alto grado de confiabilidad. Para poder brindar este servicio se cuenta con redes eléctricas que contienen varios elementos. Siendo de gran importancia en la red los transformadores de potencia del orden de los 5 MVA por los cuales pasa toda la carga a distribuir, esto plantea un gran problema si salen de servicio de manera involuntaria.

Justificación:

Justifica estas acciones tendientes a evitar estos eventos no deseados, tener un plan de mantenimiento basado en RCM (Reliability Centered Maintenance) en el cual se garantice que los activos (transformadores) no presenten fallas y salidas de servicio de gran importancia.

Alcance y Limitaciones:

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad es un método que se basa en optimizar la frecuencia en que los distintos tipos de mantenimientos correctivo; preventivo; predictivo y a condición de que se deban realizar.

Objetivos:

Se buscará disminuir la posibilidad de falla en los transformadores de la Cooperativa Eléctrica Quebracho Ltda de la ciudad de Viale, logrando optimizar la continuidad en el servicio eléctrico.

Síntesis de los métodos:

Para ello los distintos diagnósticos continuos y periódicos basados en procedimientos como visualizaciones, pruebas y ensayos podrán describir el estado de los transformadores de potencia de la empresa limitando la intervención a los mismos.

Resultados:

Debido a la criticidad del activo se busca con esta técnica mantener la confiabilidad de este y que cumpla con los requisitos impuestos al mismo.

INTRODUCCION

En este informe se abordará la realización de mantenimiento predictivo para transformadores de potencia en subestación para la cooperativa en la ciudad de Viale. Este mantenimiento sería de mucha utilidad a la cooperativa dado que el mismo no posee el mantenimiento correspondiente.

Ya que para transformadores de potencia se recomienda realizar por lo menos una vez al año pruebas eléctricas de campo (TTR, resistencia de aislamiento y resistencia de devanados como mínimo) para detectar y prevenir anomalías.

-Información de la empresa:

La Cooperativa de Servicios Públicos Quebracho Limitada tiene su sede Central en la Ciudad de Viale, y cuenta además con dos sucursales: una en la ciudad de Diamante y otra en la Zona Rural de Paso de la Laguna. (1) Como empresa de Distribución de Energía, sabemos que el desarrollo de las líneas eléctricas acompaña al crecimiento de las localidades, y es por eso por lo que prestamos nuestro servicio a las áreas urbanas de Viale, Tabossi, Estación Sosa, Valle María y Aldea Protestante, y a las zonas rurales de Viale y Diamante.

Esta cooperativa hace 49 años brinda soluciones energéticas.

Actualmente, brinda servicio de Energía Eléctrica a usuarios tanto urbanos como rurales, así como también a clientes que necesitan un mayor suministro. A continuación, expresamos estos datos en números:

-Clientes urbanos: 6695

-Clientes rurales: 2560

-Grandes clientes: 122

-Extensión total de líneas Cooperativa Quebracho: 1749.8 Km

-Total, de área de concesión Cooperativa Quebracho: 2336.6 Km²



Figura 1: Vista aérea de la Subestación Transformadora de Viale (2)

La subestación de Viale está ubicada en la esquina de Rocamora y Martin Panutto, en un terreno de 50 x 50 [m] perteneciente al gobierno de la provincia de Entre Ríos.

-Planteo del Problema :

La subestación transformadora que reduce su voltaje de operación de 33 Kv a 13.2 Kv ubicada en la ciudad de Viale, la cooperativa Quebracho Limitada abastece a gran parte de sus abonados. La instalación para tal cometido cuenta con 2 transformadores para hacer la reducción del nivel de voltaje cada uno con una potencia nominal de 5 MVA .Estas máquinas según datos que hemos recabado cuentan con un mantenimiento mínimo, observación de estas máquinas periódicamente (visualización de pérdidas y nivel de fluidos , obstrucción de radiadores, control de estado del silica gel etc.). Control de las temperaturas internas mediante visualización termográfica. También tienen instalados relé de Buchholz con sus funciones activas de protección. Lo anteriormente descrito, plantea un mantenimiento tendiente a ser preventivo, correctivo.

-Antecedentes:

Dadas las características del informe a realizar y sus propósitos se corre en parte del esquema sugerido a realizar, con esto queremos decir que no se cuenta con antecedentes de fallas importantes. En cambio, se plantea una mejora en el sistema.

-Justificación:

También ya se manifestó en el planteo del problema, este tipo de mantenimiento que se realiza deja expuesta a salidas intempestivas a la máquina, sin darnos la posibilidad de anticiparnos al evento.

Se busca mejorar este planteo incorporando un mantenimiento del tipo predictivo (RCM), que tiene la finalidad de darnos información en cuanto al estado del transformador (el aceite y el papel aislante) partes fundamentales que mantienen la aislación y que estando bien mantenidas prolongan la vida útil de este.

Por la importancia de estos componentes en todo este sistema de distribución de energía ,el perjuicio que plantea una salida inesperada de servicio, un alto costo de adquisición de estos activos, como así también tener que afrontar sanciones por parte del Ente Regulador. Se justifica la implementación planificada de este sistema de mantenimiento.

-Alcance y limitaciones:

Se busca darle mantenimiento predictivo, preventivo a los dos transformadores de potencia existentes en la subestación transformadora de Viale.

Características técnicas: (2 Transformadores de estas características), (*Tabla 1*).

Datos de la placa	
Potencia nominal (KVA)	5000
Fases	3
Frecuencia (Hz)	50
Tensión de CC.	6.07
Tensión (V) PRIM./ SEC.	33000
Corriente (A) PRIM./ SEC	13880
Servicio nominal	Continuo
Tipo de conexión	D _{YN} 11

Figura 2: Datos de la placa del Transformador

Las limitaciones a todo este planteo, encontramos que para los ensayos en los cuales los equipos se necesitan que estén fuera de servicio, es de gran dificultad su realización ya que no cuentan con equipos de respaldo instalados.

OBJETIVOS

Se implementará el Sistema de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad RCM para optimizar la confiabilidad del sistema , debido a la criticidad de estos.

-Objetivo General:

La implementación del RCM debe llevar a activos más seguros y confiables, reducciones de costos (directos e indirectos), mejora en la calidad del producto, y mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente. (3) El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.

-Objetivos Específicos:

En el RCM, la selección de políticas de mantenimiento está gobernada por la categoría de consecuencias a la que pertenece la falla.

a) Para fallas con consecuencias ocultas, la tarea óptima es aquella que consigue la disponibilidad requerida del dispositivo de protección.

b) Para fallas con consecuencias de seguridad o medio ambiente, la tarea óptima es aquella que consigue reducir la probabilidad de la falla hasta un nivel tolerable.

c) Para fallas con consecuencias económicas (operacionales y no operacionales), la tarea óptima es aquella que minimiza los costos totales para la organización.

-Frecuencia de tareas a condición (mantenimiento predictivo)

Para que una tarea a condición sea posible, debe existir alguna condición física identificable que anticipe la ocurrencia de la falla. La frecuencia de una tarea a condición se determina entonces en función del tiempo que pasa entre el síntoma y la falla.

-Frecuencia de tareas de sustitución cíclica (mantenimiento preventivo)

La frecuencia de la tarea de sustitución depende de esta edad, llamada vida útil.

-Frecuencia de tareas detectivas (búsqueda de fallas)

El intervalo con el que se realiza la tarea de búsqueda de fallas (mantenimiento detectivo) se denomina FFI (Failure Finding Interval). Existe una relación entre este intervalo y la disponibilidad del dispositivo de protección. Pueden utilizarse herramientas matemáticas para calcular esta relación, y fijar el FFI que logre la disponibilidad objetivo.

MARCO TEÓRICO

Análisis del Modo de Fallas y Efectos (AMFE)

El AMFE es requerido para todos los diseños y procesos a fin de asegurar la prevención de problemas.

Integrado dentro de la Planeación Avanzada de la Calidad del Producto, el AMFE en los formatos de diseño y operación provee la principal herramienta para mitigar el riesgo dentro de la estrategia de prevención.

Cada causa potencial debe ser considerada por su efecto sobre la operación del activo y de acuerdo con el riesgo, las acciones deben ser determinadas y el riesgo recalculado después de que las acciones se han determinado.

-Las tareas en el RCM:

El método RCM, se hace necesario reconocer 3 categorías principales de tareas proactivas que son las siguientes:

-Tareas de restauración programada:

La restauración programada implica el reacondicionamiento de un ítem a una edad límite determinada, o antes de ella, independientemente de su condición en aquel momento.

Tareas de descarte programado: El descarte programado implica la sustitución de un componente del ítem, en su límite de vida especificado, o antes de él, independientemente de su condición en aquel momento. Estas dos tareas son generalmente conocidas como mantenimiento preventivo. Ellas son, a lo largo del tiempo, la forma de mantenimiento proactivo más usado.

-Tareas bajo condición programadas:

Ante la necesidad continua de prevenir ciertos tipos de falla. La mayoría de esas técnicas confían en el hecho de que la mayoría de las fallas provee algún tipo de aviso de que está presente o por ocurrir. Esos avisos son conocidos como fallas potenciales y son definidos como condiciones físicas identificables que indican que una falla funcional está próxima a ocurrir o ya está ocurriendo. Esas nuevas técnicas son usadas para detectar fallas potenciales, de modo que se puede tomar una acción para evitar las consecuencias que podrían ocurrir, en el caso en que degeneren en fallas funcionales. Ellas son llamadas tareas bajo condición porque los ítems permanecen en servicio con la condición de que continúen cumpliendo los patrones de desempeño deseados. (Mantenimiento bajo condición incluye mantenimiento preventivo, mantenimiento basado en condición y monitoreo de condiciones.)

-Tareas default:

El RCM reconoce 3 categorías principales de acciones default, como sigue:

a) Búsqueda de fallas: Las tareas de búsqueda de fallas implican la verificación periódica de funciones ocultas para determinar si ellas fallarán.

b) Re-proyecto: Implica efectuar algún cambio en la capacidad intrínseca de un ítem. Esto incluye modificaciones en el hardware y también cubre cambios de procedimientos.

c) Ningún mantenimiento programado: Como su nombre lo sugiere, esta acción default implica no efectuar ningún esfuerzo para anticipar o prevenir modos de fallas. Se espera que la falla ocurra para luego repararla. (en el mantenimiento de sistemas eléctricos de distribución, esto se limita a ítems secundarios o auxiliares (Ejemplo. Relés, contactores, etc.).

