

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA



**APLICACIÓN IEEE STD-493 Y DOCUMENTACIÓN DE REGISTROS PARA
RECOMENDAR ACCIONES DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN LAGEO, BERLÍN**

PRESENTADO POR:

**MARIO ALBERTO MENA ARGUETA
JORGE ARMANDO MERINO GUERRERO**

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:
INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 2020

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR:

MSC. ROGER ARMANDO ARIAS ALVARADO

SECRETARIO GENERAL:

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO:

PhD. EDGAR ARMANDO PEÑA FIGUEROA

SECRETARIO:

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR
FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título:

**APLICACIÓN IEEE STD-493 Y DOCUMENTACIÓN DE REGISTROS
PARA RECOMENDAR ACCIONES DE MANTENIMIENTO CENTRADO
EN CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN LAGEO, BERLÍN**

Presentado por:

**MARIO ALBERTO MENA ARGUETA
JORGE ARMANDO MERINO GUERRERO**

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. NUMA POMPILIO JIMÉNEZ

SAN SALVADOR, FEBRERO DE 2020

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor:

ING. NUMA POMPILIO JIMÉNEZ

AGRADECIMIENTOS

Agradezco de corazón a mi Madre que incansablemente me apoyó para seguir estudiando a mi papá el cual siempre me apoyó en buenas y malas.

A todos mis queridos compañeros de la Escuela de Ingeniería Eléctrica y todos los valiosos momentos que vivimos estudiando, a mis queridos e irremplazables hermanos y hermanas de la 4ta. Comunidad del Camino Neocatecumenal de El Calvario Santa Tecla que me acompañaron y apoyaron durante toda mi carrera.

A mi amada abuelita María Ester, mis tías Martha, Anita y Lucy y toda mi familia Argueta los cuales siempre han estado para mí, a Ceci una grandísima persona con un corazón muy noble que siempre me ayudo desde pequeño, a mi Tío Mario de Jesús Mena que me ayudó de forma desinteresada durante toda mi carrera.

A niña Reinita sin la cual nada de esto sería posible y es un elemento fundamental e invaluable de la Escuela de Ingeniería Eléctrica.

Finalmente a Dios El cual siempre me acompañó y nunca me abandono durante la carrera.

Mario Alberto Mena Argueta

AGRADECIMIENTOS

Agradecer primeramente a Dios y la Virgen de Guadalupe por permitirme cumplir este logro con éxito y así poder superarme en la vida así como por la bendición de conocer personas que me apoyaron en esta carrera.

A mis padres, José Benedicto Merino Muñoz y María de la Cruz Guerrero de Merino, por su esfuerzo e inalcanzable apoyo en toda mi vida y en especial en mi carrera universitaria, sin ellos no hubiese sido posible esta meta y por eso les agradezco mucho, parte de este logro es suyo.

A mis abuelos Jorge Guerrero y Teresa Campos por su cariño y apoyo así como también a mis hermanos Patricia, Luis y Elva que me echaron la mano en todo momento y mostraron siempre las buenas vibras. A mis demás familiares tíos, tías, primos y primas. A la familia Espinoza Merino por el apoyo en mi cambio de facultad y la ayuda que me brindaron.

A la Central Geotérmica LaGeo de Berlín, por la oportunidad dada para el trabajo de graduación y así poder aprender y poner en práctica los conocimientos adquiridos.

Agradezco a todos los ingenieros que compartieron sus conocimientos y lo que nos enseñaron en lo largo de la carrera, también agradezco a Reina Vides, secretaria de la escuela de ingeniería eléctrica gracias por todo el apoyo brindado y sin su ayuda no podríamos hacer esto posible.

Agradezco al grupo de amigos (Proyecto T) Iván Urbina, Jesús Díaz, Fidel Cortez y Rubén Miranda por su fiel apoyo como compañeros y amigos que en las buenas y en las malas demostraron, a mis demás compañeros y colegas Eliseo Gómez, Erick Acosta, Juan Erazo y Ernesto Membreño. Así como también a la Asociación de Estudiantes de Ingeniería Eléctrica ASEIE e IEEE por la ayuda brindada en todo este proceso académico.

A mis amigos de Berlín con los que emprendí esta carrera y que mostraron siempre su apoyo, Agradezco al Lic. Carlos Ernesto Mora por los consejos y apoyo en la parte más crucial de la carrera.

Finalmente gracias a todas las personas que nos ayudaron en este proceso, cada quien apporto su granito de arena para cumplir esta meta.

Gracias.

Jorge Armando Merino Guerrero

NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, martes 28 de enero 2020, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 5:00 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director
2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

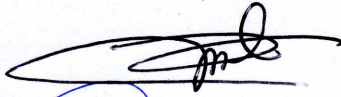

Firma



Firma




Y, con el Honorable Jurado de Evaluación integrado por las personas siguientes:

- ING. NUMA POMPILIO JIMENEZ CORTEZ
(Docente Asesor)
- ING. ARMANDO MARTINEZ CALDERÓN
- MSC. LUIS ROBERTO CHEVEZ PAZ


Firma


Firma


Firma

Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

APLICACIÓN DE ESTÁNDAR IEEE STD-493 Y DE DOCUMENTACIÓN DE REGISTROS PARA RECOMENDAR ACCIONES DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD DE LA SUBESTACIÓN LAGEO BERLÍN

A cargo de los Bachilleres:

- MENA ARGUETA MARIO ALBERTO
- MERINO GUERRERO JORGE ARMANDO

Habiendo obtenido en el presente Trabajo una nota promedio de la defensa final: 8.8

(Ocho puntos ocho)

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	6
OBJETIVOS	7
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	8
JUSTIFICACIÓN	9
RESUMEN	10
CAPITULO I	11
DEFINICIONES E INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD Y MANTENIMIENTO DE CLASE MUNDIAL	11
1.1 Definición de la Confiabilidad.....	11
1.2 Definición de Mantenimiento centrado en la confiabilidad.....	11
1.3 Historia del Mantenimiento centrado en la confiabilidad	12
1.4 Mantenimiento de Clase Mundial.....	14
1.5 Antecedentes de la aplicación del Mantenimiento de Clase mundial a través del Mantenimiento centrado en confiabilidad.....	15
1.6 Modelo para la optimización de la Confiabilidad Operacional	16
1.7 Herramientas de desarrollo Organizacional	17
CAPITULO II	18
CENTRAL GEOTÉRMICA LaGeo, BERLÍN, USULUTAN	18
2.1 Principales generadoras y la diversificación energética del país.....	18
2.2 Factor de planta de la planta generadora LaGeo.....	19
2.3 Datos generales de la subestación de la planta generador LaGeo, Berlín Usulután.	21
2.4 Condiciones ambientales de la planta.....	22
2.5 Configuración de la subestación	26
CAPITULO III	28
METODOLOGIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD	28
3.1 Aplicación del modelo de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad	28
3.2 Las Siete preguntas básicas del MCC	28
3.3 Equipo de trabajo dentro del MCC.....	29
3.4 El Rol del Facilitador.....	29
3.5 Análisis de los modos y efectos de falla (AMEF)	31

3.6	Actividades Preventivas (Proactivas)	38
3.7	Índices de confiabilidad según norma IEEE 493	40
CAPITULO IV		48
APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD EN LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE LA SUBESTACION DE LaGeo DE BERLIN.		48
4.1	Detalles generales de la unidad 1 y 2	48
4.1.1	Descripción y distribución de la U1 y U2.....	50
4.2	Detalles generales de la unidad 3	50
4.2.1	Descripción y distribución de la U3.....	51
4.3	Detalles generales de la unidad 4.....	51
4.3.1	Descripción y distribución de la U4.....	52
4.4	Transformador de potencia.....	52
4.4.1	Características generales de los equipos	53
4.4.2	Funciones del transformador de potencia.....	53
4.4.3	Registro y documentación de fallas en los transformadores de potencia	54
4.4.4	Análisis de Modos de Falla y Efecto (AMEF) del transformador de potencia	57
4.5	Interruptor de Potencia	58
4.5.1	Características generales de los equipos	58
4.5.2	Funciones del interruptor de potencia.....	60
4.5.3	Registro y documentación de fallas en los interruptores de potencia.....	62
4.5.5	Investigaciones mundiales sobre interruptores de potencia.....	63
4.5.6	Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMEF) de los interruptores de potencia	67
4.6	Seccionador de tipo pantógrafo	67
4.6.1	Características generales de los equipos.....	68
4.6.2	Funciones del seccionador pantógrafo.....	73
4.6.3	Registros y documentación de fallas de los seccionadores pantógrafos	73
4.6.4	Análisis de Modos de Falla y Efecto (AMEF) de los seccionadores pantógrafos	76
4.7	Transformadores de tensión capacitivos de línea	77
4.7.1	Características generales de los equipos	77
4.7.2	Funciones del transformador de potencial capacitivo	78

4.7.3	Registro y documentación de fallas en los transformadores de potencial capacitivos	79
4.7.4	Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMEF) de Transformadores de Tensión capacitivos de línea.....	87
4.8	Seccionadores de Alta Tensión de Subestación Berlín	90
4.8.1	Características generales de los equipos	91
4.8.2	Funciones del seccionador de potencia	92
4.8.3	Registro y documentación de fallas en los seccionadores de potencia.....	92
4.8.4	Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMEF) del seccionador de potencia	95
4.9	Diagramas de Entradas, Procesos y Salidas (EPS).....	96
4.10	Análisis de Criticidad	97
4.10.1	Consecuencias.....	98
4.10.2	Matriz de Criticidad.....	100
4.11	PLAN DE MANTENIMIENTO GENERAL.....	101
	CONCLUSIONES.....	106
	BIBLIOGRAFIA.....	108
	ANEXOS	110

ABREVIATURAS

MCC	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.
MCM	Mantenimiento de Clase Mundial.
MTTR	Tiempo promedio para reparar (Mean Time To Repair)
AMEF	Análisis de modos y efectos de falla
SE	Subestación
CVT	Transformadores de potencial capacitivos (instrumentación)
FF	Frecuencia de Fallas (anual)

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Historial cronológico sobre el mantenimiento -----	13
Ilustración 2. Esquema fundamental del mantenimiento de clase mundial-----	17
Ilustración 3. <i>Figura 2. Matriz energética del país, informe estadístico anual Enero – Septiembre 2018.</i> -----	19
Ilustración 4. Ubicación general de la SE Berlín en el mapa de El Salvador.-----	24
Ilustración 5. Mapa de Niveles Isoceraunicos de El Salvador, marcado en color rojo observamos la ubicación aproximada de la SE Berlín. -----	25
Ilustración 6. Diagrama unifilar de Subestación LaGeo, Berlín. -----	27
Ilustración 7. Esquema de las 7 preguntas fundamentales del MCC. -----	28
Ilustración 8. Equipo de trabajo de MCC. -----	29
Ilustración 9. Fases de implementación del MCC.-----	32
Ilustración 10. Categorías de las consecuencias de los Modos de Fallos. -----	36
Ilustración 11. Proceso de selección de actividades de mantenimiento bajo enfoque del MCC-----	37
Ilustración 12. Flujograma para la toma de decisiones del MCC-----	38
Ilustración 13. Comportamiento de una falla en condición de operación.-----	39
Ilustración 14. Disponibilidad (en porcentaje) en función de los tiempos promedios entre fallas (MTBF) y los tiempos promedios para reparar (MTTR) -----	41
Ilustración 15. Indicadores y variables para la gestión de mantenimiento. -----	42
Ilustración 16. Curva de función $f(t)$ de densidad de probabilidad, la parte sombreada muestra el área bajo la curva que define la función de probabilidad de distribución acumulada $F(t)$ -----	45
Ilustración 17. Al graficar la función de probabilidad de distribución acumulada “ $F(t)$ ” define la probabilidad relativa de que ocurra una falla o evento antes del tiempo “ t ” ²⁷ -----	45
Ilustración 18. Descripción y distribución de Unidades 1 y 2.-----	50
Ilustración 19. Descripción y distribución de la Unidad 3.-----	51
Ilustración 20. Datos de placa del interruptor de potencia (imagen propiedad de LaGeo, grupo CEL) -----	59
Ilustración 21. Vista frontal y lateral de interruptores (imagen Propiedad de LaGeo grupo CEL).-----	60
Ilustración 22. Mecanismos de interruptores de potencia SE Berlín. -----	61
Ilustración 23. Grafica sobre antecedentes y registros de fallas en interruptores de potencia en la planta. -----	63
Ilustración 24. Datos de placa del seccionador pantógrafo (imagen propiedad de LaGeo, CEL)-----	69
Ilustración 25. Diagrama esquemático del pantógrafo. -----	70
Ilustración 26. Parte del sistema de mecánico del pantógrafo. -----	70
Ilustración 27. Datos de placa del sistema del motor. -----	71
Ilustración 28. Esquema del sistema motriz del pantógrafo. -----	72
Ilustración 29. Grafico sobre los registros de antecedentes de falla en pantógrafos de la subestación LaGeo, Berlín.-----	74

Ilustración 30. Prueba de medición de capacitancia C 1-1 de sección capacitiva del CVT. -----	78
Ilustración 31. Diagrama simplificado de un CVT donde observamos las secciones capacitivas (C1 y C2) y el reactor inductivo (XL) el cual anula los desfases angulares de modo que las señales en el secundario no acumulen un desfase respecto a la señal en el primario. -----	79
Ilustración 32. Falla mayor en papel aislante del bobinado secundario esto causa corto circuitos y pérdidas de espiras en bobinado obteniendo una Tensión secundaria no adecuada.-----	80

INTRODUCCIÓN

Desde la existencia de la industria cuya producción es cada vez más exigente e impulsada por todo tipo de maquinarias, es necesario considerar prácticas de mantenimiento para reparar activos importantes de los cuales depende la producción industrial, aun sabiendo que desde hace ya muchas décadas el mantenimiento era puramente correctivo. Actualmente la industria ha evolucionado de forma exponencial gracias a la computación y avances tecnológicos en general, donde es ya impensable considerar prácticas de mantenimiento meramente correctivas.

Es entonces donde la filosofía del mantenimiento centrado en confiabilidad toma un papel estelar. Iniciada en los albores de la aviación comercial, el MCM es una serie de prácticas, métodos y en general filosofía de mantenimiento la cual, al ser aplicada correctamente, produce grandes beneficios en temas económicos, seguridad industrial, disponibilidad operativa, etc. a la institución que lo aplique.

El presente es un trabajo de graduación enfocado en aplicar la filosofía del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para la subestación eléctrica de la central de energía geotérmica Berlín, Usulután, El Salvador. En ella encontraremos una introducción histórica de la evolución del MCM, la teoría básica para la aplicación de tal filosofía tomando como referencia la norma 493 de la IEEE y estudios profesionales realizados por el Master Ing. Carlos Parra de la Universidad de Sevilla experto en el tema, la composición básica del equipo de trabajo encargado de aplicar el MCM, un estudio breve sobre generalidades de la Subestación de LaGeo Berlín, un análisis detallado sobre las fallas de los activos principales de la Subestación, tomando como referencia los estudios de falla internacionales de la entidad CIGRE (International Council on Large Electric Systems) y los datos proporcionados por el departamento eléctrico de la central Berlín de LaGeo.

Finalmente, en este avance se realizó la aplicación del MCC con un estudio detallado del Análisis de Modos de Falla y Efectos para los activos definidos de la subestación, formulando una base de datos en Excel con las fallas principales que han sufrido históricamente estos activos en la SE, análisis de costos económicos por falla y el plan de mantenimiento propuesto con las practicas sugeridas con el fin de mejorar y generar ahorros en las prácticas de mantenimiento. El AMEF de este documento se enfoca en las fallas mayores, las cuales son capaces de dejar fuera de servicio a los activos generando indisponibilidad.

En este documento nos centramos especialmente en los equipos principales de medición y protección, así como también el elemento más importante de la SE el transformador de potencia, todo esto en una planta generadora de energía eléctrica a base de geotermia, la cual posee un factor de planta alto y por ende una disponibilidad mayor.

OBJETIVOS

Objetivo general:

- Realizar un estudio de mantenimiento centrado en confiabilidad para los equipos principales de protección y de medición de la subestación de la central generadora geotérmica de LaGeo Berlín.

Objetivos específicos:

- Aplicar el mantenimiento centrado en confiabilidad a los activos principales de protección y medición de la subestación generadora.
- Elaborar el Análisis de Modo y Efectos de Falla de los activos principales de protección y medición como interruptores, seccionadores, transformadores de potencia y transformadores de medición.
- Crear una Base de datos de los activos a analizar que contenga su Análisis de Modo y Efectos de Falla, nivel de Criticidad y Costos por equipos dañados.
- Realizar un estudio acerca de los costos por falla y energía no servida de la Subestación.
- Proponer recomendaciones de mantenimiento para los activos a analizar de la subestación y así prolongar suficientemente su vida útil.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las fallas en equipos que manejan grandes capacidades de tensión o corriente, tienden a estar en un constante mantenimiento debido a sus elevados precios, de tal manera que nos preguntamos la importancia de una investigación en particular de su comportamiento para cada equipo de la subestación, teniendo en cuenta el historial de los estudios previos a estos equipos de la subestación de la empresa generadora LaGeo de Berlín, Usulután.

Basándonos en registros a los que podemos acceder, se determinan la criticidad de algunos equipos, no obstante, cabe destacar el poco fallo que puede tener la subestación debido a su configuración. Pero esto no puede ser un motivo como para poder usar una metodología la cual ha dado resultados positivos y una eficiencia en el mantenimiento a nivel de las grandes industrias a nivel mundial.

De esta manera se esperan obtener resultados de los cuales ayudaran a la subestación en varios aspectos y también en la toma de varias decisiones en pro de la vida útil de los equipos, quizá este sea el punto más importante del porque la implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad.

JUSTIFICACIÓN

En la actualidad se ha estado dimensionando aún más las plantas generadoras, así como pueden ser de varios modelos de generación, la que posee un factor de planta mayor es la generación geotérmica, entonces sus equipos tanto mecánicos como eléctricos deben estar funcionando de forma efectiva, es en donde el mantenimiento de equipos es de suma importancia tanto que un estudio de mantenimiento centrado en confiabilidad de la subestación implicaría mejorar la comprensión del funcionamiento de los equipos pero anteriormente analizar todas las posibilidades de fallo de un sistema y desarrollar mecanismos que traten de evitarlos. Lo cual nuestra justificación al problema que se pueda presentar en la subestación pretende realizar estudios que pueda evitar averías en los equipos eléctricos de la subestación y por ende mejorar la confiabilidad de esta misma.

Es importante destacar el beneficio que una implementación de este tamaño es no es fácil, pero que de alguna manera traerá buenos resultados, basándonos en normas y estándares internacionales resultará de gran aporte a la subestación de la planta generadora de LaGeo de Berlín. Esto traerá consigo un mejor avance y reflejara una de las características principales que la generación de energía por medio de la geotermia tiene y todo esto con respecto a la Unidad de Transacciones (UT), encargada de la operar el sistema de transmisión y administrar el mercado mayorista en el país.

RESUMEN

El mantenimiento en todo sector industrial es de gran importancia para un país en general, es vital poseer industrias con filosofía de mantenimiento de clase mundial, de forma que se pueda competir adecuadamente en el mercado, durante los años el mantenimiento ha sufrido diferentes cambios, estos con respecto a cada tipo de aplicación, estos cambios también se deben a los diferentes aumentos de producción y ampliación de la industria y por ende a la variedad de activos físicos (planta, equipamiento, edificaciones) los cuales es necesario mantener en óptimas condiciones en todas las industrias, aunque se sabe que el mantenimiento no necesariamente se implementa en las industrias, sino también en diferentes empresas con diferentes tipos de organización y rubro.

De tal manera, la implementación de un mantenimiento que sea eficiente en este tipo de industrias como es la generación de energía a base de la geotermia y en específico concentrar el estudio en la subestación de transmisión es de vital importancia. Uno de los tantos motivos es prevenir daños en los equipos de la subestación, lo cual es de gran importancia debido al costo de los mismos y su disponibilidad en el mercado, en este caso por un pequeño desajuste en equipos puede causar paros en la subestación y no cumplir con la demanda a la cual es pedida; por otra parte, con lo mencionado anteriormente es difícil llegar a esos casos debido a que la configuración de la subestación cumple con el criterio N-1 dado que está configurada con un bus de transferencia. Sin embargo, las fallas siempre están presentes con el tiempo eso hace necesario un estudio de mantenimiento que pueda proveer mayor estabilidad y confiabilidad en la planta de generación eléctrica.

Con respecto a la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM, como sus siglas en inglés), es un método que nace en la década de 1970, surgida por la misma necesidad de mejorar la vida útil de los activos, implementada como MSG-2 el cual en este se fundó lo que ahora se llama mantenimiento centrado en confiabilidad y el punto de partida donde estas prácticas de mantenimiento se generalizaron para una gran gama de industrias, en nuestro caso los activos de la subestación de la planta generadora LaGeo, Berlín. Lo que destaca esta metodología son sus 7 preguntas claves respecto a los activos a analizar, en base a lo anteriormente dicho se crean protocolos de mantenimiento que mejoran la vida útil y previenen los costos en repuestos, equipos y también de mantenimiento.

Para que el MCM sea eficaz, un factor vital es poseer una base de datos de cada activo a analizar donde se puedan observar los registros históricos de fallas, de esta forma se desarrolla el Análisis de Modos de Fallas y Efectos, el cual es la aplicación pura del MCM donde además se analizan a detalle las fallas, sus efectos y se proponen acciones correctivas. El siguiente paso nos lleva a realizar un análisis de criticidad que nos permita jerarquizar cada activo de la subestación, de forma que podamos comprender las consecuencias y su impacto económico, ambiental y en la salud del personal dado un evento. Finalmente es necesario formular prácticas de mantenimiento preventivas con el objetivo de aumentar disponibilidad y operatividad óptima y disminuir pérdidas económicas por fallas.

CAPITULO I

DEFINICIONES E INTRODUCCIÓN AL MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD Y MANTENIMIENTO DE CLASE MUNDIAL

1.1 Definición de la Confiabilidad

Confiabilidad¹: Es la habilidad de un elemento o sistema de realizar las funciones necesarias para las cuales ha sido diseñado bajo condiciones establecidas y en un periodo de tiempo definido. El término de confiabilidad también es usado como una medida de la probabilidad de éxito o porcentaje de éxito que posee un sistema o componente para responder a su función como se espera. En general la confiabilidad se refiere al desempeño de un sistema en el tiempo.

1.2 Definición de Mantenimiento centrado en la confiabilidad

- **Mantenimiento centrado en la confiabilidad:** Método para desarrollar y seleccionar estrategias de mantenimiento alternativas a las correctivas, basándose en criterios económicos, de seguridad y operatividad. El MCC se aplica por medio de un equipo multidisciplinario trabajo encargado de gestionar la optimización operacional de un sistema, definiendo tareas de mantenimiento efectivas, estudiando las posibles fallas de sus funciones y en la prevención de tales fallas.

El MCC está caracterizado por:

- Permite generar un cambio de filosofía en el ámbito de mantenimiento de los activos de una institución generando gran beneficio en ahorro de costos de mantenimiento y menor tiempo de paradas de operación.
- Es una herramienta capaz de corregir o ajustar estrategias de mantenimiento optimizándolas mejorando la operatividad de un sistema.
- Introduce una mejor planificación ante los posibles escenarios por fallos y sus consecuencias.
- El MCC demuestra su máximo potencial en sistemas complejos con muchas formas posibles de fallo, por ejemplo, sistemas de generación donde encontramos maquinas eléctricas rotativas de gran tamaño.

¹ IEEE 493-2007 Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, Gold Book.

1.3 Historia del Mantenimiento centrado en la confiabilidad²

Es necesario realizar un recorrido histórico a través de los inicios del mantenimiento centrado en la confiabilidad, esto nos permitirá ver diferencias marcadas en las prácticas de mantenimiento en los albores de la industria y en el presente, permitiéndonos observar las grandes bondades de las aplicaciones del concepto de confiabilidad respecto a una industria sin aplicar prácticas de confiabilidad. A continuación, se expone una cronología del MCM de forma resumida:

- **Siglo XVIII La Revolución Industrial (1760 -1840):** Nacimiento de la industria que trajo consigo transformaciones económicas, sociales y tecnológicas. Fue favorecida por la introducción de la máquina de vapor (ferrocarriles y barcos a vapor), el desarrollo del motor de combustión interna y la energía eléctrica. **El mantenimiento** era meramente correctivo a una maquina se le daba mantenimiento solo si se dañaba o necesitaba ajuste o lubricación.
- **Siglo XIX a Siglo XX (década de 1930's): La Primera Generación del MCM,** durante casi 170 años las prácticas de mantenimiento consistían en un mantenimiento correctivo, Pero el nacimiento de la aviación comercial con aeronaves como el Boeing 247 y el McDonnell Douglas DC-3 en los años 30 llevo a los expertos de la industria en esa época a identificar una serie de necesidades para el mantenimiento de las aeronaves.
- **Década de 1950's:** Se introduce equipo de monitoreo en los sistemas de las aeronaves, permitiendo observar el funcionamiento del equipo, detectar errores o problemas y en base a esto programar mantenimientos necesarios para corregirlos. También se realizó avances en simulación para determinar la vida útil de las aeronaves y sus partes, de esta manera se desarrollaron rutinas de mantenimiento más precisas.
- **Década de 1960's: Segunda Generación de MCM,** se introduce a la industria aeronáutica comercial el Boeing 747 y el Lockheed L1011 a finales de los sesenta y la seguridad pública de los usuarios tomo nuevas dimensiones, nace **MSG-1** (Maintenance Steering Group) con el fin de desarrollar nuevos procedimientos de mantenimiento para las nuevas aeronaves. El MSG-1 busco reducir los tiempos de paro por mantenimiento, reducir los costos de mantenimiento y mejorar la seguridad de vuelo.

² Risk-based management: a reliability centered approach / Richard B. Jones.

- **Década de 1970's:** Se crea un segundo grupo de dirección de mantenimiento **MSG-2**, se generalizo los conceptos del MSG-1 que eran aplicables solamente a las dos aeronaves comerciales Boeing 747 y Lockheed L1011, y los hizo aplicables a otras aeronaves. Su trabajo incorporo una herramienta muy efectiva llamada **Árbol lógico de decisiones**. El **MSG-2** es también conocido como el **mantenimiento centrado en la confiabilidad**, el cual pasaría a ser el mantenimiento estándar para la industria. **MSG-2** fundo las bases del MCC actual y en su momento genero un beneficio nunca antes visto en la industria aeronáutica logrando durante más de una década no aumentar los costos por mantenimiento a pesar de que el tamaño y complejidad de los sistemas de los nuevos aviones era mayor respecto a cualquier avión de décadas pasadas.
- **Década de 1980's:** Se introduce el MCC a la industria de la energía Nuclear, cuyas prácticas habían sido exitosas en la industria aeronáutica y militar. Empezó a ser utilizado desde aplicaciones marítimas, pasando por plantas de recepción solar, terminales de grano y hasta la minería donde ha demostrado siempre grandes beneficios y ahorro en costos de mantenimiento.
- **Década de 1990's al presente:** Conocida también como **Tercera Generación**, desde esta década el MCC se caracterizará por la sistematización de los procesos, tareas y estrategias. La introducción de la automatización computarizada a gran escala contribuye de gran manera a alcanzar un mayor grado de confiabilidad.

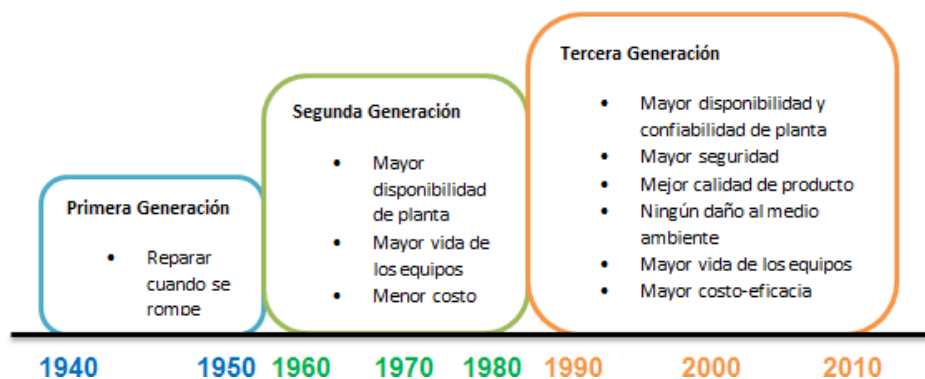


Ilustración 1. Historial cronológico sobre el mantenimiento

1.4 Mantenimiento de Clase Mundial

- **Definición³:** El mantenimiento de Clase mundial MCM, es el conjunto de las mejores prácticas que reúne elementos de distintos enfoques organizacionales con visión de negocio, para crear un todo armónico de alto valor práctico, las cuales aplicadas en forma coherente generan ahorros sustanciales a las empresas.

Existe una larga lista de requerimientos necesarios para calificar el mantenimiento como de Clase mundial, pero según la experiencia de expertos de mantenimiento los 5 componentes principales del MCM⁴ son:

- 1- Enfocar el Mantenimiento como una fuente de ahorros en costos por fallas o paradas operativas:** el mantenimiento debe enfocarse como un elemento clave en las estrategias de negocios y planificación para alcanzar metas de ganancias. Ejecutar rutinas de mantenimiento incurre en costos económicos, pero reconocer y planificar el momento exacto en el cual ejecutar cierta rutina de mantenimiento tiene la capacidad de afectar dramáticamente la habilidad de alcanzar o exceder la producción deseada, es decir, la operatividad y el mantenimiento deben tener la misma importancia. La operatividad no debe dictar cuando debe o no realizarse el mantenimiento. Estas decisiones deben ser tomadas para el bien común con el fin de alcanzar las metas deseadas por el consumidor.
- 2- Enfocar recursos para una mejor recuperación de la inversión:** Se debe utilizar un proceso estructurado y sistemático para decidir dónde invertir la mayoría de los recursos proactivos con el fin de realizar la mejor recuperación de la inversión. Después de décadas de experiencia e investigaciones, se ha comprobado que la mejor forma para tomar estas decisiones es a través del proceso del RCM. El uso correcto del RCM es la llave para poder alcanzar un MCM.
- 3- Evitar mantenimiento intrusivo:** El mantenimiento de Clase Mundial evita toda clase de mantenimiento intrusivo al mínimo hasta el punto que sea absolutamente necesario ya que tienden a provocar fallas en lugar de prevenirlas durante un mantenimiento preventivo. Además, el MCM busca aplicar al máximo tecnología de mantenimiento predictivo.

³ Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

⁴ RCM- GATEWAY TO WORLD CLASS MAINTENANCE, Anthony M. Smith and Glen R. Hinchcliffe, 1ra Ed. Jordan Hill, Oxford.

