



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Procedimiento general para el
mantenimiento de
subestaciones encapsuladas
en SF₆ (GIS)**

TESINA

Que para obtener el título de
Especialista en Energía Eléctrica

P R E S E N T A

Ing. Joel Hernández Romero

DIRECTOR DE TESINA

M.I. Olivier Tovar Barragán



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

A mis padres: José y Raquel, por todo el apoyo y amor incondicional hacia mí.

A mi familia, amigos y conocidos: Soy fiel creyente que no es necesario mencionarlos porque saben quiénes son.

A mis Sinodales: Dr. Néstor González, Dr. Rubén Tapia, M.C. Milton Huesca y M.C. Raymundo Flores; por sus contribuciones a este trabajo y el tiempo dedicado a revisarlo.

A mi asesor, el M.I. Olivier Tovar Barragán, por hacer posible este trabajo, por su valioso tiempo, sus consejos y por estar al pendiente en todo momento.

A la Universidad, la Facultad de Ingeniería y el Posgrado, por todo lo recibido.

Índice general

Resumen	VI
Abstract	VI
Abreviaturas	VII
Índice de figuras	VIII
Índice de tablas	VIII
Problemática y Justificación de la Tesina	X
Objetivo de la tesina	XI
Objetivo General	XI
Objetivos Específicos	XI
Alcance de la tesina	XI
Metodología	XII
Capítulo 1.- Estado del Arte	1
1.1 Antecedentes	1
1.2 Teoría del gas SF₆ y sus cualidades	2
1.3 Sistemas y Equipos Aislados en Gas SF₆ o Mezclas Aislantes	4
1.4 Principales problemáticas y fallas en equipos aislados en Gas	6
1.4.1 Estadística de Fallas	6
1.5 Tipos de Subestaciones	8
1.5.1 Intemperie / Convencionales (AIS)	8
1.5.2 Encapsuladas (GIS)	8
1.6 Escenario tecnológico nacional de las subestaciones encapsuladas	9
Capítulo 2.- Características, constitución física y generalidades de una S.E. SF₆ (GIS)	13
2.1 Descripción de una S.E. SF₆ (GIS)	13
2.2 Clasificación de las S.E. SF₆ (GIS)	14
2.3 Componentes de una S.E. SF₆ (GIS)	15
2.3.1 Constitución Física	15
2.3.2 Parámetros de la S.E. SF ₆ (GIS)	17
2.3.3 Sistemas de monitoreo, control y diagnóstico	18
2.4 Normatividad aplicable a GIS	19
2.4.1 Normas de construcción para S.E. SF ₆ (GIS)	19
2.4.2 Normas de seguridad para S.E. SF ₆ (GIS)	20
	III

2.4.3 Normas de puesta en servicio de S.E. SF ₆ (GIS's)	21
2.5 Principales problemáticas y fallas en S.E SF₆ (GIS's)	22
Capítulo 3.- Desarrollo del procedimiento de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo	27
3.1 Marcos de referencia	27
3.2 Parámetros básicos de análisis y monitoreo	31
3.3 Mantenimiento Predictivo	32
3.3.1 Monitoreo de la S.E.	32
3.3.2 Fugas de SF ₆ , la contaminación y degradación del gas	33
3.4 Mantenimiento Preventivo	34
3.4.1 Pruebas de pureza del SF ₆	35
3.4.2 Punto de rocío	36
3.5 Mantenimiento Correctivo	37
3.5.1 Descripción de las recomendaciones del fabricante	37
3.5.2 Identificación del código de colores	39
3.5.3 Reparación de fugas de SF ₆ (O-ring's)	40
3.5.4 Mantenimiento mayor a estancos, limpieza y vacío	41
3.5.5 Pruebas de descargas parciales	42
3.5.6 Prueba de Alta Tensión Resonante	44
3.6 Propuesta, diagrama de flujo y observaciones	45
3.6.1 Plan de Mantenimiento predictivo	45
3.6.2 Plan de Mantenimiento preventivo	46
3.6.3 Plan de Mantenimiento correctivo	48
3.6.4 Diagrama de flujo	51
3.6.5 Observaciones y limitantes	51
Capítulo 4.- Implementación del procedimiento en casos prácticos de S.E's SF₆ pertenecientes a la RNT	52
4.1 Descripción general de los casos de estudio	52
4.1.1 Caso de estudio A	52
4.1.2 Caso de estudio B	55
4.2 Implementación del procedimiento desarrollado	58
4.2.1 Caso de estudio A	58
4.2.2 Caso de estudio B	61
4.3 Concentrados de información	64
4.3.1 Caso de estudio A	64

4.3.2 Caso de estudio B	64
Conclusiones	65
Bibliografía	66
Anexos	69
<i>Anexo A. Formatos Plan de Mantenimiento Predictivo.</i>	69
<i>Anexo B. Formatos Plan de Mantenimiento Preventivo</i>	72
<i>Anexo C. Formatos Plan de Mantenimiento Correctivo.</i>	82
<i>Anexo D. Diagramas de Flujo.</i>	91
<i>Anexo E. Formatos Mantenimiento Predictivo Caso de Estudio A.</i>	94
<i>Anexo F. Formatos Mantenimiento Correctivo Caso de Estudio B.</i>	97

Resumen

Las subestaciones encapsuladas en SF₆ o también llamadas GIS (por sus siglas en inglés), forman parte de las grandes redes de transmisión y distribución de energía eléctrica. Este tipo de tecnología GIS, requiere de un correcto mantenimiento para garantizar la continuidad y confiabilidad del sistema eléctrico de potencia del cual forman parte.

A pesar de ser una tecnología ampliamente usada en todo el mundo y con muchos años de desarrollo, el mantenimiento de las mismas es una actividad que requiere de expertos en el tema debido a la complejidad del diseño y mecanismos que la componen.

Así, este trabajo tiene por objetivo desarrollar un procedimiento general para el mantenimiento de GIS, desarrollando propuestas de valor (formatos y diagramas de flujo) donde se indican las pruebas mínimas que se deben de efectuar en cada tipo de mantenimiento (predictivo, preventivo y correctivo) y evitar, en la medida de lo posible, futuros errores en dichos procedimientos de mantenimiento.

Abstract

Substations Enclosed, also called GIS (Gas Insulated Substations), are part of large electrical energy transmission and distribution networks. This type of GIS technology requires the correct maintenance to guarantee the continuity and reliability of electrical power system which they are part.

Although being a technology widely used around the world and with many years of development, their maintenance is an activity that requires experts on the subject due to the complexity of the design and mechanisms that compose it.

Thus, this paper aims to develop a general procedure for GIS maintenance, developing value proposals (formats and flowcharts), where show the minimum tests that must be carried out in each type of maintenance (predictive, preventive and corrective), and avoid, to the extent possible, future errors in maintenance procedures.

Abreviaturas

Los símbolos, abreviaturas y acrónimos utilizados, señalados y aplicables durante la elaboración de esta tesina corresponden a los incluidos y referidos en las normas oficiales mexicanas *NOM-001-SEDE-2012* (“*Instalaciones Eléctricas [Utilización]*”) y *NOM-008-SCFI-2002* (“*Sistema General de Unidades de Medida*”), además de los siguientes:

Abreviatura – Acrónimo	Significado
AIS	<i>Subestación Aislada en Aire (Air Insulated Switchgear, por sus siglas en inglés)</i>
CB	<i>Interruptor (Circuit-Breaker, por sus siglas en inglés)</i>
CFE	<i>Comisión Federal de Electricidad</i>
CRE	<i>Comisión Reguladora de Energía</i>
CIGRE	<i>Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos (Conseil International des Grands Réseaux Électriques, por sus siglas en francés)</i>
EAS	<i>Subestación de Energía en Aire (Energy Air Substation, por sus siglas en inglés)</i>
IEC	<i>Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission, por sus siglas en inglés)</i>
IEEE	<i>Instituto de Ingenieros Eléctricos Electrónicos (Institute of Electrical and Electronics Engineers, por sus siglas en inglés)</i>
GCB	<i>Interruptor en Gas (Gas Circuit Breaker, por sus siglas en inglés)</i>
GIL	<i>Línea de Transmisión Aislada en Gas (Gas Insulated Line, por sus siglas en inglés)</i>
GIS	<i>Subestación Aislada en Gas SF₆ (Gas Insulated Switchgear, por sus siglas en inglés)</i>
LT	<i>Línea de Transmisión</i>
MTS	<i>Subestación con Tecnología Mixta (Mixed Technology Switchgear, por sus siglas en inglés)</i>
OHL	<i>Línea de Transmisión Aérea (Overhead Line, por sus siglas en inglés)</i>
PD	<i>Descargas Parciales (Partial Discharge, por sus siglas en inglés)</i>
RNT	<i>Red Nacional de Transmisión</i>
SCADA	<i>Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Supervisory Control And Data Acquisition, por sus siglas en inglés)</i>
SEN	<i>Sistema Eléctrico Nacional</i>
SEP	<i>Sistema Eléctrico de Potencia</i>
S.E.	<i>Subestación Eléctrica</i>
UNE	<i>Asociación Española de Normalización</i>

Índice de figuras

Figura 1. Gráfico de pastel donde se representa la distribución del porcentaje de fallas de acuerdo al componente de un interruptor en SF ₆ . [3]	7
Figura 2. Gráfico de pastel donde se representa la distribución de la cantidad de S.E. SF ₆ con relación a su nivel de tensión.	10
Figura 3. Gráfico de pastel donde se representa la distribución de la cantidad de S.E. SF ₆ con relación a su antigüedad.....	10
Figura 4. Gráfico de pastel donde se representa la distribución de la cantidad de S.E. SF ₆ con relación a su fabricante o empresa matriz.	12
Figura 5. Proceso del desarrollo histórico de GIS (145 kV). [18]	14
Figura 6. Módulos típicos para una S.E. SF ₆ con tensión nominal de 245 kV. [19].....	16
Figura 7. Equipo eléctrico dentro de una subestación eléctrica encapsulada en SF ₆ . [20]	16
Figura 8. Multi-Analizador de SF ₆ 3-038R-R marca DILLO. Fuente: Catalogo DILLO “Dispositivos de Medición de SF ₆ ”, 2020.	36
Figura 9. Código de Colores para indicar la segregación en una subestación SF ₆ en arreglo de Barra principal – Barra auxiliar, operada por CFE, donde se planea la remoción de un seccionador. [34]	40
Figura 10. Código de Colores para indicar la segregación en una subestación SF ₆ en arreglo de Barra principal – Barra auxiliar, operada por CFE, donde se planea la remoción de polo de interruptor y seccionador. [34]	40
Figura 11. Detección de PD por UHF. [43]	43
Figura 12. Sistema de prueba de resonancia en serie de frecuencia variable Sieyuan. Fuente: Sieyuan Electric Co. Ltd., 2024, [Online], Disponible: https://en.sieyuan.com/155/132/103	44
Figura 13. Diagrama de flujo del caso en estudio A, donde se indican los puntos donde se detectaron problemáticas con el procedimiento propuesto.	60
Figura 14. Diagrama de flujo del caso en estudio B, donde se indican los puntos donde se detectaron problemáticas con el procedimiento propuesto.	63

Índice de tablas

Tabla 1. Porcentaje de falla de los componentes de un interruptor en SF ₆ . [3].....	7
Tabla 2. Tipos de tecnologías utilizadas para la construcción de subestaciones. [15]	8
Tabla 3. Relación de S.E. SF ₆ con su nivel de tensión de operación pertenecientes a la RNT. [16].....	9
Tabla 4. Relación de S.E. SF ₆ con su antigüedad de manufactura e instalación. [17].....	10
Tabla 5. Relación de S.E. SF ₆ con su fabricante. [17]	11
Tabla 6. Clases de subestaciones encapsuladas de acuerdo a su nivel de tensión de operación nominal. [18]	13
Tabla 7. Colores de identificación para las distintas partes del sistema modular que compone la GIS. [20]17	
Tabla 8. Normas internacionales aplicables al proceso constructivo de GIS.....	20
Tabla 9. Normas internacionales aplicables a procesos de seguridad en GIS.	20
Tabla 10. Normas internacionales aplicables al proceso de puesta en marcha de GIS.....	21
Tabla 11. Normas nacionales aplicables a los requerimientos generales de GIS.	22
Tabla 12. Distribución de frecuencia de fallas mayores para GIS-CB-Bahía de acuerdo a su clase de tensión. [24]	23
Tabla 13. Distribución de frecuencia de fallas mayores de acuerdo al año de manufactura de GIS. [24]	24
Tabla 14. Distribución de las causas primarios de fallas mayores (MaF) y menores (MiF) en GIS-CB-Bahía”. [24]	24
Tabla 15. Distribución de los modos de falla menores en GIS-CB-Bahía. [24]	25

Tabla 16. Identificación de los componentes principales implicados en la falla de GIS. [18]	26
Tabla 17. Valores críticos emitidos considerados por la CFE para el punto de rocío. [34].....	37
Tabla 18. Relación cromática para indicar la segregación y estado de los estancos que conforman la GIS. [21]	39
Tabla 19. Valores máximos aceptables para la contaminación del gas SF ₆ . [34]	47
Tabla 20. Información de la instalación asociada al caso de estudio A. Fuente: Reporte de Evento Emitido.	52
Tabla 21. Historial de mantenimientos realizados sobre la S.E. SF ₆ del caso de estudio A. Fuente: Reporte de Evento Emitido.	53
Tabla 22. Ponderación de los factores causales del caso de estudio A. Porcentajes determinados a criterio y experticia del personal de mantenimiento bajo el diagrama Ishikawa y expresados en el reporte de evento.....	53
Tabla 23. Evidencia fotográfica de los hallazgos realizados durante la inspección y los trabajos realizados para la rehabilitación de la subestación del caso de estudio A.....	54
Tabla 24. Información de la instalación asociada al caso de estudio B. Fuente: Reporte de Evento Emitido.	55
Tabla 25. Historial de mantenimientos realizados sobre la S.E. SF ₆ del caso de estudio B. Fuente: Reporte de Evento Emitido.	56
Tabla 26. Ponderación de los factores causales del caso de estudio B. Porcentajes determinados a criterio y experticia del personal de mantenimiento bajo el diagrama Ishikawa y expresado en el reporte de evento.....	56
Tabla 27. Evidencia fotográfica de los hallazgos realizados durante la inspección y los trabajos realizados para la rehabilitación de la subestación del caso de estudio B.	57

Problemática y Justificación de la Tesina

Las subestaciones aisladas en gas (*GIS*, por sus siglas en inglés) se utilizan en todo el mundo desde hace más de 50 años con muy buenas experiencias en general. Las GIS se usan con mayor frecuencia en lugares donde la densidad de población es alta, la disponibilidad de espacio es bajo y las condiciones meteorológicas no son favorables. Por ejemplo: se tiene como referencia Japón, que es el mercado de GIS más grande del mundo. Así como en Europa, Medio Oriente y también en el Lejano Oriente y el Sudeste Asiático [1].

Constantemente se introducen nuevas tecnologías en el sector de las GIS con el objetivo de reducir los costos totales del ciclo de vida, mejorar la confiabilidad y minimizar el impacto ambiental. Este tipo de subestaciones, utilizan como medio aislante el “Hexafluoruro de Azufre”, más comúnmente conocido por su fórmula química SF₆, debido a sus propiedades dieléctricas y físicas bajo ciertas situaciones, así como su rápida capacidad de recomposición después de estar sujeto a un arco eléctrico.

Las subestaciones encapsuladas, se complementan con modernos sistemas integrados de control, protección y sensores innovadores, aunque en muchos mercados, las subestaciones aisladas en SF₆ llevan varias décadas operando debido a la alta fiabilidad de este tipo de diseño y tecnología. [2]

En México y hasta nuestros días existen subestaciones encapsuladas en gas con más de 30 años de servicio debido a que la tecnología de aislamiento en Hexafluoruro de Azufre es de larga duración y alta fiabilidad. Ahora bien, apegándonos al paradigma de la confiabilidad, la cual indica que los sistemas eléctricos no están exentos de fallas, es indispensable realizar acciones de prevención, a través de una programación y realización de mantenimientos predictivos y preventivos, evitando llegar a un mantenimiento correctivo que para este tipo de tecnologías suma un grado de complejidad alto para la CFE (y las empresas contratadas para la realización de los mismo), por su diseño estructural y cierta experiencia en la metodología de maniobra y reacondicionamiento de los estancos y/o compartimientos.

Es por esto que, el desarrollo de un correcto procedimiento de mantenimiento de estos equipos y tecnologías, donde se integren diferentes conceptos, protocolos, metodologías, estándares y normas de referencia es de suma importancia, para evitar el realizar un mantenimiento incorrecto o deficiente, que degrade la confiabilidad del compartimiento/encapsulado de la S.E. SF₆.

Objetivo de la tesina

A continuación, se detalla el objetivo general de esta tesina, así como los objetivos específicos de este trabajo.

Objetivo General

El objetivo de esta tesina es desarrollar un procedimiento básico y general de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de una subestación aislada en SF₆ (GIS) que sea de utilidad para los ingenieros y técnicos de mantenimiento. Debido a la diversidad de fabricantes, se busca pueda aplicarse a los distintos tipos de subestaciones encapsuladas en SF₆ y niveles de tensión que se pueden encontrar en la RNT operada por CFE.

Objetivos Específicos

- Realizar una revisión bibliográfica que permita tener una visión general acerca del propósito, estructura y finalidad de una GIS.
- Comprender el funcionamiento general de una S.E. GIS en alta tensión y las propiedades dieléctricas del SF₆.
- Realizar una revisión bibliográfica que permita tener una visión general acerca de las principales fallas y problemáticas que se presentan en una GIS en alta y extra alta tensión.
- Proponer un procedimiento general para ejecutar un correcto mantenimiento de una S.E. GIS perteneciente a la RNT y propiciar su correcta operatividad.
- Aplicar el procedimiento propuesto y realizar una comparativa del mantenimiento ejecutado sobre un caso de estudio práctico que involucre una S.E. GIS en alta tensión perteneciente al SEN mexicano, en particular a la RNT operada por la CFE.

Alcance de la tesina

De acuerdo a CIGRE [3], se informa que el mayor porcentaje de fallas en equipos que utilizan SF₆ se observan en los primeros 1 a 2 años después de las actividades de puesta en servicio y pruebas pre-operativas. Estas observaciones indican que probablemente esta problemática esté relacionada con el potencial de "error humano" durante las actividades de los primeros mantenimientos.

Así, este trabajo tiene el alcance de desarrollar un procedimiento bajo un compendio de normatividades nacionales e internacionales aplicables a subestaciones GIS en alta tensión, para su mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, y, por consiguiente, lograr reducir el impacto del error humano en dichas actividades de mantenimiento.

Metodología

Para el desarrollo de esta tesina, se realizará una revisión de fuentes bibliográficas, parte de la metodología de investigación y revisión documental acerca de la estructura, funcionamiento, aplicaciones y problemáticas o fallas en subestaciones GIS en alta tensión y módulos híbridos.

Posteriormente, se realizará una revisión documental acerca de los distintos procedimientos, metodologías, normas de referencia, recomendaciones y estudios realizados por distintas organizaciones nacionales e internacionales acerca del mantenimiento en subestaciones GIS en alta tensión y así poder desarrollar una propuesta de procedimiento de autoría propia.

Por último, se utilizará una metodología sintética, donde se abordarán casos prácticos sobre subestaciones GIS pertenecientes al SEN mexicano, en concreto a la RNT operada por CFE, donde se aplicará el procedimiento desarrollado y se realizarán las observaciones correspondientes.

Capítulo 1.- Estado del Arte

1.1 Antecedentes

En la actualidad, debido al aumento de la necesidad en el consumo de energía eléctrica en todo el mundo, el avance tecnológico ha presentado nuevas soluciones con el fin de suplir los retos y carencias de la red eléctrica, que comprende todo el modelo del sistema eléctrico, desde su generación hasta el consumidor final, cumpliendo con la confiabilidad, continuidad y calidad de la energía entregada. Durante este proceso las subestaciones juegan un papel importante, para cumplir con dicha encomienda.

Cuando se revisan las nuevas soluciones, encontramos que uno de los avances tecnológicos más importantes en las últimas décadas está relacionado con la implementación de subestaciones que no utilizan como medio aislante o dieléctrico el aire, y que, además poseen características superiores con respecto a las tecnologías antiguas, que permiten tener una mayor confiabilidad en los procesos, así como disminuir sus tamaños y aumentar la rentabilidad de la implementación y operación de estos sistemas.

En los tiempos modernos se ha observado la tendencia a utilizar como sistema de aislamiento de los dispositivos de alta y media tensión, el Hexafluoruro de Azufre (SF_6), debido a sus óptimas características de estabilidad, no inflamabilidad, no tóxico, incoloro e inodoro a condiciones normales, entre otras características, que hacen que este gas sea una de las mejores soluciones a la hora de hablar de sistemas de aislamiento en las subestaciones de alta tensión [4]. En comparación con el Aire, que hasta hoy en día es el medio aislante gaseoso más utilizado, el Hexafluoruro de Azufre (SF_6) tiene una densidad de aproximadamente 5 veces mayor bajo condiciones similares. Igualmente, este gas muestra pocos cambios de presión bajo un rango amplio de temperaturas, además que es un gas dinámicamente más compresible que el aire [4].

Las subestaciones aisladas en medios diferentes al aire fueron introducidas en el mercado al final de la década de los 60's y durante el último decenio han llegado a poseer una tecnología ampliamente aceptada, abriendo nuevos caminos en el diseño de subestaciones. Cuando se tratan de niveles de alta tensión se denominan solo GIS y cuando se trata de niveles de media tensión se denominan MV- GIS (Medium voltaje, *por sus siglas en inglés*) [1][4].

En México, el uso de GIS comienza a finales de los años 70's por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro y posteriormente a finales de los años 80's por la Comisión Federal de Electricidad.

Si bien hoy en día se buscan nuevas alternativas en el uso de diferentes mezclas de gases con correctas propiedades de aislamiento, como lo son las Cetonas Perfluoradas (*Perfluorinated ketones*; C_5F_{10} y C_6F_{12}) y el Fluoronitrilo (*Fluoronitrile*; C_4F_7N) [3], el uso de Hexafluoruro de Azufre (SF_6) sigue predominando en el uso comercial como medio aislante en la industria eléctrica para los diferentes equipos primarios y subestaciones encapsuladas.

1.2 Teoría del gas SF_6 y sus cualidades

El hexafluoruro de azufre es un compuesto inorgánico de fórmula SF_6 . En condiciones normales de presión y temperatura (estado base) es un gas incoloro, inodoro, no tóxico y no inflamable, con la peculiaridad de ser cinco veces más pesado que el aire. Cuando este gas se encuentra en su estado base es térmicamente estable ya que no se descompone en sus fases gaseosas a temperaturas menores a los $500^\circ C$. [6]

El hexafluoruro de Azufre es en general, uno de los gases conocidos más pesados que se produce y comercializa desde el año de 1947, a pesar de que fue descubierto desde el año de 1901 por el premio Nobel de química Henri Moissan y por Paul Lebeau.

La mayoría de los subproductos de descomposición de este gas electronegativo no degradan su fuerza dieléctrica y pueden ser removidos por medio de filtrado; no produce polimerización, carbón u otros depósitos conductivos durante el arqueo. Así mismo, es químicamente compatible con la mayoría de los materiales sólidos utilizados para aislar y conducir energía eléctrica a temperaturas cercanas a los $200^\circ C$. [6]

Propiedades y características químicas

El SF_6 presenta una geometría molecular octaédrica, consistente en seis átomos de flúor enlazados a un átomo central de azufre. La fórmula química característica del Hexafluoruro de Azufre es la ya mencionada anteriormente: SF_6 [7].

De acuerdo a las proporciones de los componentes que integran el gas (Flúor y Azufre), y que este no se encuentra en el medio, sino que se produce por reacción directa a aproximadamente $300^\circ C$ de azufre fundido y el flúor gaseoso, este tiene un peso molecular aproximado de 146.06 [g/mol], distribuidos en 21,95% de contenido de azufre y 78,05% de contenido de flúor [4].

Debido a estas proporciones, el SF₆, además de obtener un excelente comportamiento como dieléctrico, tiene la capacidad de mantener y recuperar rápidamente sus características dieléctricas una vez que ha estado en presencia de un arco [4].

Propiedades y características físicas

El hexafluoruro de azufre es un gas con gran rigidez dieléctrica, ya que de acuerdo a su composición molecular es una mezcla altamente electronegativa en un amplio rango de temperaturas. Estas temperaturas van desde la temperatura ambiente promedio hasta temperaturas muy por encima de ella. Su tensión de ruptura es casi tres veces mayor que la del aire, tiene buenas propiedades de transferencia de calor y cuando es sometido a descargas o arcos bajo condiciones de alta presión se reforma o reconstituye rápidamente, es decir, tiene una rápida recuperación molecular y es auto restituible [6].