MATERIALES Y MÉTODOS

-Proceso para elaborar un AMFE

Lo primero para comenzar el análisis es recolectar toda la información que tenemos sobre el activo en cuestión: Manuales, informes de fallas ocurridas anteriormente, etc.

En la Figura 3 se encuentra un modelo de AMFE.

SISTEMA				REALIZADO POR:			
SUB-SISTEMA				FECHA DE ANÁLISIS:			
N.º	FUNCIÓN	N.º	MODO DE FALLA (Falla funcional)	N.º	CAUSAS (Posibles motivos)	N.º	EFECTO (Que ocurre)
SUB-SISTEMA				FECHA DE ANÁLISIS:			
N.º	FUNCIÓN	N.º	MODO DE FALLA (Falla funcional)	N.º	CAUSAS (Posibles motivos)	N.º	EFECTO (Que ocurre)

Figura 3: Planilla AMFE (Hoja 1) (3)

La forma de completar la planilla es la siguiente:

En SISTEMA: Colocar el sistema a cuál pertenece el activo.

En SUB-SISTEMA: Colocamos el activo o ítem a analizar.

En FUNCIÓN: Colocamos la función principal del activo o ítem.

Nota: También deberemos analizar las denominadas: Funciones secundarias: son otras expectativas que los usuarios tienen sobre ese activo respecto a: seguridad, control, contención, confort, integridad estructural, economía, protección, eficiencia operacional, cumplimiento de reglamentaciones medioambientales y apariencia.

En MODO DE FALLA: Colocamos lo contrario a la función, es decir, por ejemplo, el caso de un seccionador de AT, la función principal es "Realizar maniobras de apertura-cierre en condiciones de diseño", uno de los Modos de Falla sería: "No abre ni cierra eléctricamente en forma local".

En: CAUSAS, colocamos aquellos posibles motivos que hacen que ocurra ese MODO DE FALLA.

En: EFECTOS: colocamos "que ocurre", cuando se presenta ese Modo de Falla.

Cada Modo de Falla debe considerarse en función de:

- a) Fallas que han ocurrido con anterioridad.
- b) Fallas que, aunque no han ocurrido, pueden ocurrir y sus consecuencias pueden ser significativas.

Para analizar las causas debe hacerse la siguiente pregunta: ¿Por qué?

Ejemplo:

Si el Modo de Falla es "No cierra ni abre eléctricamente en forma local", la pregunta a hacerse es. ¿Por qué?

Porqué "Falta tensión de maniobra".

Porqué "El motor de accionamiento está quemado".

Y así sucesivamente. Esas serán las “CAUSAS” que deberán listarse.

Sería importante a los efectos de determinar que tarea de mantenimiento proactiva podría evitar ese Modo de Falla, especificar lo más detalladamente posible el “Por qué” de la falla, en la columna “CAUSAS”.

Algunos ejemplos:

Desgaste

Fatiga

Desajuste

Corrosión

Operación indebida

Vibración

Polución

Humedad

Diseño inadecuado

Material inadecuado

Etc.

En la segunda hoja del AMFE, que se observa en la Figura N° 4 se detallan:

SISTEMA				REALIZADO POR:		
Nº Función	Nº M. de Falla	Nº Causa	Nº Efecto	MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)	MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)	REALIZADA POR

Figura 4 : Tabla AMFE (Hoja 2). (3)

Aquí tenemos 4 (cuatro) columnas donde se representan cada una de las Funciones, Modos de Falla, Causas y Efectos vistos en la primera planilla y se detalla: el MODO DE CONTROL, es decir cuál es la TAREA PROPUESTA para evitar que la falla ocurra, su PERIODICIDAD, y QUIEN debe efectuar la tarea.

-Aplicación del RCM y planillas utilizadas :

Para aplicar el RCM se debe tener completada la planilla de Informaciones. Una vez cumplimentada la planilla AMFE con todas las alternativas posibles, explicadas anteriormente podemos iniciar a cumplimentar la Planilla de Decisión .

SISTEMA												HOJA N.º	FECHA:			
ITEM												DE	FACILITADOR:			
Información de Referencia			Evaluación de la consecuencia				H1	H2	H3	Acción Default			N.º	TAREA PROPUESTA	Frecuencia Inicial	Puede ser hecha por
							S1	S2	S3	H4	H5	S4				
F	FF	MF	H	S	E	O	N1	N2	N3							

Figura 5: Planilla de decisión RCM. (3)

La planilla de decisión está dividida en dieciséis columnas. Las columnas F, FF y MF se refieren a la información de referencia e identifican la función, la falla funcional y el modo de falla analizado en la planilla de informaciones. Esa información se vuelca aquí para cruzar

referencias entre esa planilla y la de decisión. Las columnas H, S, E y O, son usadas para registrar las respuestas a las preguntas referidas a las consecuencias de cada modo de falla. Para cumplimentar estas columnas utilizamos el denominado Diagrama Lógico de Decisión.

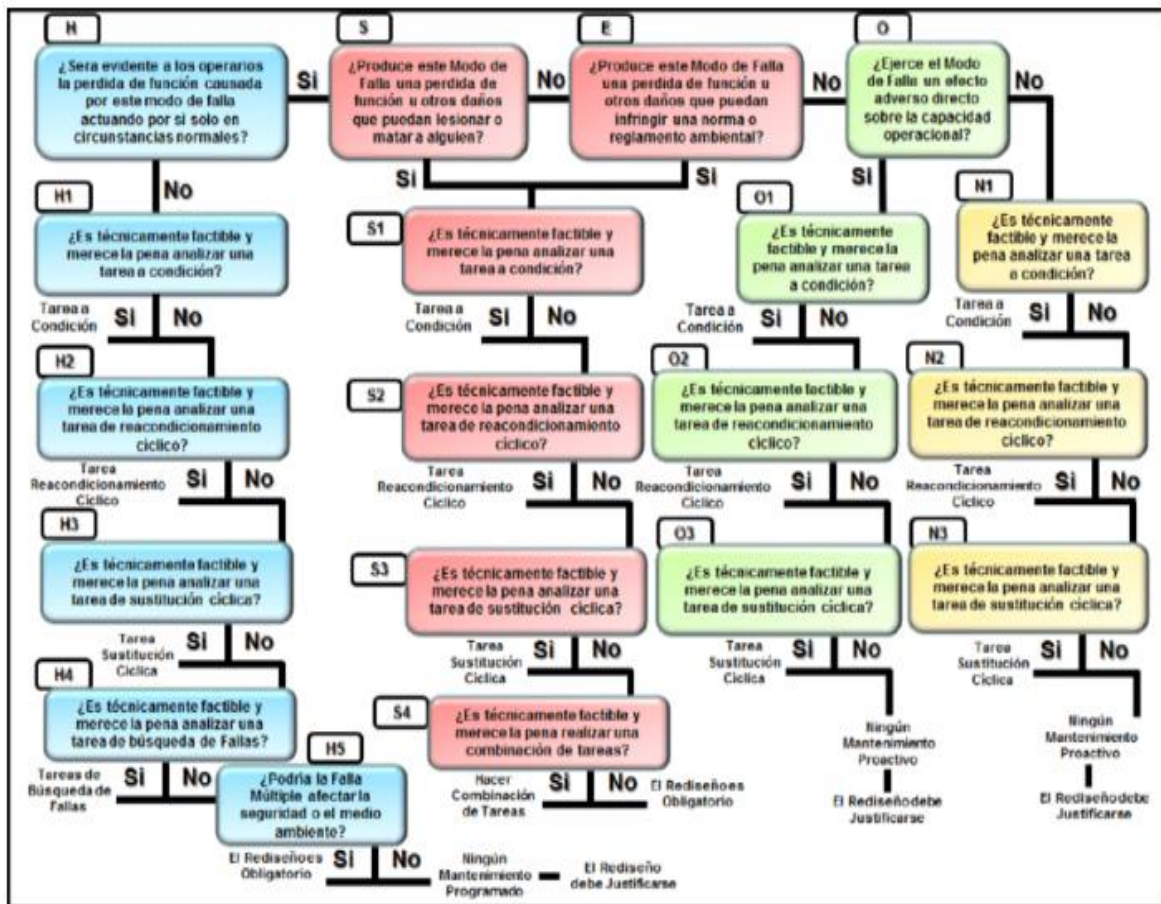


Figura 6: Diagrama Lógico de Decisión (4)

Las tres columnas siguientes (H1, H2, H3, etc.) registran si una tarea proactiva fue seleccionada y, si así fue, que tipo de tarea. Si fuera necesario responder a algunas cuestiones default, las columnas H4 y H5 o S4 son usadas para registrar las respuestas.

Las últimas tres columnas registrarán la tarea propuesta que fue seleccionada (si alguna así lo fue), la frecuencia con que será hecha, y quien la realizará. Las columnas H, S, E y O, son completadas con (si "S" o no "N") según sea la respuesta afirmativa o negativa a las preguntas

que se encuentran en el Diagrama de Decisión. De igual forma las columnas siguientes (H1, H2, H3, etc.

- El proceso de selección de tareas :

La gran fuerza del proceso RCM es el modo como él provee criterios simples, precisos y fácilmente comprensibles para decidir cuál es (si hubiera alguna) la tarea proactiva y técnicamente viable, para cada caso, y decidir con qué frecuencia ella debe ser efectuada y quien debe realizarla.

Si una tarea proactiva es técnicamente viable o no, depende de las características técnicas de la tarea y de la falla que ella es destinada a prevenir. Si ella vale la pena ser efectuada dependerá de su relación con las consecuencias de la falla. Si no fuera encontrada una tarea proactiva que sea técnicamente viable y valga la pena ser hecha, entonces, una acción default tiene que ser realizada. En esencia el proceso de selección de tareas es el que sigue:

-Para fallas ocultas: Una tarea proactiva vale la pena ser realizada si ella reduce el riesgo de falla múltiple asociada a la función para un nivel tolerablemente bajo. Si tal tarea no puede ser encontrada, entonces una tarea de búsqueda de falla tiene que ser realizada. Si una tarea de búsqueda de falla no puede ser encontrada, entonces la decisión default secundaria es que el ítem puede tener que ser re proyectado (dependiendo de las consecuencias de la falla múltiple).