4- Medir resultados: Un problema mayor en la mayoría de programas de mantenimiento es la incapacidad para recolectar y usar efectivamente los datos e información para gestionar adecuadamente el programa de mantenimiento como lo son:

- Información histórica sobresaliente de los activos o equipos para establecer perfiles de tiempo – falla, condiciones de operación que pueden influir en el MP y pueda iniciar un análisis causa raíz de sus fallas.
- Identificar tareas de mantenimiento preventivas definidas por un estudio de RCM cuya efectividad reduzca o elimine el mantenimiento correctivo (MC) y que al mismo tiempo sea continuamente evaluadas.
- Ejecutar análisis automatizados de tendencias en las tareas de MP, incluyendo alarmas de advertencia para impedir un modo de falla en un activo crítico.
- Analizar las tendencias actuales de costos de mantenimiento y los factores de disponibilidad del sistema con el fin de medir el impacto de los programas de optimización de mantenimiento y ajustarlos si es requerido.
- Utilizar estos datos e información medida para ajustar y mejorar continuamente el programa de mantenimiento.

5- Emplear un sistema de gestión efectivo: aplicar técnicas efectivas de gestión y buenos sistemas de soporte de información, asegurara la eficiencia y el control (optimización de recursos) de las funciones de la organización de mantenimiento, este soporte debe incluir: Registros de órdenes de trabajo, control de inventario, uso de material y personal, compras y logísticas relacionadas, capacitaciones y entrenamiento, certificaciones, políticas, procedimientos e instrucciones estándar, documentación de planificación y programación, etc.

1.5 Antecedentes de la aplicación del Mantenimiento de Clase mundial a través del Mantenimiento centrado en confiabilidad.

Se presentan los resultados de proyectos destacados donde se aplicó una gestión de MCM a través del RCM en diferentes ámbitos de la industria de Estados Unidos:

1- Planta procesadora “Bleached Market Pulp – Leaf River Plant”, propiedad de Georgia Pacific Corporation.

Resultados: entre los años 2000 y 2001 y comparados con los periodos de 1998 y 1999, el sistema de cortador “Layboy” tuvo una reducción de paradas de operación en un 42%, el sistema de secado (sistema global) obtuvo una reducción del 37% en costos de mantenimiento (en dólares), dada la reducción del mantenimiento correctivo y el enfoque mayor en el

mantenimiento preventivo, lo que se tradujo como una reducción del 52% de paros en el sistema de secado en general.

2- **Planta de fabricación de aviones comerciales Boeing “Frederickson Wing Responsibility Center”**

Resultados: Se enfocó el programa en los modos de fallas críticos (fallas que dejan fuera de operación a un activo), se produjo una reducción de mantenimientos correctivos inesperados en un 50%, de forma proporcional las paradas de operación se redujeron en un 50%. En Beneficios económicos se lograron ahorros de medio millón de dólares anuales.

3- **Instalaciones de investigación y desarrollo “Ames Research Center, NASA/Calspan Corporation (1995-1996)”**, Túnel de presión de 12 ft, capaz de operar bajo distintas presiones en un rango de 0.14 a 6 atmosferas, capaz de realizar pruebas de diferentes números de Reynolds en un solo modelo.

Resultados: Reducción de mantenimientos correctivos entre un 40 a 60 %, se redujeron las paradas operativas de forma mínima, aun así se produce un ahorro económico considerable aun con las reducciones de paradas mínimas dado que una parada operativa tenía un costo estimado de \$ 4000 por hora.

1.6 Modelo para la optimización de la Confiabilidad Operacional

Para introducir la filosofía del MCM en una institución o proyecto, debemos considerar la optimización de la confiabilidad operacional de la misma, al mismo tiempo debe introducirse una serie de nuevos conceptos, herramientas técnicas y de desarrollo.

La confiabilidad operacional es la capacidad de un elemento (maquinas, personal, infraestructura) para satisfacer la función para el cual ha sido creado, funcionando como se espera de El bajo condiciones normales o condiciones de falla, y de producirse una falla el elemento responda de la manera menos dañina posible.

Un aspecto importante a considerar es la incerteza y los márgenes de errores que siempre estarán presentes por lo que las decisiones se toman bajo un riesgo que debe asumirse.

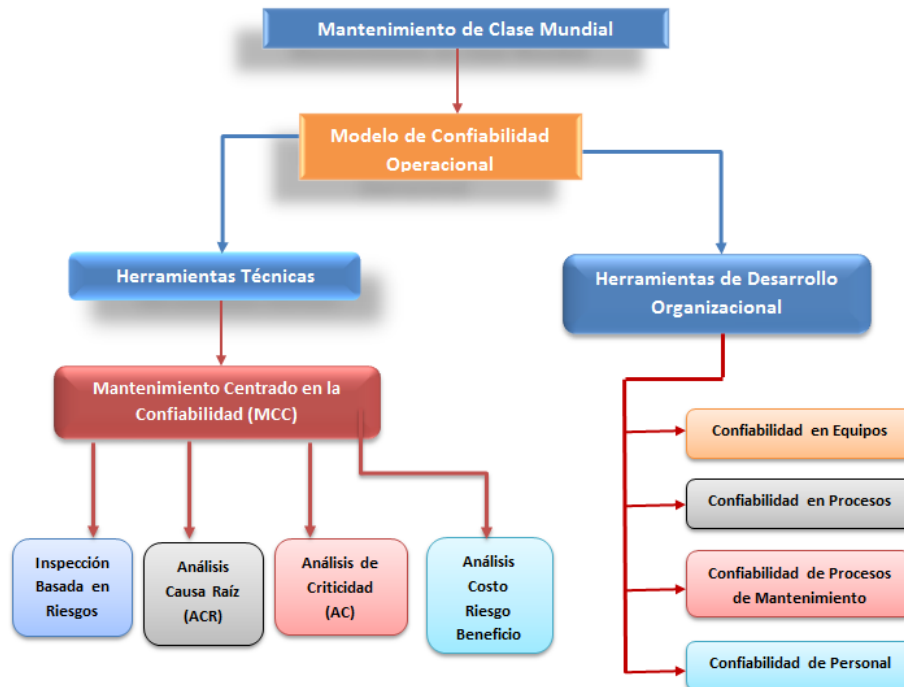


Ilustración 2. Esquema fundamental del mantenimiento de clase mundial

1.7 Herramientas de desarrollo Organizacional

- **La Confiabilidad en Equipos:** está relacionada con lograr un aumento en la disponibilidad de los equipos de trabajo, con el fin de aumentar la operatividad del proyecto. *La confiabilidad en equipos debe estar presente desde una fase de diseño.*
- **La Confiabilidad en Procesos:** es la confiabilidad aplicada en todos los procedimientos y operaciones del proyecto encaminada a la productividad eficiente.
- **La Confiabilidad en Procesos de Mantenimiento:** busca minimizar el tiempo promedio para reparar (**MTTR**) de un activo o elemento del proyecto por medio de estrategias que mejoren la calidad y efectividad del mantenimiento.
- **La Confiabilidad de Personal:** tiene como objetivo aplicar la confiabilidad a toda la estructura de personal de la institución o equipo de trabajo, desde la gerencia y personal administrativo, hasta los equipos técnicos y de campo, así también busca mejorar la filosofía de la institución en base a la confiabilidad.

CAPITULO II

CENTRAL GEOTÉRMICA LaGeo, BERLÍN, USULUTAN

2.1 Principales generadoras y la diversificación energética del país

En el país el sector eléctrico está diversificado en varios tipos de generación de energía, en la tabla 1 observamos la capacidad instalada de cada tipo de generación:

GENERADORAS	CAPACIDAD INSTALADA	
	MW	%
HIDRÁULICA	552.69	30%
GEOTÉRMICA	204.40	11%
FÓSIL	757.12	40%
BIOMASA	297.10	16%
SOLAR	60.0	3%
TOTAL	1,871.31	100%

Tabla 1. Capacidad instalada de las generadoras⁵

La generación geotérmica representa el 11% de la capacidad instalada, tal generación proviene de las dos plantas generadoras geotérmicas en el país (Ahuachapán y Berlín) y según datos proporcionados por la Unidad de Transacciones (UT) podemos observar en el tabla 2 la energía inyectada por cada planta geotérmica en el país en un periodo de Enero a Septiembre del año 2018.

Geotérmicas	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.	Total
	126.6	116.7	123.0	118.3	127.0	123.8	128.1	121.8	98.8				1,088.1
Ahuachapán	55.0	50.6	55.8	52.7	54.7	53.7	55.6	55.6	52.1				485.7
Berlín	74.6	66.2	67.2	65.6	72.3	70.1	72.5	66.2	47.8				602.4

Tabla 2. Inyección (GWh) de energía por las plantas geotérmicas del país en el periodo de enero a septiembre del 2018⁶

En base a los informes estadísticos de las entidades que llevan control y regulan las normas que rigen las generadoras, podemos observar en la ilustración 3 la

⁵ <https://www.siget.gob.sv/?wpdmact=process&did=NDYwLmhvdGxpbms>

⁶ <http://www.ut.com.sv/documents/10100/279981/Informe+Estadistico+Anual+Enero-Septiembre+2018.pdf/36de1a1b-7748-45e4-8673-44c11e9755cd?version=1.1>

matriz energética del país, en la cual observamos que la central Berlín representa el 17% de la matriz energética.

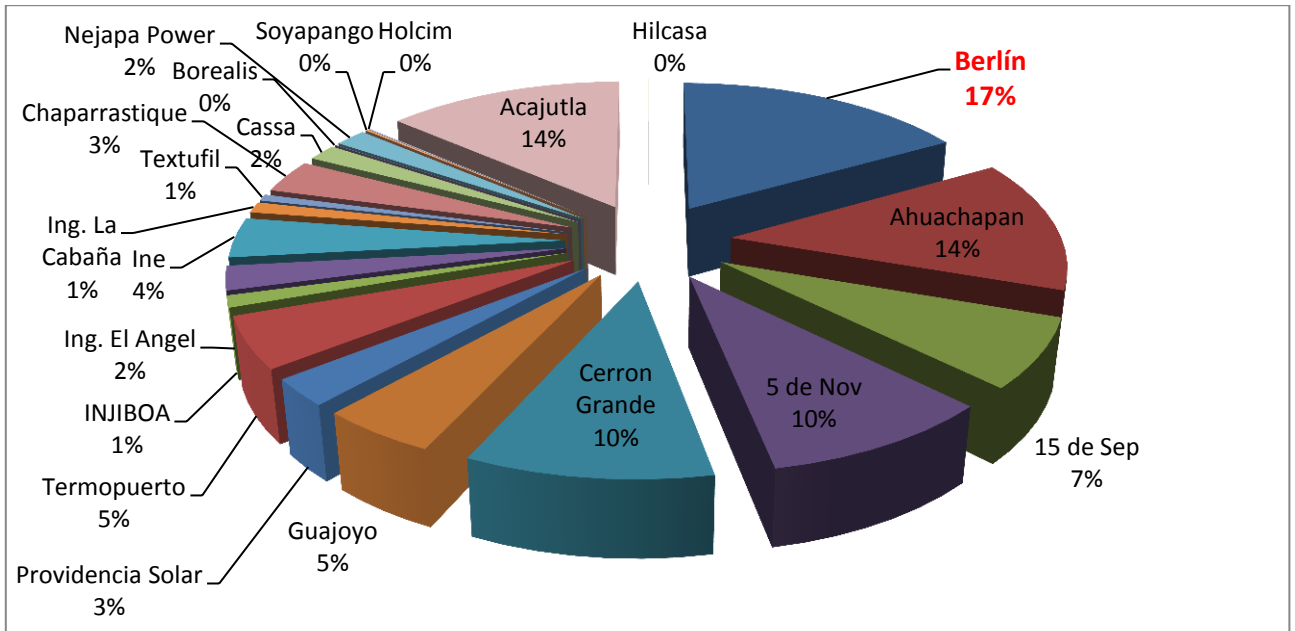


Ilustración 3. Figura 2. Matriz energética del país, informe estadístico anual Enero – Septiembre 2018.⁷

2.2 Factor de planta de la planta generadora LaGeo

El Factor de planta es el cociente entre la potencia eléctrica real generada por la planta geotérmica en un periodo determinado de tiempo (Energía) y la potencia máxima o a plena carga (potencia nominal) de la planta generadora en un periodo de tiempo definido. Este es un parámetro adimensional que nos indica que tanta energía se está generando realmente en un periodo específico de tiempo.

$$\text{Factor de Planta} = \frac{P_{real}}{P_{nominal}} \times 100$$

En Terminos de Energía:

$$\begin{aligned} \text{Factor de Planta} &= \frac{P_{real} \times 24 \times N_{días} \left[\frac{Watt}{h} \right]}{P_{nominal} \times 24 \times N_{días} \left[\frac{Watt}{h} \right]} \times 100 \\ &= \frac{Energía_{real}}{Energía_{nominal}} \times 100 \end{aligned}$$

⁷ <http://www.ut.com.sv/documents/10100/279981/Informe+Estadistico+Anual+Enero-Septiembre+2018.pdf/36de1a1b-7748-45e4-8673-44c11e9755cd?version=1.1>

Para nuestro caso, el factor de planta para una central generadora de energía geotérmica siempre ronda el 90%, un factor de planta bastante alto en comparación a otras formas de generación de energía.

A continuación, se expone los **factores de utilización anuales y mensuales**⁸ de la planta geotérmica de LaGeo Berlín durante el periodo comprendido de 2015 – 2017:

Tabla 2.1 Factor de Utilización de Planta generadora geotérmica de LaGeo Berlín Usulután año 2015

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
94.5%	93.2%	93.6%	95.0%	95.3%	95.2%	96.5%	98.7%	90.1%	73.2%	92.0%	90.6%	92.3%

Tabla 2.2 Factor de Utilización de Planta generadora geotérmica de LaGeo Berlín Usulután año 2016

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
97.5%	97.9%	97.8%	92.6%	92.6%	90.2%	94.3%	93.6%	96.2%	68.8%	95.0%	100.1%	93.0%

Tabla 2.3 Factor de Utilización de Planta generadora geotérmica de LaGeo Berlín Usulután año 2017

ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Total
81.0%	99.4%	98.7%	96.8%	95.1%	95.8%	95.9%	95.3%	93.1%	93.5%	82.9%	75.8%	92.0%

Tabla 2.4 Factor de utilización total periodo 2015 - 2017

2015	2016	2017	Total
92.3%	93.0%	92.0%	92.43 %

En base a estas estadísticas, podemos concluir inmediatamente que la central generadora geotérmica de Berlín posee un factor de planta alto, es mas según las estadísticas del boletín del sector eléctrico de la SIGET para cada año, posee el mayor factor de utilización a nivel nacional para una generadora del grupo CEL.

No es posible que se posea un factor de utilización de 100% dado que eso ocurriera, nunca se realizarían paros por mantenimiento a los activos o no existirían fallas capaces de afectar la disponibilidad de la subestación u otro activo.

⁸ Boletín de Estadísticas Eléctricas SIGET años 2015,2016 y 2017.

2.3 Datos generales de la subestación de la planta generador LaGeo, Berlín Usulután.

La central Geotérmica Berlín se encuentra ubicada a 106 km, aproximadamente al oriente de la ciudad capital, en el sector norte del complejo volcánico de Tecapa, en el Cantón el Zapotillo, Municipio de Alegría, en el Departamento de Usulután.

La historia de la central geotérmica inicia en 1992, con dos unidades contrapresión (boca pozo: es el punto de salida de la corriente total de fluidos que produce un pozo (petróleo, gas natural, agua de formación y sedimentos), antes de ser conducidos a un sistema de adecuación) de 5 MW cada una. En 1999 entraron en operación dos unidades a condensación de 28.1 MW cada una.

En febrero del 2007 fueron adicionados 40 MW más con una unidad a condensación; en ese mismo año se adiciono una unidad a Ciclo Binario, la cual fue de 92 MW generados, la cual utiliza el agua de reinyección para evaporar Isopentano, lo cual funciona como fluido de trabajo para el generador.

El área del campo geotérmico tiene una extensión de aproximadamente unos 8 km^2 , pero se mantiene en constante expansión con respecto a lugares en donde los estudios determinan un buen recurso del vapor, la profundidad de los pozos varía entre 500 y 3,455 metros. En la actualidad cuenta con 37 pozos y entre los cuales se encuentran productores, re inyectores y de monitoreo, específicamente estos se pueden ver en la tabla 3.

Pozo	Numero
Productores	14
Re inyectores	20
Monitoreo	1
En espera	2

Tabla 3. Numero de pozos en la estación generadora.

Principalmente es una subestación elevadora, la generación a base de vapor extraído del subsuelo y a base de tuberías que van hacia un generador que son actualmente 4 unidades, a una tensión de 13.8 kV y se eleva mediante transformadores de potencia a una tensión de 115 kV.

La subestación posee una configuración de **bus principal con bus de transferencia**, está dividida en 4 unidades conformadas por un transformador de potencia cada unidad, seccionadores, interruptores de potencia, trampas de onda e instrumentos de medición como lo son transformadores de potencia capacitivos y transformadores de corriente, cuyas capacidades nominales varían en función de la potencia generada por cada turbina individual conectada a cada unidad.

De forma más detallada se exponen las 4 unidades que conforman la subestación con la potencia asignada para cada una y el año en el que entraron en operación:

Nombre de Unidad	Potencia	Año de entrada a Operación
Unidad 1	28.1 MW	1999
Unidad 2	28.1 MW	1999
Unidad 3	40 MW	2007
Unidad 4 de Ciclo Binario	9.2 MW	2007
Total	105.4 MW	

Potencia Total de planta Generadora Berlín	105.4 MW
Energía Nacional Producida	12%

Tabla 4. Potencia y año de comienzo de operación de cada unidad de la Subestación LaGeo Berlín.

2.4 Condiciones ambientales de la planta

La planta al utilizar el fluido geotérmico está expuesta a el ácido sulfhídrico (H_2S) el cual es un gas incoloro e invisible, pero puede percibirse en concentraciones bajas por el olor por su distintivo olor a huevo podrido (es perceptible entre 0.0005 a 0.3 ppm) y siendo nocivo para la salud a partir de 20 a 50 ppm causando asfixia y muerte por sobreexposición.

De todos los gases que por alguna u otra razón son dispersos en el aire el H_2S es uno de los principales causantes de los daños en los equipos porque en combinación con el aire y la humedad puede corroer metales (por ejemplo, en tuberías, depósitos, embarcaciones, etc.) debido a la formación de ácido sulfúrico.

Se presenta la Tabla 5 los registros de emisión de gas H_2S en algunas partes en particular de la planta, en los cuales están más cercanas a los equipos así de igual manera algunos registros sobre ruido, y emisiones de CO_2 (quizá el otro tipo gas del cual tiene un porcentaje considerable)

Punto de medición		Ruido [dB]	H_2S [ppm - partes por millón]	CO_2 [ppm - partes por millón]
Mayores emisiones	Turbina U2	84.4	0.067 ppm	440
	Pozo de bomba 1	78.4	0.060 ppm	413
	Ventiladores de la torre de enfriamiento	76.7	0.049 ppm	414
Menores emisiones	Transformador 1	63.4	0.000 ppm	417
	Transformador 2	65.1	0.000 ppm	410
	Transformador 3	75.6	0.000 ppm	413

Tabla 5. Concentraciones de H_2S , CO_2 y ruido de ciertas áreas de la planta Berlín.

Como se puede apreciar en la tabla, las emisiones de gas H_2S son apenas perceptibles para el humano y no representa peligros a la seguridad o salud del personal, respecto a los equipos de la subestación no hay riesgo de corrosión grave con la exposición en los equipos a los cuales estamos estudiando. Aun así, los registros en el área de la subestación dicen que no existen emisiones altamente corrosivas de gas H_2S , pero el ambiente con mayores niveles de corrosión a los normales ha afectado el hermetismo de los transformadores de

potencial capacitivos en los cuales se han dado fallas de contaminación del aceite dieléctrico afectando y contaminando el papel aislante de los bobinados. Esta situación fue causada por un error de diseño en el que no se estipulo la afectación al hermetismo de los CVT y contaminación del aceite y papel dieléctrico de bobinados.

Condiciones climáticas

Para las condiciones climáticas generales como lo son temperatura y lluvia se tomarán en base a un registro estadístico de informes climatológicos históricos por hora y reconstrucción de modelos del 1 de enero de 1980 al 31 de diciembre de 2016.

Niveles Sísmicos

La subestación y todos los activos que la conforman poseen un nivel de **aceleración sísmica de 0.4 G**, este nivel sísmico es el utilizado para el diseño y compra de los equipos de la Subestación.

Temperaturas

En sí, siendo Berlín un lugar donde las temperaturas no son muy elevadas podemos decir que de los registros de temperatura de Berlín son los siguientes:

	Temperatura mínima promedio	Temperatura máxima promedio
Temporada calurosa	19°C	29°C
Temporada fresca	18°C	27°C

Tabla 6. Temperaturas promedio mínimas y máximas⁹

Cantidad de lluvia

El periodo de lluvia en la planta, igual que la temperatura lo tomamos en base a los registros del municipio de Berlín, el cual se presenta como intervalos del año los meses comprendidos desde el 11 de Abril hasta el 26 de Noviembre, pero que en realidad los meses comprendidos entre el 7 de Junio hasta el 23 de Septiembre, podemos observar en la **Tabla 7**.

Fecha	Acumulación total promedio
11 de Abril	13 mm
7 de Junio	136 mm
23 de Septiembre	148 mm
26 de Noviembre	13 mm

Tabla 7. Promedios de llluvias en el Municipio de Berlín.

⁹ <https://es.weatherspark.com/y/12912/Clima-promedio-en-Berl%C3%ADn-El-Salvador-durante-todo-el-a%C3%B1o>

Niveles Isoceraunicos

Está definido como el promedio anual del número de días donde ocurren tormentas eléctricas dadas para una localidad en específico. Se registra una como una tormenta eléctrica cuando al menos se ha escuchado una descarga atmosférica (rayo o relámpago). Para poder determinar el nivel isoceraunico de un área específica debemos utilizar un mapa de nivel isoceraunico, el cual se construye con varios puntos de observación en áreas definidas para el estudio.

Nuestra Área de interés es la SE Berlín, la cual se encuentra aproximadamente a 106 km de la capital San Salvador, en la parte norte del complejo volcánico de Tecapa, del Cantón el Zapotillo del Municipio de Alegría en el Departamento de Usulután, las coordenadas específicas de la SE Berlín son: $13^{\circ}33'29'' N$ $88^{\circ}30'25'' W$. En la ilustración 4 marcado con una etiqueta, observamos la ubicación de la SE en el mapa de El Salvador.

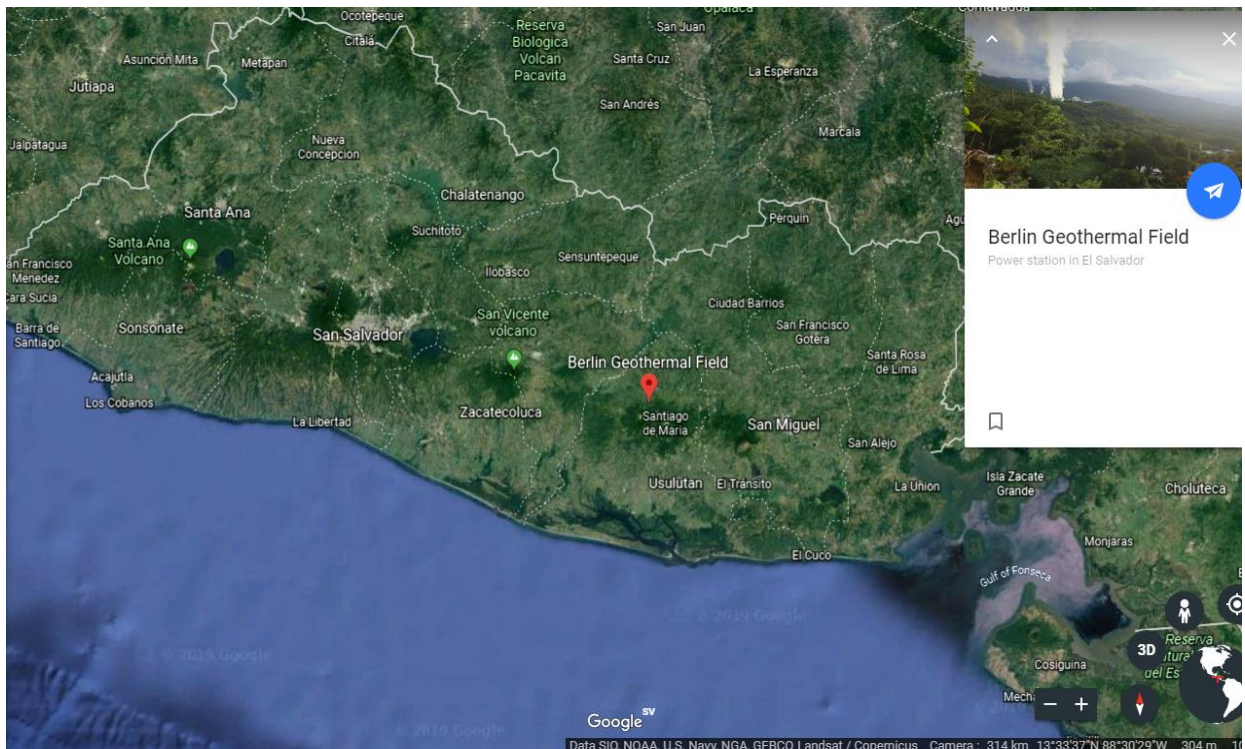


Ilustración 4. Ubicación general de la SE Berlín en el mapa de El Salvador.

Utilizando como referencia el mapa de nivel isoceraunico de El Salvador de la *ilustración 5*, observamos que la Subestación Berlín, se encuentra entre las **líneas de nivel isoceraunico de 59 a 71**, promediando estos niveles obtenemos un nivel promedio de 65, con este dato podremos calcular el factor de GFD o Ground Flash Density, con el cual podemos realizar una estimación

probabilística del número promedio de descargas atmosféricas por unidad de área por unidad de tiempo en el área de la subestación específicamente.

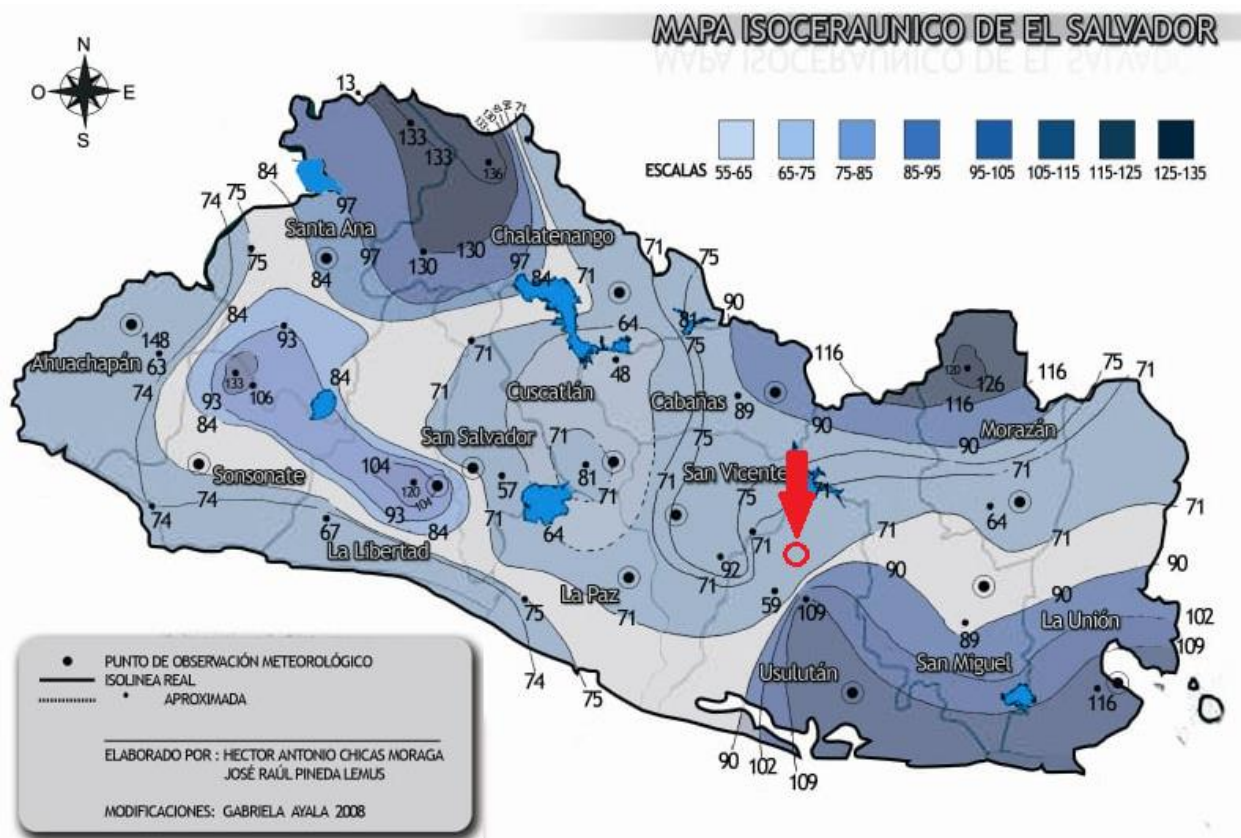


Ilustración 5. Mapa de Niveles Isoceraunicos de El Salvador, marcado en color rojo observamos la ubicación aproximada de la SE Berlín.

Ground Flash Density (GFD)¹⁰

Se define como el número promedio de descargas atmosféricas por unidad de área por unidad de tiempo en un área en particular. Generalmente se asume que el GFD de una subestación o de una línea de distribución o transmisión es aproximadamente proporcional al nivel isoceraunico del lugar en estudio. Utilizando este parámetro como base podemos definir la siguiente ecuación¹¹:

$$N_k = 0.12 T_d$$

Donde N_k es el número de descargas atmosféricas a tierra por Km^2 por año
 T_d es el nivel Isoceraunico de la zona en estudio.

¹⁰ The Electric Power Engineering Handbook: Substations, Leonard L. Grigsby, 3^{ra} Ed.

¹¹ Anderson, R. B. and Eriksson, A. J., Transmission Line Reference Book 345 kV and Above, 2^{da} Ed., Rev. Palo Alto, CA: Electric Power Research Institute, 187, Chap. 12.

Tomando en cuenta que el fenómeno de las descargas atmosféricas es un fenómeno aleatorio, los resultados de la ecuación define un numero de descargas por unidad de área aproximado y no 100% exacto.

Utilizando la ecuación para el caso de la SE Berlín:

$$N_k = 0.12 T_d$$

$$N_k = 0.12 (65)$$

$$N_k = 7.8 \approx 8 \text{ Descargas atmosféricas/Km}^2 \cdot \text{año}$$

2.5 Configuración de la subestación

Dado que la Subestación posee una configuración de *Bus principal con barra de transferencia*, Posee una alta **Disponibilidad** dado que, al necesitarse realizar un mantenimiento a cualquier interruptor de potencia de cada unidad, se utiliza el **Bus de transferencia** y el **Interruptor de potencia** extra para sacar de operación al interruptor designado para tareas de mantenimiento sin ningún problema y sin interrupciones.