Concentración máxima de impurezas

La utilización del gas SF₆ requiere un alto grado de pureza, ya que de otra forma su coeficiente dieléctrico se reduce [4].

Normalmente las impurezas no tienen un efecto considerable sobre las propiedades del gas, siempre y cuando estas se encuentren en un porcentaje que no sobre pase la concentración máxima permitida para su correcto manejo [4].

Las impurezas encontradas en el gas SF₆ más comúnmente son los Tetrafluoruro de carbono que puede encontrarse en una concentración máxima de 0.05%, al igual que el aire (NO); el agua que puede alcanzar concentraciones de 15 ppm (partículas por millón), la Acidez (HF) en 0.3 ppm, los Fluoruros Hidrolizables (HF) en 1 ppm y aceites minerales en proporciones de hasta 10 ppm [4].

Problemas asociados

- En los lugares donde se realizan trabajos donde se implica grandes cantidades de hexafluoruro de azufre en contenedores y en áreas cerradas, la fuga del gas SF₆ debido al mal manejo o fallas en el hermetismo de los equipos podría significar un riesgo potencial de asfixia resultado de la deficiencia de oxígeno, ya que, debido a que el gas SF₆ tiene una alta densidad, este tiende a recolectarse en los lugares más bajos, desplazando al aire (oxígeno) de estas regiones [7].
- Cuando hay fallas en el sistema de gas, es decir, existe mal hermetismo, el manejo del gas fue deficiente o su pureza es menor a la requerida, la exposición del gas a descargas o arcos eléctricos que se presentan en dispositivos de potencia (compartimentos de interruptores), son causa de la generación de gases tóxicos, los cuales, en presencia de aire húmedo,

tienen la característica de un olor fétido. Inhalar estos gases puede causar náusea, mareo, dificultad para respirar, daño en el sistema respiratorio y órganos corporales, y en el peor de los casos, la muerte dependiendo del nivel de exposición y la susceptibilidad de la persona [4].

- Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, el gas SF₆ es el más potente gas de efecto invernadero que ha evaluado, con un potencial de calentamiento global de 22 800 veces superior al del CO₂. Lo anterior, debido a que el SF₆ absorbe eficazmente radiación infrarroja, en especial a longitudes de onda cercanas a los 10.5 [μm]. Según estudios, el SF₆ es prácticamente inmune a la degradación química y foto-lítica, por lo que el impacto ambiental que este genera debe ser considerado acumulativo y virtualmente permanente, ya que su tiempo de vida se estima en el rango comprendido entre los 800 y los 3 200 años, con tendencias significativas a los valores más altos de este rango [6].

1.3 Sistemas y Equipos Aislados en Gas SF₆ o Mezclas Aislantes

A través de los años, los fabricantes de equipos primarios empleados en sistemas eléctricos alrededor del mundo han utilizado diferentes medios o sustancias dieléctricas para asegurar el aislamiento interno y externo de dichos equipos. Entre estos medios podemos encontrar aceite, aire, vacío, semiconductores de estado sólido y en tecnologías más recientes, mezclas de gases aislantes [8].

En esta tesina, debido a la directriz de desarrollo y alcance, se hablará y abordarán aquellos equipos que se encuentran aislados en gas SF₆. La gama de equipos primarios que utilizan actualmente este medio aislante es amplia. A continuación, se mencionarán algunos de ellos que se encuentran entre los más importantes y frecuentemente usados en las instalaciones de alta y media tensión:

A) Subestaciones Aisladas en Gas (Gas Insulated Switchgear)

Las subestaciones aisladas o encapsuladas en gas SF₆, son el conjunto de equipos primarios, dispositivos, sensores, actuadores y aparatos eléctricos de medición inmersos en el gas dieléctrico Hexafluoruro de Azufre. Este conjunto de elementos generalmente se encuentran contenidos o blindados en envolventes de aleación de aluminio. En su interior, cada compartimento se une y colindan por medio de lo que se denomina dispositivos barrera. La principal función de una subestación aislada o encapsulada en gas SF₆ es conmutar, separar, transformar, medir, repartir y distribuir la energía eléctrica en los sistemas de potencia [1].

B) Interruptores de Potencia (Gas Circuit Breaker)

Después de los transformadores de potencia, los interruptores de gas, son el segundo equipo primario más importante de una subestación, lo que influye directamente en la disponibilidad, seguridad, flexibilidad y confiabilidad de las mismas [8]. Los interruptores de potencia en gas son dispositivos de conmutación mecánicos que pueden interrumpir todas las corrientes que sobrepasen una determinada corriente nominal de cortocircuito. Estos equipos utilizan el gas SF₆ debido a su alta capacidad de extinción de arco eléctrico en el momento de la apertura del interruptor [10].

C) Líneas de Transmisión Aisladas en Gas (Gas Insulated Line)

Las líneas de transmisión con aislamiento de gas, son un dispositivo de transmisión de energía y un método para instalar cables de alta tensión. Una GIL consiste en un conductor tubular de aluminio para transportar la corriente, encerrado en un tubo metálico rígido que se llena con un gas comprimido (como hexafluoruro de azufre o una mezcla de gases de nitrógeno y hexafluoruro de azufre) para el aislamiento.

Las GIL tiene muchas ventajas en comparación con las tradicionales líneas de transmisión aisladas en aire (*OHL*, por sus siglas en inglés), como mayor capacidad de corriente, mayor confiabilidad de operación, menor impacto de ruido electromagnético y menor pérdida de energía [11].

El uso de GIL, ha sido universalmente visto como el más aplicable para ciertas condiciones extremas, entre las que se encuentran, por ejemplo, una geografía complicada o cruces con el entorno geológico. Hasta 2013, la GIL operando más larga del mundo alcanzado los 3,3 kilómetros (275 kV, 6.3 kA), y ha sido construida en Japón [11].

D) Módulos Híbridos (Hybrid Switchgear)

Un módulo híbrido es aquel que combina los componentes de las tecnologías tradicionales de módulos/equipos aislados en aire/vacío y módulos/equipos aislados en gas. Se caracteriza por un diseño compacto y modular, que abarca varias funciones diferentes en un solo módulo. Los módulos híbridos, como se menciona anteriormente, utilizan dos tipos de tecnologías diferentes: una para extinguir el arco o mantener el aislamiento dieléctrico dentro del equipo y otra para conectarse a los demás equipos de la subestación de alta/media tensión, persiguiendo el objetivo de maximizar las ventajas de las tecnologías ya existentes [12][13].

1.4 Principales problemáticas y fallas en equipos aislados en Gas

En equipos eléctricos encapsulados o aislados en gas, en este caso, Hexafluoruro de Azufre (SF_6), las principales problemáticas y fallas en los mismos, obviando causas externas, como lo pueden ser fuego externo, fuerzas mecánicas externas anormales o fenómenos naturales de fuerza mayor, pueden ser delimitadas a causas comunes en este tipo de equipos como lo son las siguientes:

- a)** Impurezas en el gas aislante SF_6 , reduciendo la capacidad dieléctrica del material y, por consiguiente, disminuyendo la capacidad de operación del elemento en cuestión. Esta problemática puede ser tan grave que se puede presentar una falla de extinción de arco eléctrico debido a la descomposición del gas aislante o su baja pureza.
- b)** Las fugas de gas SF_6 es una de las problemáticas más comunes en este tipo de equipos. Esta problemática implica que hay menos gas en el interior del equipo y por consiguiente, menor cantidad de medio aislante. Las fugas también permiten que la humedad entre al equipo, lo que provoca la presencia de agua. Esto no solo disminuye la capacidad de aislamiento, sino que al combinarse con el gas SF_6 crean productos corrosivos que afectan a la envolvente.
- c)** Fallas internas anormales. Existen ocasiones en las que, un cumulo de situaciones pueden conducir a una falla interna en donde, el equipo no es capaz de liberar el arco eléctrico o mantener el aislamiento, entonces el calor del arco eléctrico hace que las envolventes sufran daños, provocando la expulsión de gases calientes y otros materiales indeseados.
- d)** Fallas en los sistemas de accionamiento, que van desde esquemas o equipos auxiliares hasta mecanismos principales, sistemas de medición y sistemas de monitoreo.
- e)** En años recientes, se ha buscado la sustitución del gas SF_6 por gases con capacidades dieléctricas y moleculares similares o parecidas, en diferentes aplicaciones dentro de la industria debido a su potencial de calentamiento global. El gas SF_6 puede durar en la atmosfera unos 3, 200 años antes de ser descompuesto y es 22,800 veces más eficaz que, por ejemplo, el Dióxido de carbono (CO_2) atrapando la radiación electromagnética infrarroja.

1.4.1 Estadística de Fallas

Las problemáticas y fallas mencionadas en la sección anterior son las más comunes en sistemas aislados en gas SF_6 de manera global o promedio;

cabe resaltar que cada uno de los equipos puede presentar diferentes frecuencias de falla en sus distintos componentes.

Por ejemplo, en artículos realizados por CIGRE, las causas de falla en interruptores de potencia que utilizan como medio aislante y de extinción de arco el gas SF₆ son las que se indican en la *Tabla 1* y *Figura 1*:

Tabla 1. Porcentaje de falla de los componentes de un interruptor en SF₆. [3]

Componente	Porcentaje de falla
<i>Bobinas (incluyendo resistencias y condensadores asociados)</i>	11%
<i>Relevadores</i>	28%
<i>Sistemas de monitoreo de densidad (con tubería)</i>	14%
<i>Supervisión de límite de energía</i>	14%
<i>Interruptor auxiliar</i>	14%
<i>Cableado y empalmes</i>	10%
<i>Otros</i>	9%

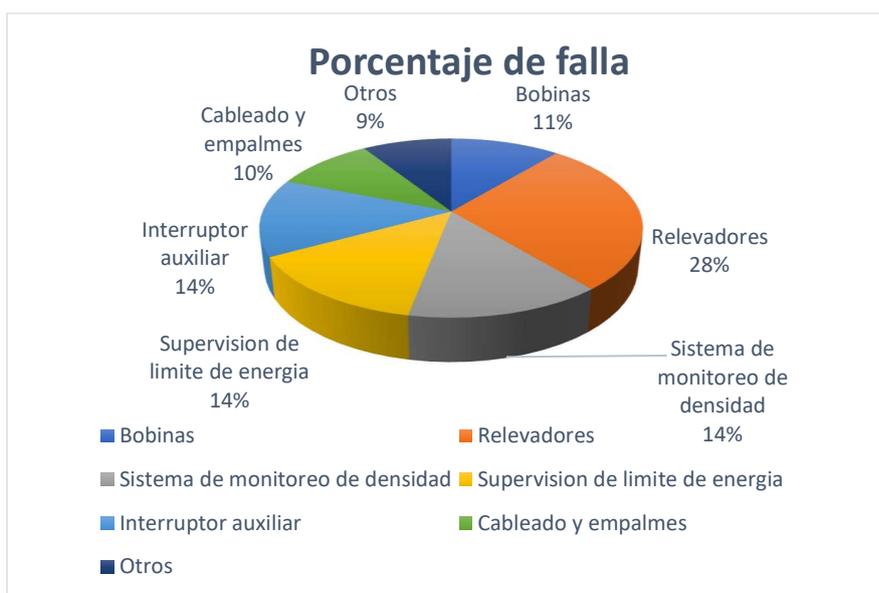


Figura 1. Gráfico de pastel donde se representa la distribución del porcentaje de fallas de acuerdo al componente de un interruptor en SF₆. [3]

Como se puede observar, las causas de falla pueden deberse o provenir de otros mecanismos, situaciones y elementos externos o internos de los equipos encapsulados que no se mencionan en el inicio de esta sección, o que en general, no tienen relación directa con el medio aislante del equipo, en estos casos, SF₆.

Mientras que, para subestaciones GIS, CIGRE, en sus grupos de trabajo, determino a través de encuestas y análisis estadístico, que el 7% de las fallas dieléctricas reportadas se atribuyeron a la humedad, mientras que el

20% de las fallas dieléctricas reportadas en servicio de GIS se atribuyeron a partículas libres y cuerpos extraños [14].

1.5 Tipos de Subestaciones

Las tecnologías utilizadas para la construcción de las subestaciones eléctricas son principalmente de manera conceptual dos: las que se encuentran o utilizan como medio aislante el aire (convencional o intemperie) y las que utilizan otro medio aislante (subestaciones encapsuladas), en general el gas SF₆, aunque en los últimos años se han implementado nuevas alternativas a este gas.

1.5.1 Intemperie / Convencionales (AIS)

Este tipo de subestaciones (Air Insulated Switchgear) es tradicionalmente el más utilizado. En este tipo de tecnología los equipos primarios, barras y conectores se encuentran aislados en aire y su ubicación se realiza en zonas abiertas donde el espacio requerido para la instalación de toda la infraestructura de esta tecnología no supone un problema mayor.

1.5.2 Encapsuladas (GIS)

Este tipo de subestaciones surgen como solución a los problemas, principalmente, de la limitante del espacio disponible para la colocación de infraestructura. En este tipo de tecnología, los equipos primarios, barras y conectores se encuentra aislados en gases diferentes al aire. Debido a este último factor, los equipos deben de encontrarse encapsulados para mantener la pureza del gas aislante y cumplir, entre otras cosas, con la presión del gas, sellado de las cámaras o módulos, etc.

Existe una tercera tecnología que mezcla características de las dos tecnologías anteriores y se denomina subestación híbrida (MTS, *por sus siglas en ingles*), que nace del enfoque de la necesidad de redundancia y una mayor confiabilidad del diseño. En general, *CIGRE [15]* clasifica de manera sencilla los tipos de tecnologías antes mencionadas en la *Tabla 2*, donde se indica las características del aislamiento, el medio aislante y su tipo de envolvente:

Tabla 2. Tipos de tecnologías utilizadas para la construcción de subestaciones. [15]

Tecnología de Diseño	Aislamiento	Medio aislante o dieléctrico	Envolvente/Encapsulado
Tecnología AIS	Aislamiento externo*	Aire	Sin encapsulado o envolvente (porcelana o aisladores compuestos) bajo alta tensión
Tecnología GIS	Aislamiento interno y externo	SF ₆ o mezclas de SF ₆	Encapsulado metálico efectivamente aterrizado
Tecnología Híbrida	Aislamiento externo*	SF ₆ o mezclas de SF ₆ y Aire	Combinación de las anteriores

* El aislamiento interno puede ser aire, SF₆, aceite, resina o cualquier otro medio aislante

1.6 Escenario tecnológico nacional de las subestaciones encapsuladas

Como se menciona en la sección de antecedentes de este trabajo, en México, el uso de GIS comienza a finales de los años 70's, introducidas por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, para posteriormente que la Comisión Federal de Electricidad adoptara esta tecnología a finales de los años 80's.

De acuerdo a reportes emitidos por la Comisión Federal de Electricidad la CFE Transmisión, tiene instaladas y operando, 185 subestaciones aisladas en gas SF₆. Estas se pueden clasificar por su nivel de tensión de operación nominal, su antigüedad o el fabricante del equipo, como se detalla a continuación:

Nivel de tensión de operación

En la Red Nacional de Transmisión (RNT) se tienen instaladas y en servicio 185 subestaciones aisladas en SF₆, en tensiones que van desde los 69 kV hasta los 400 kV, con una distribución que se muestra en la *Tabla 3 y Figura 2*.

Tabla 3. Relación de S.E. SF₆ con su nivel de tensión de operación pertenecientes a la RNT. [16]

Nivel de Tensión de Operación	Cantidad de S.E. SF ₆
69 kV	4
85 kV	9
115 kV	92
230 kV	52
400 kV	21
TOTAL	185

Como se puede observar, el 49.7% de subestaciones encapsuladas en SF₆ se encuentran operando en un nivel de tensión de 115 kV, es decir, en proporción, el nicho más grande de este tipo de equipos se encuentra en este nivel de tensión, seguido por los equipos utilizados en tensión de 230 kV que representan el 28.1%, mientras que las subestaciones en SF₆ utilizadas en tensiones de 400 kV representan el 11.3%.

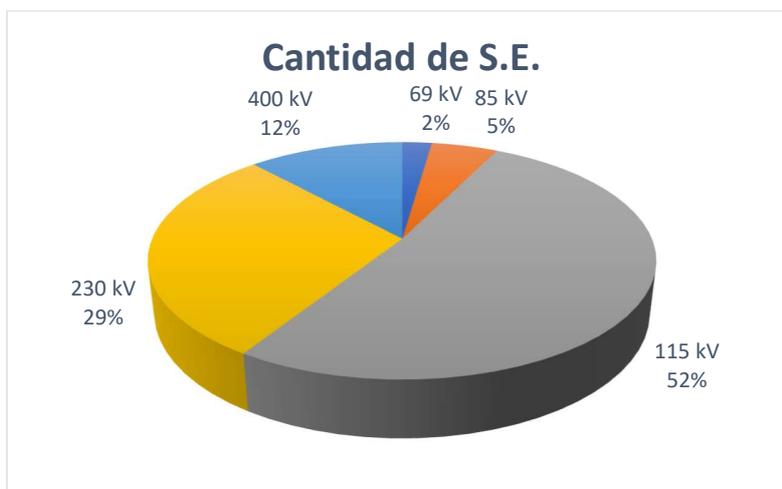


Figura 2. Gráfico de pastel donde se representa la distribución de la cantidad de S.E. SF₆ con relación a su nivel de tensión.

Antigüedad

En el ámbito relacionado con la antigüedad de las subestaciones encapsuladas en SF₆ la CFE reporta los siguientes datos compilados en la *Tabla 4* y *Figura 3*:

Tabla 4. Relación de S.E. SF₆ con su antigüedad de manufactura e instalación. [17]

Antigüedad	Cantidad de S.E. SF ₆
0-10 años	51
11-20 años	55
21-30 años	45
Mayor a 30 años	34
TOTAL	185

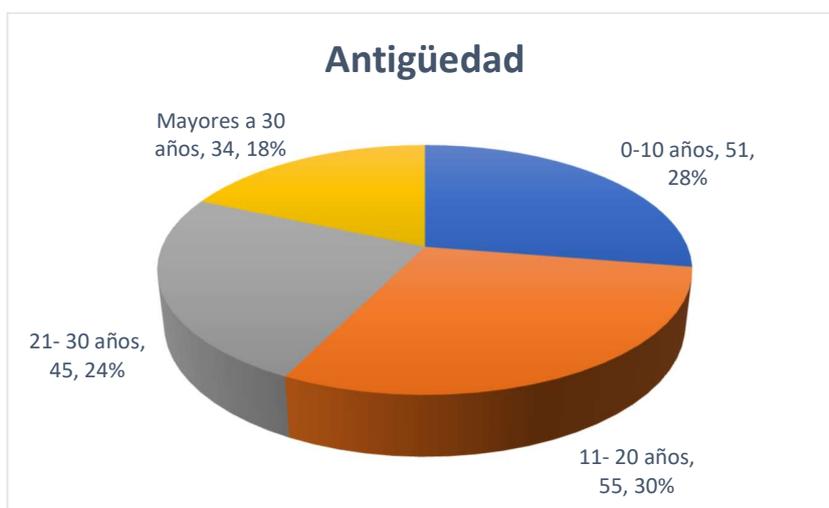


Figura 3. Gráfico de pastel donde se representa la distribución de la cantidad de S.E. SF₆ con relación a su antigüedad.

De esta información, podemos determinar que 134 subestaciones en SF₆, es decir, el 72.4% tienen más de 10 años de antigüedad. Esto indica que las subestaciones se encuentran en un estado donde su seguimiento y periodicidad de mantenimiento, tanto predictivo, preventivo y correctivo, debe ser el adecuado para garantizar su integridad y correcto funcionamiento, entendiendo las necesidades y requerimientos específicos que requiere cada instalación en particular.

Con respecto a las subestaciones que sobrepasan los 30 años de antigüedad, representan el 18.3% del total de las instalaciones, su plan de mantenimiento se puede considerar crítico para garantizar su correcto funcionamiento y no comprometer la integridad del sistema eléctrico nacional.

Fabricante

La CFE a lo largo de los años ha adquirido subestaciones encapsuladas en SF₆ de distintas marcas y fabricantes, dando como resultado un amplio abanico de diferentes tecnologías y diseños únicos, no compatibles o intercambiables, comprometiendo la interoperabilidad de los distintos elementos dentro del sistema eléctrico. Es por esta razón, que el correcto plan o procedimiento de mantenimiento para estos equipos es de vital importancia.

CFE reporta el siguiente catálogo en base a su inventario (como podemos observar en la *Tabla 5* y *Figura 4*), las subestaciones en SF₆ de acuerdo a la marca/fabricante que realizó su construcción y puesta en marcha:

Tabla 5. Relación de S.E. SF₆ con su fabricante. [17]

Marca/Fabricante	Cantidad de S.E. SF ₆
ABB	43
Siemens	71
Sieyuan	11
Toshiba	6
Magrini Galileo	1
Hyundai	5
BBC	4
Merlin Gerin	3
General Electric	39
Mitsubishi	1
Vatech	1
TOTAL	185

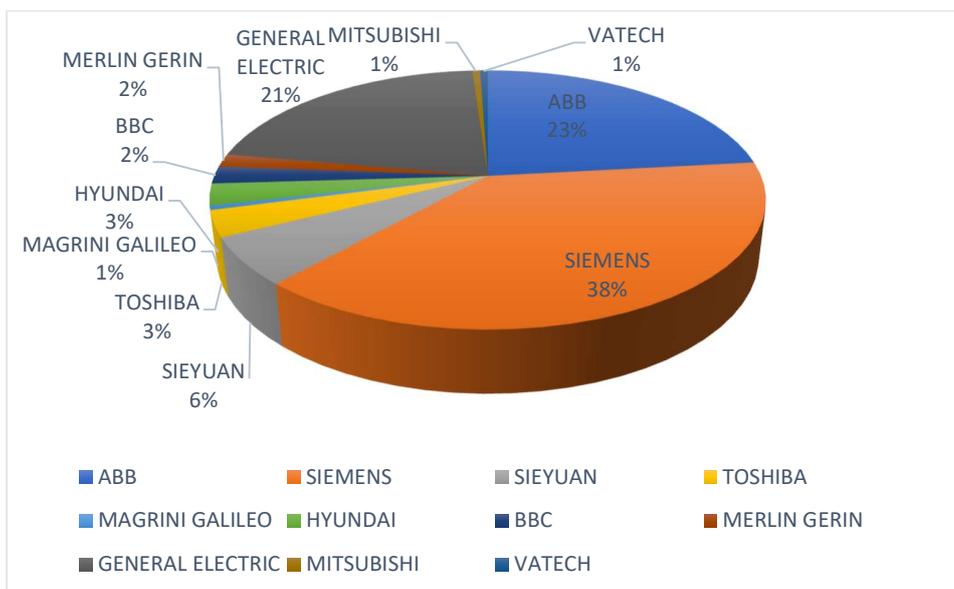


Figura 4. Gráfico de pastel donde se representa la distribución de la cantidad de S.E. SF₆ con relación a su fabricante o empresa matriz.

A partir de esta información podemos observar y determinar que las 3 marcas predominantes en las subestaciones SF₆ adquiridas por CFE son Siemens manufacturando el 38% de los equipos, ABB con el 23% y General Electric con el 21%, representando estas empresas el 82% del total de manufactura e instalación de subestaciones SF₆ en la RNT.

Capítulo 2.- Características, constitución física y generalidades de una S.E. SF₆ (GIS)

2.1 Descripción de una S.E. SF₆ (GIS)

Una subestación encapsulada en gas SF₆, o también llamada GIS (*por sus siglas en ingles*), es el conjunto de equipos primarios inmersos en el gas dieléctrico de Hexafluoruro de Azufre, contenidos y blindados en envolventes (en la mayoría de casos sistemas modulares o gabinetes) de aleación de aluminio.

De manera estructural, cada uno de las envolventes que conforman toda la subestación encapsulada se unen y colindan por medio de los llamados dispositivos barrera. Adicionalmente, se tienen una serie de dispositivos eléctricos de protección, control y medición, que se integran a la subestación encapsulada para cumplir con las funciones de confiabilidad y seguridad requeridas.

Así, la característica externa más notoria de este tipo de subestaciones eléctricas radica en que, sus elementos se encuentra contenidos en envolventes (generalmente cilíndricos), dando la apariencia de formar una compleja red de tubería hídrica, pero ocupando un espacio menor en comparación con una subestación convencional.

Este tipo de subestaciones cumplen con el mismo propósito, que el de cualquier otra subestación.