-Para fallas con consecuencias en la seguridad o el medio ambiente: Una tarea proactiva solo vale la pena ser hecha, si ella reduce por si sola el riesgo de falla a un nivel realmente muy bajo, en caso de que no pueda eliminarla. Si una tarea que reduzca el riesgo de falla a un nivel tolerablemente bajo no puede ser encontrada, el ítem tiene que ser re proyectado.

-Si la falla tiene consecuencias operacionales: Una tarea proactiva solo vale la pena ser hecha, si su costo total durante el periodo de tiempo fuera menor que el costo de las consecuencias operacionales y el costo de reparación, durante el mismo período de tiempo. En otras palabras, la tarea tiene que ser justificada en bases económicas. Si ella no está justificada, la decisión default inicial es ningún mantenimiento programado. (Si eso ocurriera y las

consecuencias operacionales aún son inaceptables, entonces, la segunda decisión default es nuevamente re proyectar).

-Si una falla tiene consecuencias no operacionales:

Una tarea proactiva solo vale la pena ser hecha, si el costo de la tarea durante un período de tiempo fuera menor que el costo de reparación durante el mismo período. Por lo tanto, esas tareas también precisan ser justificadas en bases económicas. Si ella no es justificada, la decisión default inicial es nuevamente ningún mantenimiento programado, y si los costos de reparación son muy altos, la decisión default secundaria es una vez más re proyectar.

Recursos:

El Facilitador es el personal más importante en el proceso de implantación del RCM. Su papel es asegurar que:

Se aplique RCM correctamente (en otras palabras, que se haga las preguntas correctamente y en el orden previsto, y que todos los miembros del Grupo de Análisis las comprendan).

Que el personal del Grupo de Análisis (especialmente el de operación y mantenimiento) consigan un grado razonable de consenso general acerca de cuáles son las respuestas a las preguntas formuladas. Que no se ignoren activos críticos.

Que las reuniones progresen de forma razonable.

Que todos los documentos del RCM se completen debidamente.

Todo esto se puede resumir en la conformación de un grupo natural de trabajo, el cual se define en el contexto de nuestro propósito, como un conjunto de personas de diferentes funciones de la organización que trabajan juntas por un periodo de tiempo determinado, en un clima de potenciación de energía, para analizar problemas comunes de los distintos departamentos, apuntando al logro de un objetivo en común.

Este activo natural de trabajo necesita desenvolverse dentro de las siguientes características:

Alimentación: Cada miembro está comprometido en la búsqueda de un acuerdo del grupo. Lo que demanda que la misión y visión sean compartidas por todos. En este sentido la tendencia

es sacarle provecho a los desacuerdos y conflictos para integrar los aportes de los miembros, a fin de lograr soluciones efectivas.

Coordinación: Esta característica implica que cada miembro del grupo, teniendo roles y responsabilidades claras, se apropia de los compromisos del grupo, como si fueran los suyos propios. De esta forma el trabajo individual se orienta al desempeño común del grupo.

Comprensión: La comprensión es un compromiso compartido que requiere habilidad para distinguir entre “puntos de vista”, “interpretaciones” y “los hechos”, para así coordinar y divulgar el propio punto de vista y ayudar a los otros a considerarlo y juzgar, el punto de vista del otro. Cualquier miembro del grupo conoce a los clientes, los proveedores, los procesos de mantenimiento y los ítems. Esto significa que los objetivos, metas e hilos son claros y compartidos.

Respeto: Apreciar y sentir respeto por el otro. Desarrollar y mejorar continuamente la habilidad de ver las cosas, como lo ve otra persona “ponerse en los zapatos del otro”, pero sin perder las perspectivas de la objetividad de la realidad operacional.

Preguntarse siempre: ¿Quién necesita participar en esta reunión y/o decisión? Y luego preguntar ¿A quién es necesario informar respecto a los resultados?

Confianza: Tener confianza en que los demás van a desempeñar sus responsabilidades de manera óptima. Confiar en que cada miembro del grupo buscará insumos requeridos para la toma de decisiones, consolidando la proactividad individual para modelar este clima.

RESULTADOS:

En esta parte ya recolectada la información requerida se procederá al completado de la planilla AMFE. (Tabla 1)

SISTEMA	Aislación	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
1	Aceite dieléctrico: Aislar los bobinados. Disipar el calor.	A	Oxidación.	1	Naturaleza o composición del aceite.	1	Perdidas de aislamiento.
				2	Cantidad de oxígeno disponible para la reacción de oxidación.	2	Perdida de propiedades de aislación.
				3	Presencia de agua y otros catalizadores de oxidación.	3	Oxidación del aceite.
				4	Incremento excesivo de la temperatura.	4	Perdida de propiedades de refrigeración.
				5	Agotamiento del inhibidor de oxidación.	5	Perdida de propiedades de protección.
				6	Acumulación de sedimentos en las obleas o en los tubos, el flujo del aceite se dificulta y la temperatura desciende.	6	Presencia de fugas de aceite en cabeceras del radiador y de las partes soldadas del panel y del tubo.

(3)Tabla 1: Planilla AMFE . (6) (Moubray, Año 1997); (DELAPAZ, 2016)

SISTEMA	Aislación	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
2	Papel aislante: Aislar cada uno de los bobinados y conductores internos.	A	Envejecimiento del papel aislante.	1	Humedad en aceite.	1	Pérdida de poder aislante.
				2	Oxígeno en aceite.	2	Pérdida de poder aislante.
				3	Temperatura del punto caliente.	3	Pérdida de poder aislante.
SISTEMA	Aislación	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
3	Bushings: Aislar el conductor de alta tensión de la carcasa del tanque.	A	Falla de aislamiento del conductor de alta tensión a la carcasa del tanque.	1	Falla en aislación del conductor de alta tensión a la carcasa del tanque.	1	Tiene un efecto operacional importante.
				2	Perdida de hermeticidad del empaque.	2	Entrada de humedad a la cuba.
				3	Cambio de color.	3	Sobrecalentamiento.
				4	Conexiones flojas.	4	Sobrecalentamiento.

				5	Depósito de impurezas en los canales de este.	5	Pequeñas descargas.
				6	Ingreso de humedad debido a deterioro de empaque.	6	Deterioro del aceite.
SISTEMA	Aislación	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA	
4	Aisladores de porcelana, tales como manguitos, descargadores, aisladores de soporte: Aislar partes pequeñas externas e internas del transformador y equipo primario.	A	Falla de aislación de partes pequeñas externas e internas del transformador y equipo primario.	1	Perdida de propiedades aislantes.	1	Activación de protecciones.
				2	Perdida de hermeticidad del empaque.	2	Entrada de humedad a la cuba.
				3	Cambio de color.	3	Sobrecalentamiento.
				4	Conexiones flojas.	4	Sobrecalentamiento.
				5	Depósito de impurezas en los canales de este.	4	Pequeñas descargas.
				6	Ingreso de humedad debido a deterioro de empaque.	6	Deterioro del aceite.

SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA		
5	Relé Buchholz : Desenergizar el transformador en caso de cortocircuitos internos.	A	Activación de dispositivo de protección Relé Buchholz .	1	Cortocircuitos internos en el transformador.	1	Desenergización de transformador.
				2	Generación de gases dentro de la cuba.	2	Desenergización de transformador.
				3	Deterioro de dispositivos mecánicos.	3	Desenergización de transformador por mando erróneo de los interruptores asociados.
				4	Perdida de hermeticidad del empaque.	4	Desenergización de transformador.

SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA		
6	Dispositivo de alivio de presión: Aliviar rápidamente la sobrepresión interna en caso de falla severa.	A	Activación de dispositivo de alivio de presión.	1	Sobrepresión interna en cuba.	1	Indicador de color azul.(visible)
		B	No se activa el dispositivo de alivio de presión.	1	Contactos de accionamiento defectuosos.	1	Falla grave. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.
SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA		
7	Indicador del nivel de aceite: Monitorear el nivel de aceite.	A	Activación de indicador de nivel de aceite. (tanque de expansión)	1	Elevación de nivel de aceite en tanque de expansión. (temperatura)	1	Desenergización de transformador.
				2	Elevación de nivel de aceite en tanque de expansión. (gases)	2	Desenergización de transformador.

			3	Nivel de aceite mínimo en tanque de expansión.	3	Desenergización de transformador.
			4	Pequeñas fugas de aceite dieléctrico en tanque de expansión.	4	Desenergización de transformador.
	B	Activación de indicador de nivel de aceite.(Cuba)	1	Elevación de nivel de aceite en cuba. (gases)	1	Desenergización de transformador.
			2	Pequeñas fugas de aceite dieléctrico en cuba.	2	Desenergización de transformador.
	C	Activación de indicador de nivel de aceite.(conmutador de tensiones)	1	Elevación de nivel de aceite en conmutador de tensiones. (temperatura)	1	Desenergización de transformador.
			2	Elevación de nivel de aceite en conmutador de tensiones. (gases)	2	Desenergización de transformador.
	D	No se activa el indicador de nivel de aceite. (tanque de expansión)	1	Desgaste de partes mecánicas.	1	Falla grave. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.

SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:			FECHA		
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA	
8	Sensor de temperatura: Monitoreo de la temperatura. Operación del sistema de enfriamiento.	A	Activación de sensor de temperatura.	1	Elevada temperatura de aceite dieléctrico.	1	Desenergización de transformador.
		B	Falla en el monitoreo de la temperatura en aceite y devanados.	1	Elevada temperatura del devanado.	1	Desenergización de transformador.
				2	Falla de sensor de temperatura.	2	No indica valores. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.
SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:			FECHA		
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA	
9	Relé diferencial: Proteger al transformador de	A	Activación de relé diferencial.	1	Cortocircuitos internos.	1	Desconecta el transformador lo más rápido posible en caso de falla.

	cortocircuitos internos.	B	No se activa relé diferencial.	1	Incorrecto seteo de las zonas de protección, como también de las corrientes transitorias.	1	Desenergización de transformador por seteo erróneo .
				2	Contactos deteriorados.	2	Perdida de seguridad eléctrica.
SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA	
10	Relé de sobrecarga y de falla de puesta a tierra: Detectan fallas en todo el sistema eléctrico por sobrecarga.	A	Activación de Relé de sobrecarga.	1	Sobrecarga del sistema.	1	Desenergización de transformador.
				2	Falta de fase.	2	Desenergización de transformador.
				3	Desbalance de fases.	3	Desenergización de transformador.
				4	Conexiones de puesta a tierra defectuosas.	4	Desenergización de transformador.
		B	No se activa relé de sobrecarga.	1	Contactos deteriorados.	1	Falla grave. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.

				2	Incorrecto seteadado de valores de corriente de carga.	2	Falla grave. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.
SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA	
11	Relé de presión súbita: Detecta aumento brusco de presión del tanque del transformador debido a la generación de gases causadas por una falla.	A	Activación de relé por aumento brusco de presión.	1	Aumento brusco de presión del tanque del transformador debido a la generación de gases causadas por una falla.	1	Desenergización de transformador.
				2	Aumento brusco de presión en conmutadores debido a la generación de gases causadas por una falla.	2	Desenergización de transformador.
				3	Nivel de vapor de agua concentrado es más alto de lo normal.	3	Desenergización de transformador.
		B	No activación de relé por aumento brusco de presión.	1	Falla de sensor.	1	Falla grave. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.

SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
12	Relé de sobre corriente: Proteger al transformador de cortocircuitos externos.	A	Activación de relé de sobre corriente.	1	Cortocircuitos externos en el transformador.	1	Desenergización de transformador.
				2	Incorrecto seteadado de las zonas de protección, así como de corrientes transitorias.	2	Desenergización de transformador.
		B	Falla en la activación de relé de sobre corriente.	1	No discrimina las zonas de protección, así como de corrientes transitorias.	1	Falla grave. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.

SISTEMA	Protección y monitoreo	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA		
13	Pararrayos: Limitar los sobrevoltajes de impulso y maniobra a valor tolerables.	A	Sobretensión por causas meteorológicas.	1	Sobrevoltajes de impulso.	1	Desenergización de transformador.
				2	Falta de conductividad de la puesta a tierra.	2	Falla grave. Desenergización de transformador por dispositivos de protección asociados.
SISTEMA	Refrigeración	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA		
14	Radiadores: Disipan el calor.	A	Sobrecalentamiento de sistema de aislamiento.	1	Panel de radiadores obstruido.	1	Activación de sensor de temperatura. Desenergización de transformador.
				2	Formación de sedimentos dentro del panel del radiador.	2	Activación de sensor de temperatura. Desenergización de transformador.

				3	Formación de sedimentos en el tubo de enfriamiento .	3	Activación de sensor de temperatura. Desenergización de transformador.
				4	Pequeñas fugas de aceite en el panel del radiador. (partes soldadas)	4	Apertura de las protecciones asociadas.
				5	Pequeñas fugas de aceite en cañerías.	5	Apertura de las protecciones asociadas.
SISTEMA	Parte activa		REALIZADA POR:			FECHA	
	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA
15	Núcleo: Acoplar flujo magnético entre los devanados.	A	Corrosión.	1	Calentamiento del núcleo.	1	Perdidas de flujo magnético por corrientes de Foucault.
SISTEMA	Parte activa		REALIZADA POR:			FECHA	
	FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA
16	Devanados Primario y Secundario: Crear flujo electromagnético.	A	Voltaje de salida bajo el rango normal. (exceso de pérdidas)	1	Cortocircuitos en los arrollamientos del devanado.	1	Puntos calientes dentro del transformador. Degradación de aislantes internos.

			2	Circuitos abiertos en los arrollamientos del devanado.	2	Falla en la relación de transformación.
			3	Temperatura de aceite y devanados fuera de los parámetros normales.	3	Puntos calientes dentro del transformador. Degradación de aislantes internos.
	B	Voltaje de salida desbalanceado.	1	Desperfecto en la conexión neutro tierra.	1	Neutro flotante, que expone a desbalances y sobretensiones, perjudiciales para el aislamiento. Incapacidad de detectar fallas a tierra.
	C	Entregar potencia menor a la requerida. (pérdidas excesivas)	1	Irregularidad en el Factor de potencia.	1	Calidad de energía entregada muy pobre. Posibles efectos negativos sobre el aislamiento del transformador.
	D	No existe potencia de salida. (salida del transformador)	1	Falla eléctrica en devanados.(factores eléctricos)	1	Se activan las protecciones del transformador, lo que obliga a una salida forzada. Si la falla es muy grande los efectos son irreversibles.

				2	Falla eléctrica en devanados.(factores térmicos)	2	Salida de servicio del transformador por acción de los relés respectivos. Si no se corrige a tiempo, el sobrecalentamiento deteriora las propiedades dieléctricas del aislante y puede desembocar en daño severo del papel.
				3	Falla eléctrica en devanados.(factores mecánicos)	3	Deformación del enrollamiento, deterioro del papel aislante. Si la falla es muy fuerte, el efecto es devastador para la parte activa del transformador.

SISTEMA	Parte activa	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA		
17	Transformadores de corriente: Aumentar o disminuir una corriente alterna. Produce una corriente en el devanado secundario proporcional a la corriente del primario.	A	No existe potencia de salida. (Salida del transformador)	1	Desperfecto en los TC's.	1	Disparo del interruptor por activación del relé de sobre corriente.
SISTEMA	Parte activa	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL	MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA		
18	Devanado terciario: El devanado terciario reduce la impedancia del circuito para que la corriente de falla pase fácilmente a tierra.	A	No existe potencia de salida. (salida del transformador)	1	Falla en el banco terciario.	1	Acción del relé diferencial por desbalance, entonces, actúa relé de disparo y bloqueo para disparar interruptores asociados.

SISTEMA	Soportes	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
19	Tanque y tuberías: Contención y circulación de aceite aislante.	A	Perdidas de aceite dieléctrico.	1	Pequeñas pérdidas de aceite dieléctrico en uniones. (soldaduras)	1	Activación de indicador de nivel de aceite (cuba).Desenergización de transformador.
SISTEMA	Soportes	REALIZADA POR:		FECHA			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
20	Conservador: Compensación de variaciones de volumen de aceite.	A	Perdidas de aceite dieléctrico.	1	Pequeñas pérdidas de aceite dieléctrico en uniones. (soldaduras)	1	Activación de indicador de nivel de aceite (tanque de expansión).Desenergización de transformador.
		B	Cambio de color del silica gel.	1	Cambio de color azul a rosado.	1	Perdida de absorción de humedad.

SISTEMA	Soportes	REALIZADA POR:			FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA
21	Estructura Central: Soporte interno del núcleo.	A	Ruidos.	1	Aflojamiento de pernos.	1 Vibraciones.
SISTEMA	Terminales y cableado	REALIZADA POR:			FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA
22	Panel de Control: Control y monitoreo del equipo primario.	A	Existencia de accidentes que involucren al personal.	1	Deformación de la goma de estanqueidad de los paneles de control y terminales de protección.	1 Descarga al hacer contacto con el panel de control.
SISTEMA	Terminales y cableado	REALIZADA POR:			FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFFECTO DE FALLA
23	Caja de Terminales: Recepción de información desde dispositivos de protección.	A	Existencia de accidentes que involucren al equipo y personal.	1	Funcionamiento defectuoso de llaves, anunciadores y lámparas de paneles y seguridad.	1 Dejar sin señales de advertencia en caso de existencia de falla inminente o peligros externos.

				2	Deterioramiento de señales y avisos de seguridad.	2	Posible electrocución del personal que trabaja en las cercanías.
--	--	--	--	---	---	---	--

SISTEMA	Terminales y Cableado	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
24	Cableado: Conducir la corriente desde y hacia el transformador.	B	Existencia de accidentes que involucren al equipo y personal.	1	Conexiones externas flojas o en mal estado.	1	Posible electrocución de personal o derivación en una falla del equipo.
SISTEMA	Regulación de voltaje	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
25	Conmutador de tensiones sin carga (DLTC): Control de tensión manual sin carga.	A	No existe voltaje de salida.	1	Falla en el cambiador de tap's sin carga.	1	Directamente afecta en el plano operativo. Generación de gases por arcos, que podrían hacer actuar al Buchholz.

SISTEMA	Regulación de voltaje	REALIZADA POR:				FECHA	
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA		EFECTO DE FALLA	
26	Conmutador de tensiones bajo carga (OLTC): Control del tensión tanto remota, manual como automáticamente.	A	Voltaje de salida bajo el rango normal. (Exceso de pérdidas)	1	Falla en el cambiador de tap's con carga.	1	Defecto en la transformación de voltaje.
				2	Daño en los terminales del cambiador de tap's.	2	Cortocircuito entre cada paso de los LTC's.

La hoja 2 del AMFE que indica la tarea propuesta y quien la ejecutara.