La subestación a sus salidas, alimenta los circuitos de distribución de **San Miguel** y **La Central Hidroeléctrica 15 de Septiembre**, en la tabla 8 se puede observar las salidas de las unidades 1 y 2 de la subestación LaGeo Berlín, hacia las dos subestaciones antes mencionadas.

LaGeo, Berlín	Unidad
Salida Hacia Subestación San Miguel	01
Salida Hacia Subestación 15 de Septiembre	02

Tabla 8. Salidas de la subestación Berlín.

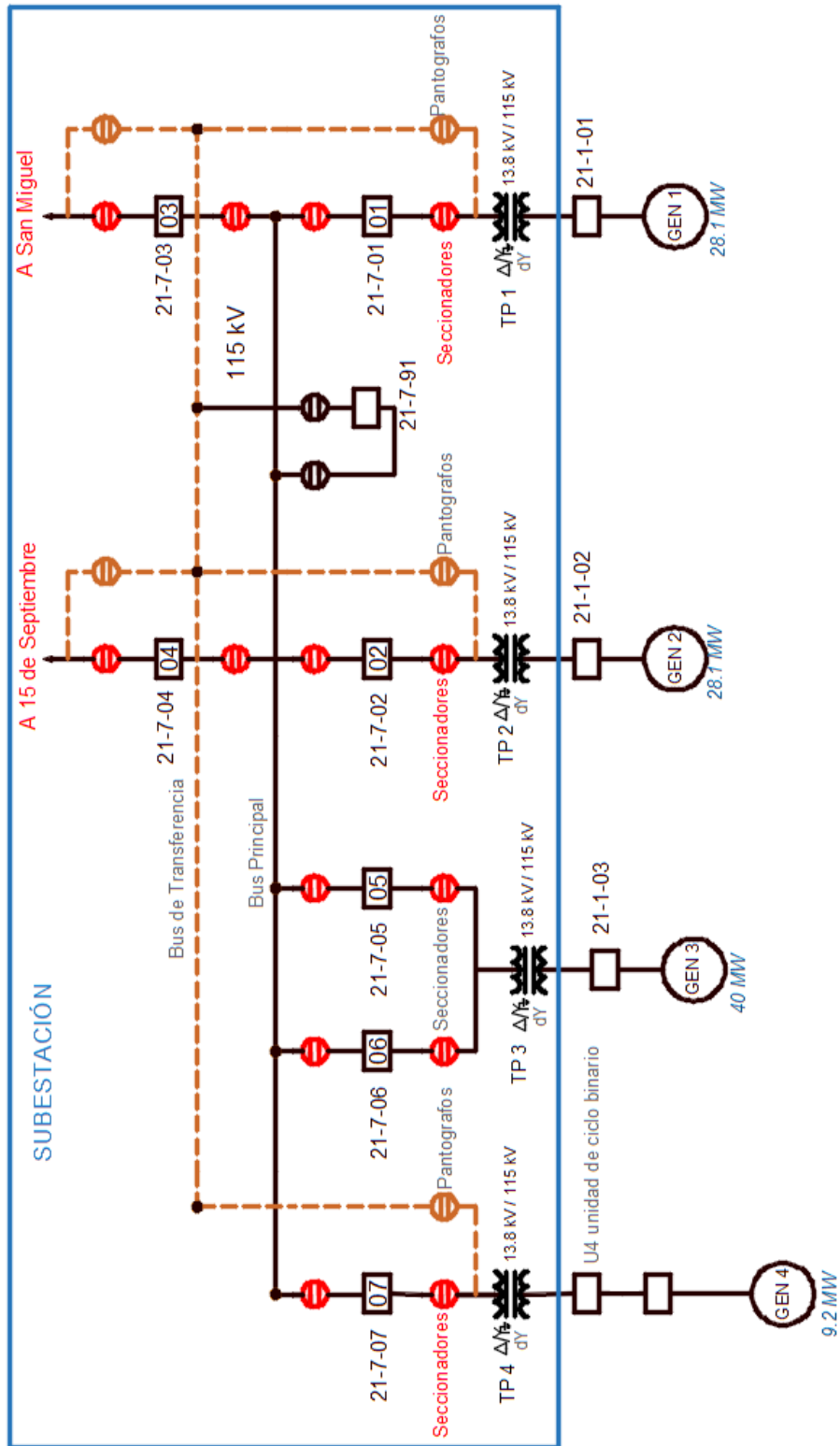


Ilustración 6. Diagrama unifilar de Subestación LaGeo, Berlín.

CAPITULO III

METODOLOGIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

3.1 Aplicación del modelo de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

El MCC no está enmarcado en una mera ecuación o fórmula matemática, su éxito y beneficios vienen en función de la calidad de criterio y aplicación del mismo para que sirva como una guía eficaz en las actividades de mantenimiento y su frecuencia en los activos vitales de un proyecto o institución. Aplicar la filosofía de gestión de MCC requiere un equipo de trabajo concreto jerarquizado y con distintos roles que sea capaz de analizar eficazmente los posibles escenarios en el tema de mantenimiento.

El equipo de trabajo debe ser capaz de aplicar la gestión de optimización operacional en un sistema que opera bajo condiciones de trabajo establecidas, analizar y planificar rutinas de mantenimiento lo más efectivas posibles priorizando a las maquinas o activos con mayor criticidad.

3.2 Las Siete preguntas básicas del MCC

En El MCC existen 7 preguntas básicas para identificar las verdaderas necesidades de mantenimiento de un activo en su ámbito operacional, para luego después realizar un análisis en base a sus modos de falla y efectos (FMEA), podemos observar esto en el siguiente esquema de la ilustración 7.



Ilustración 7. Esquema de las 7 preguntas fundamentales del MCC.

3.3 Equipo de trabajo dentro del MCC

El equipo de trabajo estará conformado por un grupo de personas con distintos roles y funciones dentro de la organización del modelo de MCC, estas al ser un grupo multidisciplinario serán personas con un conocimiento, experiencia y preparación adecuada en cada función que desempeñen dentro del equipo.

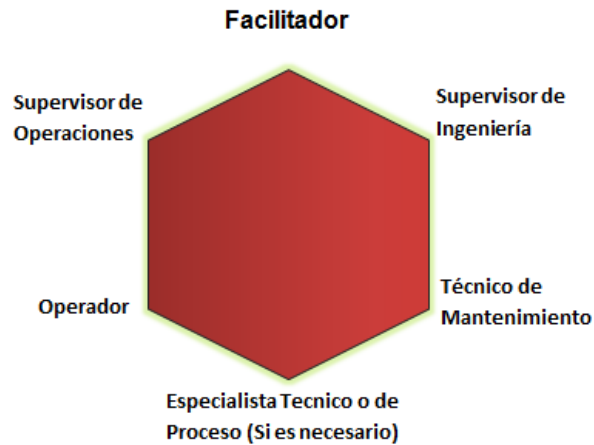


Ilustración 8. Equipo de trabajo de MCC.

Por lo general se requiere de supervisores, operarios y especialistas para formar un equipo de trabajo enfocado al MCC, de los cuales, **El Facilitador es el integrante más vital del equipo de trabajo de MCC**, será quien más responsabilidades y tareas tendrá a su cargo. A continuación, se expone la estructura básica (No necesariamente se aplicará esta estructura a todos los casos, esto depende del contexto donde será aplicado el MCC) del **equipo de trabajo que aplicará el MCC**¹² dentro del proyecto o institución de forma esquematizada:

3.4 El Rol del Facilitador¹³

El Facilitador tiene una función crucial para implementar efectivamente el MCC, esta consiste en cumplir de la mejor manera posible la aplicación de la filosofía del MCC participando activamente en el grupo, consultando activamente a los integrantes del equipo de trabajo en función de su conocimiento sobre el activo en estudio, facilitando un común acuerdo entre todo el equipo y registrando las consultas y actividades que se realizan.

¹² Reliability Centered Maintenance [RCM] John Moubray 2da. Edición

¹³ Reliability Centered Maintenance [RCM] John Moubray 2da. Edición

La calidad del análisis referido a un activo dependerá de gran manera en la capacidad y habilidad del Facilitador al que se le pide que sea altamente competente en:

- **Aplicar la Lógica MCC:** El facilitador supervisa y asegura que el equipo de trabajo aplique correctamente el proceso del MCC, es decir, se realicen correctamente las preguntas del proceso del MCC, en el orden correcto.
- **Dirigir el Análisis:**
 - ✓ **Preparar las reuniones del equipo de trabajo**
 - ✓ **Reunir toda la información sobre el activo (manuales de operación, registros históricos, diagramas de circuitos, etc.).**
 - ✓ **Delimitar los niveles de análisis de los activos.**
 - ✓ **Definir los alcances del análisis a realizar.**
 - ✓ **Supervisar y aplicar correctamente con criterio de ingeniería los modos de falla.**
 - ✓ **El Facilitador reconoce cuando el equipo no está seguro.**
 - ✓ **El Facilitador se encargará de completar las hojas de trabajo de MCC.**
 - ✓ **Sera encargado de preparar un archivo de auditoria vital para el gerente del activo que es el mayor responsable del mismo.**
 - ✓ **Encargado de ingresar los datos del MCC en una base de datos computarizada.**
 - ✓ **Administrar el Tiempo.**
 - ✓ **Respetar la Fecha de finalización de etapa de reuniones** definida en la planificación, es una responsabilidad del Facilitador y una prioridad critica para él.
- **Administrar la logística e Interacción con los Niveles Superiores:**

El Facilitador en su rol tendrá que relacionarse con gerentes y otro tipo de personas ajenas a los equipos de trabajo de MCC. En las reuniones o juntas con la gerencia el Facilitador será juzgado en función de su progreso por lo que es esencial que el mismo sepa lidiar con estas reuniones. Estas decisiones serán tomadas junto con el gerente del proyecto del MCC y el gerente del activo a analizar.

 - ✓ **Etapas de planificación:** Preparar el proyecto como un todo, implica decidir qué activos (o que parte de que activos) serán analizados en el proceso de MCC. También deben definirse los objetivos de cada análisis, fechas de ejecución y la manera en la que serán cuantificados los resultados. Se debe definir la cantidad de reuniones de trabajo de MCC.

- *Planear el proyecto:* antes de realizar cualquier análisis se debe planificar con detalle quien participara en cada equipo de trabajo, tomar en cuenta la necesidad de las capacitaciones y entrenamiento en MCC para los equipos y para los auditores que no estén capacitados, realizar un cronograma de actividades la fecha de cada reunión definiendo el lugar donde se realizara, decidir cuándo se auditará los análisis y definir la fecha de la presentación del análisis al nivel gerencial.
- ✓ ***Etapas de Ejecución:***
 - *Mantener informado a la gerencia y jefaturas de los planes.*
 - *Informar sobre nueva información prioritaria o de interés.*
 - *Informe de progresos.*
 - *Garantizar la auditoria a las hojas de trabajo de MCC.*
- ✓ ***Etapas de Finalización:***
 - *El Facilitador deberá realizar la presentación a la gerencia superior.*
 - *El Facilitador deberá garantizar la implementación de las recomendaciones del MCC.*
 - *El Facilitador trabajara con el Gerente del proyecto de MCC y gerente del activo.*

3.5 Análisis de los modos y efectos de falla (AMEF)

Es un método sistemático que permite identificar los modos de falla de un activo y los efectos que produce la falla, inclusive antes de que estos ocurran y puedan afectar o impactar a los procesos y la operatividad. Constituye la herramienta principal del MCC, para la optimización de la gestión de mantenimiento en una organización determinada.

En general, el AMEF es de vital importancia, ya que básicamente este se centra en el análisis realizado por grupos de trabajo a los distintos activos.

En la ilustración 9 se presenta el esquema de implementación del AMEF.¹⁴

¹⁴ Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

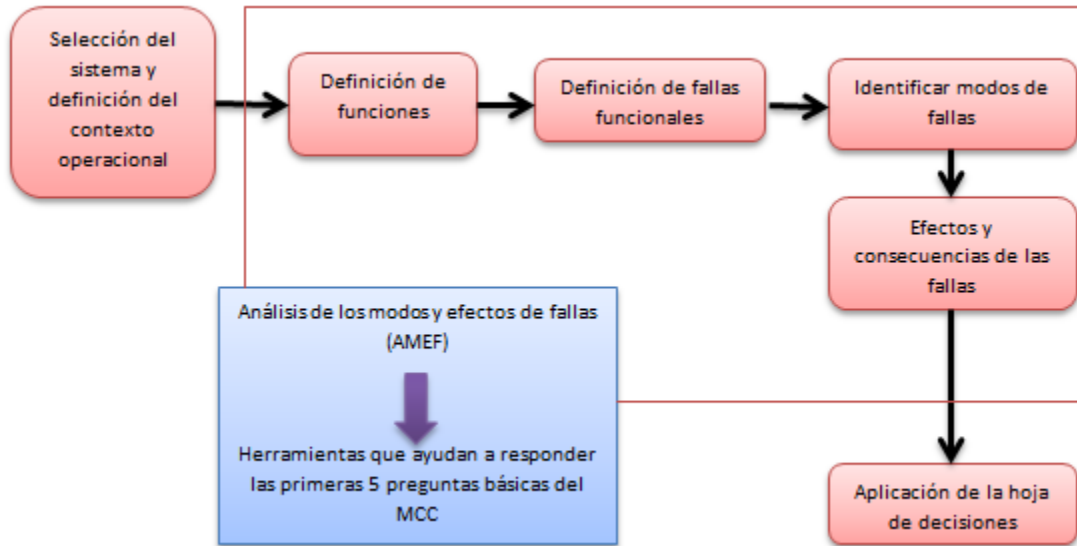


Ilustración 9. Fases de implementación del MCC.

Para poder cumplir estos criterios es necesario seguir las siguientes secuencias:

- 1- **Explicar las funciones de los activos del área seleccionada y sus respectivos estándares de ejecución:** Definir las funciones de los activos a analizar en los contextos operacionales en los que estos operan.
- 2- **Definir funciones y diferenciar los distintos tipos de funciones según el MCC:** el MCC define la función de un activo como el propósito de del mismo en un contexto operacional específico. Diferenciaremos dos tipos de funciones:
 - **Funciones primarias:** son las funciones principales para las que ha sido diseñado y creado un activo, por ejemplo, un transformador tiene la función principal de elevar o reducir tensiones según la necesidad. Estas funciones son prioritarias a ser desempeñadas por el activo y en la mayoría de casos de ocurrir un evento que interrumpa estas funciones, la operatividad del activo y del sistema global estarán comprometidas.
 - **Funciones secundarias:** son aquellas funciones complementarias que el activo está en capacidad de cumplir en adición a las funciones principales. Por ejemplo, los seccionadores deben poseer como función secundaria indicadores de posición de los seccionadores “Abierto” o “Cerrado”. Si bien la interrupción de una función secundaria no compromete la operatividad fundamental del activo, la

ausencia de una función secundaria puede desencadenar en eventos o fallas que si llegan a afectar la operatividad.

3- Definir los fallos funcionales asociados a cada función del activo:

La descripción del siguiente paso se basa en determinar cómo dejan de funcionar los activos de sus funciones, es decir, una vez definida la función del activo definir el fallo funcional sería especificar que función del activo ha dejado de ser realizada al ocurrir un evento.

4- Definir los modos de fallos asociados a cada fallo funcional.

Los fallos funcionales tienen causas físicas que dan origen a la aparición de las mismas, a estas causas son denominadas: modos de falla (causas de fallos funcionales). El análisis será orientado a cada uno de los modos de fallos asociados a cada fallo funcional, y cada fallo funcional puede tener más de un modo de fallo.

Es importante definir algunos conceptos respecto a las fallas se adoptaran los términos de “fallas menores” (mf) y “fallas mayores” (MF)¹⁵, la cual se define a continuación:

- **Fallas mayores (MF):** fallo que provocara un cambio o consecuencia inmediata en las condiciones del funcionamiento del sistema, siendo capaz de dejarlo fuera de operatividad, todo esto provoca que sea necesario un protocolo de mantenimiento para eliminar la falla en el sistema lo más rápido posible.
- **Fallas menores (mf):** Fallos en los equipos de menor severidad y que no afectan súbitamente la operatividad, La falla se da en un componente o subconjunto la cual puede que no provoquen un fallo grave en el sistema o equipo.

Causas raíces de los fallos funcionales.

Una forma práctica de reconocer la causa raíz o las causas raíces de un modo de fallo es preguntándose: ¿Qué causo la ocurrencia del fallo funcional? A partir de la respuesta o las respuestas a esta pregunta, de esta manera se obtendrá la descripción de la causa raíz o causas raíces asociadas al fallo funcional en el estudio. Recordar que cada fallo funcional puede tener más de un modo de fallo.

¹⁵ Norma IEC 60694-2002

Registro de los modos de fallos.

Para el registro de los modos de fallos se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Modos de Fallos asociados a un activo, ocurridas anteriormente en un contexto operacional similar o parecido.
- Modos de Fallos asociados a un activo, que sin haber ocurrido aun en el actual contexto operacional o en uno similar, tienen una probabilidad de fallo razonable (identificada estadísticamente).
- Modos de Fallos asociados a un activo, cuyos efectos sean severos para la seguridad humana, el ambiente o las operaciones.

En el proceso de análisis de los modos de fallos el grupo de trabajo MCC, deberá buscar información relacionada a la ocurrencia de los modos de fallos a partir de:

- ✓ Los operadores y mantenedores que hayan tenido una larga asociación con los activos a analizar.
- ✓ Los fabricantes y vendedores de equipos.
- ✓ Otros usuarios de los mismos equipos.
- ✓ Los registros técnicos existentes de cada activo.
- ✓ La base de datos existentes en la organización.

5- Establecer los efectos o las consecuencias de cada uno de los modos de fallos.

En esta parte del proceso, consiste prácticamente en identificar lo que sucederá en el contexto operacional si ocurriese cada modo de fallo previamente identificado, lo cual deberá incluir toda la información necesaria que ayude a soportar la evaluación de las consecuencias de los fallos. El grupo de trabajo tiene que responder de forma clara las siguientes preguntas.

¿Cómo se evidencia (si puede ser evidente) que un modo de fallo ha ocurrido?

Si en este caso es un fallo funcional principal, claramente se identificará el fallo, de otra manera también se puede determinar el fallo, aunque no sea visto en su proceso o función principal.

¿Cómo podría afectar la ocurrencia de cada modo de fallo a la seguridad humana o al ambiente?

Los modos de fallo que afectan a la seguridad humana o al ambiente, generalmente ocurren por:

- ✓ Actos inseguros (incumplimiento de las normas de seguridad establecidas)
- ✓ Malas operaciones de los equipos.

- ✓ Escapes y derrames de sustancias químicas: gases, líquidos o sólidos.
- ✓ Caída de objetos.
- ✓ Chispazos eléctricos.
- ✓ Presiones excesivas de trabajo (especialmente en tanques de presión y sistemas hidráulicos).

¿Cómo afectaría la ocurrencia de cada modo de fallo a la producción y a las operaciones?

Ahora, de qué manera una ocurrencia de modo de fallo puede conllevar a problemas a la producción u operaciones. Generalmente actúan de la siguiente forma.

- ✓ Parando completamente los procesos.
- ✓ Reduciendo la rata de producción.
- ✓ Reduciendo la calidad del producto.
- ✓ Aumentado los costes del proceso.

“Una actividad de prevención será eficiente, solo, si esta actividad de mantenimiento, elimina o minimiza la ocurrencia de las posibles consecuencias de los modos de fallos a prevenir dentro del contexto operacional”.

Categoría de las consecuencias de los Modos de Fallos según el MCC

Teniendo todo lo anterior, es necesario decidir cuál sería la mejor actividad de mantenimiento a ejecutar realizado por el grupo de trabajo MCC. El impacto que cualquier modo de fallo puede tener sobre la organización, dependerá, básicamente de tres factores.

- ✓ Contexto operacional donde trabaje el activo.
- ✓ Estándar de ejecución deseado, asociado a una determinada función.
- ✓ Efectos o consecuencias físicas que puede provocar la ocurrencia de cada modo de falla.

Para mayor detalle se presenta en la ilustración 10 algo sobre lo dicho anteriormente.

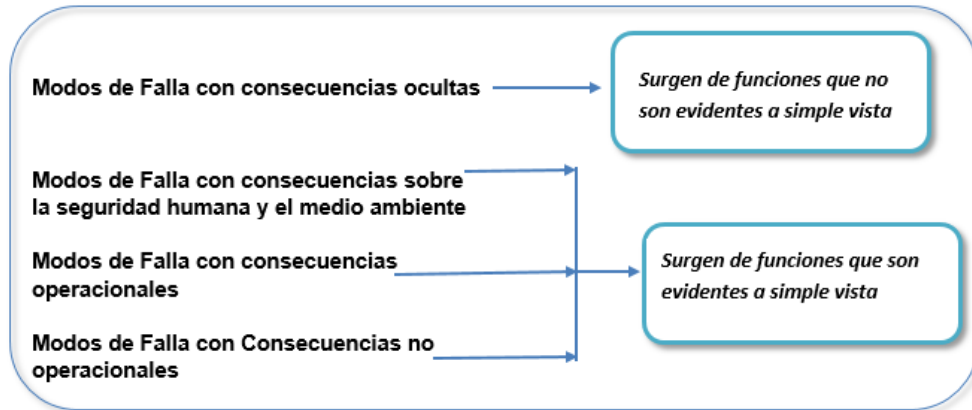


Ilustración 10. Categorías de las consecuencias de los Modos de Fallos.

El MCC y los modos de fallos ocultos

Existe un análisis orientado a los modos de falla que ocurren de tal forma que nadie sabe que el activo se encuentra en estado de fallo al menos o hasta que algún otro fallo también ocurra, entonces estos fallos no son evidentes por sí solos, y se les conoce como fallos ocultos.

Identificación de los fallos ocultos

Como anteriormente fue señalado, hay modos de fallo en los que no serán evidentes dentro de un desarrollo operacional, es así que el grupo de trabajo se plantea la siguiente pregunta.

¿Será la pérdida de función causada por este modo de fallo, por sí mismo, ser evidente dentro del desarrollo de las operaciones bajo circunstancias normales?

Si la respuesta a esta cuestión es no, el modo de fallo será oculto (no evidente), y si la respuesta es sí, el modo de fallo será evidente.

Rutinas de mantenimiento relacionadas con la prevención de fallos múltiples causadas por modos de fallo ocultos.

Para poder evitar y prevenir fallos múltiples causado por modos de fallo ocultos, es necesario disminuir la probabilidad de ocurrencia de los fallos ocultos, a lo que es necesario chequear periódicamente si la función oculta está trabajando correctamente. Estos chequeos son conocidos como las tareas de pesquisa de fallos ocultos. Las cuales consisten en accionar de chequeo a los activos con funciones ocultas, interpretando intervalos regulares de tiempo, con el fin de saber si dichas funciones se encuentran en estado normal de operación o en estado de fallo.

Por ende, si una tarea de pesquisa de fallos ocultos resulta ser no técnicamente factible para los modos de fallo oculto, existen dos posibles acciones a ejecutar.

1. Si el modo de fallo oculto puede generar un fallo múltiple que afecte a la seguridad o al ambiente, **el rediseño es obligatorio**.
2. Si el modo de fallo oculto genera un fallo múltiple que no afecta a la seguridad o al ambiente, es recomendable **no realizar ninguna actividad de mantenimiento programada**, y es posible **pensar en un rediseño**, si las consecuencias son económicamente muy costosas.

Proceso de selección de las actividades de mantenimiento bajo el enfoque del MCC

Teniendo en cuenta todo el expuesto anteriormente se llega prácticamente a un protocolo de mantenimiento. En la ilustración 11 se puede observar el proceso de selección de actividades de mantenimiento bajo el enfoque del MCC.

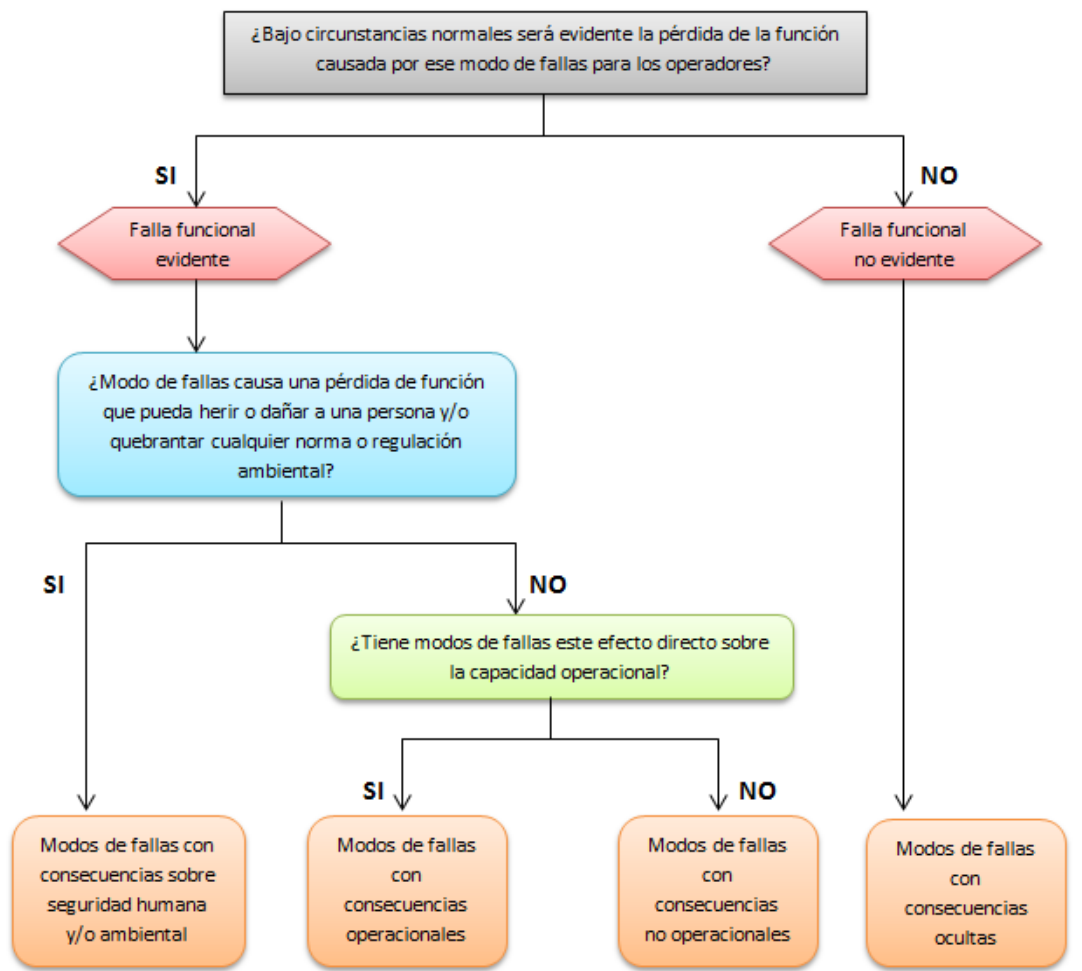


Ilustración 11. Proceso de selección de actividades de mantenimiento bajo enfoque del MCC¹⁶

¹⁶ Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

Así, identificadas las consecuencias por cada modo de fallo, deberemos identificar el tipo de actividad de mantenimiento, apoyándonos en el árbol lógico de decisiones del MCC.

A continuación, se presenta en la ilustración 12 un flujograma de selección de las actividades de mantenimiento.

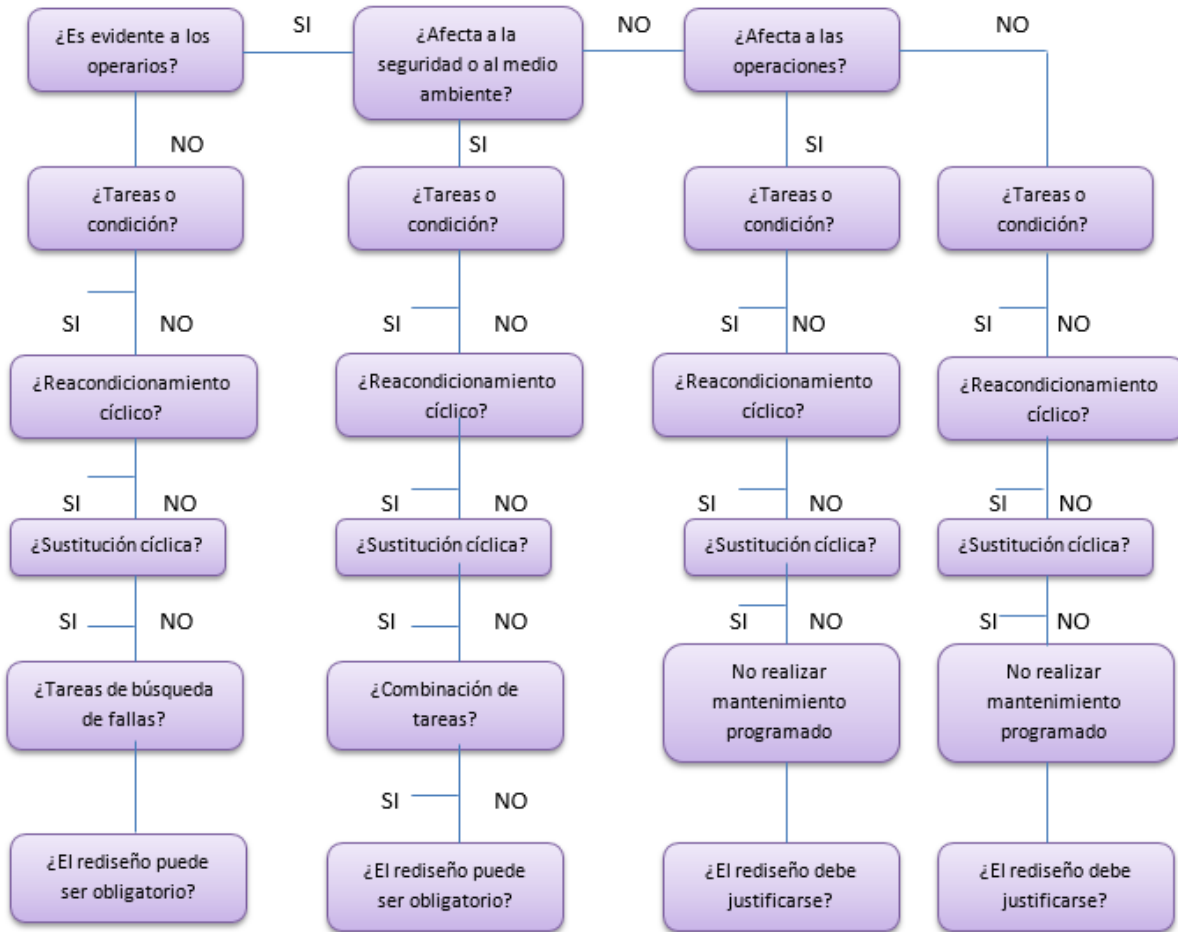


Ilustración 12. Flujograma para la toma de decisiones del MCC¹⁷

3.6 Actividades Preventivas (Proactivas) Tareas programadas en base a condición

Desarrollar una serie de tareas programadas para evitar que los activos padezcan de un fallo instantáneo y así poder tomar acciones ya programadas en base a la condición del activo, todo esto también teniendo en cuenta los objetivos que el MCC tiene, que son seguridad humana, medio ambiente y operaciones.