Estas tecnologías, con el paso del tiempo, han sido desarrolladas y diseñadas para distintos niveles de tensión nominal, cada vez de mayor capacidad y menor dimensionamiento físico como se muestra en la *Figura 5*. CIGRE agrupa a este tipo de subestaciones en 6 clases de acuerdo a su nivel de tensión de operación nominal como se indica en la *Tabla 6*:

Tabla 6. Clases de subestaciones encapsuladas de acuerdo a su nivel de tensión de operación nominal. [18]

Clase de acuerdo a su Tensión [kV]	1: $60 \leq U_n < 100$	3: $200 \leq U_n < 300$	5: $500 \leq U_n < 700$
	2: $100 \leq U_n < 200$	4: $300 \leq U_n < 500$	6: $U_n > 700$

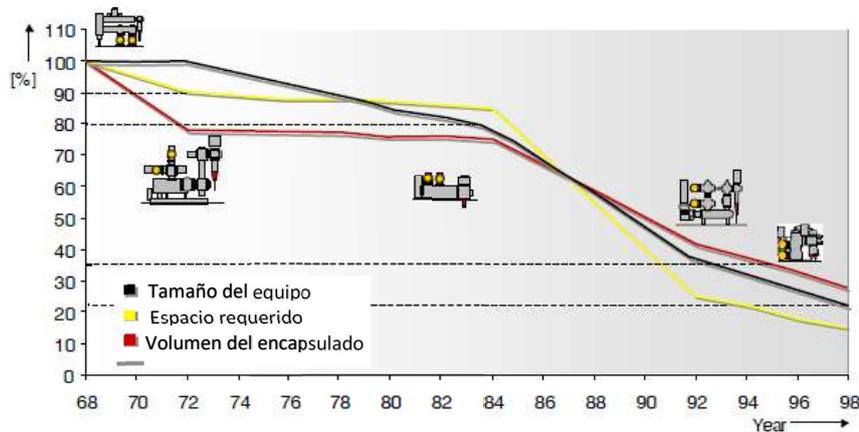


Figura 5. Proceso del desarrollo histórico de GIS (145 kV). [18]

Finalmente, entre las características más importantes de este tipo de subestaciones encapsuladas en gas SF₆, podríamos mencionar las siguientes [1]:

- Envoltentes de aluminio con buena conductividad, sin pérdidas por corrientes de Foucault y una alta resistencia a la corrosión.
- Debido a su diseño de encapsulamiento monofásico o trifásico, se asegura un estrés dieléctrico dinámico mínimo.
- Protege al personal de servicio de las consecuencias directas de arcos debido a fallas dieléctricas internas.
- Mayor compatibilidad electromagnética.
- Diseños de interruptores horizontales o verticales (“U” o “Z”), reduciendo costos de acuerdo a la situación y aumentando la accesibilidad del personal.
- Tiempos de puesta en servicio de la obra electromecánica más reducidos.

2.2 Clasificación de las S.E. SF₆ (GIS)

Una clasificación que se le puede dar a las subestaciones encapsuladas en SF₆, depende directamente de su lugar de instalación, las condiciones atmosféricas para las que fue diseñada, la contaminación a la que está expuesta, entre otros factores. A continuación, se hace mención de dicha clasificación:

- S.E. SF₆ Subterráneas:** Como su nombre lo indica, son subestaciones encapsuladas en gas SF₆ instaladas en espacios subterráneos, esto normalmente debido a que el espacio de instalación es muy limitado, donde el impacto visual es de suma importancia y donde existen limitaciones ambientales.
- S.E. SF₆ Bajo Techo:** Este es el tipo de S.E. SF₆ más comunes; se encuentran instaladas en locaciones, generalmente edificios o instalaciones permanentes, donde el acceso a la instalación es restringido

para evitar vandalismo o por potenciales daños debido a fenómenos naturales (lluvia, temblores, deslizamiento del terreno, huracanes, etc.).

- c) **S.E. SF₆ Móviles:** Este tipo de subestaciones son utilizadas donde se requiere un suministro de energía eléctrica de manera temporal, debido a fallas en el sistema eléctrico, desastres naturales o incremento imprevisto de la demanda de energía.

2.3 Componentes de una S.E. SF₆ (GIS)

A continuación, se mencionan los distintos componentes que integran una subestación encapsulada en SF₆, incluyendo aspectos como los parámetros que se consideran de relevancia para este tipo de subestaciones; así como, el monitoreo y control de estas.

2.3.1 Constitución Física

Equipo primario

Las subestaciones encapsuladas en SF₆, al cumplir con el mismo propósito que cualquier otra subestación, están integradas básicamente por los mismo equipos primarios y elementos que constituyen una subestación convencional, como lo son los interruptores de potencia, cuchillas, cuchillas de puesta a tierra, barras o buses flexibles, transformadores de corriente y tensión, entre otros elementos.

Encapsulado o envolvente

Como se menciona en secciones anteriores, la constitución física de las subestaciones encapsuladas en SF₆, se basa en un diseño compacto y un sistema modular estandarizado. La estructura modular estandarizada está hecha para adaptarse a las diversas especificaciones de los clientes y permite realizar casi todos los arreglos de barras para subestaciones de acuerdo a las necesidades específicas de cada uno de los proyectos [19].

En general, estos módulos al estar estandarizados, sus dimensiones, siluetas, geometrías y métodos de construcción son similares, independientemente del fabricante (*ver Figura 6*). Aunque, cabe resaltar, entre distintos niveles de tensión, los parámetros antes mencionados sufren cambios considerables.

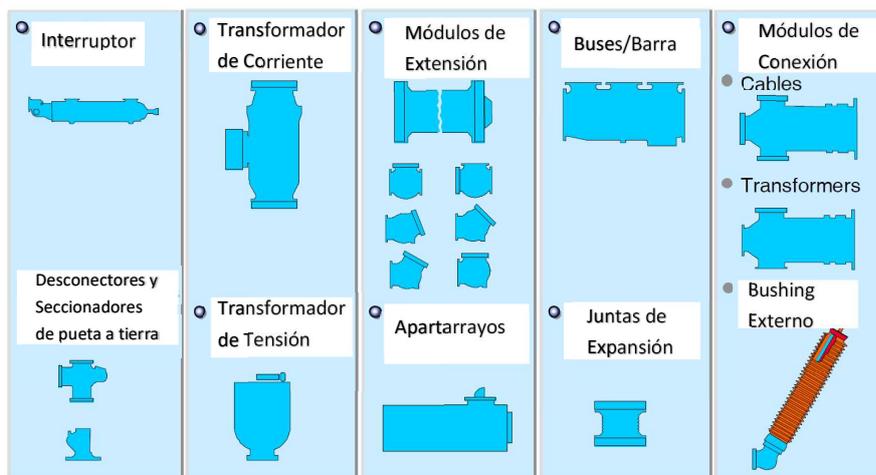


Figura 6. Módulos típicos para una S.E. SF₆ con tensión nominal de 245 kV. [19]

Observe que en la *Ilustración 6*, cada módulo está diseñado para envolver y blindar un elemento específico de la subestación encapsulada. Cuando estos módulos son conectados se obtiene un sistema modular total estandarizado, que en la mayoría de los casos es señalado por los fabricantes con sus particularidades, tal y como se muestra en la *Figura 7* y *Tabla 7*. [20]

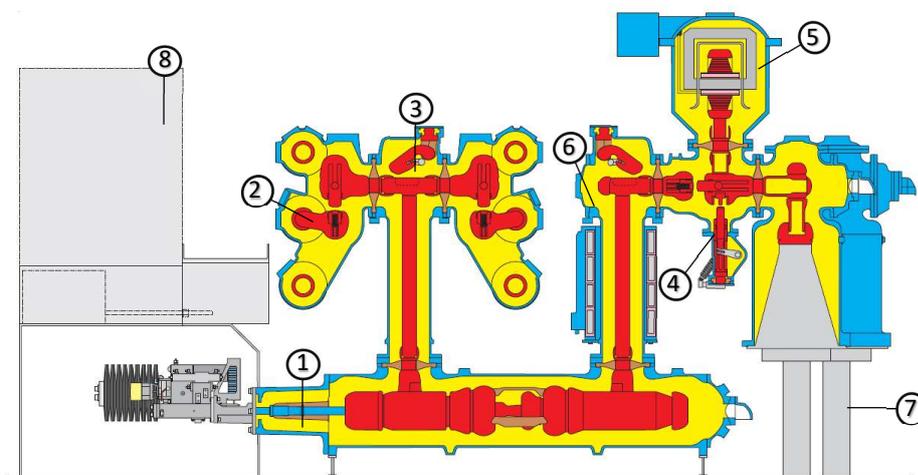


Figura 7. Equipo eléctrico dentro de una subestación eléctrica encapsulada en SF₆. [20]

1. Interruptor de potencia con mecanismo de operación
2. Seccionador en módulo de barras
3. Seccionador de puesta a tierra de mantenimiento
4. Seccionador de puesta a tierra de acción rápida
5. Transformador de tensión
6. Transformador de corriente en el seccionador de puesta a tierra
7. Conexión de cables
8. Cubículo de Control Local (LCC)

De acuerdo a los colores utilizados, en este caso por el fabricante, podemos identificar las siguientes características de las secciones:

Tabla 7. Colores de identificación para las distintas partes del sistema modular que compone la GIS. [20]

	<i>Parte energizadas en alta tensión</i>
	<i>Envolvente</i>
	<i>Gas SF₆</i>
	<i>Material de aislamiento</i>
	<i>Partes mecánicas, estructura</i>
	<i>Componentes en baja tensión</i>

2.3.2 Parámetros de la S.E. SF₆ (GIS)

Los parámetros de diseño y monitoreo relacionados con las subestaciones encapsuladas en SF₆ pueden variar entre proyectos, dependiendo directamente de los requisitos y necesidades del comprador.

Estos parámetros, en esencia, se pueden agrupar en 2 grandes conjuntos: los parámetros físicos/constructivos y los parámetros de control/monitoreo.

Parámetros físicos/constructivos

Estos parámetros son el resultado de los datos proporcionados por el comprador o usuario de la subestación encapsulada al fabricante, que da solución al problema realizando una planificación y optimizando una propuesta técnico-económica para el diseño físico específico de la subestación encapsulada.

Entre estos parámetros podemos encontrar los siguientes [21]:

- *Clasificación de la GIS de acuerdo a su nivel de tensión y arreglo de barras.*
- *Área de ocupación y dimensiones físicas.*
- *Compatibilidad electromagnética.*
- *Peso de la GIS y cargas mecánicas medias de los pisos donde se postrará.*
- *Solución de conexión a otros equipos, incluyendo transiciones SF₆– Aceite, SF₆ – Aire, etc.*

Parámetros de control/monitoreo

Los parámetros de control/monitoreo, están directamente relacionados con la prevención de fallas usando un monitoreo y diagnóstico de los distintos valores físicos de los componentes de la subestación encapsulada en SF₆.

Estos parámetros están constantemente vigilados para obtener información continua acerca de la subestación. Dichos valores pueden ser usados para detectar anomalías sin que la subestación encapsulada en SF₆ salga de operación, ofreciendo la oportunidad de planear y tomar acciones de mantenimientos preventivos o en su defecto, correctivas, para el correcto funcionamiento de la subestación.

Entre los parámetros de monitoreo más importantes en S.E. SF₆ podemos encontrar los siguientes [21]:

- *Valor de la densidad del gas SF₆ (presión y nivel del gas en el encapsulado)*
- *Presencia de descargas parciales*
- *Calidad del SF₆ (pureza)*
- *Número de operaciones del interruptor*
- *Velocidad de operación del interruptor*
- *Tensión Eléctrica*
- *Corriente*
- *Temperatura*
- *Erosión en los contactos de las cuchillas/seccionadores*

Los parámetros antes mencionados se encuentran entre los más importantes, pero se debe tener en consideración que existen más valores que se pueden utilizar para la prevención de fallas, como lo pueden ser la velocidad de accionamiento de los mecanismos, etc. Esto último depende directamente de la robustez del sistema de control y monitoreo, es decir, algunos de estos valores son clasificados de importancia media/baja y el estado de desarrollo de tecnologías para su monitoreo, en muchos de los casos está limitada.

2.3.3 Sistemas de monitoreo, control y diagnóstico

El desarrollo intensivo de hardware (para la obtención de datos) y de software (para el procesamiento de dichos datos) en los últimos tiempos, ha propiciado grandes avances en los sistemas de monitoreo, control y diagnóstico utilizados en subestaciones encapsuladas en SF₆, que, en integración, son cada vez sistemas más robustos y confiables.

Los sistemas de **monitoreo** son capaces de obtener información continua sobre diferentes parámetros de la subestación y sus componentes mientras

se encuentra en operación. La elección de los parámetros a monitorear y del hardware (sensor) a utilizar depende en primer lugar del objetivo de la aplicación del sistema de monitoreo. Los parámetros se categorizan según la principal función primaria y se valoran por su potencial aplicación.

Los sistemas de **diagnóstico**, permiten localizar, identificar y evaluar una falla ocurrida, o detectar un fallo potencial que podría ocurrir en la subestación.

Los sistemas de **control**, por su parte, permiten la operación y cambio de estado de los equipos primarios y dispositivos que integran la subestación encapsulada, a través del accionamiento de los mecanismos y electrónica asociados a dichos elementos.

La aplicación de técnicas basadas en los sistemas antes mencionados, ofrece al usuario muchas ventajas, como una mayor confiabilidad y un mejor rendimiento de la subestación, además de ofrecer la oportunidad de planificar y tomar las medidas necesarias que aseguren la operación continua de la S.E. [21]

Por dar un ejemplo, en la industria francesa, se desarrolló un sistema de monitoreo, control y diagnóstico para subestaciones aisladas en SF₆, que logra la integración de sensores digitales, dispositivos electrónicos inteligentes (IED's, *por sus siglas en ingles*), Interfaz Hombre-Maquina (IHM), para el procesamiento del flujo de información proveniente de las funciones de monitoreo, protocolos y enlaces de comunicación, con el objetivo de lograr la mayor confiabilidad y optimización posible en una subestación encapsulada en SF₆. [22]

2.4 Normatividad aplicable a GIS

La importancia de la normalización radica en que tiene como objetivo principal el aseguramiento de la calidad de los productos/servicios y de las empresas u organizaciones, de tal forma que cumplan con la legislación nacional e internacional vigente y actúen con responsabilidad social, para la generación de beneficios.

2.4.1 Normas de construcción para S.E. SF₆ (GIS)

Las normas y estándares de construcción relacionados a las GIS abordan cuestiones clave como la envolvente, los materiales a utilizar, dimensionamiento físico del equipo, disposición de componentes, etc.

En el ámbito internacional, algunas de las normas/estándares más importantes aplicables a la construcción de GIS son las recopiladas en la *Tabla 8*:

Tabla 8. Normas internacionales aplicables al proceso constructivo de GIS.

CIGRE 360	<i>"Insulation Co-ordination Related To Internal Insulation Of Gas Insulated Systems With SF₆ And N₂/SF₆ Gas Mixtures Under AC Condition"</i>
IEC 60068-2-17	<i>"Basic environmental testing procedures – Part 2-17: Test – Test Q: Sealing"</i>
IEC 60815-1:2008	<i>"Selection and dimensioning of high-voltage insulators intended for use in polluted conditions"</i>
IEC 61869-1:2007	<i>"Instrument transformers – Part 1: General requirements"</i>
IEC 61869-2:2012	<i>"Instrument transformers – Part 2: Current transformers"</i>
IEC 61869-3:2011	<i>"Instrument Transformers – Part 3: Inductive voltaje transformers"</i>
IEC 60529	<i>"Ingress protection (IP) rating guide"</i>
EMC 2004/108/EC	<i>"Electromagnetic compatibility and repealing"</i>
ISO TC 104-2005	<i>"Freight containers – Mechanical seals"</i>

2.4.2 Normas de seguridad para S.E. SF₆ (GIS)

Las normas y estándares de seguridad para GIS abordan cuestiones clave como la calidad del gas aislante, la seguridad funcional, la conectividad de la red, la interconexión con los sistemas de cableado de las instalaciones, el desempeño ambiental, la contención, la detección y supresión de incendios, etc.

En el ámbito internacional, algunas de las normas/estándares más importantes aplicables a la seguridad de GIS son las recopiladas en la *Tabla 9*:

Tabla 9. Normas internacionales aplicables a procesos de seguridad en GIS.

ASTM D2472-15	<i>"Standard Specification for Sulfur Hexafluoride"</i>
CIGRE TB 044	<i>"Earthing of GIS – Application Guide"</i>
CIGRE 525	<i>"Risk Assessment On Defects In GIS Base on PD Diagnostics"</i>
IEC 60137:2017	<i>"Insulated bushing for alternating voltajes above 1000 V"</i>
IEC 60270-2000	<i>"High-voltage test techniques – Partial Discharge Measurements"</i>
IEC 60376:2018	<i>"Specification of technical grade sulphur hexafluoride (SF₆) and complementary gases to be used in its mixtures for use in electrical equipment"</i>
IEC 60480:2019	<i>"Specifications for the re-use of sulphur hexafluoride (SF₆) and its mixtures in electrical equipment"</i>
IEC 62271-100:2021	<i>"High-voltage switchgear and controlgear – Part 100: Alternating current circuit-breakers"</i>

IEC 62271-102:2021 “High-voltage switchgear and controlgear – Part 102: Alternating current disconnectors and earthing switches”

IEC TR 62271-300:2006 “High-voltage alternating current circuit-breaker – Guide for seismic qualification of high-voltage alternating current circuit-breaker”

2.4.3 Normas de puesta en servicio de S.E. SF₆ (GIS’s)

Las normas y estándares para la puesta en servicio de subestaciones GIS e interconexión a la red eléctrica, así como la metodología, precauciones, parámetros a considerar, etc.

En el ámbito internacional, algunas de las normas/estándares más importantes aplicables a la interconexión de GIS son las recopiladas en la *Tabla 10*:

Tabla 10. Normas internacionales aplicables al proceso de puesta en marcha de GIS.

CIGRE 117	“SF ₆ Recycling Guide. Re-use of SF ₆ Gas In Electrical Power Equipment And Final Disposal”
CIGRE 125	“User Guide For The Application of Gas-Insulated Switchgear (GIS) For Rated Voltages of 72.5 kV And Above”
CIGRE 276	“Guide For The Preparation Of Customised. Practical SF ₆ Handling instructions”
CIGRE 430	“SF ₆ Tightness Guide”
IEC 60480:2019	“Specifications for the re-use of sulphur hexafluoride (SF ₆) and its mixtures in electrical equipment”
IEC 61634 TR2	“High-Voltage Switchgear and Controlgear – Use And Handling of Sulphur Hexafluoride (SF ₆) In High-Voltage Switchgear and Controlgear”
IEC 61850:2023 SER	“Communication networks and systems for power utility automation – ALL PARTS”
IEC 62271-4	“High Voltage Switchgear and controlgear – Part 4 – Handling procedures for sulphur hexafluoride (SF ₆)”
IEC 62271-203:2022	“High-voltage Switchgear and controlgear – Part 203: Gas SF ₆ insulated metal-enclosure Switchgear for rated voltages above 52 kV”
IEC 62271-211:2014	“High-voltage Switchgear and controlgear – Part 211: Direct connection between power Transformers and gas-insulated metal-enclosure Switchgear for rated voltages above 52 kV”

IEEE C37.122.3-2011 “IEEE Guide for Sulphur Hexafluoride (SF₆) Gas Handling for High-Voltage (over 1000 Vac) Equipment”

Normatividad Nacional

A nivel nacional, en México, las normas y especificaciones técnicas de referencia más importantes son las emitidas por la Comisión Federal de Electricidad (CFE). En el rubro de las subestaciones encapsuladas en SF₆, los documentos que se encuentran en vigor aplicables a este tipo de subestaciones se recopilan en la *Tabla 11*, teniendo por nomenclatura y título:

Tabla 11. Normas nacionales aplicables a los requerimientos generales de GIS.

CFE VY200-40-2018	“Subestaciones Blindadas en Gas SF ₆ de 72.5 kV a 420 kV”
CFE VY200-47-1993	“Subestaciones Móviles de Potencia”
CFE 01J00-01-2016	“Sistema de Tierra para Plantas y Subestaciones Eléctricas”
CFE DCDSEBPE	“Diseño de Subestaciones Eléctricas de Distribución en bajo perfil y encapsuladas en SF ₆ ”
CFE D9411-28	“Hexafluoruro de Azufre (SF ₆)”

En concreto, la especificación con nomenclatura **CFE VY200-40-2018**, es la más importante y utilizada de este paquete de normas ya que, tiene por objetivo:

“Establecer las características técnicas, de calidad y los requerimientos de instalación que deben cumplir las subestaciones blindadas aisladas con gas SF₆ (hexafluoruro de azufre) nuevas, que adquiere la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS)”.

Este documento recopila y resume las características mínimas técnicas, de calidad y los requerimientos de instalación necesarios para subestaciones encapsuladas y blindadas en SF₆.

2.5 Principales problemáticas y fallas en S.E SF₆ (GIS’s)

La experiencia mundial con subestaciones encapsuladas en SF₆ (GIS) documentada por varias organizaciones, incluidas *CIGRE*, *IEEE*, etc., indica que estas tienen una tasa de fallas baja, comparada, por ejemplo, con subestaciones convencionales.

CIGRE, en la búsqueda de incrementar la fiabilidad de las nuevas subestaciones encapsuladas en SF₆, creó una base de datos de este tipo de subestaciones, que ha ido publicando a través de los años como parte de sus trabajos de investigación y procedimientos.

Para la elaboración de esta tesina, se consideró el tercer reporte final de CIGRE acerca de la “*encuesta internacional sobre la fiabilidad de los equipos de alta tensión*”, cuestionario internacional acerca de GIS que se distribuyó en 2003 y recopiló datos de población y fallas entre 2004 y 2007.

De acuerdo a este documento [24], en cuanto a los principales modos de falla en subestaciones encapsuladas, prevalecen el “*no cumplir con la función solicitada*” y la “*ruptura dieléctrica*” que representan el 63% y el 23% en total.

En general, la porción más grande de los principales orígenes de fallas, hacen referencia a un problema eléctrico en el circuito secundario (32%) y el segundo más grande es un problema mecánico en los mecanismos operativos (22%). Estos dos problemas de origen conducen al modo de falla “*no se pudo realizar la operación solicitada*” (63%).

La causa más frecuente de fallas en subestaciones encapsuladas en SF₆ es el desgaste/envejecimiento/corrosión (alrededor del 40%), luego un defecto introducido antes de poner en servicio la subestación (alrededor del 23 %, de los cuales los defectos de fabricación cubren alrededor del 10 %), seguido de alrededor del 15 % de condiciones de servicio que no cumplen la capacidad del equipo (de la cual alrededor del 7% corresponde a error humano o mantenimiento realizado incorrectamente).

Finalmente, a continuación, se hace un compilado de los datos, estadísticas y porcentajes de mayor interés para la realización de esta tesina, publicados por CIGRE.

Distribución de frecuencia de fallas mayores de acuerdo a la clase (tensión) de la S.E. SF₆

En la *Tabla 12* se recopilan los datos recabados por CIGRE con respecto a la frecuencia de fallas de acuerdo a la tensión de operación de las subestaciones encapsuladas.

Tabla 12. Distribución de frecuencia de fallas mayores para GIS-CB-Bahía de acuerdo a su clase de tensión. [24]

Clase	Frecuencia de fallas mayores [MaF/100 CB-bahía-años]		
	Estimación puntual	Límite inferior	Límite superior
1 [60 ≤ U _n < 100 kV]	0.31	0.26	0.37
2 [100 ≤ U _n < 200 kV]	0.24	0.18	0.30
3 [200 ≤ U _n < 300 kV]	0.33	0.21	0.47
4 [300 ≤ U _n < 500 kV]	0.88	0.71	1.08
5 [500 ≤ U _n < 700 kV]	0.50	0.29	0.82
6 [700 ≤ U _n kV]	1.18	0.32	3.01
TOTAL	0.37	0.33	0.41

Los resultados calculados se expresan como una estimación puntual del número de fallas importantes (en unidades por 100 CB-bahía-años) con sus límites inferior y superior de un nivel de confianza del 95 %.

Distribución de frecuencias de fallas mayores (MaF) de acuerdo a la antigüedad de la S.E. SF₆

Proporciona los análisis de frecuencia de fallas para clases de tensión individuales y para siete intervalos de años de fabricación de GIS, como se muestra en la *Tabla 13*.