SISTEMA	Aislación		REALIZADA POR			
N.º Función	N.º M. de Falla	N.º Causa	N.º Efecto	MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)	Periodicidad	Realizada por
1	A	1	1	Verificar composición del aceite dieléctrico.	Anual	Mantenimiento
1	A	2	2	Realizar pruebas de laboratorio del aceite.(FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
1	A	3	3	Prueba de humedad residual.	Anual	Mantenimiento
1	A	4	4	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
1	A	5	5	Verificar estado de inhibidor. (análisis)	Anual	Mantenimiento
1	A	6	6	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento

2	A	1	1	Prueba de humedad residual. Realizar pruebas cromatográficas.	Anual	Mantenimiento
2	A	2	2	Realizar pruebas de laboratorio del aceite .(FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
2	A	3	3	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
3	A	1	1	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento. Medir resistencia de aislamiento.	6 meses	Mantenimiento
3	A	2	2	Verificación de estado de los empaques perdidas de aceite(visual).	Mensual	Mantenimiento
3	A	3	3	Inspección visual.	Mensual	Operación
3	A	4	4	Realizar termografía en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
3	A	5	4	Inspección visual.(estado de los mismos)	Mensual	Operación

3	A	6	6	Verificación de estado de los empaques.	6 meses	Mantenimiento
4	A	1	1	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento. Medir resistencia de aislamiento.	6 meses	Mantenimiento
4	A	2	2	Verificación de estado de los empaques perdidas de aceite.(visual)	Mensual	Operación
4	A	3	3	Inspección visual.	Mensual	Operación
4	A	4	4	Realizar termografía en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
4	A	5	5	Inspección visual (estado de los mismos).	Mensual	Operación
4	A	6	6	Verificación de estado de los empaques.	6 meses	Mantenimiento

(3)Tabla 2- Planilla AMFE Hoja 2 . (7) (Crespo, 2012); (DELAPAZ, 2016) (7)

SISTEMA	Protección y monitoreo		REALIZADA POR		Periodicidad	Ejecutor	
	N.º Función	N.º M. de Falla	N.º Causa	N.º Efecto			MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)
5	A	1	1	1	Verificación diaria de la operación o alarma del relé Buchholz.	Diaria	Operación
5	A	2	2	2	Verificación diaria de la operación o alarma del relé Buchholz.	Diaria	Operación
5	A	3	3	3	Pruebas funcionales de protecciones mecánicas. Verificar funcionamiento.	2 años	Mantenimiento
5	A	4	4	4	Verificar periódicamente estado de los sellos.	6 meses	Mantenimiento

6	A	1	1	Verificar periódicamente si se ha activado.	3 meses	Mantenimiento
6	B	1	1	Pruebas funcionales. Verificar correcto funcionamiento de válvula de alivio.	2 años	Mantenimiento
7	A	1	1	Monitoreo de estado de nivel de aceite (toma de lectura).	Diaria	Operación
7	A	1	1	Realizar Termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
7	A	1	1	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
7	A	2	2	Monitoreo de estado de nivel de aceite. (toma de lectura)	Diaria	Operación
7	A	2	2	Realizar pruebas de laboratorio del aceite. (FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
7	A	3	3	Verificar detalladamente cada 2 años.	2 años	Mantenimiento

7	A	4	4	Monitoreo de estado de nivel de aceite. (toma de lectura)	Diaria	Operación
7	A	4	4	Verificar fugas de aceite en el tanque de expansión.	Semanal	Operación
7	B	1	1	Monitoreo de estado de nivel de aceite.(toma de lectura)	Diaria	Operación
7	B	1	1	Realizar pruebas de laboratorio del aceite. (FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
7	B	2	2	Monitoreo de estado de nivel de aceite.(toma de lectura)	diaria	Operación
7	B	2	2	Inspección visual.(búsqueda de perdidas)	Semanal	Operación
7	C	1	1	Monitoreo de estado de nivel de aceite.(toma de lectura)	Diaria	Operación

7	C	1	1	Realizar termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
7	C	1	1	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
7	C	2	2	Realizar pruebas de laboratorio del aceite.(FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
7	D	1	1	Pruebas funcionales de protecciones mecánicas. Verificar funcionamiento.	2 años	Mantenimiento
8	A	1	1	Verificar temperatura de aceite y devanados.(toma de lectura)	Diaria	Operación
8	A	1	1	Realizar termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
8	A	1	1	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento

8	B	1	1	Verificar temperatura del devanado. (lectura diaria)	Diaria	Operación
8	B	1	1	Realizar termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
8	B	2	2	Pruebas funcionales de protecciones eléctricas. Verificar funcionamiento.	2 años	Mantenimiento
9	A	1	1	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
9	B	1	1	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
9	B	2	2	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento

10	A	1	1	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
10	A	2	2	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento
10	A	3	3	Realizar medición de puesta a tierra.	6 meses	Mantenimiento
10	A	4	4	Realizar medición de puesta a tierra.	6 meses	Mantenimiento
10	B	1	1	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	3 meses	Mantenimiento
10	B	2	2	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
11	A	1	1	Realizar pruebas de laboratorio del aceite. (FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento

11	A	2	2	Realizar pruebas de laboratorio del aceite. (FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
11	A	3	3	Prueba de humedad residual.	Anual	Mantenimiento
11	B	1	1	Verificar funcionamiento del dispositivo de protección. Revisar borneras, contactos y accesorios .	3 meses	Mantenimiento
12	A	1	1	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
12	A	2	2	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
12	B	1	1	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento

13	A	1	1	Realizar inspección visual.(toma de lectura de cantidad de descargas realizadas)	6 meses	Mantenimiento
13	A	2	2	Pruebas eléctricas como factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el pararrayos.	6 meses	Mantenimiento

(3)Tabla 3- Planilla AMFE Hoja 2 . (7) (Crespo, 2012); (DELAPAZ, 2016) (7)

SISTEMA	Refrigeración		REALIZADA POR		Periodicidad	Ejecutor
	N.º Función	N.º M. de Falla	N.º Causa	N.º Efecto		
14	A	1	1	Inspección visual. (libre paso de aire y partículas de corrosión)	Semanal	Operación
14	A	2	2	Análisis del aceite dieléctrico. (sedimentos)	Anual	Mantenimiento
14	A	3	3	Análisis del aceite dieléctrico. (sedimentos)	Anual	Mantenimiento
14	A	5	5	Inspección visual. (búsqueda de pérdidas y corrosión)	Semanal	Operación
14	A	6	6	Inspección visual. (búsqueda de pérdidas y corrosión)	Semanal	Operación

(3)Tabla 4- Planilla AMFE Hoja 2 . (7) (Crespo, 2012); (DELAPAZ, 2016) (7)

SISTEMA	Parte activa		REALIZADA POR		Periodicidad	Ejecutor	
	N.º Función	N.º M. de Falla	N.º Causa	N.º Efecto			MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)
15	A	1	1	1	Medición de la corriente de excitación.	6 meses	Mantenimiento
16	A	1	1	1	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento
16	A	1	1	1	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	6 meses	Mantenimiento
16	A	2	2	2	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento
16	A	2	2	2	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	6 meses	Mantenimiento

16	A	3	3	Registrar temperatura máxima de los 3 devanados, aceite y la temperatura ambiental, diariamente.	6 meses	Mantenimiento
16	B	1	1	Realizar medición de puesta a tierra.	6 meses	Mantenimiento
16	C	1	1	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento.	6 meses	Mantenimiento
16	D	1	1	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	6 meses	Mantenimiento
16	D	2	2	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento.	6 meses	Mantenimiento
16	D	2	2	Termografía.	6 meses	Mantenimiento
16	D	3	3	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	6 meses	Mantenimiento

17	A	1	1	Realizar monitoreo dependiendo del número de descargas registradas en las lecturas del sistema de protección.	6 meses	Mantenimiento
18	A	1	1	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento
SISTEMA	Soportes		REALIZADA POR			
N.º Función	N.º M. de Falla	N.º Causa	N.º Efecto	MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)	Periodicidad	Ejecutor
19	A	1	1	Verificar fugas de aceite en la infraestructura asociada al transformador externo como ductos de aceite, cuba, área de contención de aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas. Revisar estado de la pintura.	Semanal	Operación

20	A	1	1	Verificar fugas de aceite en la infraestructura asociada al transformador externo como es el tanque conservador de aceite dieléctrico. Revisar estado de la pintura .	Semanal	Operación
20	B	1	1	Verificar cada mes.	Mensual	Mantenimiento
21	A	1	1	Verificar existencia de vibraciones.	Anual	Mantenimiento
SISTEMA	Terminales y cableado		REALIZADA POR			
N.º Función	N.º M. de Falla	N.º Causa	N.º Efecto	MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)	Periodicidad	Ejecutor
22	A	1	1	Verificar cierre hermético de gabinetes de control.	3 meses	Mantenimiento

23	A	1	1	Efectuar pruebas funcionales de todos los circuitos de protección. Apretar conexiones de cables de control. Limpiar contactos y borneras.	3 meses	Mantenimiento
23	A	1	1	Termografía anual o cuando denote existencia de puntos calientes.	Anual	Mantenimiento
23	A	2	2	Verificar funcionamiento de las señales de estado y seguridad.	3 meses	Mantenimiento
24	A	1	1	Revisar estado de terminales y cableado en general.	3 meses	Mantenimiento
24	A	1	1	Termografía anual o cuando denote existencia de puntos calientes.	Anual	Mantenimiento

(3)Tabla 5- Planilla AMFE Hoja 2 . (7) (Crespo, 2012); (DELAPAZ, 2016) (7)

SISTEMA	Regulación de voltaje		REALIZADA POR		Periodicidad	Ejecutor	
	N.º Función	N.º M. de Falla	N.º Causa	N.º Efecto			MODO DE CONTROL (Tarea propuesta)
25	A	1	1	1	Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones sin carga. (DLTC)	6 meses	Mantenimiento
26	A	1	1	1	Revisar número de operaciones del equipo. (si tuviera control de tensión automático) Revisar el conjunto de contactos tanto fijos como móviles.	Diaria	Operación
26	A	1	1	1	Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones bajo carga (OLTC).Prueba de relación de transformación TTR. Revisar la unidad de filtrado del OLTC. Inspección y limpieza del Di ruptor del OLTC. Probar funcionamiento de mando motor y mecanismo del OLTC.(Si lo tuviera).Realizar termografía. Revisar nivel del aceite.	6 meses	Mantenimiento

26	A	1	1	Realizar pruebas en el aceite.	Anual	Mantenimiento
26	A	2	2	Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones bajo carga (OLTC) .	6 meses	Mantenimiento

(3)Tabla 6- Planilla AMFE Hoja 2 . (7) (Crespo, 2012); (DELAPAZ, 2016) (7)

Con la planilla del AMFE completada procederemos a completar la planilla de decisión .