¹⁷ Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

También se pueden detectar fallos funcionales de los cuales están ocurriendo o están a punto de ocurrir, y son mejor conocidos como *fallo potencial*, que prácticamente es una condición física identificable la cual indica que el fallo funcional está a punto de ocurrir o que dentro del proceso está ocurriendo.

El comportamiento de este modo de falla, se puede ver en la ilustración 13 en la que se representa el inicio de la falla, pero esta sin ser detectada ("I"), incrementando su deterioro, hasta el punto donde el fallo puede ser detectado ("P"), en este punto si este aún sigue sin ser detectado y corregido, el deterioro sigue aumentando de manera más acelerada hasta el punto donde ocurre el fallo funcional ("F") y el activo deja de cumplir con su función.

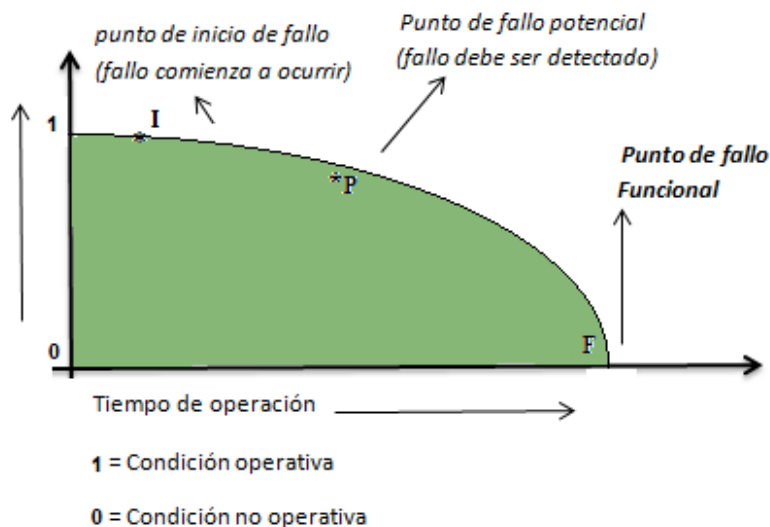


Ilustración 13. Comportamiento de una falla en condición de operación¹⁸.

Tareas de reacondicionamiento

Según el nombre lo indica, trata sobre aquellas actividades de prevención que se les realizan a los equipos, esto con el propósito de alarga su vida útil al activo y se deben programar a una frecuencia menor al límite de la vida operacional del activo todo esto en función del análisis de sus funciones en el tiempo. Uno de estos tipos de tarea son los comúnmente llamados "Overhauls".

Tareas de sustitución – reemplazo programado

En general, este tipo de actividad preventiva busca específicamente la condición del reemplazo de componentes o partes usadas de los activos, por unos nuevos, esto siempre realizándose a un intervalo de tiempo menor al de su vida útil.

¹⁸ Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

Tareas de búsqueda de fallos ocultas

De manera que los fallos ocultos no son evidentes, debe de plantearse una manera de encontrar fallos cultos de las cuales estos no tienen consecuencias directas, pero estas mismas proporcionan la aparición de fallos múltiples en un determinado contexto operacional.

Actividades correctivas

Como siempre, no todas las actividades de prevención son efectivas por determinados motivos, así como no pueden ser factibles o efectivas, las actividades correctivas se pueden determinar en las siguientes dos actividades.

Rediseño

Se puede llegar a una exhaustiva búsqueda por alguna actividad de prevención para un determinado fallo que ayuden a minimizar los modos de fallo que afecten a la seguridad humana o al medio ambiente, es por eso que es necesario realizar un rediseño que elimine o reduzca las consecuencias de los modos de fallos.

Actividades de mantenimiento no programado

En este caso, el obstáculo es económicamente y su factibilidad, en la cual los posibles efectos de los modos de fallo con consecuencias operacionales o no operaciones, se podrán tomar la decisión de esperar a que ocurra la fallo y actuar de forma correctiva.

3.7 Índices de confiabilidad según norma IEEE 493

Tener la capacidad de definir índices de disponibilidad en la SE es esencial para lograr dimensionar los costos monetarios al momento de un evento capaz de dejar fuera de operatividad da la SE por un tiempo definido y causar pérdidas por energía no servida, para ello definiremos el concepto de **Disponibilidad**.

La **Disponibilidad**¹⁹ es la capacidad de un sistema de estar en total disposición de realizar una tarea en un tiempo particular. Utilizaremos en este documento la **Disponibilidad** como un término matemático que nos indica el porcentaje del tiempo que un sistema (o activo) está listo para su uso inmediato y también como una probabilidad instantánea de la disposición del sistema para entrar en funcionamiento inmediato.

¹⁹ IEEE Std 493-2007 (Revision of IEEE Std 493-1997) IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, 2.6.2 Definitions.

Disponibilidad Inherente (A_i)²⁰

En general, la disponibilidad es la inmediata disposición de un activo o sistema para su uso, A_i considera la razón de falla de un sistema u activo y el tiempo promedio para reparar del mismo. A_i proporciona un índice que no está influenciado por las características externas al sistema o activos en estudio, como interrupciones planificadas, suministros de repuestos etc., por lo que A_i es un índice más versátil e importante respecto a estimaciones de compromisos con clientes (compromisos de suplir energía), metas predeterminadas a cumplir y en procesos de selección y adquisición de un activo entre varias opciones alternativas.

Podemos calcular A_i como muestra la **ecuación 1**:

$$A_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \text{ ecuación 1}$$

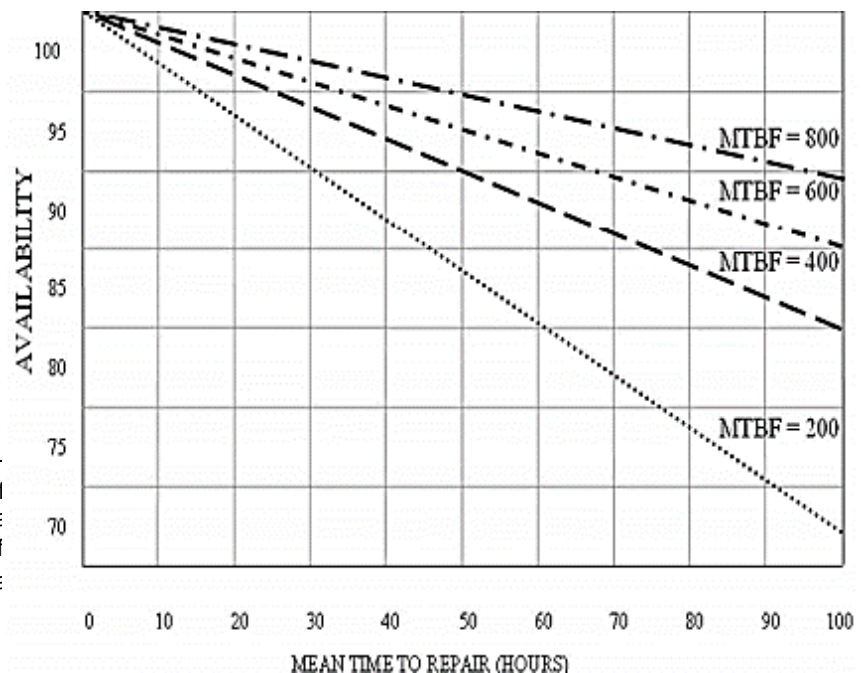
Donde:

$MTBF$ es el tiempo promedio entre fallas

$MTTR$ es el tiempo promedio para reparar

Si un sistema nunca ha fallado, $MTBF$ será infinito y A_i será del 100% o también si $MTTR$ es 0 (no toma nada de tiempo la reparación). La ilustración 14²¹ es un gráfico que muestra la disponibilidad en función de $MTBF$ y $MTTR$ (La disponibilidad calculada con la **ecuación 1**), observamos que con menores $MTBF$, menores $MTTR$ serán necesitados para lograr la misma disponibilidad y viceversa. Por lo general los tiempos de $MTBF$ y $MTTR$ son designados en horas.

Ilustración 14.
Disponibilidad (en porcentaje) en función de los tiempos promedios entre fallas ($MTBF$) y los tiempos promedios para reparar ($MTTR$)



²⁰ IEEE Std 493-2007 (Revision of Reliable Industrial and Commercial)

²¹ IEEE Std 493-2007 (Revision of Reliable Industrial and Commercial)

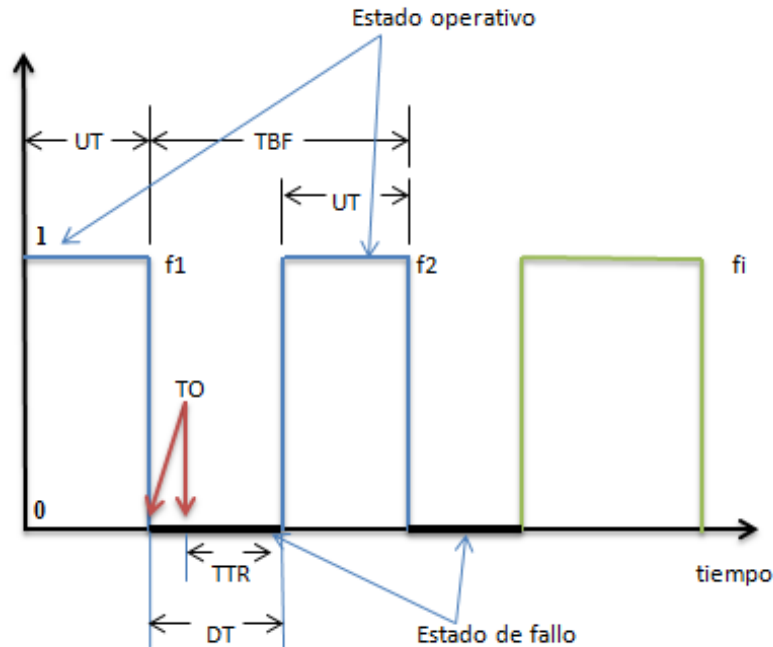


Ilustración 15. Indicadores y variables para la gestión de mantenimiento²².

Para una definición más clara de **MTBF** y **MTTR** podremos observar la ilustración 15 en donde observamos todos los tiempos definidos en el ciclo de trabajo de un activo, la leyenda de estos se encuentra en la tabla 9.

Dónde:

Indicador	Concepto
1	Condición operacional del equipo
0	Condición no operacional del equipo
fi	Fallo –enésimo
UT	up time (tiempo operativo entre fallos)
TBF	time between failures (tiempo entre fallos)
DT	Down time (tiempo no operativo entre fallos).
TTR	Time to repair (tiempo necesario para reparar).
TO	Time out (tiempo fuera de control, y es un tiempo difícil de estimar, se relaciona con la logística del mantenimiento: suplidores, transporte, retrasos, ocio).

Tabla 9. Indicadores de las condiciones de operación.²³

²² Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

Entonces para un número “*n*” de fallos se tienen obtiene los siguientes parámetros que se presentan en la Tabla 10.

Indicador	Significado	Relación
FF (λ)	Frecuencia de Fallas (Fallas/año)	$n / \text{tiempo (años)}$
MTBF	Mean time between failures (tiempo promedio entre fallos)	$MTBF = \Sigma TBF/n$
MUT	Mean up time (tiempo promedio de funcionamiento entre fallos)	$MUT = \Sigma UT/n$
MDT	Mean down time (tiempo promedio de indisponibilidad entre fallos)	$MDT = \Sigma DT/n$
MTTR	Mean time to repair (tiempo promedio para reparar)	$MTTR = \Sigma TTR/n$
MTO	Mean out time (tiempo promedio fuera de control)	$MTO = \Sigma TO/n$

Tabla 10. Parámetros de confiabilidad y su relación

Distribución de Probabilidad²⁴

Las distribuciones de probabilidad describen matemáticamente la probabilidad de que un evento ocurra respecto al tiempo. Es de vital importancia e interés una distribución de probabilidad de falla para los análisis de confiabilidad.

Según la **norma IEEE 493**, La distribución de probabilidad más común para análisis de confiabilidad en sistemas de potencia es la distribución exponencial, esta función toma una razón de falla constante para describir modos de fallas aleatorios en la vida del componente o sistema, donde el tiempo promedio entre fallas (MTBF) es el parámetro crítico. La expresión matemática para *la función de densidad de probabilidad de la distribución exponencial* se muestra en la **ecuación 2**:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \text{ ecuación 2}$$

Función de densidad de probabilidad de la distribución exponencial.

Donde: $f(t)$ es la función de densidad de probabilidad (PDF)
 λ es la razón de falla (inverso de MTBF)
 t es el tiempo en el que el sistema o activo debe funcionar
 e base de logaritmo natural

²³ Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

²⁴ IEEE Std 493-2007 (Revision of IEEE Std 493-1997) IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, 2.8.4 Exponential distribution.

Funciones de densidad de probabilidad (PDF) y funciones de distribución acumulativas (CDF)²⁵

Una distribución de probabilidad tiene también una única función de densidad de probabilidad (PDF denotada como $f(t)$ en la **ecuación 2**) al graficar esta función de densidad como en la figura 15 y encontrado el área bajo la curva definimos la función de distribución acumulativa (CDF denotada como $F(t)$) que muestra la probabilidad relativa de que ocurra una falla o evento antes del tiempo t como observamos en la figura 16, Para una PDF exponencial, esta probabilidad puede ser calculada con la **ecuación 3**²⁶:

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt \text{ ecuación 3}$$

Donde:

$F(t)$ es la probabilidad de que una falla ocurra antes del tiempo t , es decir la CDF
 $f(t)$ es la distribución de probabilidad (PDF exponencial en nuestro caso)

Finalmente, la expresión matemática para la **Confiabilidad** denotada como $R(t)$, es la probabilidad de un activo o sistema de no fallar durante el tiempo t se muestra en la **ecuación 4**:

$$R(t) = 1 - F(t) \text{ ecuación 4}$$

Resolviendo para distribución de probabilidad exponencial:

$$F(t) = \int_0^t f(t)dt = \int_0^t \lambda e^{-\lambda t} dt$$

$$F(t) = 1 - e^{-\lambda t} \text{ ecuación 5}$$

CDF para distribución exponencial

$$\therefore R(t) = 1 - F(t) = 1 - (1 - e^{-\lambda t}) = e^{-\lambda t} \text{ ecuación 6}$$

Ecuacion de Confiabilidad para distribución exponencial

Ahora desarrollamos la **función de riesgo o tasa de riesgo**, esta función es la razón de falla instantánea en un tiempo t (*frecuencia de falla*), la cual es igual al cociente entre la función de distribución de probabilidad exponencial $f(t)$ y la función de confiabilidad $R(t)$:

²⁵ IEEE Std 493-2007 (Revision of IEEE Std 493-1997) IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, 2.8.1 Probability density functions, 2.8.2 Cumulative distribution function and 2.8.4 Exponential distribution.

$$H(t) = \frac{f(t)}{R(t)} = \frac{\lambda e^{-\lambda t}}{e^{-\lambda t}} = \lambda \quad \text{ecuación 7}$$

En base a los resultados de la **ecuación 7** observamos que **la razón de falla es constante en el tiempo para la distribución exponencial**, esta es una característica esencial de esta PDF dado que se toma un enfoque en el que un activo no posee menos probabilidad de fallar en su primer año de uso que en su año 21 de uso (no se debe asumir que todos los activos exhiben esta característica). La distribución exponencial requiere solo el tiempo promedio entre fallas MTBF, el cual puede ser fácilmente determinado por el tiempo total de funcionamiento de un activo y el total de fallas o eventos del activo en estudio²⁷.

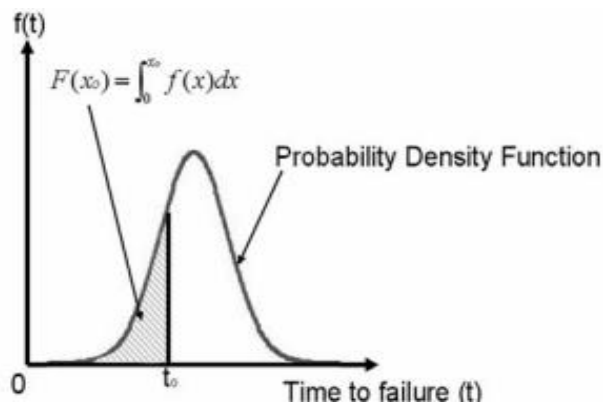


Ilustración 16. Curva de función f(t) de densidad de probabilidad, la parte sombreada muestra el área bajo la curva que define la función de probabilidad de distribución acumulada F(t)²⁷



Ilustración 17. Al graficar la función de probabilidad de distribución acumulada “F(t)” define la probabilidad relativa de que ocurra una falla o evento antes del tiempo “t”²⁷

²⁷ IEEE Std 493-2007 (Revision of IEEE Std 493-1997) IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, Figure 2-3.

Costos de indisponibilidad por fallos²⁸

Es vital saber cuantificar los costos económicos dado una falla o evento en la subestación Berlín, estos costos están en función de varios factores como lo es el precio del MWh en el momento de la falla, el tiempo promedio para reparar (MTTR) en horas, costos directos de corrección de la falla y costos por impacto a la Seguridad, Higiene y ambiente (SHA) y finalmente sin duda depende de la frecuencia de falla anual del activo en estudio. La expresión matemática para calcular el riesgo anual del impacto económico por falla está definida con la **ecuación 8**:

$$RAF = FF \times [(MTTR \times CE) + CD + CSHA] \quad \text{ecuación 8}$$

Dónde:

- **RAF:** Riesgo anual por fallo [\$/año], es la cuantificación del riesgo de perdidas monetarias al ocurrir un fallo en un activo que está en función de todos los demás parámetros
- **FF:** Es la frecuencia de falla anual del activo en estudio
- **MTTR:** Es el tiempo promedio para reparar en horas, en esta investigación se incluye en este parámetro los tiempos de logística para reparar y no se hace distinción.
- **CE: Costos por energía,** el valor de este parámetro está en función de la energía generada que no se está sirviendo a los clientes (ya sea de una unidad o la totalidad de la planta en el peor de los casos) y del costo de la energía. En este documento se tomará como estándar un costo de 120 \$/MWh. Este parámetro debe analizarse con detenimiento dado que si la falla no genera indisponibilidad (Dada la configuración de la SE con bus de transferencia) no habrá costos por energía eléctrica no servida, caso contrario será que la falla produzca indisponibilidad en la subestación y no se sirva la energía a los clientes, en este caso es vital el parámetro de MTTR dado que los costos por energía no servida son directamente proporcionales a el tiempo promedio para reparar.

²⁸ Woodhouse J, 1993. Managing Industrial Risk. Chapman Hill Inc, London.
Métodos Básicos de Análisis de Fiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad. (RAM: Reliability, Availability & Maintainability) Autores: **PhD. Carlos Parra Márquez & PhD. Adolfo Crespo Márquez Dept. Industrial Management. University of Seville School of Engineering, University of Seville, Spain

- **CD: Costos directos**, son todos los costos directos para la corrección del evento o falla, es decir, costos por mantenimiento correctivo, materiales, mano de obra, repuestos, etc.
- **CSHA:** Costos por impacto a la salud, higiene y ambiente, en esta variable se contempla el impacto económico producido por daños a la salud del personal en general, incluyendo posibles gastos médicos o de compensación y daños en general al medio ambiente que exige compensaciones y acciones correctivas al daño causado.

CAPITULO IV

APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD EN LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE LA SUBESTACION DE LaGeo DE BERLIN.

Una vez hemos definido la metodología, datos importantes e identificando las condiciones a las que están expuestos los equipos de la subestación, enfascándonos principalmente en los equipos de protección y medición, ya que son los equipos que poseen un nivel criticidad elevado.

De esta manera, con el transcurso de la implementación se darán detalles respecto a las unidades, así como también a los equipos de cada uno de ellos.

Alcance de la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad a las unidades 1, 2, 3 y 4

Respecto al AMEF de los activos de la subestación, se realizara un solo análisis general de cada activo específico, es decir, en el caso de los interruptores de potencia existen 8 activos de los cuales se realizara un solo análisis (AMEF) general abarcando todos los posibles principales modos de fallas de estos activos, tomando en cuenta que todos operan bajo los mismo niveles de tensión y corriente (poseen características nominales de placa casi idénticas), y además todos los interruptores de potencia de la SE tienen un sistema de cámara de extinción de arco con tecnología de gas SF6, un mecanismo de accionamiento de cierre y apertura por medio de resorte y elementos de excitación de bobinas de cierre y apertura.

De esta manera se realizarán análisis globales por cada tipo de activo de la subestación que se delimito para su respectivo AMEF, priorizando el impacto económico de estas fallas para la central geotérmica de Berlín.

4.1 Detalles generales de la unidad 1 y 2

La unidad 1 y unidad 2 fueron las primeras en la planta generadora en el año de 1992, siendo estas completamente iguales, en su capacidad de generación (28.1 MW), sus equipos y su diseño. Se especificará cuantos equipos de protección y medición posee cada unidad, tal como se observa en las tablas 11a y 11b.

UNIDAD	EQUIPO	CANTIDAD	MARCA	CODIGO DEL EQUIPO	VOLTAJE	CORRIENTE NOMINAL
1	Transformador de potencia	1	DELTA STAR	1PP-XF-TP1	13.8 /115 kV	
	Seccionador tipo pantógrafo	6	AEG T&D	1PP-DS1-T1 (1 seccionador por fase)	145 kV	2000 A
			AEG T&D	1PP-DS2-T1 (1 seccionador por fase)	145 kV	2000 A
	Interruptores de potencia	2	GEC ALSTHOM T&D	21-07-01	121 kV	2000 A
			GEC ALSTHOM T&D	21-07-03	121 kV	2000 A
	Seccionadores	4	ALSTOM	1PP-DS1-TP1	115 kV	2000 A
			ALSTOM	1PP-DS2-TP1	115 kV	2000 A
			ALSTOM	1PP-DS1-M1	115 kV	2000 A
			ALSTOM	1PP-DS2-M1	115 kV	2000 A
	Transformadores de potencial capacitivos	3	TRENCH	CVT-TP1-A	115 kV	2000 A
			TRENCH	CVT-TP1-B	115 kV	2000 A
TRENCH			CVT-TP1-C	115 kV	2000 A	

Tabla 11a. Cantidad de equipos en unidad 1.

UNIDAD	EQUIPO	CANTIDAD	MARCA	CODIGO DEL EQUIPO	VOLTAJE	CORRIENTE NOMINAL
2	Transformador de potencia	1	DELTA STAR	2PP-XF-TP2	13.8 / 115 kV	
	Seccionador tipo pantógrafo	6	AEG T&D	2PP-DS1-T2 (1 seccionador por fase)	145 kV	2000 A
			AEG T&D	2PP-DS2-T2 (1 seccionador por fase)	145 kV	2000 A
	Interruptores de potencia	2	GEC ALSTHOM T&D	21-07-02	121 kV	2000 A
			GEC ALSTHOM T&D	21-07-04	121 kv	2000 A
	Seccionadores	4	ALSTOM	2PP-DS1-TP2	115 kV	2000 A
			ALSTOM	2PP-DS2-TP2	115 kV	2000 A
			ALSTOM	2PP-DS1-M2	115 kV	2000 A
			ALSTOM	2PP-DS2-M2	115 kV	2000 A
	Transformadores de potencial capacitivos	3	TRENCH	CVT-TP2-A	115 kV	2000 A
			TRENCH	CVT-TP2-B	115 kV	2000 A
TRENCH			CVT-TP2-C	115 kV	2000 A	

Tabla 11b. Cantidad de equipos en unidad 2.

4.1.1 Descripción y distribución de la U1 y U2

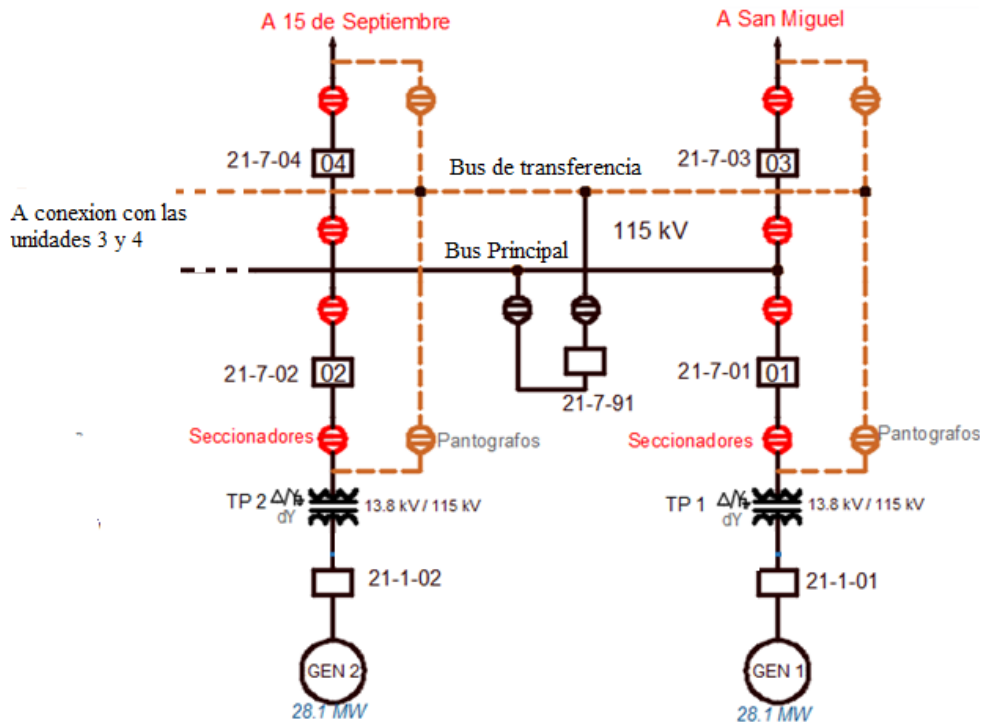


Ilustración 18. Descripción y distribución de Unidades 1 y 2.

4.2 Detalles generales de la unidad 3

La unidad N° 3 puesta en marcha en febrero del año de 2007, con una capacidad de generación de 41.5 MW, con unidad de condensación y siendo la de mayor capacidad de las 4 unidades. La unidad N°3 presenta los componentes que se describen en la tabla 12:

UNIDAD	EQUIPO	CANTIDAD	MARCA	CODIGO DEL EQUIPO	VOLTAJE	CORRIENTE NOMINAL
3	Transformador de potencia	1	Jiangsu Huapeng	3PP-XF-TP3	13.8 / 115 kV	
	Interruptores de potencia	2	AREVA	21-07-05	145 kV	2000 A
			AREVA	21-07-06	145 kV	2000 A
	Seccionadores	4	AREVA	3PP-DS1-TP3	115 kV	2000 A
			AREVA	3PP-DS2-TP3	115 kV	2000 A
			AREVA	3PP-DS3-TP3	115 kV	2000 A
			AREVA	3PP-DS4-TP3	115 kV	2000 A

Tabla 12. Cantidad de equipos de la Unidad 3

4.2.1 Descripción y distribución de la U3

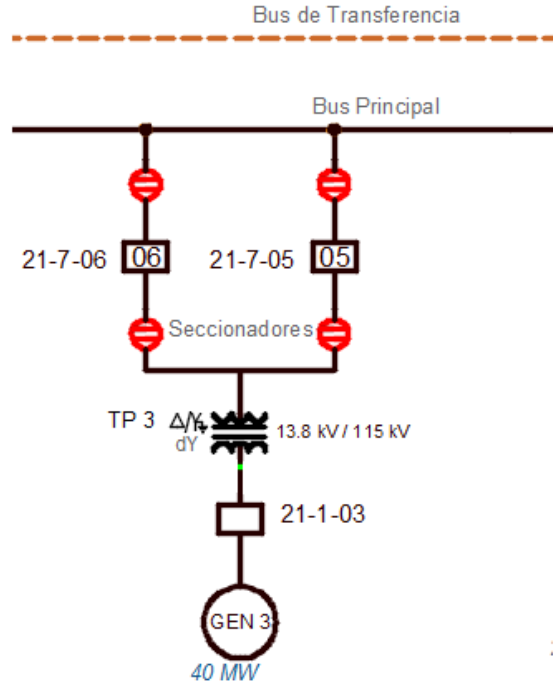


Ilustración 19. Descripción y distribución de la Unidad 3.

La unidad 3 se caracteriza por ser independiente de las otras unidades de la subestación, es decir que este no hace uso del interruptor de transferencia 21-07-91 de la subestación, de manera que si el interruptor 21-07-05 entra en mantenimiento o sucede una falla, la carga es dirigida al interruptor 21-07-06, así de esta manera es que su operación difiere al de las demás unidades.

4.3 Detalles generales de la unidad 4

La unidad 4, o también conocida con el nombre de unidad de *ciclo binario*, empezó su operación el diciembre del mismo año, con una capacidad de 9.2 MW, del cual la mayor característica de esta unidad es su forma de generar energía, y es porque utiliza el agua de reinyección para evaporar Isopentano, el cual funciona como fluido de trabajo.

UNIDAD	EQUIPO	CANTIDAD	CODIGO DEL EQUIPO	VOLTAJE	CORRIENTE NOMINAL
4	Transformador de potencia	1	4PP-XF-TP4	13.8 / 115 kV	
	Interruptores de potencia	1	21-07-07	145 kV	3150 A
	Seccionadores	2	4PP-DS1-TP4	115 kV	2000 A
			4PP-DS2-TP4	115 kV	2000 A
Seccionadores semi-pantografo	1	4PP-DS4-T4	115 kV	2000 A	

Tabla 13. Cantidad de equipos de la Unidad 4

4.3.1 Descripción y distribución de la U4

La unidad 4, hace uso del interruptor de transferencia 21-07-91 en un dado caso falle o entre en mantenimiento el interruptor de 21-07-07, lo cual esta unidad comparte también los interruptores 21-07-03 y 21-07-04. Esto se muestra en la figura 19:

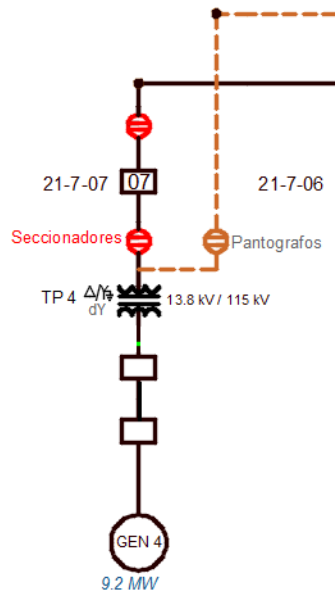


Figura 19. Descripción y distribución de la Unidad 4 (Ciclo Binario)

Luego de detallar cada unidad con sus equipos de los cuales tomaremos en cuenta en el estudio, cabe mencionar de nuevo, que se hará un estudio de un equipo por familia de equipo, de manera que se abarque todas las funciones, fallas funcionales, modos de fallo y efectos de fallo que posean registros de fallas en la planta o basado en documentación histórica global por equipo.