Tabla 13. Distribución de frecuencia de fallas mayores de acuerdo al año de manufactura de GIS. [24]

[MaF/100 CB-bahía- años]		Clase de la S.E. SF₆						TOTAL
		1	2	3	4	5	6	
Periodo de Manufactura	<i>Antes de 1979</i>	0.51	1.98	0.14	4.05	0.00	0	0.89
	1979-1983	0.39	1.29	0.14	1.99	1.39	0	0.79
	1984-1988	0.50	0.64	0.13	1.36	0.00	2.08	0.57
	1989-1993	0.27	0.11	0.49	0.61	0.39	0	0.30
	1994-1998	0.20	0.13	0.46	0.34	0.58	0	0.23
	1999-2003	0.08	0.08	0.40	0.31	0.19	0.00	0.13
	2004-2007	0.40	0.33	0.22	0.58	0.00	0.00	0.36
	TOTAL	0.31	0.24	0.33	0.88	0.50	1.18	0.37

Distribución de las causas principales de las fallas mayores y menores de GIS-CB-Bahía

La causa primaria de falla es una causa raíz de una falla que conduce tarde o temprano a una falla y se puede dividir básicamente en dos grupos:

- Causa introducida durante un período antes de la puesta en servicio
- Causa introducida durante el servicio

El primero incluye todos los problemas que pueden conducir al deterioro de las condiciones de servicio y son causados por problemas insertos en el período de diseño, fabricación, transporte y montaje de la GIS. El segundo abarca cualquier deterioro que ocurra durante el servicio e incluye cualquier tipo de condiciones de servicio que excedan los parámetros nominales la GIS (eléctricos, mecánicos, ambientales), daños causados por equipos adyacentes o animales (eléctricos y mecánicos), errores humanos y mantenimiento incorrecto. Todos estos datos se incluyen en la *Tabla 14*. [24]

Tabla 14. Distribución de las causas primarios de fallas mayores (MaF) y menores (MiF) en GIS-CB-Bahía". [24]

Causa principal de la falla	Numero de MaF		Numero de MiF	
	Valor Abs.	%	Valor Abs.	%
<i>Falla de Diseño (Responsabilidad del constructor)</i>	11	3.1	40	2.7
<i>Falla de Ingeniería (Responsabilidad de utilización)</i>	3	0.8	3	0.2
<i>Falla de Manufactura (Bajo control de calidad)</i>	33	9.2	55	3.7
<i>Transporte y montado incorrectos</i>	16	4.5	27	1.8
<i>Otros</i>	13	3.6	67	4.5

<i>La tensión a la frecuencia nominal excede su valor nominal</i>	1	0.3	0	0.0
<i>Sobretensión de maniobra superior a la nominal</i>	1	0.3	0	0.0
<i>Sobretensión por rayo superior a la nominal</i>	7	2.0	1	0.1
<i>Esfuerzo mecánico por encima del valor nominal</i>	2	0.6	2	0.1
<i>Esfuerzos ambientales (que no sean rayos) por encima de las clasificaciones</i>	1	0.3	2	0.1
<i>Corrosión</i>	10	2.8	148	9.8
<i>Desgaste / Envejecimiento</i>	141	39.4	721	47.9
<i>Operación incorrecta</i>	2	0.6	3	0.2
<i>Monitoreo incorrecto</i>	1	0.3	3	0.2
<i>Falla eléctrica en equipo adyacente</i>	2	0.6	6	0.4
<i>Falla mecánica en equipo adyacente</i>	2	0.6	9	0.6
<i>Error humano</i>	11	3.1	5	0.3
<i>Mantenimiento incorrecto (incluido instrucciones incorrectas)</i>	17	4.7	20	1.3
<i>Daño externo causado por animales, humanos, etc.</i>	4	1.1	4	0.3
<i>Otras condiciones de operación anormales</i>	1	0.3	3	0.2
<i>No conocidas u otras causas</i>	79	22.1	386	25.6
TOTAL	358	100	1505	100

Distribución de modos de falla menores para GIS-CB-Bahía

El modo de falla menor describe una función básica del equipo que puede cumplir solo con ciertas restricciones, detallando estos modos en la *Tabla 15*. [24]

Tabla 15. Distribución de los modos de falla menores en GIS-CB-Bahía. [24]

Modo de falla menor	Numero de MiF	
	Valor Abs.	%
Fuga en el mecanismo de operación	287	19.1
Pequeña fuga de SF ₆	597	39.7
Debilidad mecánica en el mecanismo primario u operativo	120	8
Debilidad eléctrica en el circuito primario	51	3.4
Debilidad mecánica o eléctrica en los sistemas de control, auxiliares y monitoreo	175	11.6
Parámetros modificados en función	3	0.2
Otros	272	18.1

Identificación del componente principal implicado en la falla desde el punto de vista de la clase (tensión) de la GIS

En este apartado, se señalan las mayores frecuencias de fallas para componentes principales e individuales de la GIS como se muestra en la *Tabla 16*.

Tabla 16. Identificación de los componentes principales implicados en la falla de GIS. [18]

Componente principal implicado en la falla	Total de GIS	Clase 2	Clase 3, 4 y 5
	%	%	%
Número total de reportes	801	435	335
Interruptor o Switch	43.4	54.7	29.9
Cuchillas o Desconector	17.9	17.2	18.2
Interruptor con puesta a tierra	4.4	5.3	3.6
Transformador de corriente	0.9	0.7	1.2
Transformador de tensión	5.6	6.2	4.8
Barras o buses	5.5	3.7	6.9
Ductos del bus y piezas de interconexión	11.9	4.1	22.4
Bushing tipo SF ₆ /Aire	3.6	0.9	6.9
Caja de cables/Sellado de cables	3.5	4.4	1.8
Interfaz de transferencia de energía	0.9	0.2	1.8
Apartarrayos	0.7	0.5	1.2
Otros	1.7	2.1	1.5

***En las tablas anteriores, se resaltan los datos de especial interés para este trabajo.**

Capítulo 3.- Desarrollo del procedimiento de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo

Podríamos definir el “mantenimiento” como la combinación de todas las acciones técnicas y administrativas (incluidas las acciones de supervisión), destinadas a conservar un elemento o restaurarlo a un estado en el que pueda realizar una función requerida. El mantenimiento incluye actividades como inspecciones, pruebas y mediciones para determinar la condición del equipo; y acciones como ajustes y reemplazo de partes para preservar el equipo en condiciones de servicio.[14]

Un programa o estrategia de manteniendo para subestaciones aisladas en SF₆ depende directamente del diseño de la misma y se deben de tomar en consideración las recomendaciones proporcionadas por el fabricante.

La elección de una estrategia de mantenimiento adecuada tiene un impacto significativo en el costo del ciclo de vida de los activos (en este caso de la subestación encapsulada) y en las decisiones que se deben de tomar cuando se acerque el final de vida de la subestación.

Por lo tanto, se considera el costo de mantenimiento como el gasto operativo más importante de una subestación aislada en SF₆. Este gasto considera los costos de mano de obra, el alquiler de herramientas y equipos, repuestos y consumibles, así como los costos por interrupciones, incluidos los costos asociados con la indisponibilidad cuando la subestación está fuera de servicio por mantenimiento o después de una falla. [14]

3.1 Marcos de referencia

Para la realización de este trabajo, se consideraron los documentos, manuales, especificaciones técnicas y en general, la literatura publicada por organizaciones internacionales de prestigio, que cuenten con reconocimiento de distintos grupos de trabajo y en los que existe un consenso en las directrices, procedimientos y conclusiones desarrolladas en los mismo; o en su defecto, la literatura, donde se publican las especificaciones técnicas y recomendaciones aceptadas por la Comisión Federal de Electricidad, la empresa de mayor importancia en la industria eléctrica en México; al margen de excluir trabajos escritos individuales de distintos autores que carecen de validez oficial o aceptación universal.

A continuación, se mencionan los marcos de referencia que fueron consultados para la realización de este trabajo.

CIGRE

CIGRE WG B3.17 Ref. 499: “Residual Life Concepts Applied to HV GIS” (Conceptos de vida residual aplicados a HV GIS) [14]

El objetivo de esta guía es ayudar a los usuarios de Subestaciones Encapsuladas (GIS) a tomar decisiones sobre la vida residual de la misma. Se brinda información básica, incluida la confiabilidad de la GIS y las filosofías de mantenimiento. Igualmente, en este documento, se brinda orientación sobre los factores limitantes de la vida operativa y la evaluación de las opciones para extender la vida residual de la GIS. [14]

CIGRE WG 23.10 Ref. 125: “User Guide for the Application of Gas-Insulated Switchgear (GIS) for Rated Voltages of 72.5 kV and Above” (Guía del usuario para la aplicación de subestaciones aisladas en gas (GIS) para tensiones nominales de 72,5 kV y superiores) [20]

En esta guía de usuario, se describen distintos aspectos generales que se deben de considerar para la fabricación, selección, manejo, instalación, pruebas y mantenimiento de subestaciones encapsuladas (GIS).

CIGRE TF 23.10.01 Ref. 234: “SF6 Recycling Guide. Re-use of SF6 Gas in Electrical Power Equipment and Final Disposal. (Revision 2003)” (Guía de reciclaje de SF6. Reutilización de Gas SF6 en Equipos Eléctricos de Potencia y Disposición Final) [25]

Este documento revisa todos los aspectos significativos del reciclaje de SF6 que se usa en equipos de energía eléctrica. Brinda recomendaciones para el diseño de equipos de energía eléctrica que utilizan SF6 para facilitar el reciclaje del gas, propone procedimientos apropiados de manejo y reciclaje del gas que pueden ser aplicados y describe las características esenciales del equipo de manejo y reciclaje del gas. Identifica los orígenes, las cantidades y los efectos de deterioro debido a contaminantes que se esperan en el SF6 y propone estándares de pureza a los que se debe recuperar el gas SF6 para permitir su reutilización segura. También se dan métodos para verificar la calidad del gas recuperado, así como propuestas para el transporte del gas con diversos grados de contaminantes. [25]

CIGRE TF B3.02.01 Ref. 276: “Guide for the Preparation of Customised ‘Practical SF6 Handling Instructions’ ” (Guía para la Elaboración de ‘Instrucciones Prácticas de Manejo de SF6’ Personalizadas) [26]

Este documento revisa todos los aspectos significativos en el manejo del gas SF6 utilizado en equipos de energía eléctrica.

Entre todos estos aspectos, la recuperación, sustitución y reciclaje del gas tienen una importancia fundamental para mantener el gas permanentemente en un ciclo cerrado, evitando cualquier liberación intencional y preservando el medio ambiente. En este documento se describen y sugieren tecnologías y procedimientos de última generación para minimizar las fugas de SF6 hasta el nivel mínimo funcional de los equipos de energía eléctrica. [26]

CIGRE WG B3.18 Ref. 430: “SF₆ Tightness Guide” (Guía de hermeticidad de SF₆) [27]

Este documento revisa todos los aspectos significativos de la medición y cómo garantizar la hermeticidad de los equipos de energía eléctrica durante su vida útil esperada.

En el documento, se realiza una descripción funcional de los procedimientos de prueba, los métodos de prueba y los instrumentos utilizados; la diferencia entre lo que se puede medir (y cómo se puede hacer) y lo que se puede evaluar en forma de conclusiones. Se describen las pruebas prototipo, las pruebas de rutina de fábrica, las pruebas en el sitio durante el servicio; igualmente en este documento se describe el monitoreo continuo en la GIS (es decir, la supervisión de la densidad de SF₆ usando sistemas de monitoreo en línea). [27]

IEC

IEC 60376: “Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF₆) for use in electrical equipment” (Especificación del hexafluoruro de azufre (SF₆) de grado técnico para su uso en equipos eléctricos) [28]

Esta norma internacional define los requisitos de calidad y las propiedades del hexafluoruro de azufre (SF₆) de grado técnico para uso en equipos eléctricos. Cubre las propiedades y métodos de prueba aplicables al SF₆ cuando esta sustancia se suministra para su uso en conexión con cualquier equipo eléctrico. [28]

IEC 61634 TR2: “High-Voltage Switchgear and Controlgear – Use And Handling of Sulphur Hexafluoride (SF₆) In High-Voltage Switchgear and Controlgear” (Subestaciones encapsuladas y unidades de control en alta tensión - Uso y manipulación de hexafluoruro de azufre (SF₆) en subestaciones encapsuladas y unidades de control en alta tensión)

Esta norma internacional aborda el manejo del gas SF₆ y sus derivados químicos que se producen en equipos de maniobra y control durante el servicio normal y bajo ciertas condiciones anormales. Se tratan dos aspectos principales: los efectos sobre los seres humanos de la exposición al SF₆ y sus productos de descomposición; los efectos sobre el medio ambiente del SF₆ y sus productos de descomposición.

Igualmente, se discuten los riesgos asociados al contacto con el gas SF₆ y las precauciones adecuadas para cada etapa del ciclo de vida normal y en condiciones anormales de un equipo eléctrico.

IEC 62271-4: “High voltage switchgear and controlgear – Part 4 -Handling procedures for sulphur hexafluoride (SF₆)” (Subestaciones encapsuladas y unidades de control en alta tensión – Parte 4 - Procedimientos de manipulación del hexafluoruro de azufre (SF₆)) [29]

Esta parte de la Norma IEC 62271 se aplica a los procedimientos para el manejo de SF₆ durante la instalación, puesta en servicio, las operaciones normales y anormales, y la eliminación del hexafluoruro de Azufre al final de la vida útil de las subestaciones encapsuladas y unidades de control en alta tensión. Estos procedimientos deben considerarse como requisitos mínimos para garantizar la seguridad del personal que trabaja con SF₆ y para minimizar la emisión de SF₆ al medio ambiente. [29]

IEC 62271-203: “Gas-insulated metal-enclosed Switchgear for rated voltages above 52kV” (Subestaciones en envoltorio metálica y aisladas en gas para tensiones nominales superiores a 52 kV) [30]

Esta norma especifica los requisitos para subestaciones aislada en gas, bajo envoltorio metálica, en la que el aislamiento se obtiene, al menos parcialmente, mediante un gas aislante distinto del aire a presión atmosférica, para corriente alterna de tensiones nominales superiores a 52 kV, en instalaciones en el interior y exterior; y para frecuencias de servicio inclusive de hasta 60 Hz. A los efectos de esta norma, los términos "GIS" y "switchgear" se utilizan para " Subestaciones en envoltorio metálica aisladas en gas ".

IEEE

IEEE Std C37.122 - 2021 Redline: “IEEE Standard for High-Voltage Gas-Insulated Substations Rated Above 52 kV” (Estándar IEEE para subestaciones de alta tensión aisladas en gas con valor nominal superior a 52 kV) [31]

En este estándar se cubren y señalan los requisitos técnicos para el diseño, fabricación, prueba e instalación de subestaciones aisladas en gas. Igualmente, se establecen los parámetros que debe proporcionar el comprador y se establecen los requisitos técnicos para los detalles de diseño, fabricación, prueba e instalación que debe proporcionar el fabricante.

Este estándar también incluye todos los requisitos (incluidos los requisitos de conmutación) de los interruptores de desconexión y los interruptores de puesta a tierra incluidos en una GIS. [31]

IEEE Std C37.122.3 - 2011: “IEEE Guide for Sulphur Hexafluoride (SF₆) Gas Handling for High-Voltage (over 1000 Vac) Equipment” (Guía IEEE para el manejo de gas hexafluoruro de azufre (SF₆) en equipos de alta tensión (más de 1000 VCA)) [32]

El propósito de este documento es proporcionar recomendaciones para una “Guía práctica de instrucciones de manejo de SF₆” personalizada que se aplique a todos los equipos eléctricos y pueda convertirse en un documento estandarizado que contenga información y procedimientos que abarquen lo siguiente: Puesta en marcha, Recarga, Comprobación de la calidad del gas in situ, Muestreo y envío para análisis de gas fuera del sitio, Recuperación, Recuperación y reciclaje al final de la vida útil cuando se desmantela el equipo de energía eléctrica. [32]

IEEE Std C37.122.7 - 2021: “IEEE Guide for Field Testing of Gas-Insulated Substations Rated Above 52 kV” (Guía IEEE para pruebas en campo de subestaciones aisladas en gas con tensión nominal superior a 52 kV) [33]

En esta guía se pretende describir mejor los sistemas que deben probarse en una subestación encapsulada o aislada en gas SF₆, justificar por qué se realizan las pruebas de campo y por qué se repite esta prueba si ya se completó en la fábrica. Además, se describen las prácticas de prueba típicas, el equipo de prueba y las precauciones previas a la prueba. [33]

CFE

CFE Manual: “Subestaciones Aisladas en Gas SF₆”

Este manual, tiene por objetivo actualizar a los participantes (lectores) mediante los conocimientos teóricos y prácticos, respecto a la tecnología de las Subestaciones aisladas en gas SF₆; los criterios de selección, aplicación, montaje, puesta en servicio, operación y mantenimiento. [34]

CFE VY200-40: “Subestaciones Blindadas en Gas SF₆ de 72.5 kV a 400 kV”

Esta especificación técnica tiene por objetivo establecer las características técnicas, de calidad y los requerimientos de instalación que deben cumplir las subestaciones blindadas aisladas con gas SF₆ nuevas, que adquiere la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS). [35]

CFE D9411-28: “Hexafluoruro de Azufre (SF₆)”

Esta especificación técnica tiene por objetivo establecer las características y requerimientos mínimos que debe de cumplir el gas SF₆ grado técnico para aplicaciones eléctricas, que adquiere la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y sus Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), para el aislamiento de interruptores u subestaciones encapsuladas.

3.2 Parámetros básicos de análisis y monitoreo

Para el desarrollo del procedimiento de mantenimiento, objetivo de esta tesina, se llevó a cabo una revisión bibliográfica general de los marcos de referencia señalados en la sección anterior, donde al finalizar se realizó una comparación entre las principales características, parámetros y situaciones que deben ser evaluadas para un correcto monitoreo, análisis y posterior mantenimiento a subestaciones aisladas en SF₆.

Igualmente, en consideración con la teoría señalada en la sección 2.3.2 de este trabajo, y entendiendo el alcance y objetivos de esta tesina, se determinaron y propusieron los siguientes parámetros mínimos generales para el análisis y monitoreo de subestaciones aisladas en SF₆, para su posterior plan de mantenimiento.

Monitoreo de SF₆

Densidad del gas SF₆

Presión del gas SF₆

Temperatura del gas SF₆

Monitoreo de las condiciones del interruptor

Desgaste Eléctrico

Conteo de operaciones

Tiempos de operación

Monitoreo Eléctrico

Registro de arco eléctrico o descargas parciales

Intensidad de la corriente interrumpida

Tiempo de duración de las fallas

3.3 Mantenimiento Predictivo

El mantenimiento predictivo es una técnica que se basa en la utilización de herramientas y procesos de análisis de datos para, en medida de lo posible, detectar anomalías en el funcionamiento y defectos en los equipos, y así, conocer su estado actual y predecir posibles fallas. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar el funcionamiento de la subestación aislada en SF₆. [36]

3.3.1 Monitoreo de la S.E.

Las subestaciones aisladas en SF₆ se pueden supervisar y monitorear de varias maneras y para diferentes propósitos, de acuerdo a la robustez y confiabilidad que se desea alcanzar con los sistemas de monitoreo y las técnicas empleadas para el análisis de datos.

El sistema de monitoreo más frecuente en las GIS, es típicamente el encargado del monitoreo del gas aislante, en este caso el SF₆.

Otro de los sistemas de monitoreo comúnmente usado involucra a los interruptores, aunque el uso de este sistema no se limita a las GIS y se puede encontrar en otras instalaciones y equipos eléctricos. De manera general, la forma más fácil de supervisión de interruptores es contar el número de operaciones que ha realizado este equipo.

Sin embargo, también están disponibles sistemas más robustos y avanzados de monitoreo, aunque generalmente la evaluación de los datos obtenidos de estos requiere la interpretación de expertos y esto supone una limitante en su implementación. En los últimos años, el monitoreo de descargas parciales (PD) ha ganado interés ya que promete tener la posibilidad de advertir sobre el desarrollo de problemas de aislamiento en las instalaciones GIS. [37]

Para la elaboración de este trabajo, se considerarán sistemas de monitoreo generales señalados en los marcos de referencia de esta tesina, donde se describen sus características mínimas, su funcionamiento y propósito.

3.3.2 Fugas de SF₆, la contaminación y degradación del gas

Fugas de SF₆

Para términos de este trabajo, definimos las pérdidas por fuga de SF₆, como la masa total de gas liberada al medio ambiente debido a desperfectos del recipiente (envolvente) presurizado o del compartimento que contiene el gas. Las fugas de gas SF₆ normalmente se describen por tasas estadísticas, donde se relaciona la cantidad total (masa o volumen) de gas en cada compartimento a la presión de llenado nominal (o densidad). [27][31]

Los posibles orígenes y causas de las fugas de gas en GIS son las conexiones de las tuberías, la corrosión en las uniones atornilladas del recinto con bridas (particularmente en equipos para exteriores), sellos dañados o degradados, la adherencia de polvo, partículas u otros materiales extraños a los sellos dinámicos y la porosidad en las piezas fundidas o soldadas del recinto. [38]

La norma internacional **IEC 62271-203** impone un límite en la tasa de fuga de cualquier compartimento individual de 0,5% por año durante la vida útil del equipo.

Generalmente, la fuente de una fuga de gas puede localizarse y repararse, pero el grado de deterioro que provoco la fuga puede ser un problema, quedando a consideración del proceso de mantenimiento correctivo la evaluación y corrección de la situación. [38]

Contaminación

La contaminación del gas SF₆, se define como la introducción de partículas o sustancias que reducen la pureza del gas, alterando sus propiedades y comportamiento como medio aislante.

Estos contaminantes del gas SF₆ comúnmente suelen provenir o generarse de seis fuentes principales: [39]

- **Manejo del Gas**
- **Fugas**
- **Desorción de superficies y materiales a granel**
- **Descomposición del gas por descargas eléctricas**
- **Reacciones secundarias de los productos resultantes de la descomposición por descarga eléctrica**
- **Generación mecánica de partículas de polvo**

De estos, los dos primeros son los que más comúnmente se observan como fuentes de contaminación del gas SF₆.

En lo que se refiere al manejo del gas, es decir, el llenado y vaciado del equipo, se puede agregar aire inadvertidamente al SF₆ como residuo en las tuberías y válvulas, por fugas a través de los sellos y por la presión de aire residual que queda en el recinto después de la evacuación y antes del llenado con SF₆, todo derivado de errores en el manejo del gas y deficiencias en las técnicas de mantenimiento de las tuberías y envolventes.

Mientras que, ante la presencia de fugas, el aire y la humedad pueden difundirse en el recinto presurizado desde el exterior porque la presión parcial del aire y el agua fuera del recinto es mayor que la del interior.

Degradación

La descomposición (o también llamada degradación) del gas SF₆ está muy influenciada por las impurezas gaseosas que pudiesen estar presentes en el Hexafluoruro de Azufre. En el SF₆ de grado industrial, las impurezas típicas son CF₄, N₂, O₂ (*aire*) y H₂O. La introducción de estas impurezas es lo que se describe como contaminación del gas SF₆. [40]

Aunque, si bien la contaminación del gas SF₆ tiene una influencia importante en la degradación del gas, no es el único proceso que puede ocasionar este fenómeno. Tres procesos fundamentales diferentes pueden causar la descomposición del SF₆: electrónico, térmico y óptico.

En equipos eléctricos de potencia aislados en gas Hexafluoruro de Azufre, el gas SF₆ puede descomponerse parcialmente por descargas eléctricas que se pueden agrupar en tres tipos principales [39]:

- **Descargas eléctricas parciales del tipo corona**
- **Arcos eléctricos por conmutación o maniobra**
- **Arcos eléctricos por falla**

CIGRE, en su documento titulado: “SF₆ Recycling Guide. Re-use of SF₆ Gas in Electrical Power Equipment and Final Disposal” [39], emite una tabla donde se concentra la información relacionada con los contaminantes del SF₆; principales fuentes, efectos del deterioro, niveles máximos tolerables de impurezas en los equipos, niveles de impurezas para el gas SF₆ recuperado que se va a reutilizar y niveles prácticos de sensibilidad de detección de impurezas.

3.4 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo tiene como objetivo evitar fallas en los equipos tomando las acciones y medidas adecuadas. El mantenimiento preventivo se define como el mantenimiento realizado a intervalos predeterminados de tiempo, o de acuerdo con experiencias o criterios prescritos y destinados a reducir la

probabilidad de falla o la degradación del funcionamiento de un equipo, mantener condiciones seguras de operación, prolongar la vida útil y evitar accidentes, en este caso, de la subestación aislada en SF₆. [36]/[38]

El mantenimiento preventivo abarca estrategias programadas (basadas en intervalos de tiempo, generalmente periódicos) y predictivas (basadas en condiciones y estados operativos).