SISTEMA			Aislación					1	HOJA N.º			FECHA				
ITEM			Aceite dieléctrico					1	DE			FACILITADOR				
INFORMACION DE REFERENCIA			Tipo de consecuencia					Tipo de tareas					Descripción de las tareas propuestas	Frecuencia inicial	Ejecutor	
			Oculto	Seguridad	Ambiente	Operacional	No Operacional	Basada en Condición. (PdM)	Cíclica Detectivas PM	Operar hasta Falla (RTF)	Búsqueda de Falla	Rediseño				N.º
F	FF	MF														
1	A	1	x							x			SN	Verificar composición del aceite dieléctrico.	Anual	Mantenimiento
1	A	1				x							PF	Tratamiento de aislante líquido. Reemplazo de este.		Mantenimiento
1	A	2	x					x					SN	Realizar pruebas de laboratorio del aceite .(FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento

1	A	2	x								x		D	Realizar seguimiento. Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
1	A	2					x						PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.		Mantenimiento
1	A	3	x						X				SN	Prueba de humedad residual.	Anual	Mantenimiento
1	A	3											D	Realizar seguimiento. Contrastar con cromatografía.	3 meses	Mantenimiento
1	A	3											PF	Sustitución o reacondicionamiento del aceite. Verificar contenido de humedad en papel.		Mantenimiento
1	A	4	X										SN	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
1	A	4											D	Realizar seguimiento. Considerar pruebas Físico y Químico. Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento

1	A	4							X				PF	De existir, drenado de agua libre. Tratamiento del aceite.		Mantenimiento
1	A	5	X					X					SN	Verificar estado de inhibidor. (análisis)	Anual	Mantenimiento
1	A	5							X				PF	Tratamiento de aislante líquido. Reemplazo de este.		
1	A	6	X					X					SN	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
1	A	6									X		D	Considerar pruebas Físico y Químico. Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
1	A	6							X				PF	De existir, drenado de agua libre. Tratamiento del aceite.		Mantenimiento

(3) Tabla 7 Planilla de decisión . (7) (Crespo, 2012) ; (DELAPAZ, 2016)

ITEM		Papel aislante							2	HOJA N.º				FACILITADOR	
2	A	1	X					X				SN	Prueba de humedad residual. Realizar pruebas cromatográficas.	Anual	Mantenimiento
2	A	1								X		D	Contrastar con cromatografía.	3 meses	Mantenimiento
2	A	1						X				PF	Sustitución o reacondicionamiento del aceite. Verificar contenido de humedad en papel.		Mantenimiento
2	A	2	X					X				SN	Realizar pruebas de laboratorio del aceite .(FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
2	A	2				x				X		D	Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento

2	A	2						X				PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.		Mantenimiento
2	A	3	X					X				SN	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
2	A	3				x					X	D	Considerar pruebas Físico y Químico. Considerar pruebas cromatográficas.	6 meses	Mantenimiento
2	A	3				x		X				PF	De existir, drenado de agua libre. Tratamiento del aceite.		Mantenimiento
ITEM		Bushings							3	HOJA N.º			FACILITADOR		
3	B	1				X		X				SN	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento. Medir resistencia de aislamiento.	6 meses	Mantenimiento
3	B	1								X		D	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias.	3 meses	Mantenimiento

3	B	1						X					PF	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias. Realizar termografías. Reemplazo del Bushings.		Mantenimiento
3	B	2	X				X						SN	Verificación de estado de los empaques perdidas de aceite(visual).	Mensual	Mantenimiento
3	B	2						X					PF	Estado de los empaques deteriorados remplazo de estos.		
3	B	3				X	X						SN	Inspección visual.	Mensual	Mantenimiento
3	B	3						X					PF	Cambio de color . Reemplazo de este Bushings.		
3	B	4				X	X						SN	Realizar termografía en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
3	B	4								X			D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
3	B	4						X					PF	Verificar la causa del punto caliente. Reajuste o reposición de juntas y conexiones flojas.		Mantenimiento

3	B	5		X				X					SN	Inspección visual (estado de estos).	Mensual	Mantenimiento
3	B	5							X				PF	Limpieza de los pasa tapas/aisladores.	Anual	Mantenimiento
3	B	6				X		X					SN	Verificación de estado de los empaques.	6 meses	Mantenimiento
3	B	6							X				PF	Estado de los empaques deteriorados remplazo de estos.		Mantenimiento
ITEM		Aisladores de porcelana tales como manguitos, descargadores, aisladores de soporte.									4	HOJA N.º		FACILITADOR		
4	A	1		X					X				SN	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento. Medir resistencia de aislamiento.	6 meses	Mantenimiento
4	A	1								X			D	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias.	3 meses	Mantenimiento

4	A	1						X					PF	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias. Realizar termografías. Reemplazo de partes deterioradas.		Mantenimiento
4	A	2				X		X					SN	Verificación de estado de los empaques perdidas de aceite(visual).	Mensual	Operación
4	A	2											PF	Estado de los empaques deteriorados remplazo de estos.		Mantenimiento
4	A	3				X		X					SN	Inspección visual.	Mensual	Mantenimiento
4	A	3						X					PF	Cambio de color . Reemplazo de las partes dañadas.		
4	A	4				X		X					SN	Realizar termografía en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
4	A	4								X			D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento

4	A	4						X					PF	Verificar la causa del punto caliente. Reajuste o reposición de juntas y conexiones flojas.		Mantenimiento
4	A	5				X		X					SN	Inspección visual (estado de estos).	Mensual	Operación
4	A	5						X					PF	Limpieza de los pasa tapas/aisladores.	Anual	Mantenimiento
4	A	6				X		X					SN	Verificación de estado de los empaques.	6 meses	Operación
4	A	6						X					PF	Estado de los empaques deteriorados remplazo de estos.		Mantenimiento

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad.

SISTEMA			Protección y monitoreo					2	HOJA N.º			FECHA				
ITEM			Relé Buchholz					5	DE			FACILITADOR				
INFORMACION DE REFERENCIA			Tipo de consecuencia					Tipo de tareas					Descripción de las tareas propuestas	Frecuencia inicial	Ejecutor	
			Oculto	Seguridad	Ambiente	Operacional	No Operacional	Basada en Condición. (PdM)	Cíclica Detectivas PM	Operar hasta Falla (RTF)	Búsqueda de Falla	Rediseño				N.º
F	FF	MF														
5	A	1	X					X					SN	Verificación diaria de la operación o alarma del relé Buchholz.	Diaria	Operación

5	A	1													PF	Realizar cromatografía de gases. Contrastar con análisis de tasa de crecimiento de gases. Contrastar con pruebas Físico Químico. Cambio o tratamiento del aceite.	Anual	Mantenimiento
5	A	2	X						X						SN	Verificación diaria de la operación o alarma del relé Buchholz.	Diaria	Operación
5	A	2													PF	Realizar cromatografía de gases. Contrastar con análisis de tasa de crecimiento de gases. Contrastar con pruebas Físico Químico. Cambio o tratamiento del aceite.	Anual	Mantenimiento
5	A	3	X						X						SN	Pruebas funcionales de protecciones mecánicas. Verificar funcionamiento.	2 años	Mantenimiento
5	A	3													PF	Recalibrar inmediatamente.		Mantenimiento

5	A	4				X		X					SN	Verificar periódicamente estado de los sellos.	6 meses	Mantenimiento
5	A	4							X				PF	Estado de los empaques deteriorados remplazo de estos.		Mantenimiento
ITEM		Dispositivo de alivio de presión								6	HOJA N.º			FACILITADOR		
6	A	1		X		X		X					SN	Verificar periódicamente si se ha activado.	3 meses	Mantenimiento
6	B	1		X		X		X					SN	Pruebas funcionales. Verificar correcto funcionamiento de válvula de alivio.	2 años	Mantenimiento
6	B	1							X				PF	Recalibrar inmediatamente.		Mantenimiento
ITEM		Indicador de nivel de aceite								7	HOJA N.º			FACILITADOR		
7	A	1		X		X		X					SN	Monitoreo de estado de nivel de aceite (toma de lectura).	Diaria	Operación
7	A	1						X					SN	Realizar Termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento

7	A	1									X		D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
7	A	1							X				PF	Verificar la causa del punto caliente. Contrastar con pruebas eléctricas y FQ.		
7	A	1						X					SN	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
7	A	1									X		D	Realizar seguimiento. Considerar pruebas Físico y Químico. Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
7	A	1							X				PF	De existir, drenado de agua libre. Tratamiento del aceite.		Mantenimiento
7	A	2		X		X		X					SN	Monitoreo de estado de nivel de aceite (toma de lectura).	Diaria	Operación
7	A	2						X					SN	Realizar pruebas de laboratorio del aceite (FQ, Cromatografía).	Anual	Mantenimiento
7	A	2									X		D	Considerar pruebas cromatográficas.	6 meses	Mantenimiento

7	A	2							X					PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.		Mantenimiento
7	A	2						X						SN	Verificar fugas de aceite en el tanque de expansión . Comparar con la curva de nivel temperatura con la de carga. Ajustar el nivel de aceite.		Mantenimiento
7	A	2							X					PF	Comparar con la curva de nivel temperatura. Ajustar el nivel de aceite.		Mantenimiento
7	A	3		X		X		X						SN	Monitoreo de estado de nivel de aceite (toma de lectura).	Diaria	Operación
7	A	3						X						SN	Verificar detalladamente cada 2 años.	2 años	Operación
7	A	3							X					PF	Comparar con la curva nivel/temperatura. Ajustar el nivel de aceite.		Mantenimiento

7	A	4			X	X		X					SN	Monitoreo de estado de nivel de aceite. (toma de lectura)	Diaria	Operación
7	A	4						X					SN	Verificar fugas de aceite en el tanque de expansión.	Semanal	Mantenimiento
7	A	4							X				PF	Comparar con la curva nivel/temperatura. Ajustar el nivel de aceite.		Mantenimiento
7	B	1		X		X		X					SN	Monitoreo de estado de nivel de aceite .(toma de lectura)	Diaria	Operación
7	B	1						X					SN	Realizar pruebas de laboratorio del aceite .(FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
7	B	1									X		D	Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
7	B	1							X				PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.		Mantenimiento