4.4 Transformador de potencia

Definición

Es un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. El transformador es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre si eléctricamente. Las

bobinas o devanados se denominan primarios y secundarios según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente.

4.4.1 Características generales de los equipos

A continuación, en la tabla 14 se presenta datos generales de los transformadores de potencia que se encuentran en la planta.

Equipo	Transformador de potencia	
Código	Capacidad	Unidad
1PP-XF-TP1	13.2 MVA	1
2PP-XF-TP2	13.2 MVA	2
3PP-XF-TP3	52 MVA	3
4PP-XF-TP4	11 MW	4

Tabla 14. Características generales de los transformadores de potencia

4.4.2 Funciones del transformador de potencia

Podemos decir que las funciones en los transformadores pueden catalogarse de manera general y de manera más específica, para lo cual se detallaran las funciones generales del transformador de potencia como lo son las funciones primarias y las funciones secundarias, y posteriormente se presenta en la tabla 15 las funciones por componentes del transformador de potencia.

Función primaria

- Transformar y/o regular la tensión de 13.8 kV a 115 kV.
- Energizar el bus de 115 kV de la subestación.

Funciones secundaria

- Tener de la capacidad de contener el aceite aislante, mantener la hermeticidad y no derramar aceite al ambiente
- Activar la ventilación forzada cuando se llega a temperaturas elevadas
- Activar alarmas para posteriormente el disparo de los interruptores correspondientes
- Emitir los mínimos ruidos según lo especifica su fabricante
- Proporcionar una seguridad al operar el cambiador de taps des energizando o hacerlo sin carga

Sistema	Componente	Función
Electromagnético	devanado de alta tensión y de baja tensión	Transformar el flujo electromagnético y regular la tensión de acuerdo a la relación de vueltas (espiras)
	Núcleo ferromagnético fabricado por chapas de acero	Dirigir y transportar el flujo electromagnético que se produce en los devanados
	Cambiador de derivaciones (TAP)	Ejecutar y controlar la operación electromecánica para regular o mantener el voltaje
Aislamiento/enfriamiento	Tanque principal	Contener y brindar protección mecánica a los componentes
	Aceite dieléctrico	Servir como medio de refrigeración y aislar componentes del transformador
	Tanque conservador	Contener el aceite para los cambios de volumen por los cambios de temperatura en el aceite
	Radiador	Disipar el calor en el interior del transformador
	Bushings de alta y baja tensión	Conexión de las líneas de alta y de baja tensión así como también para aislar las terminales de los devanados
	Ventiladores de enfriamiento	Sirve como flujo de aire cuando alcanza temperatura elevadas
	Sistema de enfriamiento del aceite	Activación de bombas en el caso que la temperatura del aceite alcance valores ajustados.
Sistema de protección y seguridad	Sensores de monitoreo	Convierten las señales físicas en señales eléctricas para su debido monitoreo en sala de control
	Sistemas de protección	Realizar el corte de energía tras una presencia de variables anormales
	Aparta rayos o descargadores de sobretensión	Protección ante descargas atmosféricas
	Sistemas de control y protección auxiliar	Ejecutar en el menor tiempo y eficientemente los sistemas automáticos del transformador

Tabla 15. Funciones por sistemas en el transformador de potencia²⁹

4.4.3 Registro y documentación de fallas en los transformadores de potencia

- Tomando en cuenta detalles importantes sobre las fallas en transformadores **IEEE Std C57.125 – 1991 “Guía IEEE para la investigación, documentación, análisis e informes de fallos en transformadores de potencia y reactores en derivación”**, ya que toma datos bastante cercanos a lo que posible sean fallas reales en transformadores de potencia. De manera que tienen un alto nivel de criticidad, pero en este caso la planta hasta el momento no ha sufrido ningún tipo de falla que ponga en peligro el funcionamiento del equipo, por eso nos respaldaremos del estándar.

²⁹ IEEE Std C57.125 – 1991 “Guía IEEE para la investigación, documentación, análisis e informes de fallos en transformadores de potencia y reactores en derivación

- Se indagará a detalle las partes más propensas a fallas y que a su vez puedan causar una indisponibilidad aun mayor que otras, tomando como base el estándar **IEEE Std C57.125 – 1991**.

Entre las fallas se pueden catalogar en dos grupos.

1. Fallas internas
2. Fallas externas

Estas a su vez están subdivididas, en la tabla 16 podremos especificarlas, cabe destacar que se tomaran en cuenta fallas mayores que puedan implicar un daño a la seguridad, indisponibilidad y gasto significativo en la generadora.

Tipo de falla	Sistema	Componente	Falla
Falla interna	Sistema electromagnético	devanado de alta tensión y de baja tensión	Cortocircuitos entre las espiras del devanado ya sea de baja o alta tensión, posterior a esto pueden llegar a deteriorar el papel aislante y a calentar el aceite aislante.
			Tensiones de funcionamiento anormales del sistema de baja frecuencia
			Tensiones anormales del sistema de alta frecuencia.
		Núcleo ferromagnético fabricado por chapas de acero	Condiciones de operación o por mala fabricación las chapas del núcleo del transformador
			Cortocircuitos en los devanados
		Cambiador de derivaciones (TAP's)	Falla en el dispositivo que permite cambiar él toma del transformador de potencia
	Esfuerzos mecánicos excesivos en el resorte del cambiador de taps.		
Sistema de aislamiento/enfriamiento	Aceite dieléctrico	Deterioro del aceite	
Falla externa	Sistema de aislamiento/enfriamiento	Tanque conservador	Fuga en el tanque conservador del aceite aislante
		Radiador	Sobrecalentamiento
			Esfuerzos mecánicos fuera de los límites del material de fabricación
		Bushings de	Grietas en los bushings

		alta y baja tensión	Rupturas dieléctricas
		Ventiladores de enfriamiento	Falla en los motores.
			Oxidación de las aspas
	Sistema de protección y seguridad	Componentes de aisladores y pararrayos	Grietas en el aislador
			Arcos eléctricos o rupturas dieléctricas
			Pararrayos y aparta rayos
	Sistema de control y protección auxiliar	Sistemas de control y protección auxiliar	falla en accionamiento de control y protecciones auxiliares

Tabla 16. Especificación de las fallas en transformadores de potencia.

Investigaciones mundiales sobre fallas en Transformadores de potencia de subestaciones

La organización europea CIGRE (Concilio Internacional para Grandes Sistemas Eléctricos) desde hace ya más de cuatro décadas ha sido referencia para miles de ingenieros alrededor del mundo en temas de investigación sobre el funcionamiento y la confiabilidad de sistemas eléctricos de alta tensión en general. Respecto a los transformadores de potencia, en 2015 se realizó una investigación internacional sobre la confiabilidad en transformadores de potencia para todas sus aplicaciones (incluyendo transformadores de potencia en subestaciones el cual es nuestro caso) la cual fue llamada “TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY Working Group A2.37”.

Durante 3 años de investigación (de 2010 a 2012) se recolectó información de 964 fallas mayores que ocurrieron durante el periodo comprendido desde 1996 a 2010, con una población total de 167,459 Años de Transformador (Transformers Years parámetro que cuantifica el tiempo de operación los transformadores de potencia) para un total de 56 activos alrededor de 21 países de todos los continentes, donde la fecha de manufactura de los transformadores va desde 1950 hasta 2009. Es importante tomar en cuenta que de los 167,459 Transformers – years estudiados, 150,072 Transformers – years pertenecen al estudio de transformadores de potencia en subestaciones lo que representa la gran mayoría de datos recolectados.

Frecuencia de Fallas

En referencia a los datos recolectados por CIGRE, la frecuencia de fallas para transformadores de potencia en subestaciones al nivel de 115 kV son presentados en la siguiente tabla 17³⁰:

Información de población	Nivel de tensión [kV] $100 \leq kV \leq 200$
Numero de Transformadores	10,932
Transformers - Years	64,718
Numero de Fallas Mayores (MF)	280
FRECUENCIA DE FALLA (FF anual)	0.43

Tabla 17. Frecuencia de Falla y datos de la población estudiada de transformadores de potencia en subestaciones de la investigación internacional de CIGRE 2015.

Esta cifra de frecuencia de fallas para transformadores de potencia en subestaciones será utilizada para los análisis de criticidad y costos económicos por fallas en nuestro estudio, posee una concordancia lógica con el análisis de criticidad en la sección posterior 4.9, dado que en base a la información provista por el departamento eléctrico de la central generadora de Berlín, no ha habido ocurrencia de fallas mayores en los transformadores de potencia de la SE Berlín desde 2010 por lo que la tasa o frecuencia de fallas anual es mejor a 0.5 fallas mayores al año.

4.4.4 Análisis de Modos de Falla y Efecto (AMEF) del transformador de potencia

Se logró obtener algunos datos sobre fallas en la subestación, siendo estas no registradas, pero si expuestas por personal experimentado en la subestación. Se hizo uso de referencias bibliográfica especializadas en el tema de transformadores de potencia en subestaciones, que cuentan con fallos en transformadores de potencia, del cual obtendremos mayor información de parte de **IEEE Std C57.125 – 1991 “Guía IEEE para la investigación, documentación, análisis e informes de fallos en transformadores de potencia y reactores en derivación”**.

Podemos encontrar el Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF) en el **ANEXO AMEF (pestaña “Transformador de potencia”)** en las tablas de Excel, dado que exponer dichas tablas de gran extensión en este documento sería poco práctico e ilegible.

³⁰ TRANSFORMER RELIABILITY SURVEY Working Group A2.37, December 2015, TABLE 26

4.5 Interruptor de Potencia

Definición

El interruptor de potencia es un elemento de conmutación capaz de conducir e interrumpir el flujo de corriente eléctrica en condiciones de operación normal (maniobras), extinguir arcos eléctricos, tolerar picos de corriente transitoria y realizar una apertura o disparo al detectar corrientes anormales de falla o corto circuito.

4.5.1 Características generales de los equipos

Unidad	Código de equipo	Marca
01	21-07-01	G. S ALSTOM T&D
01	21-07-03	G. S ALSTOM T&D
02	21-07-01	G. S ALSTOM T&D
02	21-07-04	G. S ALSTOM T&D
03	21-07-05	Magrini Galileo
03	21-07-06	Magrini Galileo
04	21-07-07	AREVA
Transferencia	21-07-91	AREVA

Tabla 18. Descripción de distribución de Interruptores de potencia de la subestación

Descripción de Tipo de interruptor: **S1-121 F3 4031**

Letra	Descripción
S	Interruptor de potencia con tecnología de extinción de arco con gas SF6.
1	Una cámara de ruptura por polo.
121	Voltaje nominal en kV (121kV).
F	Mecanismo de accionamiento por resorte.
3	Numero de mecanismos de accionamiento por resorte por Breaker.
40	Corriente de ruptura de corto circuito nominal en kA.
31	Corriente nominal normal (solo 2 dígitos) en 100 A

Tabla 19. Descripción de interruptores de potencia unidad 1 y 2.

▪ Datos de Placa

GEC ALSTHOM			
T&D			
Tipo:	S1-121 F3 4031	No. Serie:	
Voltaje nominal máxima:	121 kV	BIL:	550 kV
Corriente nominal:	2000 A	Tiempo nominal de interrupción:	3 ciclos
Corriente nominal de corto circuito:	40 kA	Factor K nominal:	1 K
Frecuencia:	60 Hz		
SF6 Presión nominal 20°C:	96.6 psig	Peso total de SF6:	22 lb
Alarma baja presión:	85 psig		
Presión de bloqueo:	80 psig		
Desconexión de corrientes capacitivas			
Factor nominal de sobrecorriente transitorio:			2.0
Corriente de carga de línea en vacío:			160 A
Corriente asociada de banco de capacitores shunt:			315 A
Corriente de banco de capacitores shunt espicada-espada:			315 A
Corriente transitoria de interrupción valor pico:			16 kA
Frecuencia de la corriente transitoria de interrupción:			4250 Hz
Corriente de interrupción en aparción de fases:			10 kA
Tipo de mecanismo:	CRR4-2C		
Tensión de control de cierre:	125VDC, 9.3 A	Motor:	125 VDC, 1350 W
Tensión de control de disparo:	125VDC, 8.4 A	Calefacción:	120 VAC, 380 W
Lista de partes no:	LT145A0012	Peso total:	3,100 lb
Manual de operación:	LT-121/145/170-IM	Temperatura:	-30°C ~ +40°C
Diagrama de control:	LT145C0012	Fecha fabricación:	
Ciclo de operación:	0 - C0 - 15S - C0		

Ilustración 20. Datos de placa del interruptor de potencia (imagen propiedad de LaGeo, grupo CEL)

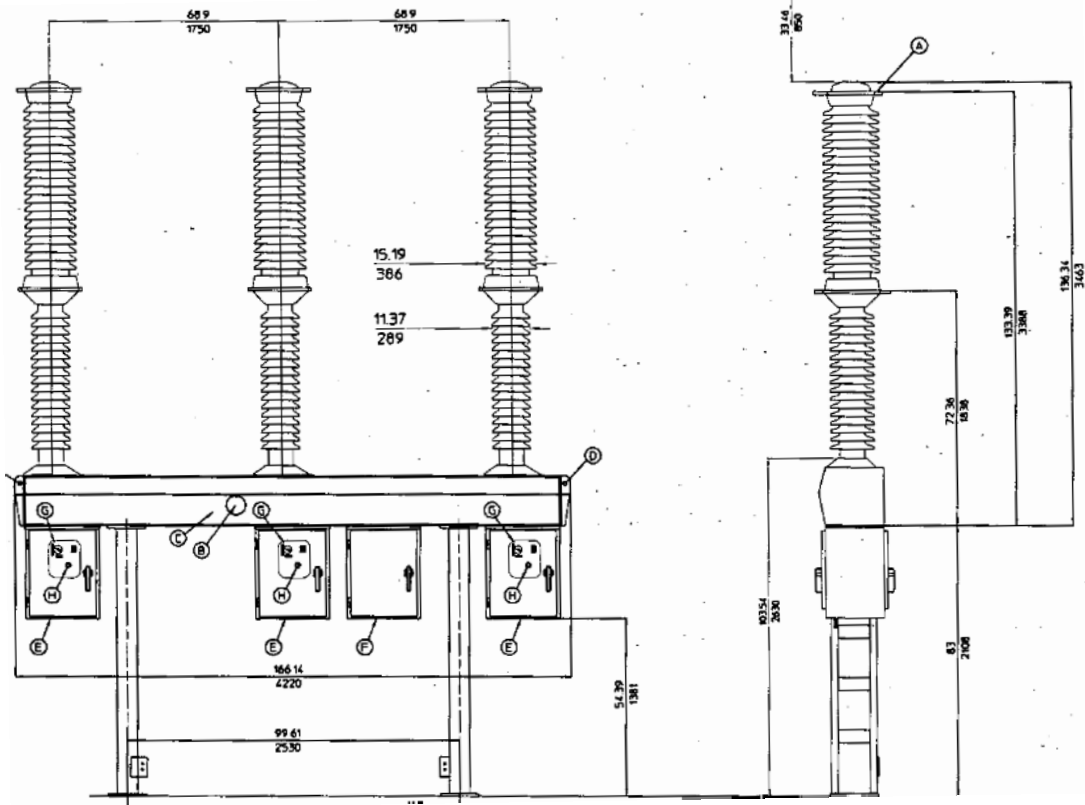


Ilustración 21. Vista frontal y lateral de interruptores (imagen Propiedad de LaGeo grupo CEL).

4.5.2 Funciones del interruptor de potencia

Funciones principales

- Su función principal consiste en interrumpir corrientes de falla y aislar las partes del sistema que han fallado.
- Ser capaz de conmutar en maniobras de apertura y cierre respondiendo a comandos remotos en condiciones normales de operación, de falla y durante condiciones de mantenimiento requerido.
- En condiciones normales y posición de “cerrado”, el interruptor de potencia debe comportarse como un excelente conductor con baja impedancia ante el flujo de corriente eléctrica.
- En posición de “abierto” se comporta como un excelente aislador entre las partes del sistema que están conectadas al interruptor.
- Tiene la capacidad de conmutar de posición de “cerrado” a posición de “abierto” en un periodo de tiempo muy corto que por lo general siempre debe estar en el orden de los milisegundos.
- Extingue arcos de corriente en maniobras de apertura durante fallas o corto circuitos.

Funciones Secundarias

- Contener el gas SF6 necesario para la extinción de arcos eléctricos.
- Poseer instrumentos de medición de presión para el gas SF6 en función de mostrar los niveles del gas.
- Poseer instrumentos de conteo de maniobras u operaciones del interruptor de potencia en función de controlar su vida útil y sus mantenimientos programados.

Mecanismo de operación de interruptores de potencia en SE Berlín

En la ilustración 21 podemos observar los componentes del mecanismo operativo del interruptor de potencia de tanque vivo, todos los interruptores trabajan bajo el mismo principio dado que el mecanismo es a base de resortes de cierre y apertura. Su principio de funcionamiento se describe detalladamente en el **ANEXO Diagramas de entradas procesos salidas (EPS)**, pestaña **INTERRUPTOR DE POTENCIA**.

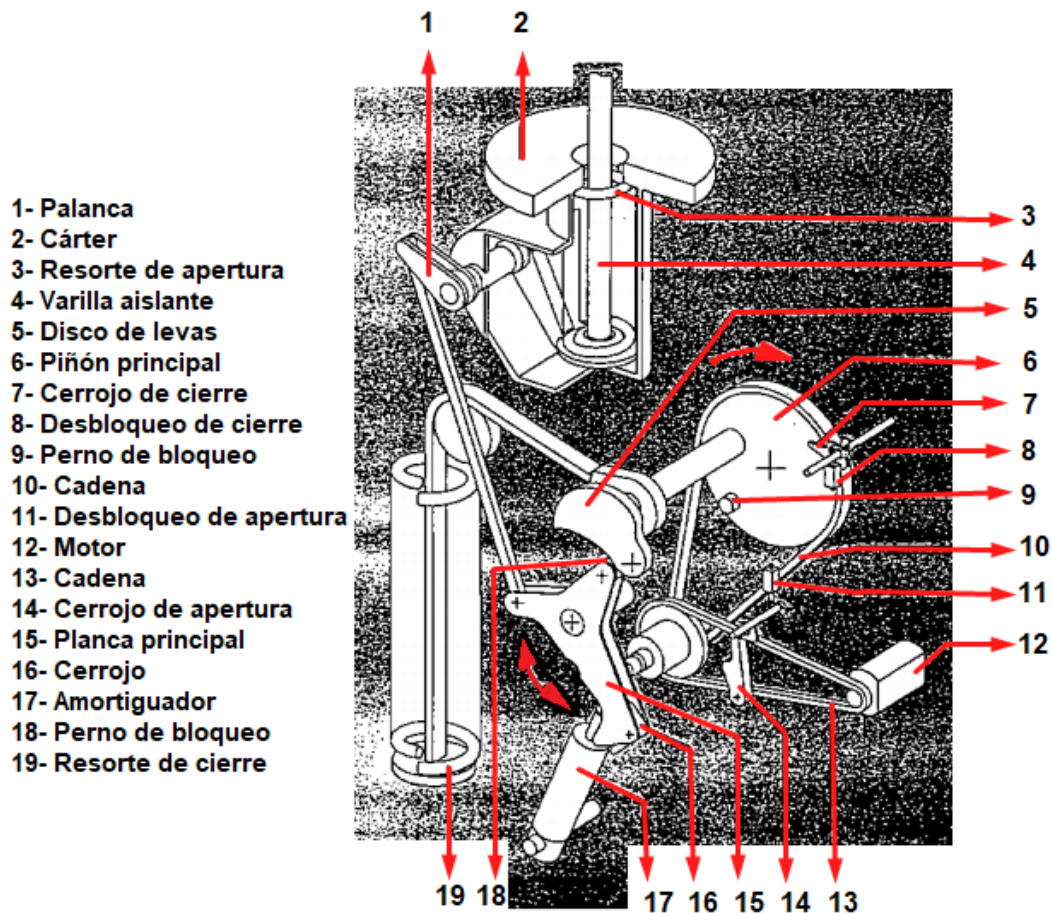


Ilustración 22. Mecanismos de interruptores de potencia SE Berlín.

4.5.3 Registro y documentación de fallas en los interruptores de potencia

Los registros y antecedentes de falla que serán estudiados y analizados para los interruptores de potencia abarcan un periodo de 17 años abarcando desde el año 2002 hasta el año 2018, estos han sido proporcionados desde la Unidad de Transacciones UT teniendo a LaGeo de intermediario y datos de fallas proporcionados por el departamento eléctrico de La central geotérmica de LaGeo Berlín. En la siguiente tabla se agregan además las frecuencias de fallas y los tiempos promedio para reparar en horas, estos parámetros fueron calculados por medio de las definiciones de la Tabla 20.

Modo de Falla	MF	FF falla/año	MTTR (horas)	%	Comentarios
No respondió al comando remoto de cierre	3	0.18	0.23	23%	Falla predominante en Interruptores de potencia de tanque vivo como los de la subestación Berlín.
Bloqueado en posición abierta	3	0.18	4.8	23%	Se produce por alarmas activadas por el sistema de control remoto (SCADA), también daños en el mecanismo de cierre o niveles inadecuados de gas SF6.
No realizo cierre en el tiempo deseado, Cierre retrasado.	2	0.12	5.79	15%	Mecanismos con altas fuerzas de fricción (mala lubricación) y corrosión, desgaste en mecanismo de cierre.
Falla en bobina de disparo o apertura	2	0.12	3.5	15%	Se detectó un consumo de corriente mayor a la corriente normal de operación de la bobina
Falla en bobina de Cierre	1	0.06	3.5	8%	Se detectó un consumo de corriente mayor a la corriente normal de operación de la bobina
Falla de Sincronismo de apertura	1	0.06	0.75	8%	El sincronismo de apertura estaba muy alto (rápido). Es Causado por falla en el aislamiento de bobinado por tanto se producen corto circuito interno en la bobina. Una lubricación no adecuada puede causar falta de fricción en el mecanismo en comparación de los mecanismos correspondientes de las otras fases.
Falla de Sincronismo de Cierre	1	0.06	0.75	8%	Retardo en el cierre de línea debido a problemas de sincronismo con interruptores en Berlín y 15 de septiembre.
Total	13	0.78	19.32	100%	

Tabla 20. Fallas en interruptores de potencia SE Berlín, registros proporcionados por departamento Eléctrico de central Berlín.

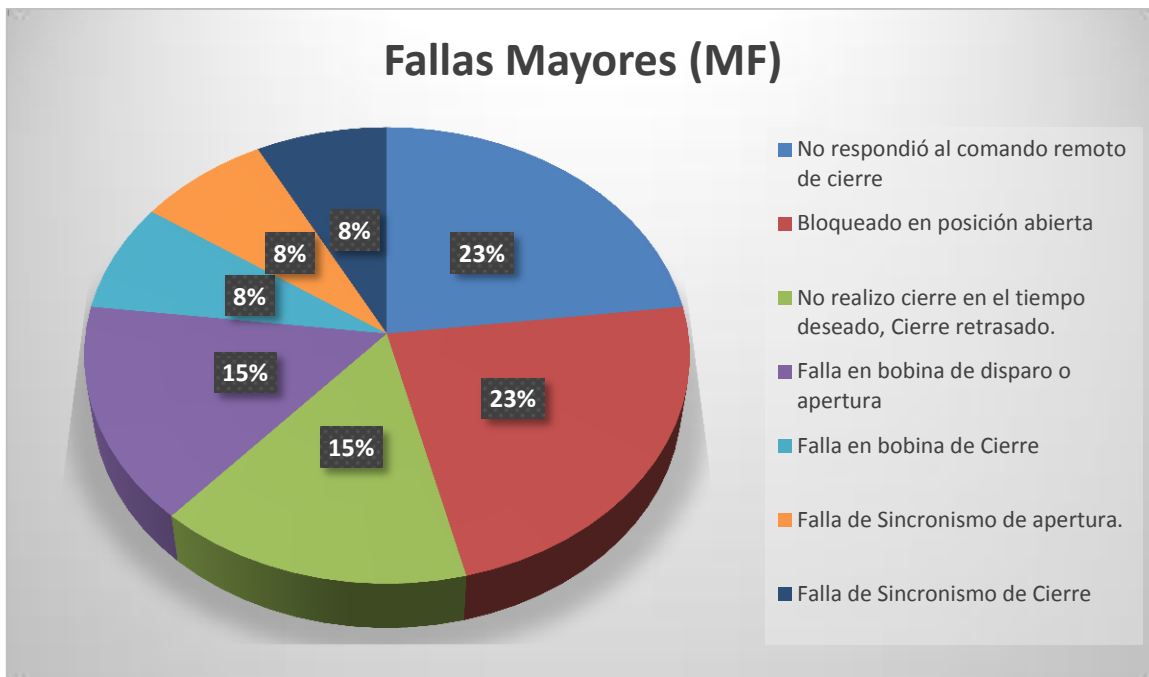


Ilustración 23. Grafica sobre antecedentes y registros de fallas en interruptores de potencia en la planta.

4.5.5 Investigaciones mundiales sobre interruptores de potencia

Desde hace más de cuatro décadas la organización europea CIGRE (Concilio Internacional para Grandes Sistemas Eléctricos) ha sido referencia para miles de ingenieros alrededor del mundo en temas de investigación sobre el funcionamiento de sistemas eléctricos de alta tensión en general. Esta organización ha realizado 3 grandes investigaciones sobre las fallas y defectos en interruptores de potencia en todas sus gamas de tensión de las cuales mencionaremos resumidamente:

- Primera investigación:** la primera de ellas fue realizada en la década de los 70's (1974-1977) y abarco todos los interruptores cuya tensión de operación fuera a partir de los 63 kV y con puesta en servicio desde el año 1964. La investigación fue realizada en 22 países contabilizando un total de 102 interruptores de potencia.
- Segunda investigación:** Investigación patrocinada por "The Switchgear comitte" de la IEEE y presentado en IEEE/PES reunión de verano en Julio de 1995, Se realizó durante 4 años (1988-1991) y se limitó a activos con tecnología de extinción de arco con gas SF₆, aunque respecto a los mecanismos de cierre y apertura se abarco todas las gamas (por resorte, hidráulico y neumático). Se tomó en cuenta una población de 132 interruptores de potencia puestos en servicio a partir de 1977 cubriendo un total de 70,708 CBY (Circuit Breaker Years) en 22 países.

- **Tercera investigación:** Abarco 83 activos de 26 países y se limitó a interruptores de potencia que utilizan tecnología de SF6, Se realizó de 2004 a 2007 cubriendo 281,090 CBY, esta investigación difiere a sus predecesoras en que se incluyó los interruptores de potencia de todas las edades.

Podemos observar que los interruptores de potencia con tecnología SF6 de la SE son abarcados en la segunda y tercera investigación realizada por CIGRE, por tanto, nos enfocaremos en los resultados de estas dos investigaciones y en el nivel de tensión de 100 a 200 kV sabiendo que los interruptores de la Subestación Berlín trabajan a un nivel de 115 kV, a continuación, se exponen los resultados de ambas investigaciones respecto a las fallas mayores y menores en que presentaron los interruptores de potencia:

Fallas Mayores (MF)	Fallas mayores por 100 CBY (Circuit Breaker Years)	
No cierra al recibir comando	0.164	24.6%
No abre al recibir comando	0.055	8.3%
Cierra sin recibir comando	0.007	1.1%
Abre sin recibir comando	0.047	7.0%
No soporto la Corriente transitoria de falla	0.011	1.7%
No realizo apertura en corriente de ruptura	0.020	3.0%
Falla en conducir la corriente	0.010	1.5%
Falla a tierra	0.021	3.2%
Falla entre polos	0.010	1.5%
Falla a través del polo (interno)	0.024	3.6%
Falla a través del polo (externo)	0.010	1.5%
Bloqueado en posición abierta o cerrada	0.190	28.5%
Otros	0.098	14.6
Total	0.67	100%

Tabla 21³¹. Tasa de fallas mayores por 100 CBY de la segunda investigación.

³² CIGRE WG 13.06 studies on the reliability of single pressure SF6-GAS high voltage circuit breakers: Table 3

Podemos observar inmediatamente las fallas mayores en interruptores de potencia en la segunda investigación de CIGRE presenta una tendencia relacionada a la falla “**no cierra al recibir el comando**” con un 24.6 % y la falla “**bloqueo en posición abierta o cerrada**” con un 28.5 % de tasa de fallas por 100 CBY, una gran similitud con la tendencia del registro de fallas de la subestación de La Geo Berlín con un 25% y 25% respectivamente para cada falla antes mencionada.

En la tabla 22³² se presentan los componentes que causaron cada falla mayor:

Componente responsable de la falla / defecto	Numero de fallas mayores MF
1. Componentes a Tensión de Servicio	99
1.1 Unidad Interruptora (cámara de extinción de arco)	66 (14%)
1.2 Interruptores Auxiliares, Resistencias	6 (1.3%)
1.3 Aislamiento a tierra principal	27 (5.7%)
2. Control Eléctrico y circuitos auxiliares	137
2.1 Circuitos de disparo/cierre	47 (10%)
2.2 Switches auxiliares	35 (7.4%)
2.3 Contactores, Calefactores, etc.	36 (7.6%)
2.4 Monitor de densidad de gas	19 (4.0%)
3. Mecanismos Operativos	
3.1 Compresores, Bombas, etc.	64 (13.6 %)
3.2 Almacenamiento de Energía	36 (7.6 %)
3.3 Elementos de Control	44 (9.3 %)
3.4 Solenoides, dispositivos de amortiguamiento	42 (8.9 %)
3.5 Transmisión mecánica	18 (3.8 %)
4. Otros	32 (6.8%)
Total	472 (100%)

Tabla 22. Componentes que causaron la Falla mayor.