3.4.1 Pruebas de pureza del SF₆

La pureza de una sustancia, en este caso en concreto del gas SF₆, se define como la ausencia de contaminación.

La pureza del gas SF₆, generalmente es expresada en la literatura y en la práctica como porcentajes del volumen total (%) o en partes por millón por volumen (*ppmv*), definiendo las concentraciones máximas tolerables de impurezas bajo ciertos marcos de referencia, como presión relativa o temperatura relativa. [39]

Particularmente, el Hexafluoruro de Azufre nuevo contiene ciertas impurezas, es decir, ciertos niveles de contaminación que deben ser evitados al máximo, para impedir el incorrecto funcionamiento como medio dieléctrico del gas y, por consiguiente, causar daños al equipo eléctrico. Entre estas impurezas, podemos encontrar el nitrógeno en dilución, que, en pequeños porcentajes, se puede despreciar su presencia y no darle importancia.

La contaminación del Hexafluoruro de Azufre por otras partículas o “categorías de impurezas” se debe limitar a cantidades tales que, en forma libres o mezcladas, no representen una posible causa de falla o peligro para la operación del equipo eléctrico. Las impurezas de este tipo más comunes que podemos encontrar en una subestación encapsulada en SF₆ son el agua, ácidos y el oxígeno (especialmente combinado), que pueden fomentar u ocasionar directamente la corrosión de partes metálicas y originar una falla mecánica de operación; el agua en combinación con reactivos ácidos se puede condensar a baja temperatura de operación y causar un peligro de seguridad del equipo eléctrico, al reducir las distancias dieléctricas de seguridad o alterando directamente las propiedades dieléctricas del Hexafluoruro de Azufre, por tanto, las cantidades de impurezas deben ser lo más pequeñas posibles con el fin de que dichos efectos no deseados sean insignificantes o no se encuentren presentes.[34]

Medición del porcentaje de SF₆

De acuerdo al manual de CFE para subestaciones aisladas en SF₆, el contenido (la pureza) de SF₆ se debe determinar con un medidor de alta precisión de porcentaje y/o pureza, como el que se muestra en la Figura 8. Para realizar la medición se requiere que fluya el gas SF₆ sobre el equipo de prueba.[34]



Figura 8. Multi-Analizador de SF₆ 3-038R-R marca DILO. Fuente: Catálogo DILO “Dispositivos de Medición de SF₆”, 2020.

Para garantizar la correcta operación de la subestación aislada en SF₆, durante la puesta en servicio y después de los trabajos de mantenimiento, el porcentaje de SF₆ debe sobrepasar de 95%. CIGRE, en su publicación “276 Guide for the Customised ‘Practical SF₆ Handling Instructions’”, recopila una tabla procedente de la norma internacional IEC 60376, donde se expresan los niveles de impurezas máximos aceptables para gas SF₆.

3.4.2 Punto de rocío

La medición del punto de rocío, o también llama medición de la humedad al gas SF₆, es una prueba en campo que se realiza para conocer la temperatura a la cual se debe de enfriar el medio gaseoso, en este caso, el gas SF₆, para que el vapor de agua se condense en rocío o escarcha. La medición de la condensación se realiza con un higrómetro. [41]

La compresión a la que está sometida el gas SF₆, aumenta la presión del vapor de agua (impurezas) y, por lo tanto, el punto de rocío. Es por esto, que se recomienda medir el punto de rocío a la presión de servicio del gas al inicio y al final de la prueba, para lograr observar variaciones o cambios significativos en las lecturas.

CFE en su manual para subestaciones aisladas en SF₆, determina los valores críticos permisibles para el punto de rocío, como se muestra en la *Tabla 17*:

Tabla 17. Valores críticos emitidos considerados por la CFE para el punto de rocío. [34]

Condición/Estado	Punto de Rocío
Valor limite critico de la humedad	-15 °C
Humedad mínima admisible durante la operación de la S.E. SF ₆	-35 °C
Humedad mínima admisible durante la puesta en servicio	-50°C

3.5 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo lo podemos definir como el proceso y actividades que se realizan sobre un bien material, en este caso, la subestación aislada en SF₆, posterior al reconocimiento y presencia de una falla en el mismo, con el fin de restablecer su correcto funcionamiento y eliminar la causa que lo ha producido.

Este tipo de mantenimiento, tiene la finalidad de reemplazar los elementos o equipos averiados, ya sea como consecuencia de la mala calidad de sus componentes o por una operación incorrecta de los mismos; o en muchos otros casos, el reemplazo se realiza cuando los equipos o sus componentes han cumplido las horas de trabajo/vida para las que fueron fabricados. [34]/[36]

3.5.1 Descripción de las recomendaciones del fabricante

Debido a las diferencias entre soluciones y tecnologías que implementan los fabricantes de subestaciones aisladas en SF₆, es un requisito fundamental conocer las observaciones y recomendaciones que cada uno señala de manera individual para sus productos (sobre todo de interés para este trabajo, con lo relacionado al apartado de prevención y mantenimiento); aunque en la literatura (en este caso los marcos de referencia), recogen la información mínima que el fabricante debe ser capaz de proporcionar al usuario para el desarrollo de un plan de mantenimiento adecuado para cada tipo de instalación y sus particularidades, entre la que se encuentra:

- *Descripción del método de monitoreo recomendado y su impacto en el diseño de la subestación aislada en SF₆.*
- *Interpretación de las mediciones monitoreadas, es decir, como estos datos permiten evaluar la condición de la subestación y como consecuencia, las acciones que se deben realizar.*
- *Las condiciones ambientales requeridas para los diferentes tipos de mantenimiento y trabajos de reparación.*
- *Descripción básica de los distintos trabajos de mantenimiento, los plazos requeridos para dichos trabajos*

y las indicaciones operativas durante la realización de estos trabajos de mantenimiento.

- *Requisitos y observaciones para el equipo especial, por ejemplo, mecanismos de elevación y operación, espacio de acceso y para desmontaje, herramientas especiales, accesorios y disponibilidad de repuestos*

Toda esta información, debe ser entregada en manuales elaborados por los propios fabricantes al usuario final. Estos manuales deben contener información isométrica o ilustraciones de cortes segmentales de la subestación, donde se muestren los componentes esenciales en conjunto con instrucciones precisas acerca de su ensamblaje/desensamble y las recomendaciones acerca de estos procedimientos. [21]

Así, en resumen, una completa documentación que el fabricante debe entregar al usuario final en manuales descriptivos de mantenimiento, deben concentrar mínimamente la siguiente información [21]:

- a) Alcance y frecuencia del mantenimiento, teniendo en cuenta la concurrencia y el número de operaciones de maniobra, tiempo en servicio, condiciones ambientales, diagnóstico y pruebas de monitoreo.*
- b) Descripción detallada de los trabajos y procedimientos para diferentes tipos de mantenimiento, referenciando diagramas y números de piezas, procedimientos de lubricación, uso de equipos y herramientas especiales, condiciones en el sitio y precauciones que deben observarse.*
- c) Planos completos del diseño de la subestación aislada en SF₆, identificando claramente las piezas y componentes en conjuntos y subconjuntos; valores límite de piezas significativas para proceder a su mantenimiento, indicando las tolerancias que, cuando se exceden, hacen necesaria la acción de mantenimiento.*
- d) Indicaciones especiales para materiales auxiliares de mantenimiento, incluidas advertencias de incompatibilidad entre materiales (grasa, aceite, fluidos, agentes de limpieza y desengrasantes) y advertencias sanitarias asociadas para el personal.*
- e) Lista de repuestos recomendados y sus condiciones de almacenamiento.*
- f) Cronograma de los tiempos de mantenimiento previstos.*
- g) Cómo proceder con el equipo al final de su vida útil, considerando los requisitos y normatividades ambientales*

3.5.2 Identificación del código de colores

El código de colores hace referencia a una representación cromática que se utiliza para identificar de manera visual en esquemas o dibujos, la segregación de los compartimientos/módulos que integran la subestación aislada en SF₆, su estado de presurizado y cuestiones de seguridad, por ejemplo, si se encuentran aterrizados a tierra. Las subestaciones encapsuladas en SF₆, deben estar diseñada para separarse en suficientes zonas o compartimientos/módulos de gas independientes para permitir que se logre el grado requerido de flexibilidad operativa. [21]

Esta separación de zonas contribuye a que, al realizar diversas actividades de mantenimiento que impliquen sacar de operación la totalidad o partes de un elemento o equipo primario, se logre realizar la segregación del gas en el área de trabajo y sus compartimientos/módulos adyacentes.

Para realizar esta segregación y garantizar el cumplimiento de las normas de seguridad asociadas a las GIS, la presión del gas SF₆ debe reducirse a un cierto margen de seguridad. [21]

El código de colores en México, al ser referenciado y no estandarizado/normado, queda a consideración de las entidades (públicas y particulares) la relación cromática con los estados a indicar; aunque el uso extendido de los colores indicados en la *Tabla 18*, se ha adoptado en la gran mayoría de proyectos y planes de trabajo:

Tabla 18. Relación cromática para indicar la segregación y estado de los estancos que conforman la GIS. [21]

	<i>Rojo</i>	<i>Equipo a presión nominal sin aterrizar</i>
	<i>Amarillo</i>	<i>Sección aterrizada a presión nominal</i>
	<i>Verde</i>	<i>Sección aterrizada y presión reducida</i>
	<i>Azul</i>	<i>Sección aterrizada y sin gas (Zona de Trabajo)</i>

Relación de presiones

Las respectivas presiones nominales de llenado para los compartimientos que integran la subestación normalmente se indican en el plan de vigilancia del gas diseñado para la instalación, ejemplos de esto lo podemos observar en la *Figura 9 y 10*. Estos valores expuestos están referidos por norma a 20°C. Por consiguiente, se tiene que considerar la variación de la presión en función de la temperatura de acuerdo con el diagrama temperatura presión (curva de llenado del SF₆) y adaptar la presión de llenado. [34]

Lo anterior, hace indispensable conocer los valores del entorno, como presión atmosférica y temperatura ambiente, para posteriormente realizar

la corrección de las presiones relativas de llenado, que son deducidas por una relación de la presión absoluta y relativa, y sus respectivas temperaturas; como también se puede deducir a través del método gráfico utilizando las curvas presión/temperatura del gas SF₆.

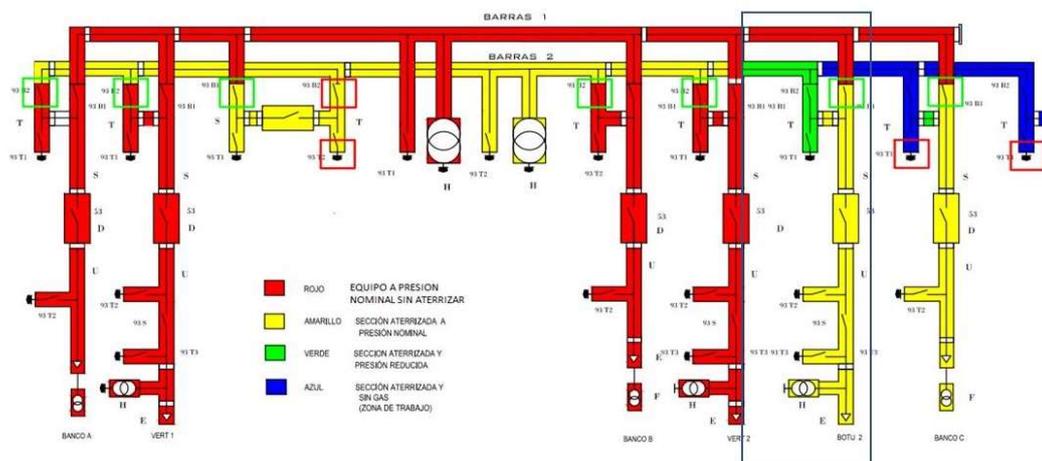


Figura 9. Código de Colores para indicar la segregación en una subestación SF₆ en arreglo de Barra principal – Barra auxiliar, operada por CFE, donde se planea la remoción de un seccionador. [34]

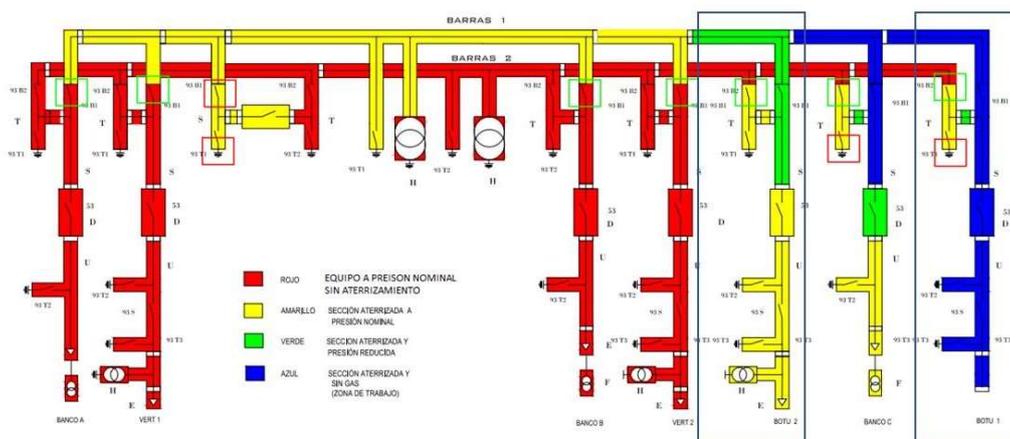


Figura 10. Código de Colores para indicar la segregación en una subestación SF₆ en arreglo de Barra principal – Barra auxiliar, operada por CFE, donde se planea la remoción de polo de interruptor y seccionador. [34]

3.5.3 Reparación de fugas de SF₆ (O-ring's)

Si hablamos en concreto de las fugas de gas SF₆, la calidad del encapsulado (envolvente), incluido el tipo de material utilizado, el proceso constructivo, el diseño de las juntas y el propio material de sellado son de gran importancia.

Los diseños de sellado, también llamados empaques o juntas, son las piezas que sellan las uniones de las bridas, para así evitar la fuga del gas aislante y la penetración de humedad hacia el interior del encapsulado.

Estos empaques para el sellado pueden ser del tipo O-ring (toroidal) para un sellado estático, o de alguna otra geometría, por ejemplo, juntas múltiples con cámaras de grasa cerradas para sellos dinámicos axiales y giratorios. [25][34]

Los principales factores que causan el envejecimiento y deterioro de los empaques son: la vida útil del material del que están hechos, la temperatura a la que están sometidos, su exposición a rayos UV, exposición al oxígeno y la combinación de los factores anteriores. [38]

El proceso de reparación de fugas de SF₆ debido al deterioro de los empaques, es considerado también mantenimiento mayor derivado del constante monitoreo de la subestación y la detección de fugas de SF₆.

De acuerdo a las especificaciones técnicas emitidas por CFE [34], mensualmente, todas las uniones por bridas, los empalmes de tuberías, los pasamuros de los transformadores de instrumentos, las empaquetaduras de la barra de maniobra de los interruptores, etc. deben ser revisadas y evaluadas con un detector de fugas (detector para gases halógenos), con objetivo garantizar que no se sobrepase el porcentaje de pérdidas por fugas, admisible del 1% por año, del total de la instalación.

En caso de confirmar la detección de una fuga, esta debe repararse. Esto generalmente se logra recuperando el gas del compartimiento con fuga, desarmando esa zona de la subestación encapsulada, determinando la causa de la fuga, limpiando y reemplazando componentes o sellos. [33]

La práctica común es reemplazar todos los sellos y empaques cuando se alteran durante el desmontaje de los compartimentos, ya que no es posible su reutilización. [38]

3.5.4 Mantenimiento mayor a estancos, limpieza y vacío

El mantenimiento mayor a estancos, consiste básicamente en la eliminación de impurezas que pueden llegar a estar presentes dentro de la envolvente. Dentro de este mantenimiento mayor, también se puede considerar en los casos más graves, el cambio del empaque/juntas o de elementos/equipo primario de la GIS, ya que, para realizar estos procedimientos, el vaciado (recuperación del gas) y posterior llenado de los estancos/envolventes de SF₆ requiere de un trato especial.

En primera instancia, la extracción de gas SF₆ de la GIS se realiza a través de equipos especiales llamados compresores. Posteriormente, se procesa a través de una serie de filtros y se comprime en un contenedor de almacenamiento intermedio. [25]

Realizado el procedimiento de vaciado, en caso de una reparación mayor o sustitución de elemento, una vez que el estanco/envolvente se encuentra listo desde el punto de vista de ajustes e inspección mecánica, lo que procede es sellar, evacuar, secar y llenar con el gas SF₆, tomando en cuenta el manual de instrucciones del fabricante. [34]

Si bien, cada fabricante dispone de su metodología para el llenado del SF₆ en GIS, generalmente inician por el compartimento del interruptor de potencia colocando el material filtrante, realizando un vacío previo para “inyectar” el gas SF₆, dejándolo reposar un periodo de tiempo para tomar las lecturas de humedad y pureza del gas en el compartimento en cuestión.[34]

El procedimiento para el llenado de los estancos/envolventes que han sido abiertos y expuestos a la atmosfera más de ocho horas, consiste en utilizar nitrógeno seco para eliminar la humedad, siguiendo de manera general la siguiente metodología [7]:

- a. Aplicar una presión reducida al estanco durante aproximadamente dos horas, utilizando la bomba de vacío.
- b. Rellenar con nitrógeno seco. Dejar reposar en un intervalo de tiempo de cinco a seis horas.
- c. Medir el nivel de humedad del nitrógeno después del intervalo de tiempo antes mencionado. Si el nivel de humedad supera las 300 ppm vol. Repetir el apartado (a) y (b).
- d. Si las mediciones son menores a los 300 ppm vol. Se debe aplicar una presión reducida durante aproximadamente 15 min.
- e. Llenar los estancos con el gas SF₆.

3.5.5 Pruebas de descargas parciales

Las descargas parciales (*PD*, por sus siglas en inglés) son un fenómeno eléctrico que se presenta ante una ruptura dieléctrica localizada en un sistema de aislamiento eléctrico sólido, fluido o gaseoso cuando se encuentra bajo estrés de alta tensión eléctrica.

Las pruebas de PD, consisten en inducir con equipos especiales, pulsos de corriente de baja magnitud, pero de alta tensión y corta duración para que fluyan en el sistema. Estos pulsos de corriente se pueden detectar, medir y/o monitorear para proporcionar información de diagnóstico sobre el aislamiento y condiciones del SF₆ de la subestación encapsulada. Estas pruebas de PD se pueden realizar durante las pruebas de campo para detectar defectos que podrían haberse introducido durante el montaje de la GIS posterior a algún mantenimiento correctivo. [33]

Hay tres métodos comunes que se utilizan para detectar las PD:

- a) Metodología IEEE std C37.301
- b) Ultra Alta Frecuencia (UHF, por sus siglas en inglés)
- c) Acústico

Para las pruebas en sitio, se recomiendan el método acústico y el método UHF. [42]

El método *acústico*, posterior al pulso eléctrico inducido en la subestación, las partículas contenidas en el estanco monitoreado entran en movimiento e inducen una onda mecánica sobre la envolvente, provocada cuando las partículas excitadas inciden sobre él mismo. Así, se realiza la medición de esta onda mecánica inducida sobre el estanco y se determina una aproximación sobre la presencia de contaminantes en el gas SF₆. [33]

El método *UHF*, utiliza las propiedades de radiación de las PD en el espectro de alta frecuencia para su detección. Este método, aunque es muy práctico, tiene algunos inconvenientes, como la necesidad de sensores locales (permanentes o temporales), susceptibilidad a interferencias y rango de detección limitado (distancia). En la *Figura 11* se muestra la configuración para la medición de PD por UHF.

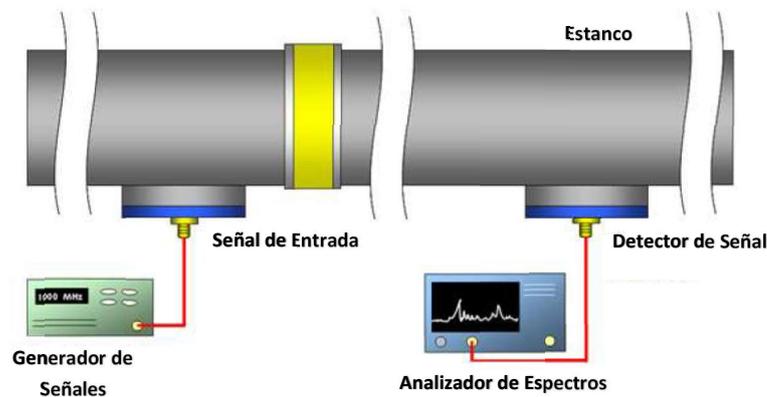


Figura 11. Detección de PD por UHF. [43]

En este caso, las resonancias son indicativas de actividad de PD y son captadas por sensores instalados en la GIS. Se utiliza un analizador de espectro para medir los componentes de frecuencia de las señales captadas. Antes de realizar una medición de PD, se escanea un espectro del ruido de fondo como espectro de referencia. Por lo tanto, las perturbaciones son conocidas y pueden generarse a partir de las señales de PD durante la medición. [42]

Así, a través del análisis de los datos obtenidos, se pueden determinar diferentes defectos con Descargas Parciales debido a que muestran una distribución distinta en el espectro de frecuencias.

Por ejemplo, después de cierto número de operaciones de un interruptor, el aislamiento del mismo sufre un desgaste y la superficie de los contactos se llena de impurezas debido a los esfuerzos electrodinámicos y mecánicos a los que es sometido, lo que obliga a una intervención del equipo. Esta problemática se puede lograr detectar por el aumento de descargas parciales. [44]

3.5.6 Prueba de Alta Tensión Resonante

En México, el método más utilizado para la detección de PD es el llamado “Prueba de Alta Tensión Resonante”. La metodología que se debe de cumplir para realizar esta prueba se describe en la norma **IEC 60270**. En la *Figura 12* se observa el equipo necesario para la prueba.

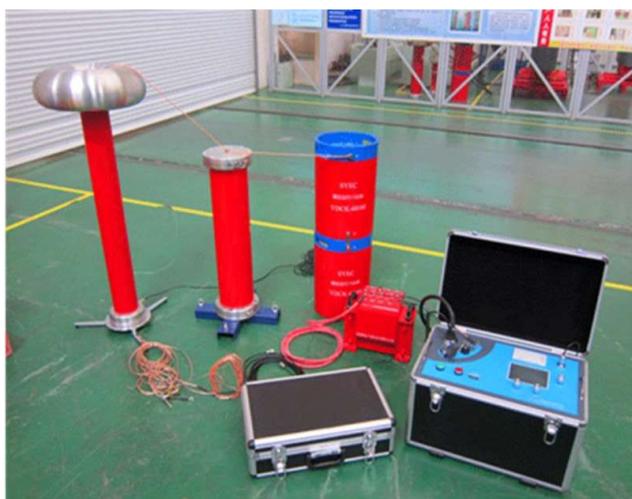


Figura 12. Sistema de prueba de resonancia en serie de frecuencia variable Sieyuan. Fuente: Seiyuan Electric Co. Ltd., 2024, [Online], Disponible: <https://en.sieyuan.com/155/132/103>

A diferencia de los dos métodos antes mencionado (*IEEE std C37.301* y *UHF*), que son considerados “técnicas no eléctricas” [42], la prueba de alta tensión resonante se considera una prueba eléctrica debido a que, durante esta, la tensión a frecuencia del sistema (normalmente 50/60 Hz) aplicada al estanco en estudio, es elevada gradualmente a un valor nominal idéntico al aplicado durante las pruebas de resistencia dieléctricas y se mantiene durante 1 min. Luego, la tensión aplicada se disminuye a un valor específico definido en tablas (*estas se pueden consultar en la norma IEC 60270 o IEC 62271-203*) dependiendo de la configuración del equipo y del neutro del sistema para la medición de descargas parciales. [30]

3.6 Propuesta, diagrama de flujo y observaciones

La propuesta de valor desarrollada en este trabajo contempla la elaboración de un procedimiento de mantenimiento general e integral (predictivo, preventivo y correctivo), basándose en la redacción de formatos estandarizados donde se registren los valores de distintos parámetros descriptivos y operativos de la subestación encapsulada, y se realicen las observaciones correspondientes; la elaboración de un diagrama de flujo donde se exprese la secuencia y organigrama general del procedimiento integral; y finalmente, las particularidades, alcances y limitantes de la propuesta de valor desarrollada.