7	B	2			X	X		X						SN	Monitoreo de estado de nivel de aceite (toma de lectura).	diaria	Operación
7	B	2						X						SN	Inspección visual.(búsqueda de perdidas)	Semanal	Operación
7	B	2							X					PF	Comparar con la curva nivel/temperatura. Ajustar el nivel de aceite.		Mantenimiento
7	C	1		X		X		X						SN	Monitoreo de estado de nivel de aceite .(toma de lectura)	Diaria	Operación
7	C	1						X						SN	Realizar termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
7	C	1									X			D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
7	C	1							X					PF	Verificar la causa del punto caliente. Contrastar con pruebas eléctricas y FQ.		Mantenimiento
7	C	1						X						SN	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento

7	C	1									X		D	Considerar pruebas Físico y Químico. Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
7	C	1								X			PF	De existir, drenado de agua libre. Tratamiento del aceite.		Mantenimiento
7	C	2		X		X		X					SN	Realizar pruebas de laboratorio del aceite. (FQ, Cromatografía)	Anual	Mantenimiento
7	C	2									X		D	Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
7	C	2								X			PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.		Mantenimiento
7	D	1		X		X		X					SN	Pruebas funcionales de protecciones mecánicas. Verificar funcionamiento.	2 años	Mantenimiento
7	D	1								X			PF	Recalibrar inmediatamente.		Mantenimiento
ITEM	Sensor de temperatura										8	HOJA N.º		FACILITADOR		

8	A	1		X	X	X							SN	Verificar temperatura de aceite y devanados.(toma de lectura).	Diaria	Operación
8	A	1					X						SN	Realizar termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
8	A	1								X			D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
8	A	1						X					PF	Verificar la causa del punto caliente. Reajuste de conexiones flojas. Contrastar con pruebas eléctricas y FQ.		Mantenimiento
8	A	1					X						SN	Realizar pruebas de rigidez dieléctrica del aceite.	Anual	Mantenimiento
8	A	1								X			D	Considerar pruebas Físico y Químico. Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
8	A	1						X					PF	De existir, drenado de agua libre. Tratamiento del aceite.		Mantenimiento
8	B	1		X	X	X							SN	Verificar temperatura del devanado (lectura diaria).	Diaria	Operación

8	B	1						X					SN	Realizar termografía infrarroja en busca de puntos calientes.	6 meses	Mantenimiento
8	B	1								X			D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
8	B	1							X				PF	Verificar la causa del punto caliente. Reajuste o reposición de grapas y reajuste de junturas y conexiones flojas. Contrastar con pruebas eléctricas y FQ.		Mantenimiento
8	B	2		X		X		X					SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
8	B	2							X				PF	Inspeccionar y reemplazar el dispositivo de comunicación, en mal estado.		Mantenimiento
ITEM	Relé diferencial									9	HOJA N.º		FACILITADOR			

9	A	1	X					X						SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
9	A	1							X					PF	Recalibrar inmediatamente.		Mantenimiento
9	B	1				X		X						SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
9	B	1							X					PF	Recalibrar inmediatamente.		
9	B	2		X		X		X						SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento

9	B	2							X					PF	Inspeccionar y reemplaza los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios en mal estado. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes. Apretar conexiones de cables de control.		Mantenimiento
ITEM		Relé de sobrecarga y de falla de puesta a tierra								10	HOJA N.º				FACILITADOR		
10	A	1				X		X						SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
10	A	1							X					PF	Recalibrar inmediatamente.		Mantenimiento
10	A	2	X			X		X						SN	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento

10	A	2								X		D	Realizar seguimiento. Verificar precisión de equipo de prueba. Verificar operación de conmutadores.	3 meses	Mantenimiento
10	A	2							X			PF	Realizar mantenimiento de los arrollamientos del núcleo. Realizar mantenimiento en el cambiador de tap's.		Mantenimiento
10	A	3	X			X		X				SN	Realizar medición de puesta a tierra.	6 meses	Mantenimiento
10	A	3							X			PF	Revisar el conjunto de contactos tanto fijos como móviles.		Mantenimiento
10	A	4						X				SN	Realizar medición de puesta a tierra.	6 meses	Mantenimiento
10	A	4							X			PF	Revisar el conjunto de contactos tanto fijos como móviles.		Mantenimiento
10	B	1		X		X		X				SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento

10	B	1							X					PF	Inspeccionar y reemplaza los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios en mal estado. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes. Apretar conexiones de cables de control.		Mantenimiento
10	B	2		X		X		X						SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
10	B	2							X					PF	Recalibrar inmediatamente.		Mantenimiento
ITEM		Relé de presión súbita								11	HOJA N.º				FACILITADOR		
11	A	1		X		X		X						SN	Realizar pruebas de laboratorio del aceite (FQ, Cromatografía).	Anual	Mantenimiento

11	A	1									X		D	Considerar pruebas cromatográficas.	3 meses	Mantenimiento
11	A	1							X				PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.		Mantenimiento
11	A	2		X		X		X					SN	Realizar pruebas de laboratorio del aceite (FQ, Cromatografía).	Anual	Mantenimiento
11	A	2									X		D	Considerar pruebas cromatográficas.		
11	A	2							X				PF	Realizar contraste con valores históricos. Tratamiento de aislante líquido.		
11	A	3	X					X					SN	Prueba de humedad residual.	Anual	Mantenimiento
11	A	3									X		D	Realizar seguimiento. Contrastar con cromatografía.	3 meses	Mantenimiento

11	A	3							X					PF	Sustitución o reacondicionamiento del aceite. Verificar contenido de humedad en papel.		Mantenimiento
11	B	1		X		X			X					SN	Pruebas funcionales de protecciones eléctricas. Verificar funcionalidad	2 años	Mantenimiento
11	B	1							X					PF	Recalibrar inmediatamente.		Mantenimiento
ITEM		Relé de sobre corriente								12	HOJA N.º				FACILITADOR		
12	A	1		X		X			X					SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas	2 años	Mantenimiento

12	A	1								X					PF	Inspeccionar y reemplaza los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios en mal estado. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes. Apretar conexiones de cables de control.		Mantenimiento
12	A	2		X		X					X				SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
12	A	2									X				PF	Inspeccionar y reemplaza los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios en mal estado. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes. Apretar conexiones de cables de control.		Mantenimiento

12	B	1		X		X		X						SN	Verificar funcionamiento correcto de alarmas y disparos de los esquemas de protecciones eléctricas.	2 años	Mantenimiento
12	B	1												PF	Inspeccionar y reemplaza los dispositivos de protección, comunicación, borneras, contactos y accesorios en mal estado. Reajuste de conexionado de puesta a tierra. Verificar hermeticidad y calefacción de los gabinetes. Apretar conexiones de cables de control.		Mantenimiento
ITEM		Pararrayos									13	HOJA N.º			FACILITADOR		
13	A	1		X		X		X						SN	Realizar inspección visual. (toma de lectura de cantidad de descargas realizadas)	6 meses	Mantenimiento

13	A	1							X					PF	Pruebas eléctricas como factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el pararrayos.		Mantenimiento
13	A	2		X		X		X						SN	Realizar inspección visual .(toma de lectura de cantidad de descargas realizadas)	6 meses	Mantenimiento
13	A	2							X					PF	Pruebas eléctricas como factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el pararrayos.		Mantenimiento

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad.

SISTEMA			Parte activa					4	HOJA N.º		FECHA					
ITEM			Núcleo					15	DE		FACILITADOR					
INFORMACION DE REFERENCIA			Tipo de consecuencia					Tipo de tareas					Descripción de las tareas propuestas	Frecuencia inicial	Ejecutor	
			Oculto	Seguridad	Ambiente	Operacional	No Operacional	Basada en Condición. (PdM)	Cíclica Detectivas PM	Operar hasta Falla (RTF)	Búsqueda de Falla	Rediseño				N.º
F	FF	MF														
15	A	1		X		X		X					SN	Medición de la corriente de excitación.	6 meses	Mantenimiento
15	A	1								X			D	Realizar seguimiento. Contrastar con otras pruebas, principalmente SFRA.	3 meses	Mantenimiento

15	A	1							X				PF	Contrastar con otras pruebas, principalmente SFRA. Mantenimiento aislamiento del núcleo.		Mantenimiento
ITEM		Devanados primario y secundario								16	HOJA N.º DE			FACILITADOR		
16	A	1	X						X				SN	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento
16	A	1										X	D	Verificar precisión de equipo de prueba. Verificar operación de conmutadores.	3 meses	Mantenimiento
16	A	1							X				PF	Realizar mantenimiento de los arrollamientos del núcleo. Realizar mantenimiento en el cambiador de tap's.		Mantenimiento
16	A	1							X				SN	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión	6 meses	Mantenimiento
16	A	1										X	D	Verificar puntos calientes.	3 meses	Mantenimiento

16	A	1						X				PF	Realizar termografía. Verificar valor de resistencia de contactos de LTC's. Reajustar conexiones flojas.		Mantenimiento
16	A	2	X					X				SN	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento
16	A	2								X		D	Verificar precisión de equipo de prueba. Verificar operación de conmutadores.	3 meses	Mantenimiento
16	A	2						X				PF	Realizar mantenimiento de los arrollamientos del núcleo. Realizar mantenimiento en el cambiador de tap's.		Mantenimiento
16	A	2	X					X				SN	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	6 meses	Mantenimiento
16	A	2								X		D	Verificar puntos calientes.	3 meses	Mantenimiento
16	A	2						X				PF	Realizar termografía. Verificar valor de resistencia de contactos de LTC's. Reajustar conexiones flojas.		Mantenimiento

16	A	3	X					X					SN	Registrar temperatura máxima de los 3 devanados, aceite y la temperatura ambiental, diariamente.	6 meses	Mantenimiento
16	A	3							X				PF	Verificar que la temperatura observada corresponda a la corriente o potencia registrada. Realizar pruebas eléctricas, FQ, termografías.		Mantenimiento
16	B	1				X		X					SN	Realizar medición de puesta a tierra.	6 meses	Mantenimiento
16	B	1							X				PF	Reajuste o reposición de borneras y elementos internos.		Mantenimiento
16	C	1	X					X					SN	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento.	6 meses	Mantenimiento