³² CIGRE WG 13.06 studies on the reliability of single pressure SF6-GAS high voltage circuit breakers: Table 2

Fallas Mayores (MF)	Numero de Fallas mayores MF para Interruptores de potencia de tanque vivo	
No cierra al recibir comando	174	28.15
No abre al recibir comando	80	12.94
Cierra sin recibir comando	2	0.32
Abre sin recibir comando	42	6.8
Falla en conducir la corriente	9	1.46
Fallas a tierra	9	1.46
Fallas entre polos	7	1.13
Falla interna a través del polo durante una operación de cierre (No soporto la Corriente transitoria de falla)	6	0.97
Falla interna a través del polo durante una operación de apertura (No realizo apertura en corriente de ruptura)	14	2.26
Falla interna a través del polo en posición abierta	5	0.81
Fallas externas a través del polo	3	0.48
Bloqueado en posición abierta o cerrada	183	29.61
Perdida de integridad mecánica (Partes mecánicas dañadas)	59	9.55
Otros	25	4.04
Total	618	100%

Tabla 23³³ **Modos de Falla registrados en la tercera investigación internacional de CIGRE para interruptores de tanque vivo.**

Observamos que la tendencia sobre las fallas más concurridas para interruptores de potencia de tanque vivo como los activos de la subestación Berlín son las fallas relacionadas a **“No cierra al recibir comando (28.1%)”** y **“Bloqueado en posición abierta o cerrada (29.61%)”**, comparando respecto a los datos de falla de la Subestación Berlín sobre interruptores de potencia corresponde al 25% y 25% respectivamente a cada falla mayor antes mencionada.

³³ Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 2 - Reliability of High Voltage SF6 Circuit Breakers: Table 2-42: Number of CB MaF per failure mode and per type of enclosure

En base las 2 grandes investigaciones internacionales realizadas por CIGRE y tomando en cuenta la gran similitud estadística respecto a los registros históricos de falla proporcionados por la UT de la Subestación de LaGeo Berlín, realizaremos el Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA) para los interruptores de potencia de dicha subestación, tomando en cuenta las causas de fallas mayores delimitadas para cada caso específico con el fin de obtener un análisis de gran utilidad al presentarse eventos de falla en el futuro que pueda servir como una herramienta de gran utilidad para identificar un modo de falla mayor y su causa.

4.5.6 Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMEF) de los interruptores de potencia

En las tablas del **ANEXO AMEF (pestaña Interruptor de potencia)** encontraremos con el AMEF para los interruptores de potencia en función de las fallas registradas desde hace 18 años, es decir fallas registradas desde el año 2002. Los registros de falla fueron proporcionados por el departamento eléctrico de la central geotérmica de Berlín Usulután y a su vez, el departamento eléctrico solicitó estos registros de falla a la UT.

Nos enfocaremos en analizar las fallas puntuales registradas para los interruptores de potencia y utilizando como referencia los estudios internacionales de CIGRE para estudiarlas y analizarlas.

4.6 Seccionador de tipo pantógrafo

Definición

Los seccionadores tipos pantógrafos son instrumentos mecánicos basados en el paralelogramo, conectado de tal manera que se mueve en un modo relacionado a un punto base, este seccionador se compone de dos semi-brazos que, al moverse (verticalmente) y de manera coordinada en el mismo plano de los aisladores, cierran el circuito en un contacto fijo conectado a una barra superior, simplifican de gran manera la concepción y la realización de las instalaciones de distribución de alta tensión en intemperie (se suelen utilizar para la conexión entre líneas y barras que se halla a distintas alturas y cruzados entre sí).

Su implementación también es ideal para las conexiones de barras, porque permiten reducir al mínimo la superficie de la subestación y el mantenimiento

(brazos de seccionador incluidos) de la posición en la que se encuentra colocado el aparato, sin poner fuera de servicio la barra superior, así como también garantiza una zona de contacto más amplia y, por consiguiente, está muy indicado para subestaciones con juegos de barras constituidos por conductores flexibles. Algunos de los componentes principales de los seccionadores pantógrafos son los siguientes.

4.6.1 Características generales de los equipos

En la unidad 1 y unidad 2 están instalados 4 seccionadores tipo pantógrafo, pero los pantógrafos son uno por fase, es decir que tienen un total de 12 pantógrafos (uno por fase). La unidad 3 no posee seccionadores de transferencia, ya que es independiente, la unidad 4 si posee seccionador de transferencia, en este caso serían un total de 15 seccionadores de transferencia.

Unidad	Código de equipo (1 por fase)	Marca
01	1PP-DS1-T1	AEG
01	1PP-DS2-T1	AEG
02	2PP-DS1-T2	AEG
02	2PP-DS2-T2	AEG
04	4PP-DS1-T4	AEG

Tabla 24. Característica general de los equipos

Se tomará un seccionador tipo pantógrafo para examinar sus partes más importantes y su funcionamiento.

Descripción del Seccionador pantógrafo: Z/AM 145 – 1

Letra	Descripción
Z/AM	Tipo de cuchilla del seccionador
145	Voltaje nominal de 145 kV
1	Monopolar

Tabla 25. Descripción del pantógrafo

Datos de placa

AEG	
TIPO: DESCONECTOR VERTICAL PANTOGRAFO	MODELO: Z/AM145-1
CLIENTE: GEC ALSTHOM T&D INC	PEDIDO No.
	PARTIDA No. 01
AÑO DE FABRICACION	199
No. DE SERIE	7039
TENSION NOMINAL	145 kV
CORRIENTE NOMINAL	2000 A
FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz
N.B.A.I. 1.2X50 μ seg. a tierra	650 kV
RESISTENCIA DEL CIRCUITO PRINCIPAL	113 $\mu\Omega$
DISTANCIA DE FUGA	2093 mm/kV
CORRIENTE DE AGUANTE DE CORTA DURACION	50 kA
ALTITUD DE OPERACION	1000 m.s.n.m.
TENSION NOMINAL DE AUXILIARES	FUERZA 125 V.C.D.
MASA POR POLO	CONTROL 125 V.C.D.
INSTRUCTIVO DE REFERENCIA	380 kg
	AM-I-01

AEG MEXICANA S.A. DE C.V.
 CARRETERA FEDERAL MEXICO-PACHUCA No. 1 Km 48.5
 TIZAPALUCA EDO. DE HIDALGO
 TEL: (51 779) 805-65 FAX: (51 779) 804-94

NOM

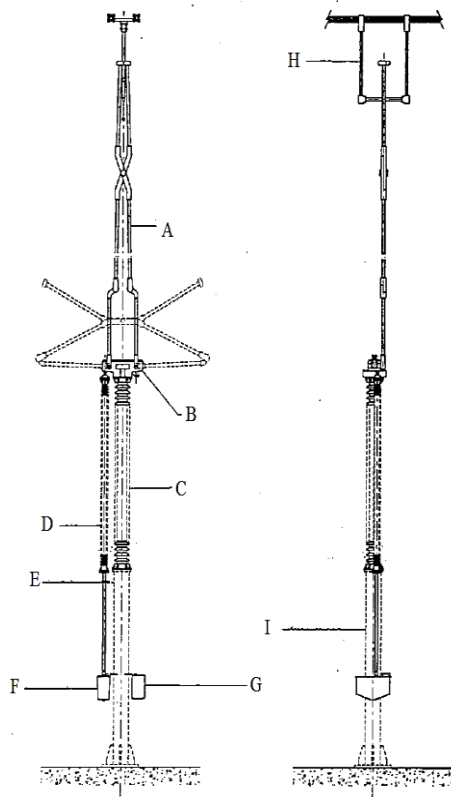
Ilustración 24. Datos de placa del seccionador pantógrafo (imagen propiedad de LaGeo, CEL)

✓ Desconectador pantógrafo:

La columna soporte constituida por dos o tres aisladores superpuestos y acoplados entre si mecánicamente. Esta columna es paralela a la columna aislante giratoria de resina sintética o porcelana que asegura el enlace entre el pantógrafo y el eje de mando.

El pantógrafo propiamente dicho constituido por cuatro brazos horizontales cruzados, dos a dos, por cuatro brazos verticales y por los contactos móviles.

El contacto de línea fijado a la línea por una derivación en forma de T, en la ilustración 25 se muestra las partes del mismo.

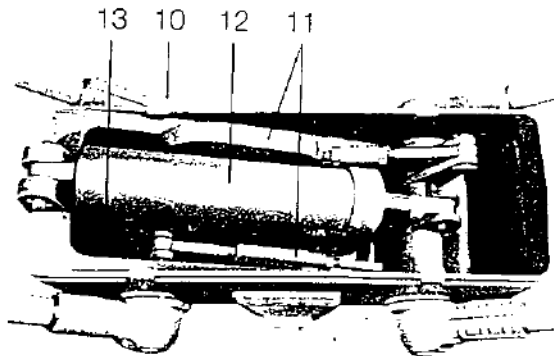


- A. Tijeras
- B. Caja de tijeras
- C. Aislador soporte
- D. Aislador giratorio
- E. Chamucera
- F. Accionamiento motriz
- G. Gabinete de control
- H. Trapecio
- I. Estructura soporte

Ilustración 25. Diagrama esquemático del pantógrafo.

✓ Sistema de la caja de engranajes:

El sistema de caja de engranajes del seccionador pantógrafo, se basa en resortes y engranajes, en la cual uno de los principales componentes es la caja de tijeras ilustración 26 Los conectores están acoplados en el lado de la caja de engranajes, para los tubos inferiores de las tijeras.



10. Rodamiento de contacto de anillo.

11. Mecanismo de palanca.

12. Almacenamiento de energía por resorte.

13. Engranaje de tornillo.

Ilustración 26. Parte del sistema de mecánica del pantógrafo.

✓ Sistema motriz:

A continuación, se presenta en la ilustración 27 y 28 los datos de placas del sistema motriz y también un esquema de las partes del motor respectivamente.

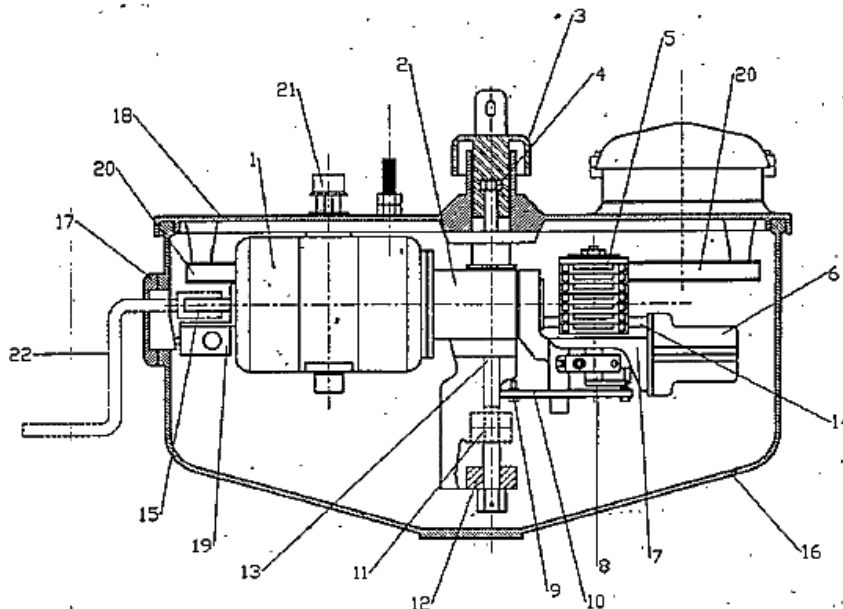
AEG	
ACCIONAMIENTO MOTRIZ TIPO	EWA-10
No. DE SERIE	199
POTENCIA NOMINAL	650 W
TENSION NOMINAL	Control 150 V.C.D. Fuente 125 V.C.D.
CORRIENTE NOMINAL	B.B.A.
NUMERO DE FASES	N/A
FRECUENCIA NOMINAL	N/A
VELOCIDAD	3000 r.p.m.
ELEVACION DE TEMPERATURA MAX.	155 °C
CLASE DE AISLAMIENTO	F

AEG MEXICANA S.A. DE C.V.
 CARRETERA FEDERAL MEXICO-PACHUCA No. 1 Km 43.5
 Toluca EDO. DE MEXICO
 TEL: (51 779) 604-43 FAX: (51 779) 604-94

NOM

Ilustración 27. Datos de placa del sistema del motor.

En el esquema de la ilustración 28. Se presentan las partes principales del sistema motriz.



1	MOTOR TRIFASICO	12	TUERCA GUIA
2	REDUCTOR DE VELOCIDAD	13	PIRON
3	CAMPANA DE ARASTRE	14	RESISTENCIA CALEFACTORA
4	EJE DE TRANSMICION	15	EJE DEL MOTOR
5	INTERRUPTOR AUXILIAR	16	CARCAZA
6	CONTACTOR	17	TAPITA LATERAL
7	SOPORTE	18	TAPA
8	DISPOSITIVO DE SEÑALIZACION	19	MICROSWITCH DE SEGURIDAD
9	PERNOS EXCENTRICOS	20	TABLILLA DE TERMINALES
10	RUEDA DENTADA	21	CONEXION A TIERRA
11	TOPES MECANICOS	22	MANIVELA

Ilustración 28. Esquema del sistema motriz del pantógrafo.

La rotación del motor en el sentido horario es cuando opera el “CIERRE” y en el sentido anti horario es cuando opera la “APERTURA”.

✓ Sistema de control

El sistema de control, consiste básicamente de un gabinete hermético de aluminio, en el interior de este, están los componentes de control y protecciones eléctricas. Se suministra un gabinete de control para los tres polos.

Algunos componentes del sistema de control se pueden mencionar: Pulsador rojo para el “CIERRE”, pulsador verde para “APERTURA”, selector de operador local – remoto, riel de cableado.

Con el selector de operación local-remoto, se puede cambiar la operación del gabinete de control.

Cuando el selector es local, puedes operar el desconectador desde el gabinete de control con los pulsadores de “CIERRE” y “APERTURA”. Un pulso basta para la operación del cierre o apertura del desconectador.

Cuando se selecciona el modo remoto, el desconectador solo puede operarse desde el panel de control de la sala de control de la subestación, también con pulsadores.

Muy importante, es que independientemente de la forma de operación que se escoja, ya sea local o remota, es revisar los interruptores termo magnéticos estén cerrados.

4.6.2 Funciones del seccionador pantógrafo

Función principal:

- Conectarse al bus de transferencia de 115 kV de la subestación.
- desconectarse al bus de transferencia de 115 kV de la subestación.

Funciones secundarias:

- Aislar el interruptor de potencia 01
- Realizar la maniobra de cierre y apertura de manera remota
- Proporcionar una velocidad de 3000 rpm por el sistema del motor.
- Realizar la maniobra de cierre y apertura de manera local
- Soportar las condiciones climáticas, peso, esfuerzos, etc. El poste aislador del seccionador.

4.6.3 Registros y documentación de fallas de los seccionadores pantógrafos

Modo de falla	MF	FF(λ) fallas/año)	MTTR (horas)	%	Comentarios
Apertura de emergencia por desajuste en mecanismo de cuchillas de by-pass en el interruptor 21-7-04	1	0.06	0.5	25%	Desajuste mecánico en las cuchillas de by-pass en el interruptor de 21-7-04 que es el que va hacia la subestación 15 de septiembre.
Línea indisponible para corrección de mecanismo en by-pass en interruptor 21-7-04	1	0.06	6.67	25%	Corrección del mecanismo de by-pass, por lo tanto esta fuera de línea, del interruptor 21-7-04 que va hacia la subestación 15 de septiembre
Reparación de cuchillas de by-pass del 21-7-04	1	0.06	2.83	25%	Reparación del mecanismo de anclaje al bus de transferencia del pantógrafo 21-7-04 que va hacia la subestación 15 de septiembre
Corrección de puntos calientes en el anclaje de seccionador con el bus de transferencia	1	0.06	2	25%	Se identificaron puntos calientes por falso contacto entre los contactos del seccionador con el bus de transferencia.
Total	4	0.24	12	100 %	

Tabla 26. Antecedentes y registros de fallas en seccionador pantógrafo de la subestación LaGeo, Berlín

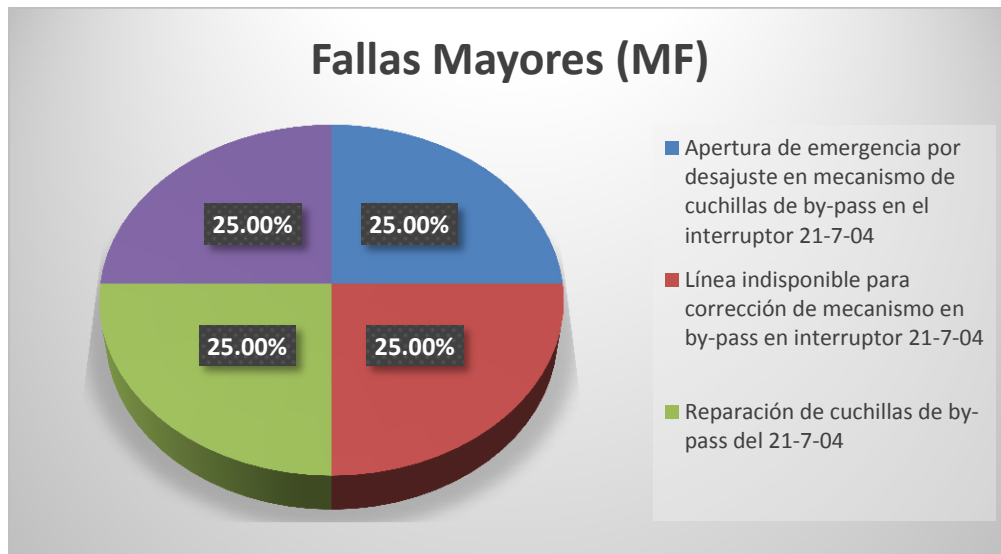


Ilustración 29. Grafico sobre los registros de antecedentes de falla en pantógrafos de la subestación LaGeo, Berlín.

Investigaciones mundiales sobre seccionadores tipo pantógrafo

De acuerdo a los estudios de CIGRE en su **“Informe Final de la encuesta internacional sobre la fiabilidad de los equipos de alta tensión 2004 – 2007, Parte 3. Seccionadores y Seccionadores de puesta a tierra”** se estima en su mayoría sistemas de transmisión mayores a 60 kV para varios países, enmarca una serie de datos de fallas en seccionadores y seccionadores de puesta a tierra para sistemas de potencia aisladas en aire (AIS) y aisladas en gas (GIS).

Para fallas mayores, en seccionadores y seccionadores de puesta a tierra, la frecuencia de fallo total es de 0.21 por cada año DE, aunque están difieren significativamente entre las tecnologías AIS y GIS, por lo tanto en este apartado será expuesta solo la tecnología AIS ya que así están comprendida la Subestación de LaGeo, Berlín.

En la tabla 27. Muestra la frecuencia de fallas mayores en sistemas aislados en aire AIS según el tipo de voltaje.

Voltaje (kV)	Frecuencia de MaF (fallas/100 DE años)		
	Todos los datos		
	Límite inferior	Punto de estimación	Límite superior
$100 \leq U \leq 200$	0.27	0.30	0.32

Tabla 27. AIS DE Frecuencia de falla según el tipo de voltaje

De manera que en la tabla anterior se toman datos en general para todo tipo de seccionador, en la tabla 28 se muestra datos específicos de frecuencia de fallas mayores para seccionadores tipos pantógrafos, tanto la tabla 28, 29 y 30³⁴ pertenecen al mismo documento

Voltaje (kV)	Frecuencia de MaF (fallas/100 DE años)		
	Todos los datos		
	Límite inferior	Punto de estimación	Límite superior
$100 \leq U \leq 200$	0.26	0.36	0.48

Tabla 28. AIS DE Frecuencia de fallas mayores de Pantógrafos DS por voltaje.

Así como es por tipo de seccionador así también tipo de accionamiento, en este caso el tipo de accionamiento es por motor eléctrico, y estas frecuencias de fallas se presentan en la tabla 29.

Accionamiento	Frecuencia de MaF (fallas/100 DE años)		
	Todos los datos		
	Límite inferior	Punto de estimación	Límite superior
Motor eléctrico	0.25	0.32	0.39

Tabla 29. AIS DE Frecuencia de fallas mayores por tipo de accionamiento de pantógrafos.

Las frecuencias de fallas de estudios internacionales en su límite inferior contrastadas con la FF anual total según los registros de SE Berlín son muy similares. En la tabla 30 se presenta los distintos modos de fallas mayores que pueden tener los seccionadores sin importar su accionamiento, lo que cubre de manera general todos los casos en los que se puede dar un modo de falla, más sin embargo en esta investigación se tomara y compararan los datos de los registros de fallas de la subestación y los datos proporcionados por CIGRE.

Modo de falla		DS	
No opera el comando	No cerro con el comando	489	1054 (70.4%)
	No abrió con el comando	565	
Opera sin comando	Cerro sin comando	3	7 (0.5%)
	Abrió sin comando	4	
No transmite corriente		19 (1.3%)	
Fallo eléctrico	fallo a tierra en la posición cerrada	19	37 (2.5%)
	Fallo a tierra durante la operación de cierre	3	
	Fallo a tierra en posición abierta	3	

³⁴ Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches CIGRE

Fallo a tierra durante la operación de apertura	2
Falla entre polos en posición cerrada	1
Falla entre polos durante la operación de cierre	3
Falla entre polos en posición abierta	1
Falla entre polos durante la operación de apertura	0
Falla en el polo durante una operación de cierre (no hace la corriente)	3
Ruptura en el polo en posición abierta	0
Falla en el polo durante una operación de apertura (no hace la corriente)	2
Bloqueo en posición abierta o cerrada (la alarma ha sido activada por el sistema de control)	100 (6.7%)
Pérdida de integridad mecánica (daños mecánicos de diferentes partes como aisladores, etc.)	215 (14.4%)
Otros	65 (4.3%)
Todas las fallas reportadas	1497 (100%) ³⁵

Tabla 30. AIS DE Modos de falla

4.6.4 Análisis de Modos de Falla y Efecto (AMEF) de los seccionadores pantógrafos

Podemos encontrar el análisis de modos de falla y efectos para los pantógrafos en el **ANEXO AMEF (pestaña “Seccionador pantógrafo”)**, destacando que los modos de falla principales están referidos a fallas en el mecanismo de operación y transmisión de fuerza, pasando a fallas de puntos calientes en las conexiones al bus de transferencia, todo esto se explica de forma más detallada en el anexo mencionado.

³⁵ Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches CIGRE

4.7 Transformadores de tensión capacitivos de línea

Definición

Los Transformadores de Tensión Capacitivos son instrumentos de medición por excelencia en una subestación de potencia, este equipo separa los instrumentos de medición, contadores, relés, protecciones, etc. de la parte de Alta Tensión dada su capacidad de reducir la tensión de 115 kV a 115 V.

Transforma tensiones muy altas a tensiones mucho más manejables y tolerables para todos los equipos de medición y/o monitoreo, relés, fusibles, etc. además de esta función posee la capacidad de transmitir señales a través de las líneas de alta tensión en alta frecuencia (una señal de onda portadora), lo cual es vital para el funcionamiento de cualquier subestación ya que estos detectan las corrientes de falla o corto circuito y por medio de la transmisión y recepción de estos datos se accionan las protecciones de los activos de la subestación evitando cualquier daño y la indisponibilidad de la subestación.

Se dice que son de acoplamiento capacitivo precisamente porque sus condensadores acoplan las señales de comunicación de alta frecuencia (señales de onda portadora) y corresponden a la parte capacitiva del transformador de tensión.

4.7.1 Características generales de los equipos

Fabricante: HAEFELY TRENCH	Tipo: TEMP	Tensión Nominal primaria: 115 kV	BIL: 550 kV	Frecuencia de operación: 60 Hz
Año de Fabricación :	1998		Peso total	650 Lb.
Terminales secundarias	Tensión en secundario (V)		Relación de transformación	VA (Nominal)
Y1 –Y3 , X1 – X3	115		600	400
Y2 – Y3, X2 – X3	69		1000	400
CAPACITANCIA TOTAL NOMINAL	12,500 pF		Capacitancia C1: 15,177 pF	Capacitancia C2: 72979 pF

Tabla 31. Datos de placa del transformador de potencial capacitivo.

La Subestación LaGeo cuenta Berlín cuenta con 6 Transformadores de tensión capacitivos de línea, 3 por cada salida de la subestación las cuales van hacia la Hidroeléctrica 15 de Septiembre y San Miguel. Como ya se definió en los apartados anteriores, los CVT tienen la función principal de transformar la tensión de transmisión de 115 kV a 115 V o 69 V, tensiones manejables para toda una serie de instrumentos de medición, relays y protecciones,.

Además de esto su función vital de poder transmitir señales de alta frecuencia de onda portadora capaces de alertar al sistema de control de protecciones al detectar fallas (en conjunto con las trampas de onda) En la Tabla 31 se observa detalladamente las especificaciones de los transformadores de potencial capacitivos.

En la ilustración 30 podemos observar el circuito equivalente de la parte capacitiva (lado de alta tensión) y su terminal de señal portadora (Carrier) del transformador de potencial capacitivo de la subestación LaGeo Berlín (HAEFELY TRENCH), en esta imagen parte del manual del activo, se muestra como realizar la prueba de medición de capacitancia del primer condensador:

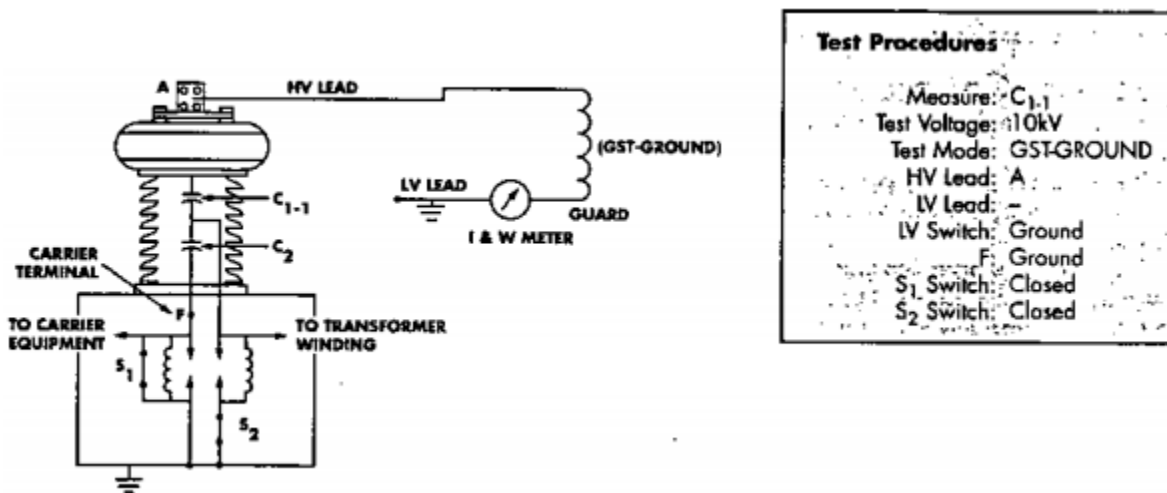


Ilustración 30. Prueba de medición de capacitancia C 1-1 de sección capacitiva del CVT.

4.7.2 Funciones del transformador de potencial capacitivo

Funciones principales

- Monitorear y enviar señales de alta frecuencia de onda portadora de las líneas de alta tensión de la subestación.
- Detectar Corrientes de falla en la línea y enviar señales en alta frecuencia que activen protecciones de activos.

- Reducir las Altas Tensiones de línea a bajas tensiones adecuadas para la operación correcta de instrumentos de medición, contadores, relés, fusibles, etc.

Funciones secundarias

- Reducir picos de tensión.
- Anular cualquier desfase angular creado por las partes capacitivas de las señales de tensión en las mediciones, esto se logra por medio de un reactor cuya impedancia cancela la impedancia equivalente de la parte capacitiva como se muestra en la ilustración 31.

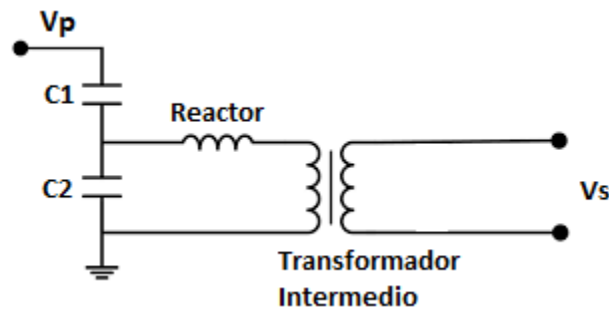


Ilustración 31. Diagrama simplificado de un CVT donde observamos las secciones capacitivas (C1 y C2) y el reactor inductivo (XL) el cual anula los desfases angulares de modo que las señales en el secundario no acumulen un desfase respecto a la señal en el primario.

- Garantizar la seguridad total del personal al poseer una correcta conexión de puesta a tierra.
- Poseer una cuba o chasis cerrado y hermético que impida el ingreso de impurezas, objetos extraños y animales, además debe poseer hermetismo que impida toda clase de fuga del medio aislante (aceite dieléctrico).
- Contener aceite dieléctrico para la unidad del transformador.
- Poseer ventanilla indicadora de nivel y calidad de aceite.

4.7.3 Registro y documentación de fallas en los transformadores de potencial capacitivos

Las principales fallas registradas por el departamento eléctrico de la central geotérmica de Berlín corresponden a **fallas en el aislamiento del bobinado de transformadores y fugas de aceite**, estas fallas han aparecido en **3 CVT**, estos no han cumplido la vida útil esperada para un transformador de potencial capacitivo que ronda los 30 años dañándose ante estas fallas y quedando fuera de servicio en 19 años de vida en operación.

El costo aproximado de un transformador de potencial capacitivo del nivel de tensión de la Subestación ronda los **7,500 \$**, dicho esto debemos considerarlo como una inversión

importante desde el punto de vista económico y aun mas este activo es vital para el monitoreo de la línea y protección de todos los demás activos de la subestación con un coste económico aún mayor. Dicho esto, se debe especificar que este activo (CVT) no puede ser arreglado al sufrir una falla mayor como lo es la falla del aislamiento y de igual forma cuando se sufren fugas del medio aislante que es el aceite dieléctrico, no puede realizarse un cambio de aceite, por lo que la única alternativa será reemplazar el activo completo por uno nuevo. Se exponen de forma más específica las fallas en este activo en la tabla 32. Siguiente:

Modo de Falla	MF	FF (λ)	MTTR (horas)	%	Comentarios
Falla en papel aislante de bobinado de transformador.	3	0.18	5	75%	La falta de hermetismo en los transformadores de potencial capacitivo, influye directamente en la contaminación y envejecimiento del papel aislante por medio de hidrolisis (Moléculas de agua contaminan el papel), la iteración del papel aislante con componentes corrosivos u oxidación (H ₂ S y CO ₂).
Fugas de aceite en juntas de transformador de potencial capacitivo.	1	0.06	5	25%	El alto ambiente corrosivo, la edad y el desgaste causan fugas del medio dieléctrico del CVT, esto es un problema serio dado que no puede sustituirse el aceite dieléctrico por otro y el CVT queda fuera de funcionamiento.
Total	4	0.24	10	100%	

Tabla 32. Fallas mayores para los CVT de la Subestación Berlín registradas por el departamento eléctrico.



F

Ilustración 32. Falla mayor en papel aislante del bobinado secundario esto causa corto circuitos y pérdidas de espiras en bobinado obteniendo una Tensión secundaria no adecuada.