Para comenzar la elaboración del procedimiento de mantenimiento general propuesto para la subestación encapsulada en SF₆, se tomaron en consideración dos aspectos altamente importantes:

- El costo de la subestación encapsulada en SF₆ es bastante elevado en comparación con subestaciones tradicionales, por lo tanto, el procedimiento desarrollado debe ser lógico y congruente para evitar problemáticas futuras.
- La continuidad y calidad del servicio eléctrico, ya sea transmisión o distribución, depende directamente del correcto funcionamiento de la subestación.

Mencionar, que, al tratarse de un procedimiento de mantenimiento básico, para conocer en detalle las acciones, limitaciones, recomendaciones y observaciones de los procedimientos para los distintos tipos de mantenimiento, es necesario consultar los marcos de referencia, así como los documentos proporcionados por los fabricantes de las subestaciones.

3.6.1 Plan de Mantenimiento predictivo

De acuerdo a lo planteado y desarrollado en la sección correspondiente, en el **Anexo A** de este documento se muestra el plan de mantenimiento predictivo, con las pruebas a realizar según los distintos marcos teóricos consultados, así como los parámetros monitoreados, que deben ser mínimamente los siguientes:

- **Inspección del estado del gas SF₆** (*Periodicidad: mínimamente una vez anualmente; recomendada: mensual*)
 - **Presión y temperatura (*monitoreo continuo*)**
 - **Análisis de la contaminación del gas**
 - **Análisis de gases disueltos**
 - **Análisis de degradación del gas SF₆**

- **Monitoreo del estado en servicio de la S.E. SF₆** (*Periodicidad: monitoreo continuo*)
 - **Inspección y detección de fugas por inspección visual**
 - **Toma de lecturas de presiones del sistema de accionamiento de los interruptores** (presión de aceite, presión de aire, aceite hidráulico, etc.)
- **Análisis del grafico del accionamiento de los interruptores ante la presencia de una falla** (*Periodicidad: monitoreo continuo*)
- **Evaluación del tiempo de extinción de arco en los interruptores** (*Periodicidad: monitoreo continuo*)
- **Niveles de aceite de sistemas hidráulicos o aceite lubricantes de compresores**

De manera particular, el plan de mantenimiento predictivo lo podemos definir como un constante examen y monitoreo visual periódico de las características principales de la S.E. SF₆ sin la necesidad del desmontaje de compartimentos o equipos primarios. Este examen y constante monitoreo abarca la lectura de los valores y estados de diversos parámetros, operaciones de los diversos equipos, las presiones, las estanqueidades, la posición de los relés, de los indicadores de posición, entre otros.

Así, el formato desarrollado para efectuar de manera correcta y darle el seguimiento necesario a este plan de mantenimiento tomo en cuenta las indicaciones generales y particulares de los fabricantes, donde se puedan identificar de manera sencilla el estado, valores limite u observaciones de los parámetros/variables o equipos.

3.6.2 Plan de Mantenimiento preventivo

Durante la primera etapa de vida funcional de la subestación encapsulada en SF₆, que generalmente se considera como los primeros 25 años de servicio, la necesidad de realización de mantenimiento correctivo es casi nulo, pero el mantenimiento preventivo puede indicarnos alguna anomalía del equipo.

El desarrollo del plan de mantenimiento preventivo puede segmentarse en dos apartados generales:

- **Inspección del estado del gas SF₆** (*inspección particular como consecuencia del análisis del mantenimiento predictivo y la detección de anomalías, o también puede ser una inspección independiente al mantenimiento predictivo*).

- **Mantenimiento preventivo programado** (*generalmente asociado con lo indicado por el fabricante en sus manuales de mantenimiento, tomando como referencia para la programación del mantenimiento la longevidad del equipo.*)

Para este plan de mantenimiento preventivo, las pruebas a realizar para cada uno de los dos grandes apartados, consensuadas en los distintos marcos teóricos, así como las observaciones indicadas por los fabricantes, deben ser mínimamente las siguientes:

- **Inspección del estado del gas SF₆**
 - **Mantenimiento Predictivo del SF₆** (*Periodicidad: La indicada de acuerdo a la evaluación y prueba*)
 - **Pruebas de Pureza del SF₆** (*Periodicidad: Cada 3 meses durante el primer año de servicio, cada 6 meses durante el segundo año de servicio y posteriormente de manera anual, En la Tabla 19 se muestran los valores límites de contaminación del gas*) [37]
 - ✓ Medición del Punto de Rocío (Humedad en el SF₆)
 - ✓ Medición del Contenido de Oxígeno
 - ✓ Medición de Acidez
 - ✓ Medición de Fluoruros hidrolizables

Tabla 19. Valores máximos aceptables para la contaminación del gas SF₆. [34]

Característica	Valor máximo aceptable
Punto de rocío a una atmosfera de presión en [°C]	-50
Contenido de humedad a una atmosfera, en ppm por volumen	35
Contenido de aire por peso, en porcentaje	0.05
Acidez expresada como ácido fluorhídrico (HF) por peso, en ppm	0.3
Fluoruros hidrolizables expresado como HF por peso, en ppm	1.0

- **Mantenimiento preventivo programado**
 - **Mantenimiento predictivo del estado en servicio de la S.E. SF₆** (*Periodicidad: La indicada de acuerdo a la evaluación y prueba*)
 - **Mecanismos Hidráulicos** (*Periodicidad: anual*)
 - ✓ Purga del sistema hidráulico
 - ✓ Revisión de ajuste de presiones de arranque y paro de motobomba
 - ✓ Revisión de fugas de aceite, relleno y según sea el caso, cambio o filtrado
 - **Mecanismo Neumáticos** (*Periodicidad: anual*)
 - ✓ Lubricación
 - ✓ Revisión y de ser necesario, sustitución de bandas
 - ✓ Lecturas de presiones de arranque y paro

- ✓ Detección de fugas de aire
- **Mecanismos de Resorte** (*Periodicidad: anual*)
 - ✓ Lubricación
 - ✓ Revisión de amortiguadores de impacto
- **Mecanismos de cuchillas o seccionadores** (*Periodicidad: cada 2 años*)
 - ✓ Lubricación del mecanismo para su operación eléctrica
 - ✓ Verificación al mecanismo para el óptimo funcionamiento eléctrico
- **Mecanismo del interruptor** (*Periodicidad: variable*)
 - ✓ Inspección del mando o controlador (*Periodicidad: anual*)
 - ✓ Inspección del gas SF₆ (*Periodicidad: cada 5 años*)
 - ✓ Verificación al mecanismo para el óptimo funcionamiento eléctrico
- **Limpieza de Aislamientos Externos** (*Periodicidad: variable*)
- **De ser requerida, la prueba de Descargas parciales (PD)** (*Periodicidad: variable; la medición de PD se puede realizar después de los test dieléctricos, que se deben llevar a cabo después de un desmontaje “mayor” para mantenimiento o reacondicionamiento de los estancos/envolventes*) [30]

Si bien, el plan de mantenimiento preventivo depende de las tecnologías y mecanismos empleados por los fabricantes de la S.E. SF₆, los apartados anteriores engloban de manera general los aspectos y acciones más importantes a realizar durante este plan; sin embargo, los fabricantes deben ser responsables y capaces de proporcionar información más detallada acerca de las acciones requeridas para su equipo. Por ejemplo, Siemens, para un programa de mantenimiento periódico integra en su manual de usuario [45], integra una tabla, donde se detalla con mayor precisión las acciones requeridas de acuerdo a distintos parámetros, como lo pueden ser la longevidad o el número de operaciones.

Así, finalmente, el formato propuesto para la implementación del plan de mantenimiento preventivo y lograr el objetivo de darle el seguimiento necesario se puede visualizar en el **Anexo B**, tomo en cuenta solamente los aspectos generales mencionados en este capítulo sin considerar las particularidades de cada fabricante.

3.6.3 Plan de Mantenimiento correctivo

En términos generales, la experiencia en el uso de subestaciones encapsuladas en SF₆, demuestra que los límites de fatiga eléctrica y mecánica de las subestaciones, de los distintos componentes que la conforman y equipos sus primarios, no se alcanzarán antes de 25 años,

salvo si la unidad se expone a operaciones frecuentes (incluyendo fallas) y en condiciones ambientales o del entorno difíciles/rudimentarias.

Tras esta primera etapa de vida, transcurridos 25 años de su puesta en servicio, y dependiendo de su uso y entorno, accidentes o fallas prematuras, es probable que la subestación encapsulada en SF₆ requiera un mantenimiento correctivo para lograr prolongar su vida útil, como mínimo, unos 15 años más. [45]

En el **Anexo C** se muestra el plan de mantenimiento correctivo, donde se reemplazan elementos o equipos averiados, las actividades y procedimientos a seguir son bastante extensos y detallados, que escapan del alcance de este trabajo, y en caso de ser requerido, se deben consultar los marcos teóricos y las normas vigentes aplicables a subestaciones encapsuladas en SF₆, ya que, al cumplir estas directrices y normativas en vigor en el momento de los trabajos previos, el mantenimiento correctivo y la posterior puesta en servicio, se garantiza cumplir lo concerniente a la seguridad y a la salud de los trabajadores y evitar peligros producidos por:

- *Tensiones y sobretensiones eléctricas*
- *Sistemas de gas sometidos a sobrepresiones*
- *Mecanismo de Resortes tensados, Hidráulicos o Neumáticos “cargados”*
- *Gas SF₆ y sus productos de descomposición,*
- *Piezas que se caen y/o vuelcan, mal ensambladas o apretadas; así como espacios estrechos peligrosos por piezas en movimiento.*

El desarrollo del plan de mantenimiento correctivo puede requerir mínimamente la realización de alguna de las siguientes acciones (que en los distintos marcos teóricos y literatura también es denominado como mantenimiento mayor):

- **Acciones previas al mantenimiento correctivo**
 - **Recomendaciones del fabricante**
 - Revisión y consulta bibliográfica de los manuales y recomendaciones emitidas por el fabricante para cada uno de los procedimientos implicados en la sustitución de componentes o de equipos primarios. (*En México, de acuerdo a la CFE, el proveedor de la subestación debe entregar a la misma, manuales de mantenimiento de la subestación de acuerdo con la especificación CFE L1000-32 para cada uno de los equipos que la integran; así como indicar de manera clara los ajustes y tolerancias a revisar y corregir en los componentes de la GIS que así lo requieran*). [35]
 - **Identificación del código de colores**
 - **Identificación del origen de la falla**

- **Mantenimiento correctivo (intervención)**
 - **Reparación de fugas de SF₆** (*Periodicidad: cada que sea requerido*)
 - **Mantenimiento mayor a estancos, limpieza y vaciado** (*Periodicidad: cada que sea requerido*)
 - **Mecanismos Hidráulicos de interruptores** (*Periodicidad: cada 10 años*)
 - ✓ Cambio de sellos y empaques
 - ✓ Sustitución o mantenimiento correctivo al sistema de accionamiento
 - **Mecanismos Neumáticos de interruptores** (*Periodicidad: cada 10 años*)
 - ✓ Limpieza de tanque de almacenamiento de aire comprimido
 - ✓ Sustitución de bandas motocompresoras
 - ✓ Cambio de aceite a motocompresores
 - ✓ Cambio de mangueras del sistema de aire
 - **Interruptor** (*Periodicidad: cada 10 años o que sea requerido*)
 - ✓ Cambio de filtros de humedad
 - ✓ Cambio de membranas de seguridad
 - ✓ Cambio del medio aislante (aplicable también en unidades híbridas)
 - ✓ Cambio de contactos
 - **Cuchillas** (*Periodicidad: cada 10 años o que sea requerido*)
 - ✓ Ajuste de carrera en el proceso de cierre/apertura
 - ✓ Sustitución o mantenimiento correctivo al sistema de accionamiento
 - ✓ Cambio de contactos
 - **Otros elementos** (*Periodicidad: cada que sea requerido*)
 - ✓ Ajuste de carrera en el proceso de cierre/apertura
 - ✓ Sustitución o mantenimiento correctivo de su sistema de accionamiento
 - ✓ Cambio de contactos
 - ✓ Sustitución de elementos electrónicos relacionados con el control, automatización o comunicación de los equipos.
 - ✓ Sustitución de boquillas para cable aéreo-SF₆, o la transición presente entre la subestación y la acometida
- **Acciones posteriores al mantenimiento correctivo**
 - **Prueba de descargas parciales (PD)**
 - **Pruebas de campo**
 - ✓ Pruebas mecánicas
 - ✓ Pruebas al gas SF₆
 - ✓ Pruebas de puesta en servicio

3.6.4 Diagrama de flujo

Para la realización y propuesta de los diagramas de flujo, los objetivos de este trabajo fueron las directrices, es decir, se limitó a realizar un diagrama de flujo general, donde se indican las principales acciones a realizar en cada uno de los pasos o procedimientos.

Así, los diagramas de flujo que se proponen para el procedimiento de mantenimiento integral, que está compuesto por los planes de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo, se muestran en el **Anexo D**.

3.6.5 Observaciones y limitantes

Como se menciona en la sección anterior, las limitantes que este trabajo presenta son que, debido a tratarse de un procedimiento de mantenimiento general, no cubre las necesidades específicas de distintos procedimientos particulares, ni mucho menos hace una descripción detallada de las acciones que se deben de realizar en cada uno de ellos, quedando al margen de las indicaciones de los fabricantes o lo expresado en los marcos de referencia.

Capítulo 4.- Implementación del procedimiento en casos prácticos de S.E's SF₆ pertenecientes a la RNT

Para la evaluación de los formatos, las propuestas de valor y diagramas de flujo desarrollados en el capítulo anterior, estos se implementarán sobre 2 casos de estudio reales, que, por cuestiones de discreción, serán abordados con características generales, es decir, no se hará mención en general o detalle de información precisa o que comprometa a las instituciones, empresas o trabajadores involucrados en los mismos.

4.1 Descripción general de los casos de estudio

Los casos de estudio son rescatados de reportes emitidos como consecuencia de la presencia de alguna falla, anomalía o rehabilitación mayor de una subestación encapsulada en SF₆; reportes donde se abordan las acciones preventivas y correctivas realizadas, el análisis causa-efecto de la situación que provoco la intervención en la subestación, y una ponderación de pesos donde se determinan las partes implicadas (instancias o mal manejo de las situaciones) y el peso que cada una de ellas tuvieron en el evento en análisis (falla, anomalía o intervención mayor).

Así, con este análisis, se determinará si los formatos, las propuestas de valor y los diagramas de flujo propuestos, en caso de haber sido utilizados sobre dichos casos de estudio, serían capaces de estructurar y determinar un procedimiento general de mantenimiento, y así evitar los eventos (fallas, anomalías o intervenciones mayores) presentes en cada uno de estos casos de estudio.

4.1.1 Caso de estudio A: *Disparo del Transformador Trifásico de una S.E. SF₆ 230/23 kV, 180 MVA*

Información general: La subestación tiene un nivel de tensión nominal de 230/23 kV, cuenta con tres transformadores de potencia, cada uno con capacidad nominal de 60 MVA, 13 alimentadores de 23 kV y 2 bancos de capacitores a un nivel de tensión de operación nominal de 23 kV. En la *Tabla 20* se indica la información general de la subestación del caso de estudio A.

Tabla 20. Información de la instalación asociada al caso de estudio A. Fuente: Reporte de Evento Emitido.

Fecha de puesta en servicio: 1986	Marca: General Electric (GE)
Arreglo de barras: Barra Principal – Barra de Transferencia	
No. De Bahías: 6	Fecha del evento: Julio de 2023

Descripción del evento: En el mes de **julio de 2023** con horario de 03:01 horas, se dispara el Transformador de Potencia **T01**, operando la protección 87T/86T y la protección de la barra asociada (**B1**) al transformador, operando la protección 87B.

Afectación de carga: 15.94 MW

Historial de mantenimientos previos:

En la *Tabla 21* se recopila el historial de mantenimiento del caso de estudio A.

Tabla 21. Historial de mantenimientos realizados sobre la S.E. SF6 del caso de estudio A. Fuente: Reporte de Evento Emitido.

1) En octubre de 2021 se realiza recirculación de gas SF ₆ en los diferentes compartimentos de la bahía 1.
2) En marzo de 2023 se llevan a cabo pruebas de PD, sin presentarse u observarse descargas/anomalías significativas.
3) En junio de 2023 se reprograma recirculación de gas SF ₆ por problemáticas en la bahía 2.
Observaciones: La bahía 1 requería reposición de gas SF₆ cada 5 meses, las ultimas reposiciones fueron en noviembre de 2022 y marzo de 2023

Análisis Causa-Efecto:

De acuerdo al reporte emitido, los factores causales del disparo del transformador **T01**, son los mostrados en la *Tabla 22*, indicando su correspondiente peso:

Tabla 22. Ponderación de los factores causales del caso de estudio A. Porcentajes determinados a criterio y experticia del personal de mantenimiento bajo el diagrama Ishikawa y expresados en el reporte de evento.

Factor Causal	Causa Principal	Causas Secundarias	Peso (%)
Medio Ambiente	Operación de los Sistemas y Equipos	Envejecimiento de componentes.	25%
Métodos y Procedimientos	Administración del Cambio	Cambio y filtrado no implementado en el momento adecuado del gas SF ₆ .	30%
	Administración de Recursos	Exceso de responsabilidades asignadas a los supervisores inmediatas.	15%
Maquinaria y Equipos	Mantenimiento y pruebas	No se le había realizado mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo a la instalación.	15%
	Condición del equipo	La disponibilidad requerida del componente no fue considerada en el diseño original. La subestación encapsulada carece de material secante que impida la penetración de humedad a los compartimentos.	15%

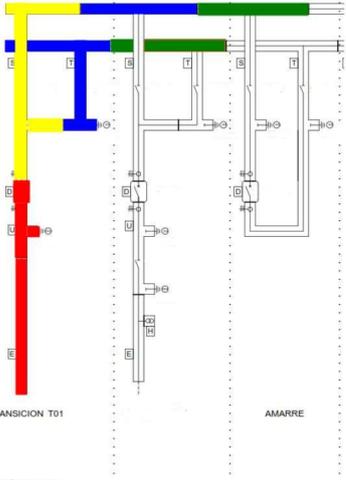
El reporte concluye que el disparo del Transformador Trifásico de Potencia **T01** y BUS (**B1**) de 230 kV, se debe a falla interna en el sistema de aislamiento en el Estanco correspondiente al interruptor de la **bahía 1**, lo que deriva en la operación de las protecciones 87T del Transformador **T01** y operación de 87B del Bus (**B1**), derivado a que esta sección se encuentra ubicada en la zona de traslape de los TC's de ambos elementos. En la *Tabla 23* se reúne evidencia fotográfica de la inspección y trabajos realizados en el caso de estudio A.

Tabla 23. Evidencia fotográfica de los hallazgos realizados durante la inspección y los trabajos realizados para la rehabilitación de la subestación del caso de estudio A.

Evidencia fotográfica



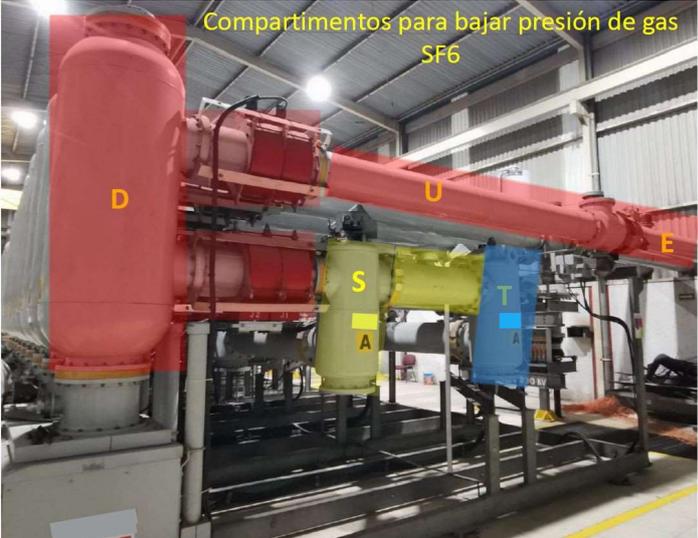
Inspección visual posterior a la falla, se encuentra el aislador barrera de la fase C (donde se presenta la falla) fisurado.



TRANSICIÓN T01

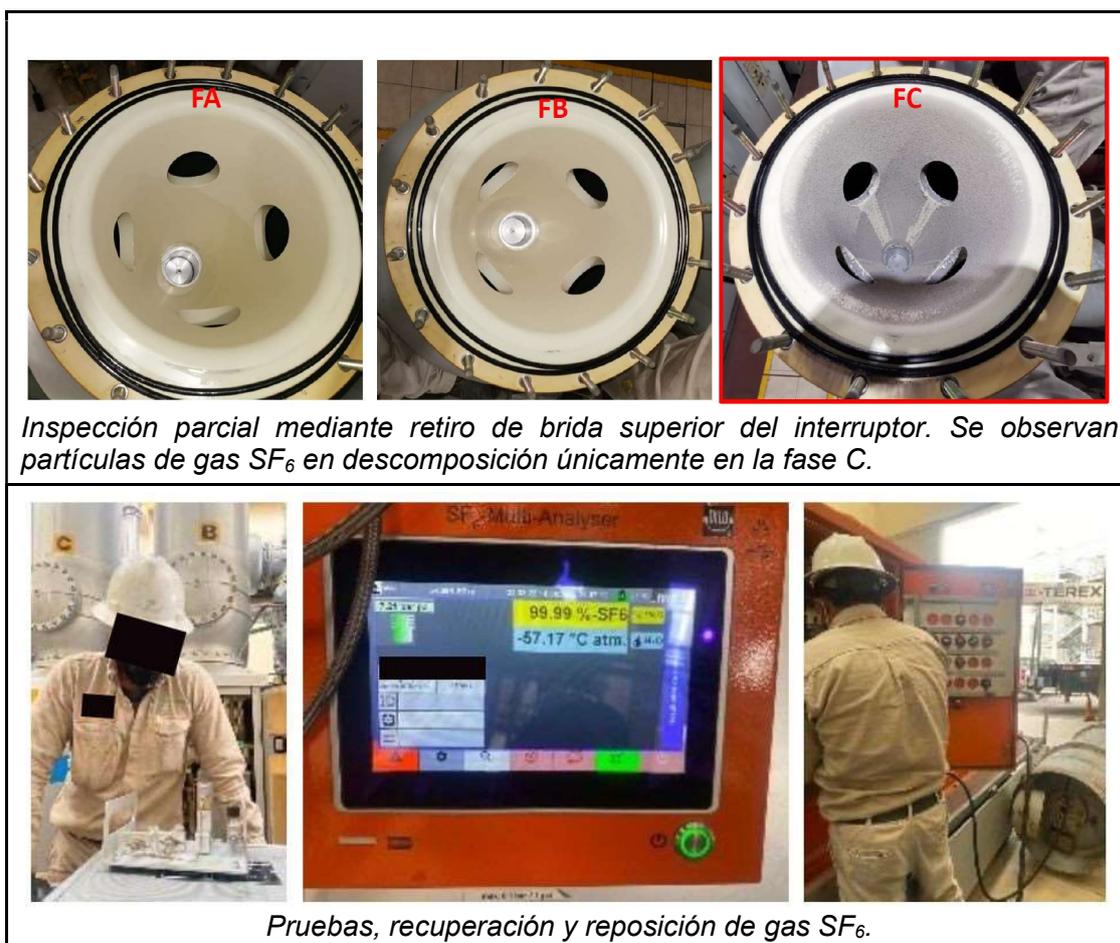
AMARRE

- PRESIÓN DE GAS SF6 A FISURADO
- PRESIÓN DE GAS SF6 A 0.5 BARRS
- PRESIÓN DE GAS SF6 A 1.5 BARRS
- PRESIÓN DE GAS SF6 A 1.5 BARRS (NOMINAL)



Compartimentos para bajar presión de gas SF6

Realización del código de colores para la intervención y rehabilitación de los segmentos afectados.



4.1.2 Caso de estudio B: Disparo de una LT conectada a una S.E. SF₆ 230/23 kV, 180 MVA

Información general: La subestación (**SE01**) tiene un nivel de tensión nominal de 230/23 kV, cuenta con tres transformadores de potencia, cada uno con capacidad nominal de 60 MVA, 2 líneas de transmisión de 230 kV, 12 alimentadores de 23 kV y 2 bancos de capacitores a un nivel de tensión nominal de 23 kV. En la *Tabla 24* se indica la información general de la subestación del caso de estudio B.

Tabla 24. Información de la instalación asociada al caso de estudio B. Fuente: Reporte de Evento Emitido.