16	C	1								X		D	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias. Realizar termografías.	3 meses	Mantenimiento
16	C	1							X			PF	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencia. Realizar termografías. Tratamiento del aceite y de la celulosa.		Mantenimiento
16	D	1	X					X				SN	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	6 meses	Mantenimiento
16	D	1								X		D	Realizar un seguimiento. Realizar un análisis de tendencias. Contrastar con otras pruebas.	3 meses	Mantenimiento
16	D	1							X			PF	Realizar un análisis de tendencias. Contrastar con otras pruebas. En extremo, mantenimiento de los devanados y núcleo.		Mantenimiento

16	D	2	X					X					SN	Prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia en el aislamiento.	6 meses	Mantenimiento
16	D	2									X		D	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencias. Realizar termografías.	3 meses	Mantenimiento
16	D	2							X				PF	Contrastar con otras pruebas. Verificar tendencia. Realizar termografías. Tratamiento del aceite y de la celulosa.		Mantenimiento
16	D	2				X		X					SN	Termografía.	6 meses	Mantenimiento
16	D	2									X		D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
16	D	2							X				PF	Verificar la causa del punto caliente. Contrastar con pruebas eléctricas y FQ.		Mantenimiento
16	D	3	X					X					SN	Prueba de resistencia óhmica a devanados de alta y baja tensión.	6 meses	Mantenimiento

16	D	3								X		D	Realizar un seguimiento. Realizar un análisis de tendencias. Contrastar con otras pruebas.	3 meses	Mantenimiento
16	D	3									X	PF	Realizar un análisis de tendencias. Contrastar con otras pruebas. En extremo, mantenimiento de los devanados y núcleo.		Mantenimiento
ITEM		Transformadores de corriente								17	HOJA N.º			FACILITADOR	
17	A	1	X									SN	Realizar monitoreo dependiendo del número de descargas registradas en las lecturas del sistema de protección.	6 meses	Mantenimiento
17	A	1									X	PF	Registrar corriente de saturación. Realizar Termografía. Evita que una falla en el funcionamiento de los TC's que implique error en las lecturas del sistema de protección.		Mantenimiento

ITEM		Devanado terciario							18	HOJA N.º			FACILITADOR	
18	A	1	X					X			SN	Prueba de relación de transformación TTR.	6 meses	Mantenimiento
18	A	1							X		D	Verificar precisión de equipo de prueba. Verificar operación de conmutadores.	3 meses	Mantenimiento
18	A	1						X			PF	Realizar mantenimiento de los arrollamientos del núcleo. Realizar mantenimiento en el cambiador de tap's.		Mantenimiento

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad.

SISTEMA			Soportes					5	HOJA N.º				FECHA			
ITEM			Tanque y tuberías					19	DE				FACILITADOR			
INFORMACION DE REFERENCIA			Tipo de consecuencia					Tipo de tareas					Descripción de las tareas propuestas	Frecuencia inicial	Ejecutor	
			Oculto	Seguridad	Ambiente	Operacional	No Operacional	Basada en Condición. (PdM)	Cíclica Detectivas PM	Operar hasta Falla (RTF)	Búsqueda de Falla	Rediseño				N.º
F	FF	MF														
19	A	1			X	X		X					SN	Verificar fugas de aceite en la infraestructura asociada al transformador externo como ductos de aceite, cuba, área de contención de aceite derramado, tubería de drenaje hacia el sistema de aguas aceitosas. Revisar estado de la pintura .	Semanal	Operación

19	A	1							X				PF	Remover óxido y volver a pintar las partes que estén afectadas.		Mantenimiento
ITEM		Conservador								20	HOJA N.º			FACILITADOR		
20	A	1			X	X		X					SN	Verificar fugas de aceite en la infraestructura asociada al transformador externo como es el tanque conservador de aceite dieléctrico. Revisar estado de la pintura .	Semanal	Operación
20	A	1							X				PF	Remover óxido y volver a pintar las partes que estén afectadas.		Mantenimiento
20	B	1				X		X					SN	Verificar cada mes.	Mensual	Operación
20	B	1							X				PF	Revisar coloración de silica gel. Si es rosado 2/3 del total, secarla o reemplazarla. Si la parte superior es rosa, detectar y reparar la pérdida que lo provocó.		
ITEM		Estructura central								21	HOJA N.º			FACILITADOR		

21	A	1				X		X					SN	Verificar existencia de vibraciones.	Anual	Mantenimiento
21	A	1							X				PF	Realizar pruebas eléctricas para verificar causas de las vibraciones. Ajuste de la parte activa del transformador. Evita vibraciones excesivas que pueden causar una falla directa en el núcleo.		Mantenimiento

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad.

SISTEMA			Terminales y cableado					6	HOJA N.º			FECHA			
ITEM			Panel de control					22	DE			FACILITADOR			
INFORMACION DE REFERENCIA			Tipo de consecuencia					Tipo de tareas					Descripción de las tareas propuestas	Frecuencia inicial	Ejecutor
			Oculto	Seguridad	Ambiente	Operacional	No Operacional	Basada en Condición. (PdM)	Cíclica Detectivas PM	Operar hasta Falla (RTF)	Búsqueda de Falla	Rediseño			
F	FF	MF													
22	A	1		X		X						SN	Verificar cierre hermético de gabinetes de control.	3 meses	Mantenimiento
22	A	1										PF	Deformación de la goma de estanqueidad de los paneles de control		

ITEM		Caja de terminales								23	HOJA N.º		FACILITADOR		
23	A	1		X		X		X				SN	Efectuar pruebas funcionales de todos los circuitos de protección. Apretar conexiones de cables de control. Limpiar contactos y borneras.	3 meses	Mantenimiento
23	A	1							X			PF	Reemplazo por falla.		Mantenimiento
23	A	1				X		X				SN	Termografía anual o cuando denote existencia de puntos calientes.	Anual	Mantenimiento
23	A	1								X		D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
23	A	1							X			PF	Verificar la causa del punto caliente. Reajuste de conexiones flojas. Reemplazo de partes defectuosas.		Mantenimiento
23	A	2				X		X				SN	Verificar funcionamiento de las señales de estado y seguridad.	3 meses	Operación

23	A	2							X					PF	Verificar estado de señales visibles y avisos de seguridad. Reemplazo de partes defectuosas.		Mantenimiento
ITEM		Cableado									24	HOJA N.º			FACILITADOR		
24	A	1		X		X								SN	Revisar estado de terminales y cableado en general (incluye bulones de conexión). Limpiar contactos y borneras. Apretar conexiones de cables de control.	3 meses	Mantenimiento
24	A	1							X					SN	Termografía anual o cuando denote existencia de puntos calientes.	Anual	Mantenimiento
24	A	1									X			D	Realizar seguimiento.	2 meses	Mantenimiento
24	A	1							X					PF	Verificar la causa del punto caliente. Reajuste de conexiones flojas. Reemplazo de partes defectuosas.		Mantenimiento

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad.

SISTEMA			Regulación de voltaje					7	HOJA N.º			FECHA				
ITEM			Conmutador de tensiones sin carga (DLTC)					25	DE			FACILITADOR				
INFORMACION DE REFERENCIA			Tipo de consecuencia					Tipo de tareas					Descripción de las tareas propuestas	Frecuencia inicial	Ejecutor	
			Oculto	Seguridad	Ambiente	Operacional	No Operacional	Basada en Condición. (PdM)	Cíclica Detectivas PM	Operar hasta Falla (RTF)	Búsqueda de Falla	Rediseño				N.º
F	FF	MF														
25	A	1		X		X		X					SN	Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones sin carga (DLTC).	6 meses	Mantenimiento

25	A	1							X					PF	Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo.		Mantenimiento
ITEM		Conmutador de tensiones con carga (OLTC)								26	HOJA N.º				FACILITADOR		
26	A	1					X		X					SN	Revisar número de operaciones del equipo. Revisar el conjunto de contactos tanto fijos como móviles.	Diaria	Operación
26	A	1							X					SN	Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones bajo carga (OLTC) . Prueba de relación de transformación TTR. Revisar la unidad de filtrado del OLTC. Inspección y limpieza del Di ruptor del OLTC. Probar funcionamiento de mando motor y mecanismo del OLTC.(Si lo tuviera).Realizar termografía. Revisar nivel del aceite.	6 meses	Mantenimiento
26	A	1							X					SN	Realizar pruebas en el aceite.	Anual	Mantenimiento

26	A	1							X					PF	Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo. Realizar un ajuste de conjunto. Reemplazar las partes en las que se denote desgaste excesivo. (mando motor y mecanismo del OLTC.)		Mantenimiento
26	A	2	X			X		X						SN	Probar funcionamiento del conmutador de derivaciones bajo carga (OLTC) .	6 meses	Mantenimiento
26	A	2							X					PF	Prueba de relación de transformación TTR. Prueba de resistencia óhmica.		Mantenimiento

SN: Sin novedad, es decir, que los resultados de la prueba o inspección se encuentran dentro de los límites permisibles.

D: Dudoso, es decir que los resultados de las pruebas se acercan peligrosamente a los límites o en su defecto, el resultado de la prueba carece de soporte o es inconsistente.

PF: Posible falla, es decir, que el resultado de la prueba está fuera de los límites, alta probabilidad.

CONCLUSIONES

El plan de mantenimiento predictivo a transformadores de potencia desarrollado en este informe permite determinar cuál es el estado de este activo, información importante que permite a la empresa distribuidora poder operar la red con menor incertidumbre o lo que es lo mismo mayor grado de confiabilidad. Los análisis de aceite dieléctrico, termografías nos determinarían las tareas que se deberá realizar en el mismo.

También se contempla un mantenimiento preventivo orientado a poder controlar punto caliente, humedad, oxígeno y contaminación al sistema de aislamiento del transformador.

Entonces este tipo de mantenimiento en definitiva también busca alargar la vida útil del activo.

REFERENCIAS

(1) (Cooperativa de Servicios Públicos Quebracho Limitada | Cooperativa de Servicios Públicos para la distribución de Energía Eléctrica (cooperativaquebracho.com), s.f.)

(2) (Google Earth)

(3) (www.cier.org.uy/, 2012) (CIER, 2012)

(4) (Estándar SAE JA1011 (SAE 2009), 2009)

(5) (AJPE, 2022)

(6) (Moubray, Año 1997); (DELAPAZ, 2016)

(7) (Crespo, 2012); (DELAPAZ, 2016)