Mencionamos además una falla menor que se ha detectado en los CVT de la subestación Berlín, si bien el activo no pierde su funcionalidad elemental, esta falla menor es un indicador a futuro que puede darse una falla mayor que dejara fuera de funcionamiento al activo, por lo que vemos importante conocerla:

Fallas Menores en CVT Subestación Berlín			
Modo de falla	mf	%	Comentarios
Aceite dieléctrico caducado o de mala calidad en transformador de potencial capacitivo.	1	100%	El aceite en los CVT HAEFELY TRENCH no puede ser sustituido, por lo que si esta falla puede causar arcos eléctricos o corto circuitos en el bobinado o en las unidades de capacitancia, si el aceite ha caducado es un indicador que pronto puede ocurrir una falla mayor que deje fuera de funcionamiento al activo.
Total		100%	

Tabla 33. Falla menor para los CVT de la Subestación Berlín registradas por el departamento eléctrico.

Investigaciones mundiales sobre fallas en Transformadores de potencial capacitivo

Para realizar un análisis más certero y refutado por expertos, tomamos como referencia los datos sobre fallas para CVT proporcionados por la organización europea CIGRE (Concilio Internacional para Grandes Sistemas Eléctricos) y los pondremos en contraste con los datos obtenidos para la subestación de Berlín Usulután.

Expondremos los datos principales para Fallas mayores (MF) de la tercera y más completa investigación realizada por CIGRE la cual abarco para los niveles de tensión de 115 kV (Tensión de SE Berlín) un total de **483,631 IT-years** (Años de Transformadores de Instrumentación), el estudio fue realizado de 2004 a 2007 (4 años) en un total de 25 países participantes y 73 utilidades de Transformadores de instrumentación de una gran gama de medio dieléctrico y funciones.

Específicamente para el tipo de Transformador de instrumentación en estudio es decir de tipo Transformador de Tensión Capacitivo (CVT), el estudio abarco un total de **241,844 IT-years**.

Modos de Falla

La siguiente tabla 34³⁶ expone los modos de falla ocurridos para los activos de instrumentación estudiados, observamos que el modo de falla que más ha ocurrido es **Falla interna dieléctrica (Falla por Corto Circuito) con un 42.8% (294 fallas)**, sin embargo el segundo modo de falla que más ocurre se trata de **Fuga del medio aislador 13.1 % (90 fallas)**, esta falla de fuga de medio aislador (aceite dieléctrico) representa el **25% de las fallas** que han ocurrido con los transformadores de tensión capacitivos (CVT) en la Subestación de Berlín.

Modo de Falla Mayor	Numero de Fallas Mayores	
	Absoluto	%
Falla interna dieléctrica (Falla por Corto Circuito)	294	42.8
Falla externa dieléctrica (Falla por Corto Circuito)	23	3.3
Perdida de la integridad de conexiones eléctricas en el primario	19	2.8
Perdida de la integridad de conexiones eléctricas en el Secundario	44	6.4
Fuga del medio aislador	90	13.1
Perdida de integridad mecánica (daños mecánicos de diferentes partes como aisladores)	56	8.2
Exactitud fuera de las tolerancias	41	6
Proporcionar señales falsas	20	2.9
Perdida de funcionalidad en circuitos RLC (Falta de respuesta amortiguada)	4	0.6
Perdida de funcionalidad de dispositivos de monitoreo (Indicadores de presión de aceite, densidad de SF6, etc.)	18	2.6
Otros	78	11.4
Total	687	100

Tabla 34. Modos de Falla mayores como referencia registrados en la investigación internacional

³⁶ Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: 4.8.2 Major Failure Mode

Componentes causantes de Fallas Mayores

Una vez que hemos estudiado los principales modos de falla para los activos de instrumentación podemos analizar los componentes causantes o responsables de las fallas mayores en la siguiente tabla observaremos los componentes o partes del activo de instrumentación categorizados por etapas, componentes del lado primario, secundario (internos), externos aislados en aire (accesorios).

Según la investigación internacional de CIGRE, observamos que el componente causante de más fallas mayores en transformadores de instrumentación es el **Aislamiento principal interno (Aceite, Papel, SF6, Resina, Aire)** con 244 fallas registradas (32.6%), justamente este es el componente que más causa fallas mayores en la subestación Berlín, la **Falla en papel aislante de bobinado de transformador** representa la mayor causa de daños a los transformadores de Tensión capacitivos de línea, representan el **75% de fallas mayores en los CVT HAEFELY TRENCH de la Subestación Berlín**. La tabla 35 ilustra los componentes específicos causantes de Fallas mayores como referencia registrados en la investigación internacional:

Componente que causo la Falla Mayor		
Equipo o Componente responsable de la falla	Absoluto	%
Componente en lado Primario		
Tanque de Alta Tensión (Incluyendo terminales primarias)	43	6.3
Aislador (porcelana, compuesto o resina)	55	8
Tanque o Cuba de Metal conectada a Tierra	6	0.9
Bushing (Tubo interno)	11	1.6
Espaciador o cualquier otro aislamiento de alta tensión rígido interno	21	3.1
Aislamiento de alta tensión externo rígido	1	0.1
Aislamiento principal interno (Aceite, Papel, SF6, Resina, Aire)	224	32.6
Bobinado primario	26	3.8
Capacitores en CVT	42	6.1
Componentes para control de expansión o alivio de presión del medio de aislamiento	5	0.7
Sellado (Juntas y Juntas de anillo)	51	7.4
Componente en el primario pero no identificado	7	1

Componente Interno en Secundario		
Bobinado Secundario	54	7.9
Aislamiento de Bobinado Secundario	20	2.9
Blindaje de bobinado secundario	1	0.1
Conexiones internas a Tierra y bushings	0	0
Componentes internos de Circuitos inductivos	11	1.6
Taps en el secundario	2	0.3
Componentes Externos Aislados en Aire o accesorios		
Tablero de borneras	12	1.7
Conexión a tierra externa	5	0.7
Conexión a cable externa	4	0.6
Dispositivo de monitoreo de Presión (densidad)	3	0.4
Equipos de protección de Alta Frecuencia	5	0.7
Dispositivo de monitoreo diferente a los monitores de presión y densidad	7	0.1
Otros	51	7.4
Respuesta Invalida	20	2.9
Total	687	100

Tabla 35³⁷. Componentes específicos causantes de Fallas mayores como referencia registrados en la investigación internacional

Orígenes de las fallas mayores

La Tabla 36 estudia los orígenes de las fallas mayores en los transformadores de instrumentación, el principal origen de falla mayor es **Eléctrico** ya sea en el primario (351 fallas de origen eléctrico un 51.1%) o en el secundario (106 fallas de origen eléctrico en el secundario un 15.4%), sin embargo se establece en el segundo lugar como el origen de más fallas mayores la **Impermeabilidad de sistema de aislamiento**, con 103 fallas registradas un 15% del total, este dato debe ser considerado dado que un 20% de las fallas de los CVT de la Subestación Berlín se

³⁷ Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: Table 4-128 Subassembly or component that caused major failure

originan debido a fallos en la impermeabilidad del sistema de aislamiento provocando fugas de aceite dieléctrico.

La siguiente tabla 36³⁸ Menciona los orígenes de las fallas mayores ya sean eléctricos, mecánicos o relacionados con la impermeabilidad de los medios aislantes:

Origen de la Falla	Numero de Fallas mayores	
	Absoluto	%
Eléctrica (Corriente o Tensión) en circuitos primarios (Partes de alta Tensión, Partes potenciales de Tierra y aislamiento interno)	351	51.1
Mecánica en circuitos primarios (Partes de alta Tensión, Partes potenciales de Tierra y aislamiento interno)	54	7.9
Eléctrica en Secundario	106	15.4
Mecánica en Secundario	3	0.4
Impermeabilidad de sistema de aislamiento	103	15
Otro	54	7.9
Respuesta Invalida	16	2.3
Total	687	100

Tabla 36. Orígenes de las fallas mayores de referencia de la investigación internacional.

Causas de Fallas mayores respecto al tiempo de puesta en servicio del activo

En la tabla 37 observaremos las causas de fallas mayores en función de su tiempo en operación, las “Causas introducida durante el periodo antes de la puesta en servicio” están relacionadas a defectos en el diseño, construcción, transporte y aquellos sucesos anteriores a su instalación y comienzo de operación, “Causa introducida durante el periodo del servicio” se refiere a todas aquellas causas Eléctricas, mecánicas, etc. que causaron una falla mayor en el activo estando ya en operación o en servicio, exceptuando causas por la edad del activo, el desgaste o la corrosión.

Según la investigación internacional de CIGRE, las causas generales de fallas mayores en transformadores de instrumentación están relacionadas al **Desgaste, Edad o Corrosión del activo con 364 Fallas mayores relacionadas un 53%** de la población

³⁸ Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: 4.8.5 Failure Origin

total estudiada. Este es un factor de suma importancia para la subestación de LaGeo Berlín, dado que está expuesta a niveles altos de Ácido Sulfhídrico o sulfuro de Hidrogeno (H₂S) dado que es una central generadora de energía geotérmica propiciando un ambiente corrosivo.

Si bien se han realizado estudios por parte de la central geotérmica Berlín donde los niveles de H₂S en el área de la SE son bajos, siempre existe un ambiente corrosivo mayor comparado con una SE donde no exista fluido geotérmico.

Este indicio podría orientarnos a que la vida útil de las juntas herméticas que mantienen el medio aislante sin fugas pueda reducirse drásticamente a causa del ambiente corrosivo propiciando encontrar fugas de aceite dieléctrico en un periodo de tiempo no planificado respecto a la vida útil esperada de los CVT HAEFELY TRENCH. Esto nos hace concluir en un **error de diseño** respecto a estos activos, dado que el hermetismo que poseen no es el adecuado para las condiciones de trabajo de la SE. Teniendo en cuenta esto la causa de falla relacionada a “Causas introducida durante el periodo antes de la puesta en servicio” sería uno de los motivos además del desgaste y corrosión.

La última tabla 37³⁹ de referencia de la investigación internacional de CIGRE nos muestra las causas de fallas mayores respecto al tiempo de operación o puesta en servicio de los transformadores de instrumentación.

Causas de fallas mayores (General)	Numero de Fallas Mayores	
	Absoluto	%
Causa Introducida durante el periodo antes de la puesta en servicio del activo	113	16.4
Causa Introducida durante el periodo en servicio del activo (Sin incluir fallas por desgaste, edad o corrosión)	99	14.4
Desgaste, Edad o Corrosión	364	53
Desconocido o entrada invalida	111	16.2
Total	687	100

Tabla 37. Causas de Fallas mayores en función de su tiempo de puesta en servicio

³⁹ Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: Table 4-134 Cause of major failures

4.7.4 Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMEF) de Transformadores de Tensión capacitivos de línea

En el **ANEXO AMEF “TP capacitivos”** se describe el AMEF de los activos transformadores de tensión capacitivos de línea, siendo instrumentos de medición a las salidas (15 de Septiembre y San Miguel) de la subestación Berlín. Los registros de falla fueron proporcionados por el departamento eléctrico de la central geotérmica de Berlín Usulután y abarca un Periodo de tiempo desde 2010 hasta 2019, lo que es equivalente a 10 años de registros de fallas.

Nos enfocaremos en analizar las fallas puntuales registradas para los activos y utilizando como referencia los estudios internacionales de CIGRE para estudiarlas y analizarlas. El análisis abarcará 1 nivel de modo de falla que comprende el modo de Falla directo que causó la pérdida de funcionalidad reportado por el departamento eléctrico de la central Geotérmica Berlín.

Solución de problemas propuestas por fabricante HAEFELY TRENCH para los Transformadores de Tensión Capacitivos de línea

El fabricante de los activos de transformadores de instrumentación incluyó una solución de problemas recomendadas ante ciertas fallas en el activo creemos conveniente traducirlas e incluirlas de tal modo que pueda aportar a mejorar las tareas de mantenimiento teniendo en cuenta que fueron definidas por el fabricante, en la siguiente Tabla 38 encontramos los posibles modos de falla y su referencia a una segunda Tabla 39 donde se propone la solución de problemas o el procedimiento del mantenimiento recomendado por HAEFELY TRENCH:

Modo de Falla	Posible Causa
Salida en el secundario de 0 V	1.1 Interruptor de tierra del Tap de Tensión cerrado
	1.2 Corto circuito en conexiones secundarias
	1.3 Circuito abierto en el transformador intermedio
	1.4 Sin conexión entre unidades
	1.5 Conexión rota dentro de la unidad capacitiva
Salida de tensión en el secundario por debajo de la nominal esperada	2.1 Pobre conexión en el secundario
	2.2 Falla en la capacitancia C_2
	2.3 Carga extrema en el secundario
Salida de tensión en el secundario muy alta respecto a la nominal esperada	3.1 Falla en una o más capacitancias C_1

Salida de tensión en el secundario fluctuante	4.1 Conexiones intermedias o secundarias sueltas o flojas
Factor de disipación muy alto en unidades capacitivas	5.1 Contaminación del aceite dieléctrico debido a falla o arco eléctrico en un elemento de la unidad capacitiva
Altos valores de capacitancia	6.1 Falla en el elemento capacitivo
Bajos valores de capacitancia	7.1 Posible error en la medición
Distorsión de Forma de onda	8.1 Falla de filtro supresor de armónicos
Salida de tensión en el secundario por debajo de la nominal esperada y error en el ángulo de fase	9.1 P1 – P2 protección contra sobre tensiones en corto
	9.2 Falla en el filtro supresor de armónicos
Nivel alto de aceite en tanque base	10.1 Temperatura ambiente extremadamente elevada
	10.2 Fuga de aceite en parte inferior de unidad capacitiva, unidad de Tap de tensión o Bushing de terminal de onda portadora.
Bajo nivel de aceite en tanque base	11.1 Temperatura ambiente extremadamente baja
	11.2 Fuga de aceite en tanque base
Señales de aceite en Porcelanas (aislantes)	12.1 Fuga de aceite en cámara de expansión
	12.2 Falla Capacitiva causando una perforación en la cámara de expansión

Tabla 38. Fallas funcionales y modos de fallas comunes en los CVT definidas por el fabricante, su número correlativo hace referencia a la segunda tabla donde se especifica el mantenimiento recomendado.

Procedimiento de mantenimiento	
1.1	Abrir el switch de tierra de los Tap de Tensión (posición abierta UP)
1.2	<p>Remover cableado externo y medir la tensión de salida en las terminales. Si aún no se mide tensión, entonces proceder de la siguiente forma:</p> <p>(a) Medir con Tester o analizador adecuado, la resistencia de las bobinas X e Y respecto al tanque, debe obtenerse una lectura de 50 MΩ o más.</p> <p>(b) Remover el enlace de tierra de P₂. Abrir el switch de tierra. Medir P₂ con el tanque; debe obtenerse una lectura de 50 MΩ.</p>

1.3	<p>Remover conexión de P₂ Cerrar el switch de tierra del Tap de Tensión.</p> <p>(a) Medir la resistencia de la conexión de P₂ respecto al tanque, debe obtenerse una lectura menor de 1000 Ω. Remover la conexión de Tierra de la terminal de Onda portadora y cerrar el switch de tierra del tap de tensión.</p> <p>(b) Medir la capacitancia entre la conexión CAR y el tanque base. Esto nos da el valor de C₂.</p> <p>(c) Medir la capacitancia desde la parte superior del capacitor y el tanque base. Esto nos da el valor de C₁. En ambas pruebas nos confirmara la integridad de las derivaciones (Tap) de la unidad de capacitores.</p> <p>(d) Medir P₁ – P₂, su lectura debe ser menor a 72 Ω.</p>
1.4	Proceder como en los Test de 1.3 literal (b) y (c) .
1.5	Proceder como en los Test de 1.3 literal (b) y (c). Si no hay continuidad esto nos confirma que las conexiones entre las unidades capacitivas no están hechas. Si la falta de continuidad continua debe reemplazarse la unidad capacitiva.
2.1	Revisar todas las conexiones
2.2	Revisar el valor de C ₂ según 1.3 literal (b)
2.3	Remover todo el cableado externo hacia la subestación y hacer doble revisión de las terminales de salida del secundario.
3.1	<p>Remover la unidad del servicio inmediatamente para evaluación. Revisar C₁ como en 1.3 literal (c)</p> <p>Reemplazar la unidad capacitiva si la capacitancia esta 1% por encima de su valor nominal.</p>
4.1	Revisar todas las conexiones.
5.1	Remover la unidad del servicio inmediatamente. Reemplazar unidad capacitiva.
6.1	Proceder como en 5.1
7.1	Revisar el equipo de mediciones.
8.1	Revisar el cableado y componentes del filtro supresor de armónicos, reemplazar si es necesario.
9.1	Reemplazar equipo de protección para sobretensiones.
9.2	Proceder según 8.1
10.1	En ningún caso el aceite debe de estar por encima del nivel o marca de 10 mm (3-8”).

10.2	Revisar la cámara de expansión en la parte superior de la unidad capacitiva inferior. Consultar con el fabricante inmediatamente.
11.1	En ningún caso el nivel de aceite debe estar a 10 mm (3-8") por debajo de la marca. Rellenar si es necesario.
11.2	Revisar alrededor del tanque si se encuentran fugas, reportar a la fábrica si es necesario.
12.1	Reemplazar la cámara de expansión
12.2	Inspeccionar la cámara de expansión. Si esta perforada, remover la unidad del servicio inmediatamente. Consultar con el fabricante.

Tabla 39. Se define el procedimiento de mantenimiento recomendado por el fabricante en el manual de los CVT, el número correlativo está relacionado con la falla funcional de la tabla anterior.

4.8 Seccionadores de Alta Tensión de Subestación Berlín

Definición

Es un dispositivo de ruptura lenta y que opera sin carga, de manera visible⁴⁰, depende de la manipulación de un operador a través de comandos en un sistema remoto (SCADA) accionando mecanismos motorizados de forma remota o bien de forma manual. Son elementos indispensables en una subestación, capaces de realizar maniobras de cierre y apertura (conexión y desconexión) en vacío para diversas partes de una subestación. Aíslan partes del circuito de su red de alimentación de una forma visible.

Como ya se especificó en la definición de la IEEE, los circuitos que debe interrumpir deben hallarse libres de corriente o en vacío. Sin embargo, el diseño de estos debe ser tal que sean capaces de soportar corrientes nominales, sobre corrientes y corrientes de corto circuito durante un tiempo específico. Estos activos garantizan que los circuitos queden aislados y libres de tensión para que operarios o técnicos puedan realizar mantenimientos o revisiones de los activos aislados.

Existen diversos tipos de seccionadores utilizados en subestaciones (alta tensión) algunos son: Seccionadores tipo pantógrafo (estudiados también en este documento), seccionadores de columnas giratorias, seccionadores de dos columnas giratorias por polo, etc.

⁴⁰ IEEE Std-386

4.8.1 Características generales de los equipos

Las unidades 1 y 2 (y más importantes en función de la configuración de bus de transferencia) utilizan los seccionadores **tripolares de desconexión central con dos columnas para intemperie**. Dada la configuración de bus de transferencia de la subestación Berlín, estos activos componen una parte vital de la misma al momento de realizar maniobras de by-pass sacando de servicio a los interruptores de potencia de la (unidad 1 y 2) ya sea de entrada o salida por mantenimiento programado o por falla en el activo, los seccionadores de by-pass se cierran para dar entrada al interruptor de bus de transferencia y de esta forma sacar de servicio al interruptor de potencia que se desea dar mantenimiento.

Mientras que la **unidad 3** difiere en su configuración por tanto las maniobras posibles a realizar no son idénticas a las unidades 1 y 2, la unidad 3 no se conecta al bus de transferencia por medio de pantógrafos, aunque siempre se sigue la lógica de la maniobra de by-pass para sacar de servicio a uno de los dos interruptores de potencia de dicha unidad 3, en función de realizar un mantenimiento programado para uno de los dos interruptores de potencia de esta unidad.

Unidad	U1	U2	U3	U4
Fabricante	GEC ALSTHOM T&D	GEC ALSTHOM T&D	AREVA	AREVA
Tipo de seccionador	Seccionadores tripolares de desconexión central con dos columnas para intemperie	Seccionadores tripolares de desconexión central con dos columnas para intemperie	Seccionadores tripolares de desconexión central con dos columnas para intemperie	Seccionadores tripolares de desconexión central con dos columnas para intemperie
Tensión nominal	121 kV	121 kV	123 kV	123 kV
Corriente nominal	2000 A	2000 A	2000 A	2000 A
Cantidad	4	4	4	2

Tabla 40. Datos nominales Seccionadores subestación Berlín

4.8.2 Funciones del seccionador de potencia

Funciones Principales

- Conectar y desconectar partes de la subestación para efectuar maniobras de operación o de mantenimiento.
- Aislar activos de la subestación como interruptores de potencia, líneas de transmisión o transformadores de forma visible.
- Soportar corrientes nominales, sobre corrientes y corrientes de corto circuito.
- Operar de forma Remota automática o manual.

Funciones Secundarias

- Garantizar la seguridad total del personal al poseer una correcta conexión de puesta a tierra.
- Poseer gabinetes especializados, cerrados y aterrizados que impida el ingreso de impurezas, objetos extraños y animales a los controles de los seccionadores.

Las unidades 1,2 y 4 pueden realizar maniobras de by-pass y conectarse al bus de transferencia para sacar de servicio el interruptor de potencia deseado para mantenimiento, en cambio con la unidad 3 no nos es posible conectarnos al bus de transferencia, sin embargo posee dos interruptores de potencia y su juego de seccionadores de entrada y salida en paralelo de tal forma que si es necesario realizar un mantenimiento a uno de los interruptores en paralelo se realiza una maniobra similar

A la de by-pass para sacar fuera de servicio al interruptor deseado no perdiendo la disponibilidad dado que entra en servicio el otro interruptor.

4.8.3 Registro y documentación de fallas en los seccionadores de potencia

El principal modo de falla para los seccionadores de la subestación de central geotérmica Berlín es el ***desajuste del mecanismo de los seccionadores y mecanismo de seccionadores dañado***. Los datos fueron proporcionados por el departamento Eléctrico de la central que a su vez les fueron entregados los registros de falla por el ente de la UT, estos registros abarcan un periodo de 18 años desde el 2002 hasta 2019.

En la siguiente tabla 41 encontramos el resumen de las fallas ocurridas y los comentarios realizados por el personal de ETESAL:

Modo de Falla	MF	FF (λ)	MTTR (horas)	%	Comentarios
Desajuste del mecanismo de seccionadores de alta tensión	2	0.12	0.5	33%	Apertura de emergencia por desajuste en mecanismo de cuchillas
Mecanismo de seccionadores dañado	1	0.06	6.67	17%	Se realizó reparación de mecanismo de cuchillas
Corrección de puntos calientes en conector de seccionador de unidad 3.	3	0.18	2	50%	Se identificaron puntos calientes por falso contacto en conectores de seccionador.
Total	6	0.36		100%	

Tabla 41. Fallas mayores para los Seccionadores de la Subestación Berlín registradas por la UT.

Investigaciones internacionales de seccionadores en subestaciones

Nuevamente tomamos de referencia los datos recopilados por CIGRE (Concilio Internacional para Grandes Sistemas Eléctricos) en la primera investigación internacional en la confiabilidad de seccionadores de alta tensión y seccionadores de tierra, la investigación abarco los activos en servicio durante los años de 2004 a 2007. Se incluyeron todos los activos de seccionadores aislados en aire y aislados en gas de subestaciones con tensiones desde 60 kV en adelante y todos los equipos son trifásicos.

La investigación contiene un total de 632,015 **High voltage disconnectors service experience (DE years)** lo que en español significaría 632,015 años de experiencia en servicio para seccionadores de Alta Tensión, todo esto recopilado alrededor de 25 países incluyendo norte América, América Latina, Europa, Asia y el resto de continentes.

En la siguiente tabla 42⁴¹ encontramos los años de experiencia en servicio para seccionadores de Alta Tensión en los que se incluye los de la subestación Berlín es decir el nivel de tensión de 115 kV:

Nivel de Tensión [kV]	Años de experiencia en servicio para seccionadores de Alta Tensión
	Aislados en Aire (AIS)
100 ≥ V ≥ 200	225,653

Tabla 42. Años de experiencia en servicio para seccionadores de Alta Tensión para nivel de tensión de 115 kV de la subestación Berlín.

⁴¹ Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches: 3.3.2 Application and Voltage Class

Respecto a los años de experiencia en función del tipo de desconectores (seccionadores), precisamente los de desconexión central (Center break) los cuales son el tipo de seccionadores en la subestación Berlín, **representan el 55% de los datos de años de experiencia en servicio** de la investigación internacional para los niveles de tensión específicos (115 kV).

Modos de Falla mayores para seccionadores Aislados en Aire

En la Tabla 43 se exponen los modos de falla en seccionadores aislados en aire recopilados en la investigación, la investigación define como la principal falla mayor a “No opero al recibir el comando” con un 70%, la segunda falla mayor dominante es “Pérdida de integridad Mecánica” con un 14%, con lo que se concluyó que los modos de falla mayores están asociados con el controlador y la cadena cinemática que con las partes activas de los seccionadores.

Modo de Falla Mayor (MaF)	Seccionador aislado en Aire		
	No opera al recibir el comando	No Cerro al recibir el comando	489
No Abrió al recibir el comando		565	
Opero sin recibir comando	Abrió sin recibir comando	3	7 (0.5 %)
	Cerro sin recibir comando	4	
Fallo en conducir corriente			19 (1.3 %)
Falla Eléctrica (Incluye todas las posibles fallas eléctricas como fallas a tierra y entre polos durante posición abierta, cerrado u operación de apertura o cierre.			37 (2.5 %)
Bloqueado en posición Cerrada o Abierta (Alarma activada por el sistema de control)			100 (6.7 %)
Perdida de integridad Mecánica (Daños mecánicos en el mecanismo de accionamiento o componentes como aisladores)			215 (14.4 %)
Otras			65 (4.3 %)
Total de fallas reportadas			1497 (100 %)

Tabla 43⁴² Fallas mayores reportadas en la investigación para seccionadores de intemperie.

⁴² Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches: Table 3-45 AIS DE MaF by failure mode

Origen de Fallas Mayores

La siguiente tabla 44⁴³ define los orígenes de las causas mayores, en ella encontraremos una tendencia clara, el origen de la mayoría de fallas mayores es mecánico respecto al mecanismo operativo u otras partes mecánicas del seccionador:

Origen de Falla	Seccionadores aislados en Aire
Mecánica en mecanismo operativo (Aterrizado)	519 (34.8%)
Mecánica en otras partes del interruptor	321 (21.5 %)
Eléctrica (Circuito principal)	110 (7.4 %)
Eléctrica (circuitos auxiliares y de control)	439 (29.4 %)
Otros	104 (7 %)

Tabla 44. Orígenes de Fallas mayores en seccionadores de Alta tensión AIS.

4.8.4 Análisis de Modos de Falla y Efectos (AMEF) del seccionador de potencia

Para realizar el análisis de Modos de Falla y Efectos en los seccionadores de la subestación Central Geotérmica de LaGeo, hemos utilizados los registros de falla antes proporcionados desde la UT al departamento eléctrico de la Central Berlín y también tomando como referencia los estudios internacionales en los 5 continentes (se incluye muchos países de Latinoamérica) de CIGRE para los seccionadores de Alta Tensión en Subestaciones de 60 kV en adelante. Según estos datos encontramos una clara tendencia de las fallas mayores en el mecanismo de accionamiento de los seccionadores, esto es expuesto en el **ANEXO AMEF “Seccionador de Potencia”**.

De manera que en los **ANEXO AMEF** se presentan todo el estudio realizado, cabe destacar algunos detalles principales, los cuales se plasmarán a continuación de manera general y que servirán de referencia con respecto a las conclusiones a las cuales se llegó.

Principales fallas mayores en equipos de la subestación.

⁴³ Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches: 3.4.4.3 Failure Origin

EQUIPO	FALLA	PORCENTAJE
Interruptores de potencia	No cierra al recibir el comando	23 %
	Bloqueado en posición abierta o cerrada	23 %
Transformador de potencial capacitivo	Falla en papel aislante de bobinado del transformador de potencial capacitivo	75 %
Seccionadores de potencia	Desajuste del mecanismo de cuchillas	33 %
Seccionadores tipo pantógrafo	Desajuste del mecanismo de cuchillas	25 %

Tabla 45. Principales fallas en los equipos de la subestación.

Con respecto a los costos por falla más notables que pueden darse en el peor de los casos para los equipos de la subestación se presentan en la siguiente tabla

EQUIPO	FALLA	COSTO PROYECTADO
Transformador de potencia	Fugas de aceite debido a grietas o filtraciones en el contenedor de aceite	\$9,172.76 anual
Interruptores de potencia	Falla en el mecanismo de cierre	\$3,003.41 anual
Transformadores de potencial capacitivos	Falla en papel aislante de bobinado por contaminación de hidrolisis y oxidación con CO2 por falta de hermetismo	\$4,484.80 anual
Seccionadores de potencia	Fallas/desajuste en el mecanismo de seccionadores	\$1,321.92 anual
Seccionadores tipo pantógrafos	Fallas/desajuste en el mecanismo de seccionadores	\$1,372.47 anual

Tabla 46. Costos por posibles/reales fallas en los equipos de la subestación.

4.9 Diagramas de Entradas, Procesos y Salidas (EPS)

Los EPS describen de forma análoga a los diagramas de bloques de entradas y salidas, las funciones de cada activo de la subestación analizando que procesos se suscitan durante su operación normal en función de sus entradas y obteniendo como resultado una salida en función de la actividad que realiza el activo durante el contexto operativo de la SE. Podemos definir las partes de un EPS como:

- **Entradas:** son todas aquellas variables como señales de tensión de entrada, activación de señales provenientes de interfaces locales como botoneras, tableros de control, etc. que ingresan información al activo o ejecutan órdenes para ejecutar cierta actividad, en el contexto operativo del activo. Las entradas son procesadas mediante el activo el cual al recibir las señales de entrada realiza subprocesos mediante elementos importantes característicos del activo para obtener un resultado esperado para el cual ha sido diseñado el elemento de la SE, obteniendo así una salida.

- **Subprocesos:** son aquellos procesos que realiza el activo internamente y por medio de sus componentes principales al recibir las señales de entrada con el objetivo de convertirlos en un producto o salida en función de la tarea para la cual ha sido diseñado el activo en análisis.
- **Salidas:** es la respuesta o el producto final del activo a las señales de entrada, las salidas son obtenidas después de haber convertido las señales de entrada mediante procesos a funciones de salida para las cuales ha sido diseñado el activo.

Podremos encontrar todos los diagramas EPS de los activos de la SE a analizar en este trabajo de investigación en el **ANEXO EPS**, donde se expone como realizan las funciones principales cada activo mediante subprocesos donde a su vez se enumera cada elemento o parte del activo vital para poder realizar la interpretación, transformación y producto de las señales de entrada.