Fecha de puesta en servicio: 1980	Marca: BBC
Arreglo de barras: Barra Principal – Barra de Transferencia	
No. De Bahías: 6	Fecha del evento: Marzo de 2022

Descripción del evento: En el mes de marzo de 2022 con horario de 16:55 horas cierra el interruptor de potencia **SE02-01** para la energización de la **L.T. SE01-SE02** y con horario de 16:56 horas, 9s después del cierre, dispara el interruptor de potencia **SE02-01** debido a la operación de las protecciones 87L y 21N.

Afectación de carga: Sin pérdida de carga.

Historial de mantenimientos previos:

En la *Tabla 25* se recopila el historial de mantenimiento del caso de estudio B.

Tabla 25. Historial de mantenimientos realizados sobre la S.E. SF6 del caso de estudio B. Fuente: Reporte de Evento Emitido.

1) Sin historial/precedentes
Observaciones: En el mes de marzo, se libró en muerto la L.T. SE01 01 SE02 para sustitución de discos de ruptura en la acometida de la línea en sus tres fases de la SE01.

Análisis Causa-Efecto:

De acuerdo al reporte emitido, los factores causales del disparo del interruptor **SE02-01** asociado a la **L.T. SE01-SE02** son los mostrados en la *Tabla 26*, indicando su correspondiente peso:

Tabla 26. Ponderación de los factores causales del caso de estudio B. Porcentajes determinados a criterio y experticia del personal de mantenimiento bajo el diagrama Ishikawa y expresado en el reporte de evento.

Factor Causal	Causa Principal	Causas Secundarias	Peso (%)
Métodos y Procedimientos	Planeación y organización del trabajo	La solicitud de libranza de la L.T. se realizó de manera apresurada, lo que provocó un tiempo insuficiente asignado para la realización de la actividad.	10%
Maquinaria y Equipos	Mantenimiento y pruebas	No se le había realizado mantenimiento predictivo, preventivo o correctivo a la instalación en más de 40 años.	40%
Medio ambiente	Operación de los sistemas y equipo	Derivado de la falta de mantenimiento, se tiene envejecimiento y desgaste de componentes	50%

El reporte concluye que el disparo del interruptor de potencia **SE02-01**, operando debido al esquema de protección 87L y 21N de la fase A. Este evento, se suscitó derivado de la pérdida de aislamiento por descarga de arco eléctrico prolongado en el contacto fijo de la cuchilla **SE01-01** y ruptura dieléctrica del gas SF₆. En la *Tabla 27* se reúne evidencia fotográfica de la inspección y trabajos realizados en el caso de estudio B.

Tabla 27. Evidencia fotográfica de los hallazgos realizados durante la inspección y los trabajos realizados para la rehabilitación de la subestación del caso de estudio B.

Evidencia fotográfica	
	<p><i>Inspección visual posterior a la falla, se encuentra el aislador pasante dañado por arqueo de fase a tierra.</i></p>
	<p><i>Durante la inspección interna y la limpieza de los componentes se observan manchas, impurezas y descargas parciales en los aros equipotenciales y aisladores pasantes.</i></p>
	<p><i>Limpieza de accesorios, componentes y housing (acomodamiento) del segmento de la S.E.</i></p>



4.2 Implementación del procedimiento desarrollado

Para la implementación del procedimiento de mantenimiento general, se utilizará como directriz de evaluación los diagramas de flujos propuestos. Se hará una revisión y valorización de los reportes emitidos por las instancias pertinentes en cada uno de los casos, y se indicara en los diagramas de flujo los puntos donde se producen los posibles errores debido a que las acciones predictivas, preventivas o correctivas realizadas en cada uno de los supuestos, se intuye que no se cumplió el apego a las normas/especificaciones técnicas/recomendaciones de los fabricantes, o en su defecto se omitió alguna prueba de calidad o puesta en servicio, procedimientos nulos, etc; provocando la falla/anomalia en la subestación encapsulada en SF₆.

4.2.1 Caso de estudio A

Una vez realizada la revisión de los reportes emitidos para este caso de estudio, se localizaron en el diagrama de flujo **7 puntos** donde se consideró el incorrecto proceder sobre distintas acciones, y que contribuyeron a que se desembocara en el disparo del transformador **T01**. Estos **7 puntos** se describen a continuación y se indican gráficamente en la *Figura 13*:

1. De acuerdo a los reportes emitidos, **no se tiene historial o plan de mantenimiento predictivo**, considerándose un agravante importante para el incorrecto funcionamiento, poniendo en riesgo la integridad y seguridad de la subestación encapsulada en SF₆.
2. De acuerdo a los reportes emitidos, **no se tiene historial o plan de mantenimiento preventivo**, considerándose un agravante importante para el

incorrecto funcionamiento, poniendo en riesgo la integridad y seguridad de la subestación encapsulada en SF₆.

3. Debido al **incumpliendo** de la raíz de las ramas referentes a los planes de mantenimiento predictivo y preventivo (**punto 1 y 2**), se pone en riesgo el correcto proceder en las acciones descendentes en dichas ramas de los planes de mantenimiento. Igualmente, como consecuencia del incumplimiento de los puntos 1 y 2, se puso **en riesgo la integridad de la subestación encapsulada en SF₆**, debido a no conocer su estado en servicio, el envejecimiento detallado de los elementos, y elevando el riesgo de que, al momento de realizar otros procedimientos (por ejemplo, la recuperación del gas SF₆) el **deterioro de la instalación sea mayor** al estimado y requiera estar fuera de servicio un **mayor tiempo al previsto** inicialmente.
4. En el reporte se indica que se tenía conocimiento de una probable fuga en la **bahía 1** debido a que **cada 5 meses** se requería **reposición de gas SF₆**, aunque esta información **se ignoró**, evitando así realizar un procedimiento a mayor detalle para conocer la causa, su localización y la evaluación técnica para su posterior reparación.
5. Como consecuencia del punto 4, la reparación de la probable fuga en la **bahía 1** no fue realizada, exponiendo al gas SF₆ a una eventual contaminación o degradación prematura, a pesar de la reposición periódica que se estaba realizando del gas dieléctrico.
6. El procedimiento para la recuperación del gas SF₆ fue deficiente, ya que no se tiene reporte de la evaluación y su correcto tratamiento debido a una posible contaminación del gas, realizando solamente recirculación y en su defecto, reposición del mismo.
7. No se siguieron los procedimientos adecuados para la puesta en servicio de la S.E. SF₆, omitiendo las pruebas dieléctricas necesarias a realizar para la supervisión del correcto estado del gas SF₆.

Así, podemos concluir que el cumulo de los puntos antes señalados, con especial énfasis en los puntos 1, 2 y 3, al ser las acciones “upstream” (*rio arriba o más altas en el diagrama de flujo*) o más importantes para la prevención de fallas o anomalías, indican una mala metodología y planificación de los mantenimientos requeridos por la S.E. SF₆.

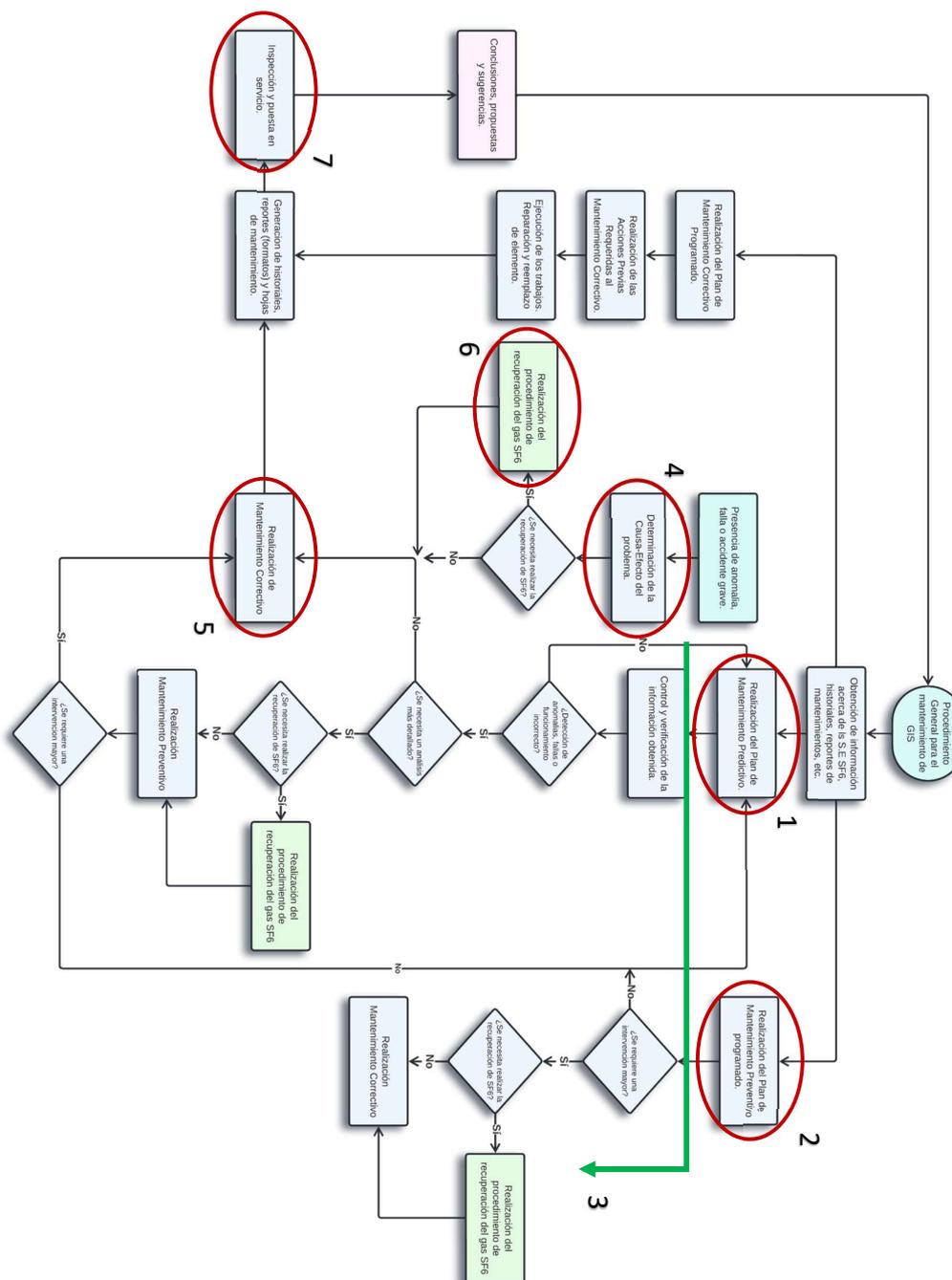


Figura 13. Diagrama de flujo del caso en estudio A, donde se indican los puntos donde se detectaron problemáticas con el procedimiento propuesto.

Finalmente, podemos concluir que, probablemente, si en este caso de estudio se hubiera empleado el procedimiento desarrollado en este trabajo, las probabilidades de falla (en este caso, el disparo del transformador **T01**) se hubieran reducido considerablemente, al indicar estructuralmente los pasos a seguir para evitar errores de planeación, humanos o de logística.

4.2.2 Caso de estudio B

Una vez realizada la revisión de los reportes emitidos para este caso de estudio, se localizaron en el diagrama de flujo **6 puntos** donde se consideró el incorrecto proceder sobre distintas acciones, y que contribuyeron a que se desembocara en el disparo del transformador **L.T. SE01-SE02**; así también se localizó **2 puntos** donde se considera importante realizar una recomendación técnica, y que no están directamente relacionados con la falla presentada. Estos **8 puntos** se describen a continuación y se indican gráficamente en la *Figura 14*:

1. De acuerdo a los reportes emitidos, **no se tiene historial o plan de mantenimiento predictivo durante sus más de 40 años en servicio**, considerándose un agravante importante para el incorrecto funcionamiento, poniendo en riesgo la integridad y seguridad de la subestación encapsulada en SF₆.
2. De acuerdo a los reportes emitidos, **no se tiene historial o plan de mantenimiento preventivo durante sus más de 40 años en servicio**, considerándose un agravante importante para el incorrecto funcionamiento, poniendo en riesgo la integridad y seguridad de la subestación encapsulada en SF₆.
3. Como consecuencia del incumplimiento de los puntos 1 y 2, se puso **en riesgo la integridad de la subestación encapsulada en SF₆**, debido a no conocer su estado en servicio, el envejecimiento detallado de los elementos, y elevando el riesgo de que, al momento de realizar otros procedimientos, por ejemplo, en este caso, la sustitución de los discos de ruptura, el **deterioro de la instalación sea mayor** al estimado, se presente una falla como el disparo de la L.T., y requiera estar fuera de servicio un **mayor tiempo al previsto** inicialmente, al igual que la realización de adecuaciones y mantenimiento no previsto, trayendo como consecuencia un mayor coste económico y de tiempo.
4. Debido a la antigüedad de la instalación y la intervención mayor a los estancos, si bien las pruebas de **PD no son obligatorias, si son recomendables** para la detección de anomalías en el gas SF₆, omitiéndose estas pruebas antes de la puesta en servicio en este caso.
5. Relacionado directamente con el punto anterior, **NO** se realizó prueba de alta tensión resonante para la detección de PD como lo recomienda la experiencia del personal de CFE, solamente se realizaron las pruebas de potencial aplicado.

6. Por desconocimiento técnico, **los trabajadores fueron inexpertos en notar anomalías en la subestación**, como el deterioro y degradamiento de los aisladores pasantes ante la falta de mantenimiento preventivo y predictivo; siendo incapaces de indicar la inmediata sustitución de dichos elementos durante de la intervención realizada.

Recomendaciones técnicas acerca de la emisión de documentos

- A.** La solución señalada en el reporte, fue el reemplazo del aislador pasante por uno de barrera, habilitando con tubería de cobre la conexión del segmento para mantener la presión nominal y monitorearla adecuadamente a nivel superior. La evaluación de esta solución queda al margen de las recomendaciones del fabricante y los marcos de referencia. Sería necesario un análisis más detallado del impacto de esta solución en la seguridad de la instalación, su fiabilidad, y la realización de un procedimiento de mantenimiento nuevo integrando esta singularidad del equipo.
- B.** Después de la rehabilitación por al arqueo suscitado, **se encontraron PD en la fase C**, lo que requirió una intervención mayor al no superar dichas pruebas. Al tener anomalías en las fases A y C, **se tendría que emitir un reporte**, ya que la presencia de alguna falla en la *fase B* en el corto plazo es sumamente probable.

Así, podemos determinar que el cumulo de los puntos antes señalados, con especial énfasis en los puntos 1, 2 y 3, al ser las acciones “upstream” (*rio arriba o más altas en el diagrama de flujo*) o más importantes para la prevención de fallas o anomalías, indican una mala metodología y planificación de los mantenimientos requeridos por la S.E. SF₆.

Finalmente, podemos concluir que, probablemente, si en este caso de estudio se hubiera empleado el procedimiento desarrollado en este trabajo, las probabilidades de falla (en este caso, el disparo de la **L.T. SE01-SE02**) se hubieran reducido, aunque debido a la evaluación técnica especializada que se requería en este caso de estudio para prevenir la falla, esta hubiera permanecido latente.

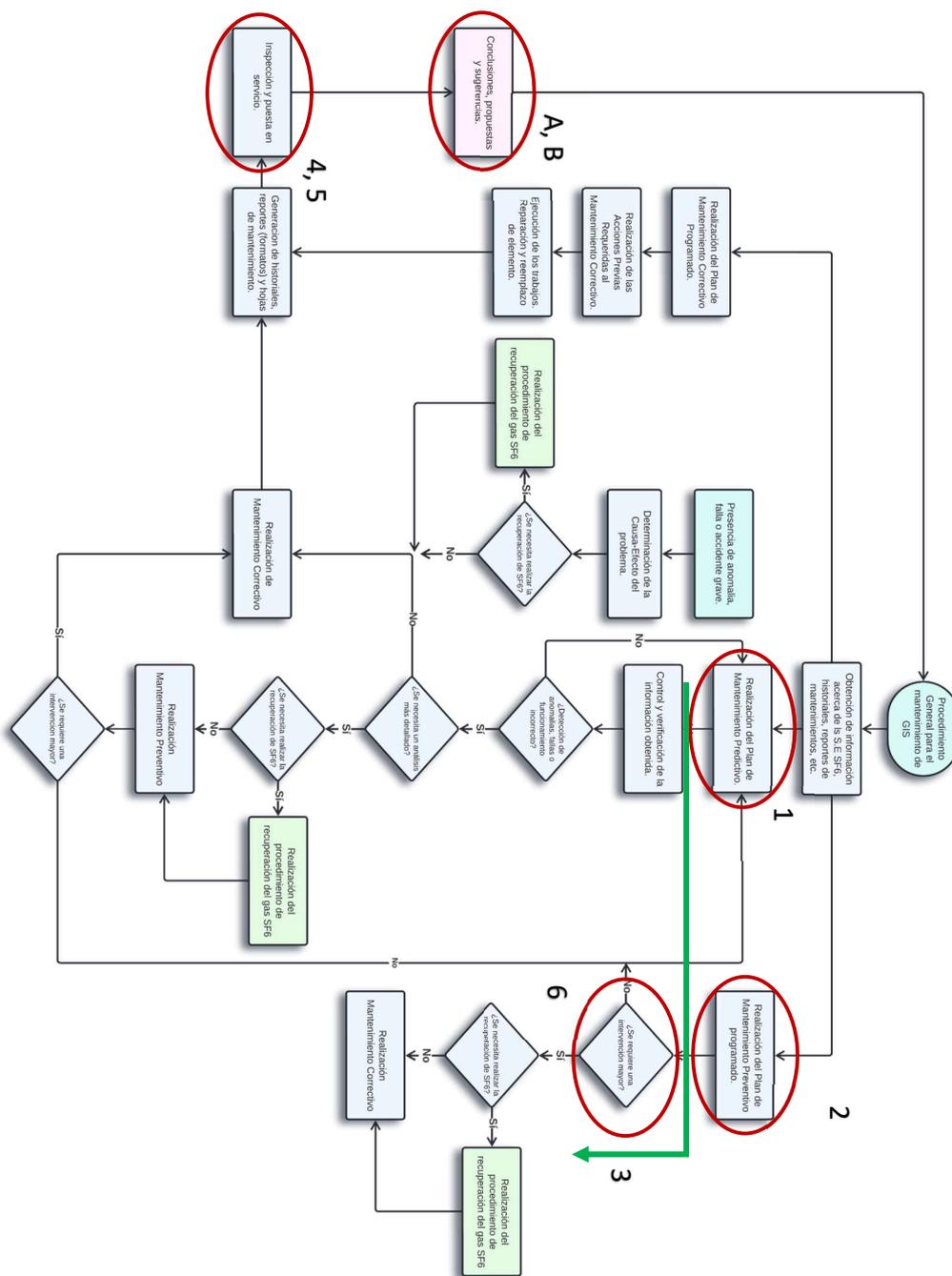


Figura 14. Diagrama de flujo del caso en estudio B, donde se indican los puntos donde se detectaron problemáticas con el procedimiento propuesto.

4.3 Concentrados de información

Derivado de la implementación del procedimiento general desarrollado en este trabajo y expresado en la sección anterior, se procedió a realizar los concentrados de información (formatos propuestos) considerados como pertinentes en cada uno de los casos de estudio.

4.3.1 Caso de estudio A

Para el **caso de estudio A**, después de la implementación y análisis del procedimiento general de mantenimiento, se consideró pertinente la aplicación del **formato de mantenimiento predictivo**, ya que este hubiera detectado de raíz la problemática presente en la subestación encapsulada y se hubiera evitado la falla presentada.

En el **Anexo E**, se muestra el llenado del formato correspondiente a este plan de mantenimiento con los datos emitidos en los reportes consultados e información proporcionada por el fabricante de la misma y los marcos de referencia.

Así, al final de la implementación de los formatos propuestos, logramos concluir que, de acuerdo a la información solicitada en el mismo, la identificación de los errores en el procedimiento, así como las situaciones donde se requiere atención inmediata son notorios.

4.3.2 Caso de estudio B

Para el **caso de estudio B**, después de la implementación y análisis del procedimiento general de mantenimiento, se consideró pertinente la aplicación del **formato de mantenimiento correctivo**, ya que este hubiera detectado una parte del problema raíz otorgando una directriz de las acciones recomendadas para evitar la falla suscitada.

En el **Anexo F**, se muestra el llenado del formato correspondiente a este plan de mantenimiento con los datos emitidos en los reportes consultados e información proporcionada por el fabricante de la misma y los marcos de referencia.

Al final de la implementación de los formatos propuestos, logramos concluir que, la correcta identificación de los errores en el procedimiento, así como las situaciones donde se requiere atención inmediata, si bien no son del todo notorios, las directrices y las recomendaciones proporcionadas por los mismo serian de gran utilidad para evitar errores en dichos procedimientos.

Conclusiones

En un panorama general, los resultados obtenidos del desarrollo de esta tesina cumplieron con la meta de elaborar un procedimiento o lineamiento para el mantenimiento de subestaciones encapsuladas en SF₆, alcanzando sus objetivos principales y particulares.

Como resultado de la directriz principal del trabajo, las propuestas de valor desarrolladas en el mismo, buscaron dar una solución a las problemáticas presentes actualmente en distintas subestaciones encapsuladas en SF₆ instaladas en territorio nacional. Esta solución pasa por la propuesta de diagramas de flujos (para procurar un procedimiento general para la implementación y realización de las diferentes acciones y etapas que se deben de seguir en cada uno de los procedimientos), y la propuesta de formatos (que pueden ser utilizados para la integración de un historial o reporte consecuente con los diagramas de flujo). Estos diagramas, buscan facilitar una pauta para la correcta estructuración de planes de trabajo con el fin de reducir los errores humanos que pueden estar presentes en la planeación y ejecuciones de los trabajos de mantenimiento. Así, esta solución, emplea una filosofía de mantenimiento TBM (Mantenimiento Basado en Tiempo, "*Time Based Maintenance*", por sus siglas en inglés [24]), en la búsqueda de incentivar una mejor planeación de mantenimientos para este tipo de instalaciones.

Ahora bien, de acuerdo a los casos de estudio, podemos concluir que en la actualidad, la mayoría de subestaciones encapsuladas en SF₆, requieren de una mejor planeación de sus mantenimientos, para así evitar la presencia de fallas que desembocan en largos procesos de rehabilitación, importantes pérdidas económicas, afectación en el servicio y calidad del sistema eléctrico, y problemas de logística en mucho de los casos, debido a la necesidad de depender de la capacidad de los proveedores para el suministro de refacciones, de atención o intervención especializada en la subestación.

Para trabajos futuros, esta tesina puede fungir como una directriz para la implementación de un procedimiento de mantenimiento más detallado, y dar pauta para el seguimiento de un plan de mantenimiento integral de las subestaciones encapsuladas en SF₆ en niveles de media, alta y extra alta tensión.

Así, finalmente, con vistas en el horizonte sobre el desarrollo de nuevas tecnologías para subestaciones encapsuladas (utilizando medios dieléctricos de nueva generación en lugar del Hexafluoruro de Azufre) la implementación de los correctos procedimientos y planes de trabajo para el mantenimiento de este tipo de subestaciones, es de especial importancia para prolongar su vida útil, obtener una mayor rentabilidad económica y garantizar la seguridad en el servicio de las mismas.