4.10 Análisis de Criticidad

La **criticidad**⁴⁴ es un concepto muy importante que va de la mano en temas de mantenimiento, dado que la criticidad será capaz de indicarnos que equipo o componente tiene una mayor probabilidad de Fallar y como la falla impactara en el proceso general productivo. Está definida como la disponibilidad de riesgo, medida en términos de variación de tiempo de entrega (Tiempos de Producción) y precisión de cantidades entregadas, el concepto de criticidad depende de una buena cantidad de factores, esto provoca que no sea sencillo cuantificar la criticidad directamente de forma formal y uniforme. Este término puede tener distintas definiciones en función de su contexto de aplicación.

Para el estudio de MCC de la SE Berlín LaGeo, el análisis de criticidad nos permitirá jerarquizar los activos delimitados para este estudio, con el cual podremos determinar las consecuencias de fallas e importancia de un activo definido si este llega a fallar.

Criticidad Total por Riesgo (CTR)⁴⁵

El modelo de análisis que utilizaremos es Criticidad Total por Riesgo (CTR), el cual es un análisis de criticidad de factores ponderados basado en el concepto de Riesgo⁴⁶, es muy práctico y sencillo de comprender. Este tiene como origen la cuantificación del riesgo en un proceso, resultado del producto de la frecuencia de fallo (probabilidad) por el nivel o severidad de consecuencia, el método ha sido aplicado ampliamente en

⁴⁴ IEEE: Prediction of the Critically of a Heavy Duty Mining Equipment, M. Curilem, G. Acuña, F.Cubillos, Beatriz Araya, Guisselle Segovia, C. Perez, Universidad de La Frontera (Chile) y Universidad de Santiago de Chile.

⁴⁵ The Woodhouse Partnership Limited, "Critically Analysis Revisted, Newbury, England 1994.

⁴⁶ Jones, R. (1995) "Risk –Based Managment: A Reliability-Centered Approach", Gulf Publishing Company, First Edition, Houston, Texas.

diversos sectores industriales, por consultoras y empresas internacionales (Woodhouse, 1996).

Las expresiones del siguiente método se definen a continuación:

$$\textit{Criticidad} = \textit{Frecuencia de Fallos} \times \textit{Consecuencia}$$

O Bien de forma Abreviada:

$$\textit{CRT} = \textit{FF} \times \textit{C} \textit{ ecuación 9}$$

Entre mayor sea el número obtenido (CRT) mayor será la criticidad del activo evaluado, al ser directamente proporcional a la frecuencia de fallas y el factor de consecuencias, podemos decir a su vez que entre mayor sea la frecuencia de fallas del activo y mayor el número de consecuencias, mayor será la criticidad del activo. La frecuencia de fallos se define en función de fallas por año (eventos/años) de la cual debe tenerse un registro bien definido de los activos a analizar.

4.10.1 Consecuencias⁴⁷

Los factores que influyen directamente en el análisis de Criticidad Total por Riesgo están incluidos en el factor de consecuencias (**C**), dichos factores están relacionados con las prácticas de mantenimiento, condiciones de operación de los activos, capacidad económica, entre otros. A continuación, enlistamos los factores específicos que construyen la expresión matemática del factor de consecuencias:

- **Impacto por Flexibilidad operacional (IFO):** Está relacionado con la disponibilidad de función alterna o de respaldo, disponibilidad de repuestos y tiempos de reparación y logística.
- **Factor de Impacto Operacional (IO):** Este factor está en función de las pérdidas de producción al ocurrir un evento o falla, en el caso de la SE, está en función de las pérdidas relacionadas a la energía no servida por indisponibilidad de la SE, es decir por pérdida operacional de la subestación que impida que la energía no sea transmitida a su destino, dado que esta no desempeña el papel de generar energía, pero si la responsable de elevar la tensión y transmitirla.
- **Costos de Mantenimiento (CM):** Se toma en cuenta todos los costos relacionados a la reparación, materiales a utilizar incluyendo repuestos y la mano de obra dada la falla en un activo.
- **Efecto en la seguridad, ambiente e higiene (SHA):** Se define el nivel de riesgo de pérdida de vida en personal de mantenimiento o daños a la salud del mismo, así también la magnitud de daño al medio ambiente.

⁴⁷ Aplicación de la Técnica de Proceso de Análisis Jerárquico (AHP) en los sistemas de plantas de refinación de la industria. Universidad de Sevilla, Escuela Superior de Ingenieros, Doctorado en Ingeniería de Organización. Ing. Msc. Carlos Parra

Entonces se define el factor de consecuencias como:

$$C = (IFO \times IO) + CM + SHA \text{ ecuación 10}$$

Donde cada uno de los factores de la expresión tendrá un valor en función de una escala que se determina según el contexto operacional del sistema que se está analizando, las prácticas de mantenimiento de la instalación en análisis, las normas de seguridad industrial, políticas ambientales, capacidad económica, disponibilidad de repuestos, tiempos de reparación al darse un evento, entre muchos otros factores que deben ser analizados minuciosamente por el equipo de trabajo de mantenimiento centrado en confiabilidad.

De manera general podemos definir las escalas para los factores de consecuencias en la *ecuación 10* de la siguiente forma:

- **Impacto por Flexibilidad Operacional (FO) (escala 1 - 4)**
 - **4:** Peor FO, no hay activos o componentes en reserva o como repuesto para cubrir la operatividad de la SE, tiempos para reparar y logística para mantenimiento correctivo muy extensos.
 - **2:** FO intermedio, Se cuenta con activos y componentes en reserva o repuesto que cubren parcialmente la operatividad de la SE, tiempos para reparar y logística para mantenimiento correctivo intermedios.
 - **1:** FO excelente, Se cuenta con activos y componentes en reserva o repuesto capaces de cubrir la operatividad de la SE en caso de falla, tiempos para reparar y logística muy cortos (óptimos).

- **Impacto Operacional (IO) (escala 1 - 10)**
 - **10:** Peor IO, Pérdida Operacional superior al 75%
 - **7:** Mal IO, Pérdida Operacional entre el 50% y el 74%
 - **5:** IO Intermedio, Pérdida Operacional entre el 25% y el 49%
 - **3:** Buen IO, Pérdida Operacional entre el 10% y el 24%
 - **1:** Mejor IO, Pérdida Operacional menor al 10%

- **Impacto por Costes de Mantenimiento (CM) (escala 1 - 2)**
 - **2:** Peor CM, Costos por reparación de activos, componentes, materiales y mano de obra superiores a 20,000 \$
 - **1:** Mejor CM, Costos por reparación de activos, componentes, materiales y mano de obra inferiores a 20,000 \$

- **Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA) (escala 1 - 8)**
 - **8:** Peor SHA, Alto riesgo de mortalidad de personal, alto riesgo de daños graves a la salud del personal, daños catastróficos al medio ambiente superando límites permitidos de impacto ambiental.

- **6:** SHA regular, Riesgo medio de mortalidad en personal, riesgo medio de daños importantes a la salud de personal, daños ambientales serios difícilmente reversibles.
- **3:** SHA aceptable, Riesgo bajo de mortalidad en personal, riesgo bajo de daños a la salud en personal (recuperable en el corto plazo) y daños menores (controlables) al medio ambiente como derrames fáciles de contener y fugas repetitivas.
- **1:** SHA excelente, riesgo nulo de mortalidad, daños a la salud y daños ambientales.

Delimitados los factores que influyen directamente en el factor de consecuencia (C) junto con sus escalas, la expresión de criticidad puede reescribirse como:

$$CRT = FF \times C$$

$$CRT = FF \times [(IFO \times IO) + CM + SHA] \quad \text{ecuación 11}$$

Donde debemos definir la escala para el factor de frecuencia de Fallas, de forma general podemos definirla:

• **Factor de Frecuencia de Fallos (FF) (escala 1 - 4)**

- **4:** Frecuente: Mayor a 2 fallas al año
- **3:** Promedio: De 1 a 2 fallas por año
- **2:** Bueno: Entre 0,5 y 1 fallo al año
- **1:** Excelente: Menos de 0,5 fallas al año

4.10.2 Matriz de Criticidad

Para definir íntegramente el nivel de criticidad en función de la frecuencia de fallas y el factor de consecuencias de la **ecuación 11** utilizamos la matriz de criticidad, cuyos intervalos de valores críticos, semi-críticos y no críticos dependerán del criterio del equipo de trabajo de mantenimiento centrado en confiabilidad, dado que no puede definirse un activo como crítico con el mismo análisis o criterio en una subestación de una generadora de energía eléctrica, que con una instalación productora de empaques de cartón por ejemplo, dado que los factores de consecuencia serán muy distintos y la vitalidad de la disponibilidad del servicio eléctrico será mucho más crítico, es decir para la construcción de la matriz de criticidad en la SE debemos tener un criterio mucho más estricto con lo que definiremos como crítico, semi-crítico y no crítico. A continuación, definimos la matriz de criticidad con un enfoque más estricto, la cual ha sido elaborada con la ayuda del personal eléctrico de la central geotérmica Berlín:

Frecuencia	4	SC	C	C	C	C	
	3	SC	C	C	C	C	
	2	NC	SC	C	C	C	
	1	NC	NC	SC	SC	C	C
		10	20	30	40	45	50
		Consecuencias					

Tabla 47. Matriz de criticidad para SE Berlín.

Donde podemos definir los siguientes intervalos para el valor de criticidad (CRT) de la **ecuación 11**

Matriz de Criticidad	
C: Crítico	45-200.00
SC: Semi- Crítico	30-44.99
NC: No crítico	0-29.99
Valor máximo:	200.00

Tabla 48. Valores para cada intervalo de criticidad

4.11 PLAN DE MANTENIMIENTO GENERAL

El plan de mantenimiento para complementar el estudio de mantenimiento centrado en confiabilidad, comprende la determinación de estrategias de mantenimiento enfocada en cada modo de falla de los activos, los cuales también se determinan por el árbol de decisiones lógico que plantea la bibliografía⁴⁸.

Un plan de mantenimiento considera varios factores los cuales son de suma importancia al momento de obtener o considerar una decisión con respecto a los equipos que se están investigando, a continuación, se presentan los fundamentos y consideraciones que posee el plan de mantenimiento general que nos ayudara a completar el estudio de los equipos de protección y medición de la subestación de LaGeo, Berlín, Usulután.

⁴⁸ Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009

- **Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC**

Como uno de los primeros puntos a tomar en consideración es el árbol lógico de decisiones, una parte fundamental del estudio del MCC, el cual fue incorporado en el segundo documento desarrollado para el MSG-1, este árbol lógico de decisiones comprende el diagrama de la figura 11 en donde se formulan secuencias de preguntas orientadas a una serie de posibles eventos y sus consecuencias, estructurado de manera lógica y jerárquica. En esta parte las preguntas solo pueden contestarse con un SI o un NO, la cual dependiendo de la categorización del fallo funcional puede tomar cierto camino y también del criterio del personal de mantenimiento, al cual llegara a una toma de decisiones, si se llega al final del árbol las conclusiones lógicas es que no requiere ninguna actividad para el fallo funcional en evaluación.

De esta manera, se va complementando el cuadro del plan de mantenimiento general, en la sección de teoría sobre el MCC se explican los términos y equivalencias a las que corresponde las acciones a tomar en el árbol lógico de decisiones.

- **Acción de mantenimiento a ejecutar**

Una vez detectado el tipo de mantenimiento se determina la acción a realizar dependiendo del tipo de mantenimiento a la cual se llegó en el árbol lógico de decisión, luego corresponde determinar qué acción se tomará algunas de las acciones a implementar pueden ser ya sea mediciones, chequeos, búsqueda de fallas, etc.

- **Frecuencia de aplicaciones**

Para la frecuencia de aplicaciones, se determinan los tiempos en que los mantenimientos por función o falla funcional son presentados en el cuadro del AMEF, en el presente cuadro del plan general de mantenimiento se determinaran dos frecuencias de aplicación, una que es la ya establecida por la planta de generación eléctrica y la otra la que por criterio propio y consultando a expertos podremos colocar, de manera que podemos tener dos datos y compararlos.

Una de las cosas por la que se decidió hacer esto es porque LaGeo, en si ya tiene convenios o contratos con la Empresa Transmisora de El Salvador (ETESAL) la cual tiene el objetivo de darles mantenimiento a subestaciones de transmisión y sus frecuencias de aplicación de los mantenimientos son de 1 vez cada año.

- **Responsable**

Para esta parte se coloca quien o quienes son los responsables de ejecutar esa acción, en nuestro caso se generalizará para los departamentos que comprende la planta como los son departamento eléctrico, de instrumentación y mecánico.

- **Costos directos de la actividad de mantenimiento propuesta**

En esta parte se colocan los costos que implican tanto como repuestos, mano de obra, transporte y si en un dado caso se hará una adquisición de un equipo de diagnóstico. Dependiendo de qué tipo de mantenimiento se le proporcionara al equipo. También en este caso, se agregará varias opciones con respecto a los costos directos considerando la compra del equipo y el contratar una empresa especializada en las pruebas o mantenimiento.

- **Costo de mantenimiento anual**

Los costos de mantenimiento anual están basados en los costos directos de la actividad de mantenimiento propuesta y con la frecuencia de aplicación, lo podemos expresar en la siguiente formula.

$$\text{Costos de mtto anual} = \frac{\text{Costos directos de la actividad de mtto propuesta}}{\text{frecuencia de aplicacion}}$$

- **Factibilidad para realizar mantenimiento comparado con el costo de falla (Anual)**

En esta parte, se determina la factibilidad de realizar el mantenimiento ya sea preventivo, correctivo o predictivo. Comparado con el costo por falla anual de la falla funcional, quiere decir que se analiza si es viable aplicar el mantenimiento a la probable falla funcional (anual).

En donde se involucran todas las variables anteriores, sobretodo la parte de los costos por falla funcional expuestas en la tabla del AMEF.

$$\text{Fact. para realizar mtto (\$)} = \text{Costo por mtto anual} - \text{Riesgo por año}$$

12.Recomendaciones de mantenimiento bajo el concepto de MCC

- En los transformadores de potencia, siendo este el equipo critico pero con un debido diseño y mantenimiento puede llegar a tener la vida útil estable y según el diseño de los fabricantes, no obstante las rutinas de mantenimiento deben de realizarse en lapsos de un año y especificar esos mantenimientos en las partes y componentes más críticos del transformador, como lo puede ser su aislamiento, contactos, protecciones, sistema de mediciones, etc.

La adquisición de equipo de pruebas en transformadores puede ser considerarse, teniendo en cuenta la opinión y experiencia de personal capacitado, no obstante recursos y materiales de mantenimiento puede ser de gran ayuda.

- Para los interruptores de potencia, las pruebas a considerarse importantes pueden ser el de sincronismo de fases, tiempos de accionamiento y detectores

de fugas de gas SF₆, considerando tiempos de mantenimiento entre 1 año a 6 meses. Las opciones de adquirir equipos para las pruebas eléctricas y mecánicas necesarias así como también materiales para los respectivos mantenimientos establecidos por protocolos que podrían obtenerse de las tablas del AMEF.

- Respecto a los Transformadores de potencial capacitivo (instrumentación) y tomando en cuenta las condiciones ambientales de la planta generadora Geotérmica, en donde existe la presencia del fluido geotérmico de forma controlada, se da la existencia en el aire de mezclas de vapor y salmuera rica en sales, presencia de ácido Sulfhídrico (H₂S) y dióxido de carbono (CO₂) además tomando en cuenta la gran cantidad de partículas de agua en el ambiente, se llega a la conclusión que un error de diseño en el hermetismo de los activos CVT HAEFELY TRENCH ha provocado que se de contaminación de partículas de los componentes antes mencionados causando el envejecimiento y falla en el papel aislante de los bobinados de los CVT, el envejecimiento ha sido causado por la despolimerización de la celulosa del papel aislante⁴⁹ con reacciones químicas de ácido – hidrólisis (reacciones de la celulosa del papel aislante con agua y H₂S) y oxidación (interacción con partículas de CO₂) dada la contaminación del aceite dieléctrico y luego del papel aislante. Esta contaminación ha provocado un envejecimiento mucho más acelerado en el papel aislante de los CVT HAEFELY TRENCH reduciendo su vida útil de 15 a 10 años menos.

Se debe realizar monitoreo más frecuentes (de 2 a 3 veces anualmente) de la calidad de aceite dieléctrico de los CVT HAEFELY TRENCH restantes dado que el papel aislante podrá fallar a corto plazo si el aceite dieléctrico está ya muy contaminado, tomando en cuenta que el equipo posee ya 20 años y de esta manera anticipar cuales están más próximos a fallar, anticipando la falla y preparando Transformadores de potencial capacitivos para sustituirlos esta vez con un diseño acertado con un hermetismo especial para ambiente corrosivo garantizando la salud del aceite.

- En general para los seccionadores de potencia y seccionadores pantógrafos sus mantenimientos son en el sistema mecánico mayormente, al igual su sistema de control remoto con el cual se hacen las maniobras para condiciones en las que sea necesario sacar de servicio un equipo de la unidad. Uno de los mantenimientos esenciales son los ajuste en los contactos, así como también la limpieza de las partes expuestas a gases H₂S, preferiblemente cada año, en los seccionadores tipo pantógrafo es necesario de igual manera la limpieza y ajuste en los contactos, el sistema de control verificar en base a señales y pruebas de

⁴⁹ Tesis: Análisis de causas y efectos producidos por el deterioro del aceite dieléctrico para transformadores pad mounted y su relación con el índice de fallas. Autores: CARLOS EDUARDO ARGUETA RIVAS, FRANCISCO RENE CONTRERAS RECINOS Y OSCAR MAURICIO GUARDADO TAMAYO, Universidad de El Salvador Julio 2017.

cierre y apertura, esto también puede incluirse para los seccionadores de potencia.

- La adquisición de equipos de prueba se puede considerar con respecto al precio pagado para subcontratar el servicio y la recuperación de la inversión, no obstante es recomendable la práctica de nuevas tecnologías, si en un dado caso ya se tienen como lo son monitoreo de gases en línea, inspecciones con drones en la subestación, y analizador de aislamiento también existen software especializados en mantenimiento como por ejemplo APM de General Electric o SIEMENS Asset Management para gestión de activos, estos software pueden servir de mucho en la administración de mantenimientos de activo y llevar un registro amigable con el personal.

CONCLUSIONES

- En la presente investigación se aplicó un estudio de mantenimiento centrado en confiabilidad a los siguientes activos: Transformadores de potencia, Interruptores de potencia, Transformadores de potencial capacitivo, seccionador de potencia y seccionadores tipo pantógrafo. En base al estudio realizado a los activos antes mencionados hemos definido: de acuerdo a las estadísticas de fallas de la SE las actuales prácticas de mantenimiento han evitado paros de cero tensión en la SE que generen una indisponibilidad al 100% demostrando una gran cualidad de confiabilidad, respecto al mantenimiento de clase mundial podemos enmarcar a las actuales prácticas de mantenimiento en la SE Berlín a un 50% de la gestión de mantenimiento de clase mundial lo cual no debe interpretarse como un resultado puramente negativo pero si como un incentivo para mejorar y modernizar dicha gestión, respecto a la vida útil de muchos activos vale la pena mencionar que se encuentra ya en una etapa media - avanzada por lo cual se debe poner especial cuidado en aplicar criterios del MCC de la confiabilidad en equipos para su etapa de diseño teniendo en cuenta las condiciones características de la SE.
- Se realizó el Análisis de Modo y Efectos de Falla (AMEF) para los activos: Transformadores de Potencia, Interruptores de potencia, Transformadores de potencial capacitivo, seccionador de potencia y seccionadores tipo pantógrafo. Los resultados más palpables y en base a las estadísticas de la SE, usando de referencia las normas y estudios de falla internacionales podemos definir: Las actuales prácticas de mantenimiento han evitado Fallas mayores en los Transformadores de Potencia ya que con un registro de fallas de 19 años ***no ha habido ocurrencia de fallas mayores en ellos***, Las principales fallas mayores se pueden observar en la tabla 45.
- Se creó una base de datos para los activos: Transformadores de Potencia, Interruptores de potencia, Transformadores de potencial capacitivo, seccionador de potencia y seccionadores tipo pantógrafo. En dicha base de datos encontraremos datos de ingeniería asociados a cada activo como el análisis individual de cada falla mayor, la frecuencia de falla (anual) asociada a cada falla mayor de dichos activos, su nivel de criticidad, el tiempo promedio para reparar (MTTR) y costos anuales proyectados por falla.
- Se realizó un estudio de costos por falla mayor (anual) para cada activo relacionado a la indisponibilidad (energía no servida), costos por mantenimiento correctivo, frecuencia de falla anual, tiempo promedio para reparar y el impacto a la salud, higiene y ambiente que tenga la falla mayor, de lo cual podemos destacar para cada activo de la subestación, el cual se presentan en la tabla 46.

- Finalmente se formularon las recomendaciones de mantenimiento basadas en el MCC y el mantenimiento de clase mundial para los activos ya mencionados, de las cuales podemos resaltar respecto a los Transformadores de potencial capacitivo la necesidad de planificar el reemplazo de los CVT HAEFELY TRENCH en un máximo de 2 años a partir de la fecha por CVT adecuadamente diseñados con refuerzo en su hermetismo (respecto a ambientes corrosivos y húmedos) para evadir cualquier tipo de contaminación y envejecimiento prematuro de la celulosa del papel aislante del bobinado, de igual manera las pruebas a estos equipos son necesarias en las que se destacan resistencia del bobinado, relación de transformación y saturación. Con respecto a los otros equipos, el sistema mecánico o electromecánico es necesario un mantenimiento entre 6 meses y 1 año como mínimo, inspecciones visuales cada 6 meses, monitoreo de puntos caliente y detección de fugas de igual manera con rutinas frecuentes y usando equipo especializado con personal capacitado, redactando reportes y mantener un registro para futuros mantenimientos, para administrar los repuestos en bodegas. Siguiendo con respecto a los equipos de pruebas es de considerar más detalladamente los costos que se pagan por servicio y compararlo con la inversión si se adquiere el equipo, podemos mencionar unos de los equipos que son necesarios como los son: Equipo para pruebas de transformadores de corriente y potencial, detectores de fugas de gas SF₆, equipos para medir aislamientos, cámaras termo gráficas, equipo para prueba de interruptores, medidor de sonidos, etc. Por último, y no menos importante aplicar nuevas tecnologías en los mantenimientos, como lo son software APM y afines, monitoreo con drones, etc.

BIBLIOGRAFIA

- IEEE 493-2007 Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, Gold Book.
- Risk-based management: a reliability centered approach / Richard B. Jones.
- Taller: Mantenimiento centrado en confiabilidad, Autor: Carlos Parra, Universidad de Sevilla Escuela Superior de Ingenieros, España 2009
- <https://www.siget.gob.sv/?wpmact=process&did=NDYwLmhvdGxpbms>
- <http://www.ut.com.sv/documents/10100/279981/Informe+Estadistico+Anual+Enero-Septiembre+2018.pdf/36de1a1b-7748-45e4-8673-44c11e9755cd?version=1.1>
- <http://www.ut.com.sv/documents/10100/279981/Informe+Estadistico+Anual+Enero-Septiembre+2018.pdf/36de1a1b-7748-45e4-8673-44c11e9755cd?version=1.1>
- Boletín de Estadísticas Eléctricas SIGET años 2015,2016 y 2017.
- Reliability Centered Maintenance [RCM] John Moubray 2da. Edición
- Norma IEC 60694-2002
- IEEE Std C57.125 – 1991 “Guía IEEE para la investigación, documentación, análisis e informes de fallos en transformadores de potencia y reactores en derivación
- CIGRE WG 13.06 studies on the reliability of single pressure SF6-GAS high voltage circuit breakers: Table 3
- CIGRE WG 13.06 studies on the reliability of single pressure SF6-GAS high voltage circuit breakers: Table 1
- CIGRE WG 13.06 studies on the reliability of single pressure SF6-GAS high voltage circuit breakers: Table 2

- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 2 - Reliability of High Voltage SF6 Circuit Breakers: Table 2-42: Number of CB MaF per failure mode and per type of enclosure
- Final Report of the 2004 – 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches CIGRE
- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: 4.8.2 Major Failure Mode
- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: Table 4-128 Subassembly or component that caused major failure
- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: 4.8.5 Failure Origin
- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 4 - Instrument Transformers: Table 4-134 Cause of major failures
- IEEE Std-386
- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches: 3.3.2 Application and Voltage Class
- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches: Table 3-45 AIS DE MaF by failure mode
- Final Report of the 2004 - 2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment Part 3 - Disconnectors and Earthing Switches: 3.4.4.3 Failure Origin.

ANEXOS

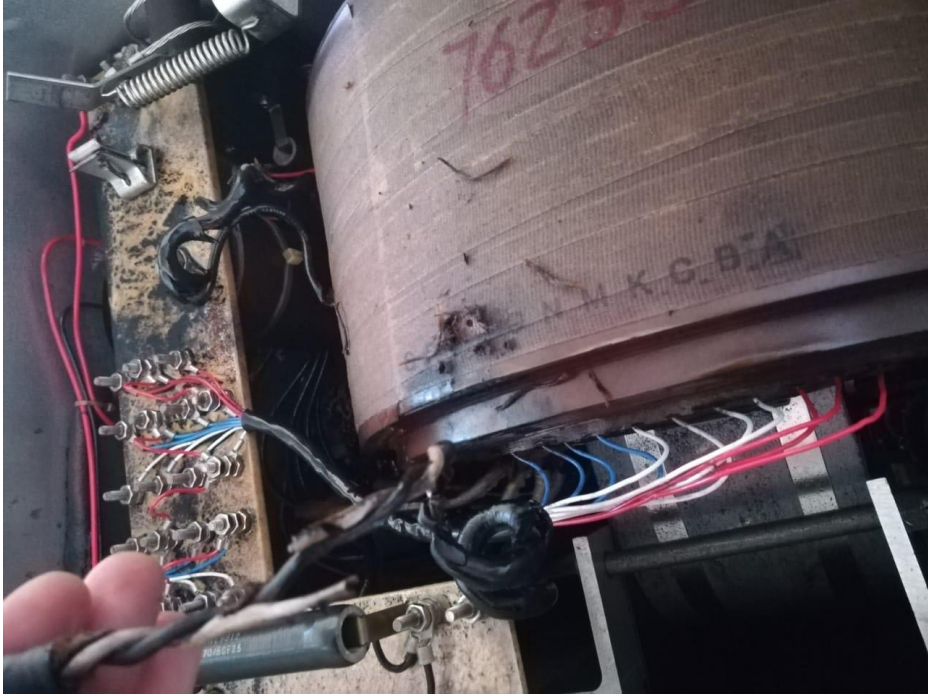
De manera que en el documento se ha indicado que las tablas del AMEF de los equipos no pudieron ser colocadas en el documento por no ser legibles y no convenientes, se dejaron los hipervínculos en esta sección. Así como también parte de los documentos de CIGRE y otros que fueron de utilidad para obtener los datos de falla de cada equipo estudiado.

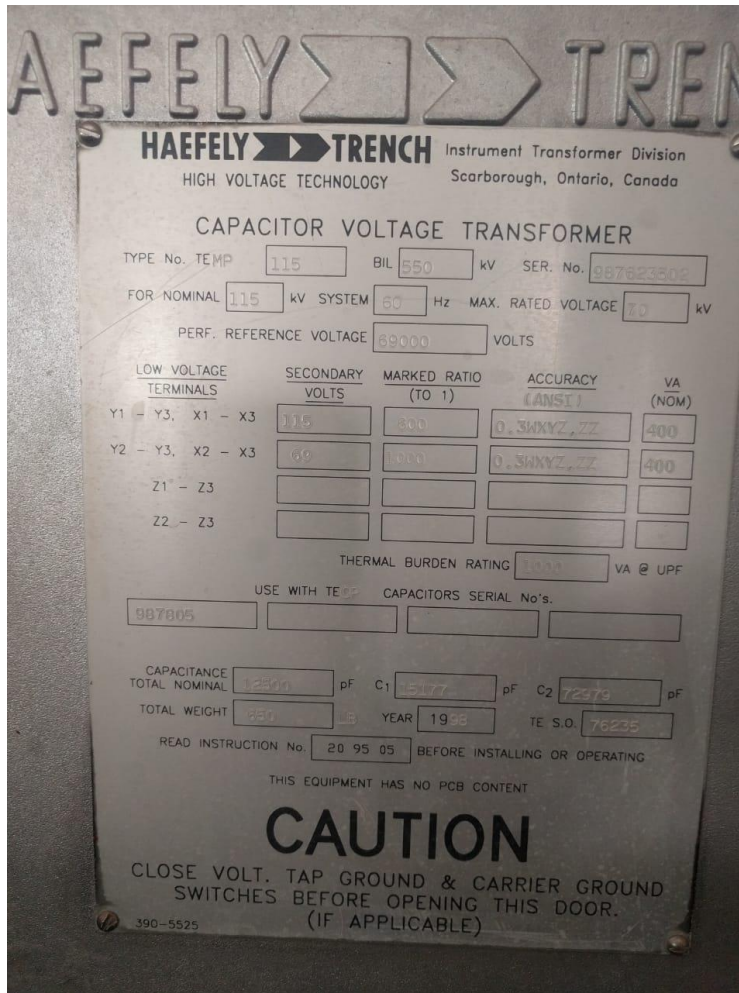
- Diagrama de entradas, procesos y salidas de los activos: [ANEXOS\ESQUEMAS DE ENTRADA, PROCESOS Y SALIDAS .xlsx](#)

Transformador de potencia	ANEXOS\AMEF-FINAL .xlsx
Interruptor de potencia	
Seccionador pantógrafo	
Seccionador de potencia	
Transformador de potencial capacitivo	

- Estudio de Criticidad de los activos: [ANEXOS\CRITICIDAD.xlsx](#)
- Imágenes de la falla del transformador de potencial capacitivo de línea







- CIGRE WG 13.06 Estudios sobre la fiabilidad de los interruptores automáticos de alta tensión de gas SF6 de presión simple: [ANEXOS\Second Survey CB CIGRE.pdf](#)
- CIGRE Informe final de la campaña 2004 – 2007 Consulta internacional sobre la fiabilidad de los sistemas de alta equipo de voltaje – Parte 2 Confiabilidad de interruptores de alta tensión en gas SF6: [ANEXOS\THIRD Survey CB CIGRE pag 30 freq.pdf](#)
- Informe final de la campaña 2004 – 2007 Consulta internacional sobre la confiabilidad de equipo de alta tensión - Parte 3 - Seccionadores y Seccionadores de Tierra: [ANEXOS\511.pdf](#)

- Informe final de la campaña 2004 – 2007 Consulta internacional sobre la confiabilidad de equipo de alta tensión - Parte 4 - Transformadores de medida: [ANEXOS\512.pdf](#)
- Criticidad; Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos: [ANEXOS\Métodos básicos de criticidad activos-Carlos Parra.pdf](#)
- Índices de confiabilidad; Métodos básicos de Análisis de Fiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad : [ANEXOS\Análisis Fiabilidad Mantenibilidad Disponibilidad Riesgo-9.pdf](#)