Bibliografía

- [1] Aragón G., Leyva E., Vigil D., "Análisis comparativo entre subestaciones eléctricas encapsuladas en SF6 y subestaciones convencionales", Tesis Lic., Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Instituto Politécnico Nacional, CDMX, México, 2015.
- [2] Wang D., Wu B., Lu H., Hu Z., "Study on GIS substation for the Insulation Coordination", Second Pacific-Asia Conference on Circuits, Communications and System (PACCS), 2010.
- [3] CIGRE, "319 Circuit Breaker Controls - Failure survey on Circuit-Breaker controls systems", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos WG A3.12, 2007.
- [4] Carvajal D.A., "Comparación Técnico Funcional y Descripción de las Subestaciones Eléctricas de Alta Tensión Encapsuladas en Gas SF6 Hexafluoruro de Azufre", Universidad Tecnológica de Bolívar, Cartagena de Indias, 2004.
- [5] Boychev B., "Comparison of SF6 alternative gases", IEEE, Sofía, Bulgaria, 2018.
- [6] Ramírez F., "Ionización, captura y arrastre electrónico en mezclas de SF6 y He", Tesis Lic., Facultad de Ciencias, UNAM, México, 2003.
- [7] Arenas E., "Pruebas de Mantenimiento al Hexafluoruro de Azufre (SF6) en una subestación encapsulada", Tesis Lic., Facultad de Estudios Superiores Aragón, UNAM, México, 2014.
- [8] Zapiain J. M., "Interruptor de Potencia en SF6 para 500 kV", Tesis Lic., Facultad de Ingeniería, UNAM, CDMX, México.
- [9] Shafiul A. B. M., Hal W., Elford K., Vicklund K., "High Voltage SF6 Circuit Breaker Selection for a Substation", IEEE Generation, Transmission and Distribution Conference and Exposition – Latin America (IEEE PES GTD Latin America), 2022.
- [10] Duzcaya H., Tezcam S. S., Ocak A., Ozmen K., Kilic O., Akbucak V., "Comparison of Electromechanical Properties of Medium Voltage SF6 and Vacuum Circuit Breakers", IEEE International Symposium on Multidisciplinary Studies and Innovative Technologies (ISMSIT), 2022.
- [11] Xu W., Xiang Z., "Influence of Gas-Insulated Transmission Line (GIL) on Energization Overvoltage", IEEE International Conference on Power System Technology, Guangzhou, China, 2018.
- [12] Sreeman V., Arunkumar S., Sudhakara S., Gurudev T., "Transients in Hybrid Switchgear involving SF6 and vacuum interrupters", IEEE International Symposium on Discharges and Electrical Insulation in Vacuum, Padova, 2020.
- [13] Cameroni R., "Conjunto de Alta Tension", Revista ABB 4/2005, ABB T&D S.P.A., Lodi, Italia, 2005.
- [14] CIGRE, "499 Residual Life Concepts Applied to HV GIS", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos WG B3.17, 2012.
- [15] CIGRE, "390 Evaluation of Different Switchgear Technologies (AIS, MTS, GIS) for Rated Voltages of 52 kV and Above", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Electricos WG B3.20, 2009.
- [16] CENACE, "Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de los elementos de las Redes Generales de Distribución que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. PAMRNT 2023 - 2037", Secretaria de Energía, México, 2023.
- [17] CFE Transmisión, "Informe Anual de la Dirección de Transmisión de CFE – Inventario de Subestaciones", Comisión Federal de Electricidad, México, 2023.
- [18] Bolin P., Hermann K., "Introduction and Applications of Gas Insulated Substation (GIS)", IEEE Substations Committee, 2005.
- [19] Bolin P., Hermann K., "Gas Insulated Substation GIS", IEEE PES Substations Committee, 2008.
- [20] ABB, "Gas-insulated Switchgear ELK-14. The modular System of GIS, 245 kV", Product Brochure, ABB Switzerland Ltd, Zurich, Switzerland.

- [21] CIGRE, "125 User Guide for the Application of Gas-Insulated Switchgear (GIS) for Rated Voltages of 72.5 kV and Above", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos WG 23.10, 1998.
- [22] ALSTOM, "Sistema de Monitoreo – Subestaciones Aisladas en SF₆", ALSTOM Grid, México, 2010.
- [23] CIGRE, "150 Report on the Second International Survey on High Voltage Gas Insulated Substations (GIS) – Service Experience", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos WG 23.02, 2000.
- [24] CIGRE, "513 Final Report of the 2004-2007 International Enquiry on Reliability of High Voltage Equipment", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos WG A3.06, 2012.
- [25] CIGRE, "234 SF₆ Recycling guide (revisión 2003)", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos TF B3.02.01, 2003.
- [26] CIGRE, "276 Guide for the preparation of customised 'Practical SF₆ handling instructions'", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos TF B3.02.01, 2005.
- [27] CIGRE, "430 SF₆ Tightness Guide", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos WG B3.18, 2010.
- [28] IEC, "IEC 60376:2005 Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF₆) for use in electrical equipment", International Electrotechnical Commission, 2005.
- [29] IEC, "IEC 62271-4 High voltage switchgear and controlgear – Part 4 – Handling procedures for sulphur hexafluoride (SF₆)", International Electrotechnical Commission, 2012.
- [30] IEC, "IEC 62271-203 Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV", International Electrotechnical Commission, 2003
- [31] IEEE Power and Energy Society, "IEEE C37.122-2021 Standard for High-Voltage Gas-Insulated Substations Rated Above 52 kV", Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2021.
- [32] IEEE Power and Energy Society, "IEEE C37.122.3-2011 Guide for Sulphur Hexafluoride (SF₆) Gas Handling for High-Voltage (over 1000 Vac) Equipment", Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012.
- [33] IEEE Power and Energy Society, "IEEE C37.122.7-2021 Guide for Field Testing of Gas-Insulated Substations Rated Above 52 kV", Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2021.
- [34] CFE Dirección de operaciones, "Subestaciones Aisladas en Gas SF₆", Comisión Federal de Electricidad, México, 2004.
- [35] CFE Dirección de Transmisión, "CFE VY200-40 Subestaciones Blindadas en Gas SF₆ de 72.5 kV a 420 kV", Comisión Federal de Electricidad, México, 2018.
- [36] Grupo de Investigación Orca, "Caracterización de Subestaciones Eléctricas", Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Colombia, 2020.
- [37] Velimiri C., "Gas Insulated Substation Control and Monitoring", Course, Continuing Education and Development Inc., New Jersey, USA.
- [38] CIGRE, "499 Residual life concepts applied to HV GIS", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos WG B3.17, 2012.
- [39] CIGRE, "117 SF₆ recycling guide. Re-use of SF₆ gas in electrical power equipment and final disposal", Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos TF 23.10.01, 1997.
- [40] Ravindra A., Wolfgang M., "High Voltage and Electrical Insulation Engineering", IEEE Press, New Jersey, USA, 2011.

- [41] VAISALA, “¿Qué es el punto de rocío y cómo medirlo?” [Online] (2023). Consultado, 16 de Julio: <https://www.vaisala.com/es/blog/2019-10/que-es-el-punto-de-rocio-y-como-medirlo>
- [42] Aaradhi V., Gaidhani K., “Partial discharge in Gas Insulated Substations (GIS): A Development and Engineering Perspective”, IEEE PES Substations Committee, India.
- [43] Yeon S., Ki W., Hoo M., Yong S., Hoe K., “A Comparative Study on the Partial Discharge Characteristics of Dry-air and SF₆”, 6th IEEE International Conference on Electric Power Equipment – Switching Technology (ICEPE-ST), 2022.
- [44] Torres J., “Programa de mantenimiento para una subestación en SF6 de una central hidroeléctrica”, Tesis Lic., Facultad de Ingeniería, UNAM, México, 2009.
- [45] Siemens, “8DQ1 – 50 kA. Unidad blindada aislada con SF6 420 kV”, Manual de usuario, Siemens Transmission & Distribution, México.

Anexos

Anexo A. Formatos Plan de Mantenimiento Predictivo.



Nombre de la instalación:	Nivel de tensión nominal: ____ kV	Fecha: ____ / ____ / ____
	Capacidad: ____ MVA	Corriente de CC: ____ kA

Información e Historial

Fabricante:	Antigüedad:
-------------	-------------

Historial de Últimos Mantenimientos

No.	Descripción	Ejecuto	Observaciones	Fecha
1				
2				
3				

Inspección del estado del gas SF₆

Presión

Equipo de medición y precisión:							
Equipo	Medición [MPa]	Valor Recomendado [MPa]	Valor límite mínimo [MPa]	Último Valor Histórico [MPa]	Variación (%)	Aprobado	Rechazado
Interruptor						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>



Seccionador de barras						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Seccionador de puesta a tierra						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transformador de potencial (TP)						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transformador de corriente (TC)						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Arreglo de Barras						<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Temperatura de operación

Temperatura Ambiente: ____ °C

Equipo de medición y precisión:			
Equipo	Medición [°C]	Temperatura crítica [°C]	Observaciones
Interruptor		45.5	

Seccionador de barras		45.5	
Seccionador de puesta a tierra		45.5	
Transformador de potencial (TP)		45.5	
Transformador de corriente (TC)		45.5	
-			
Arreglo de Barras		45.5	

Contaminación del gas SF₆

Equipo de medición y Certificado de calibración:										
Envolvente muestreada	Aire		H ₂ O		CF ₄		Aceite		N ₂	
	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico
-										
-										
-										

Inspección física

Envolvente Inspeccionada	Estado de los empaques/juntas (degradación)	Observaciones
-		
-		
-		

Accionamiento de interruptores

Interruptor	Medio utilizado para accionamiento (aceite, aire, aceite hidráulico, etc)	Presión medida del mecanismo [MPa]	Presión recomendada por el fabricante [MPa]	Tiempo de Accionamiento [ms]
1.				
2.				
3.				

Interruptor	Récord histórico de tiempos de operación (últimos 5 eventos) [ms]					Número total de operaciones
1.						
2.						
3.						



Tiempo de extinción de arco

Interruptor	Fecha de la última falla liberada [ddmmaaaa]	Corriente de falla [kA]	Tiempo de extinción de arco [ms]	Tiempo de extinción de arco ideal [ms]
1.				
2.				
3.				

Niveles de Aceite y Aceites lubricantes

Equipo de medición y Certificado de calibración:					
Equipo analizado	Mecanismo de accionamiento	Presión medida [MPa]	Presión operativa indicada por el fabricante [MPa]	Aprobado	Rechazado
1.				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.				<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Observaciones Finales

	Nombre	Firma	Fecha
Realizo			
Verifico			
Valido			



Hoja en Blanco

Anexo B. Formatos Plan de Mantenimiento Preventivo

Nombre de la instalación:	Nivel de tensión nominal: ___ kV	Fecha: ___ / ___ / ___
	Capacidad: ___ MVA	Corriente de CC: ___ kA

¿Mantenimiento predictivo previo? Si ___ No ___ Indicar cual:

¿Anexa formato de mantenimiento predictivo?

Si ___ No ___

Información e Historial

Fabricante:	Antigüedad:
-------------	-------------

Historial de Últimos Mantenimientos

No.	Descripción	Ejecuto	Observaciones	Fecha
1				
2				
3				

Pruebas de pureza del gas SF₆

Punto de Rocío

Equipo de medición y Certificado de calibración:					
Equipo	Medición [°C]	Valor límite [°C]	Ultimo Valor Histórico [°C] p	Variación (%)	Aprobado (Medición < Valor límite)
Interruptor		-35			<input type="checkbox"/>
Seccionador de barras		-35			<input type="checkbox"/>
Seccionador de puesta a tierra		-35			<input type="checkbox"/>
Transformador de potencial (TP)		-35			<input type="checkbox"/>
Transformador de corriente (TC)		-35			<input type="checkbox"/>
-					<input type="checkbox"/>
Arreglo de Barras		-35			<input type="checkbox"/>

* El valor limite es la temperatura a la que se presenta la humedad mínima admisible durante la operación de la S.E. SF₆ [35]

Contenido de Oxígeno

Equipo de medición y Certificado de calibración:					
Equipo	Medición [PP%]*	Valor límite [PP%]*	Ultimo Valor Histórico [PP%]*	Variación (%)	Aprobado (Medición < Valor límite)
Interruptor		0.05			<input type="checkbox"/>
Seccionador de barras		0.05			<input type="checkbox"/>
Seccionador de puesta a tierra		0.05			<input type="checkbox"/>
Transformador de potencial (TP)		0.05			<input type="checkbox"/>
Transformador de corriente (TC)		0.05			<input type="checkbox"/>
-					<input type="checkbox"/>
Arreglo de Barras		0.05			<input type="checkbox"/>

* Por peso en porcentaje de acuerdo a [35]: "CFE Manual: Subestaciones Aisladas en SF₆".

Acidez (Ácido Fluorhídrico)

Equipo de medición y Certificado de calibración:					
Equipo	Medición [ppm]	Valor límite [ppm]*	Ultimo Valor Histórico [ppm]	Variación (%)	Aprobado (Medición < Valor límite)
Interruptor		0.3			<input type="checkbox"/>
Seccionador de barras		0.3			<input type="checkbox"/>
Seccionador de puesta a tierra		0.3			<input type="checkbox"/>
Transformador de potencial (TP)		0.3			<input type="checkbox"/>
Transformador de corriente (TC)		0.3			<input type="checkbox"/>
-					<input type="checkbox"/>
Arreglo de Barras		0.3			<input type="checkbox"/>

* Valores de referencia de acuerdo a [35]: "CFE Manual: Subestaciones Aisladas en SF₆".



Fluoruros Hidrolizables

Equipo de medición y Certificado de calibración:					
Equipo	Medición [ppm]	Valor límite [ppm]*	Ultimo Valor Histórico [ppm]	Variación (%)	Aprobado (Medición < Valor límite)
Interruptor		1.0			<input type="checkbox"/>
Seccionador de barras		1.0			<input type="checkbox"/>
Seccionador de puesta a tierra		1.0			<input type="checkbox"/>
Transformador de potencial (TP)		1.0			<input type="checkbox"/>
Transformador de corriente (TC)		1.0			<input type="checkbox"/>
-					<input type="checkbox"/>
Arreglo de Barras		1.0			<input type="checkbox"/>

* Valores de referencia de acuerdo a [35]: "CFE Manual: Subestaciones Aisladas en SF₆".



Mantenimiento preventivo programado

1 año de servicio

Antigüedad de puesta en servicio: _____
 fecha

Tiempo total transcurrido: _____

Pruebas de pureza del gas SF₆ Si No

Mecanismos Hidráulicos

Equipo	Se realizo purga del mecanismo		Se realizó la revisión de ajuste de presiones de arranque y paro		Se detectaron fugas	
	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
1.	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
2.	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
3.	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>

¿Se requiere mantenimiento correctivo?	Urgente	Programado	Nulo
Observaciones e indicaciones especiales			



Mecanismos Neumáticos

Equipo	Revisión de bandas accionadoras	Se realizó la revisión de presiones de arranque y paro	Se detectaron fugas	Se realizó lubricación
1.	Buen estado <input type="checkbox"/> Requiere sustitución <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	Buen estado <input type="checkbox"/> Requiere sustitución <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	Buen estado <input type="checkbox"/> Requiere sustitución <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

¿Se requiere mantenimiento correctivo?	Urgente	Programado	Nulo
Observaciones e indicaciones especiales			

Mecanismos de Resorte

Equipo	Estado de los amortiguadores de impacto			Se realizó lubricación
-	Buen estado <input type="checkbox"/>	Requiere atención programada <input type="checkbox"/>	Requiere atención urgente <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>



-	Buen estado <input type="checkbox"/>	Requiere atención programada <input type="checkbox"/>	Requiere atención urgente <input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
---	--------------------------------------	---	--	--------------------------

Observaciones e indicaciones especiales

Mecanismo de Cuchillas o Seccionadores

Identificador de la Cuchilla/Seccionador	Contabilización del número total de operaciones	Se realizó lubricación	Se realizó ciclo de apertura y cierre del mecanismo
1.	No: _____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	No: _____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

¿Se requiere mantenimiento correctivo?	Urgente	Programado	Nulo
Observaciones e indicaciones especiales			



Mecanismo del Interruptor

Identificador del Interruptor	Contabilización del número total de operaciones	Se realizó inspección del mando de control	Se realizó ciclo de apertura y cierre del mecanismo
1.	No: _____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	No: _____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3.	No: _____	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

¿Se requiere mantenimiento correctivo?	Urgente	Programado	Nulo
Observaciones e indicaciones especiales			



5 años de servicio

Antigüedad de puesta en servicio: _____

 fecha

Pruebas de pureza del gas SF₆

Sí No

Común a la Subestación		
Acción	Verificación	Observaciones
Comprobación del funcionamiento y los umbrales de los densímetros	<input type="checkbox"/>	
Inspección del centro de control local, su alambrado y conexión	<input type="checkbox"/>	
Limpieza de aislamientos externos	<input type="checkbox"/>	
Inspección de los recubrimientos y pintura	<input type="checkbox"/>	

Interruptor – Inspección del gas SF₆

Equipo de medición y Certificado de calibración:		Mantenimiento predictivo previo	
Identificador del Interruptor	Presión medida [MPa]	Presión recomendada por el fabricante [MPa]	Presión mínima de operación indicada por el fabricante [MPa]
1.			
¿Requiere mantenimiento correctivo?	Urgente	Programado	Nulo
2.			



¿Requiere mantenimiento correctivo?	Urgente	Programado	Nulo
3.			
¿Requiere mantenimiento correctivo?	Urgente	Programado	Nulo

Observaciones e indicaciones especiales

1 000 ciclos de servicio

Antigüedad de puesta en servicio: _____

 fecha

Tiempo total transcurrido: _____

Pruebas de pureza del gas SF₆

Si No

Común a la Subestación		
Acción	Verificación	Observaciones
Comprobación del ajuste de los pernos	<input type="checkbox"/>	



Interruptor

Acción	Verificación	Observaciones
Comprobación del ajuste de los pernos	<input type="checkbox"/>	
Medición del tiempo de separación de los contactos	<input type="checkbox"/>	

Cuchillas y Cuchillas de puesta a tierra

Acción	Verificación	Observaciones
Inspección del mando eléctrico	<input type="checkbox"/>	
Inspección de las partes energizadas (de contacto)	<input type="checkbox"/>	
Se realice ciclo de apertura y cierre del mecanismo	<input type="checkbox"/>	

Observaciones e indicaciones especiales

2 000 ciclos de servicio

Antigüedad de puesta en servicio: _____

 fecha

Tiempo total transcurrido: _____

Pruebas de pureza del gas SF₆

Si No



Interruptor

Acción	Verificación	Observaciones
Comprobación de la velocidad de apertura y cierre	<input type="checkbox"/>	

Cuchillas y Cuchillas de puesta a tierra

Acción	Verificación	Observaciones
Medición de los tiempos de operación	<input type="checkbox"/>	

Observaciones e indicaciones especiales

5 000 ciclos de servicio

Antigüedad de puesta en servicio:

_____ fecha Tiempo total transcurrido: _____

Pruebas de pureza del gas SF₆

Si No

Interruptor

Acción	Verificación	Observaciones
Medición del tiempo de apertura y cierre del mando	<input type="checkbox"/>	
Comprobación del sincronismo polar	<input type="checkbox"/>	



Comprobación de la velocidad de apertura y cierre	<input type="checkbox"/>	
Engrase o lubricación del mando mecánico	<input type="checkbox"/>	

Observaciones e indicaciones especiales

20 operaciones de apertura en falla de Corto Circuito

Antigüedad de puesta en servicio:

_____ fecha Tiempo total transcurrido: _____

Pruebas de pureza del gas SF₆

Si No

Interruptor

Acción	Verificación	Observaciones
Medición del tiempo de apertura y cierre del mando	<input type="checkbox"/>	
Comprobación del sincronismo polar	<input type="checkbox"/>	
Inspección del mando eléctrico	<input type="checkbox"/>	

Observaciones e indicaciones especiales



Observaciones Finales

	Nombre	Firma	Fecha
Realizo			
Verifico			
Valido			



Hoja en Blanco

Anexo C. Formatos Plan de Mantenimiento Correctivo.

Nombre de la instalación:	Nivel de tensión nominal: ____ kV	Fecha: ____ / ____ / ____
	Capacidad: ____ MVA	Corriente de CC: ____ kA

¿Mantenimiento predictivo previo? Si ____ No ____ **Indicar cual formato de anexa:**

¿Se Anexa formato de mantenimiento predictivo?
Si ____ No ____

¿Mantenimiento preventivo previo? Si ____ No ____

¿Se Anexa formato de mantenimiento preventivo?
Si ____ No ____

¿Se Anexa formato del plan de trabajo?
Si ____ No ____

Información e Historial

Fabricante:	Antigüedad:
-------------	-------------

Historial de Últimos Mantenimientos

No.	Descripción	Ejecuto	Observaciones	Fecha
1				
2				

Acciones previas al mantenimiento

Descripción de la falla detectada para la realización del mantenimiento correctivo

Acción	¿Se realizó?	
Revisión de los manuales y recomendaciones emitidas por el fabricante	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Identificación de la segregación de compartimentos (Código de colores)	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Determinación del origen de la falla que provoca el mantenimiento correctivo	Si <input type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>

Mantenimiento correctivo

Apartado al que pertenece el elemento/equipo a someter a mantenimiento

Reparación de fugas de SF ₆	<input type="checkbox"/>	Interruptor	<input type="checkbox"/>
Mantenimiento mayor a estancos, limpieza y secado	<input type="checkbox"/>	Cuchillas/Seccionadores	<input type="checkbox"/>
Mecanismo hidráulico de interruptor	<input type="checkbox"/>	Electrónica/Comunicaciones	<input type="checkbox"/>
Mecanismo neumático de interruptor	<input type="checkbox"/>	Otro	<input type="checkbox"/>

Reparación de fugas

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Sustitución de empaques (O-ring's) <input type="checkbox"/>	Sustitución de elementos mecánicos <input type="checkbox"/>	Sellado de fugas sin sustitución de elemento <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>
---	---	---	-------------------------------

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):
Observaciones

Mantenimiento mayor a estancos - limpieza

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):
Observaciones



Mecanismos Hidráulicos de interruptores

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Sustitución de sellos o empaques <input type="checkbox"/>	Sustitución de elementos mecánicos <input type="checkbox"/>	Mantenimiento correctivo al mecanismo de accionamiento <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>
---	---	---	-------------------------------

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones



Mecanismos Neumáticos de interruptores

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Sustitución de bandas motocompresoras <input type="checkbox"/>	Cambio de aceite a motocompresores <input type="checkbox"/>	Cambio de mangueras del Sistema de aire <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>
--	---	--	-------------------------------

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones



Interruptor

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Cambio de filtros de humedad <input type="checkbox"/>	Cambio de Membranas de seguridad <input type="checkbox"/>	Cambio del medio aislante <input type="checkbox"/>	Cambio de contactos <input type="checkbox"/>
Otro <input type="checkbox"/>	Descripción:		

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones



Cuchillas/Seccionador

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Ajuste del proceso de cierre/apertura <input type="checkbox"/>	Mantenimiento correctivo al mecanismo de accionamiento <input type="checkbox"/>	Cambio de contactos <input type="checkbox"/>
Otro <input type="checkbox"/>	Descripción:	

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones

Otros elementos/componentes

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Descripcion:

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones

Vaciado de estanques (manejo de SF₆)

Metodología empleada:

Equipo empleado para la extracción (compresor):

Presión inicial del Gas: _____ [MPa]	Presión final requerida del gas: _____ [MPa]	Presión final real del gas: _____ [MPa]
Presión ambiental: _____ [MPa]	Temperatura ambiental: _____ [°C]	

Categorización del gas SF₆

Gas no arqueado <input type="checkbox"/>	Gas normalmente arqueado <input type="checkbox"/>	Gas fuertemente arqueado <input type="checkbox"/>
--	---	---

Contaminación medida del gas SF₆

Equipo de medición y Certificado de calibración:

Contaminante	Medición realizada	Niveles máximos de impurezas tolerables para la reutilización del gas SF ₆ *	Validación para la reutilización del gas SF ₆ (Med. Realizada < Nivel max. tolerable)
Aire		3% del vol. total	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
CF ₄		3% del vol. total	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
SF ₄ , WF ₆ , SOF ₄ , SO ₂ F ₂ , SOF ₂ , HF		50 ppmv total	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>

Contaminante	Medición realizada	Niveles máximos de impurezas tolerables para la reutilización del gas SF ₆ *	Validación para la reutilización del gas SF ₆ (Med. Realizada < Nivel max. tolerable)
Humedad		Condiciones: Presión H ₂ O < 150 Pa Punto roció < -15 °C 750 ppmv para Presión < 200 kPa 200 ppmv para Presión < 850 kPa	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Aceite		10 mg/m ³	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Polvo de carbono		No cuantificable	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Partículas/Polvo		No cuantificable	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Partículas debidas a conmutaciones (switching)		No cuantificable	Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
Comentarios y Observaciones			

* Valores de referencia según: [26] CIGRE Ref. 234: "SF₆ Recycling Guide. Re-use of SF₆ Gas in Electrical Power Equipment and Final Disposal."

Tipo de Filtros utilizados

Filtro de partículas (porosidad max. 1µm)	<input type="checkbox"/>	Filtro de desintoxicación	<input type="checkbox"/>
Filtro de Gas/Humedad	<input type="checkbox"/>	Filtro de aceite	<input type="checkbox"/>
Prefiltros	<input type="checkbox"/>		

Proveedor: _____

Extracción y almacenaje del gas SF₆

Capacidad de almacenamiento del contenedor: _____ [kg] Presión de almacenamiento: _____ [kPa]

Método de almacenaje: _____

Velocidad de procesamiento durante la recuperación: _____ [kg/h]

Llenado de estanques (manejo de SF₆)

Equipo utilizado y Certificado de calibración:		
Tiempo de exposición al ambiente de la envolvente: _____ [Hrs] Se realizó el secado pertinente: Si ___ No ___		
Vacío aplicado al compartimento (Va < 1 mmHg) : _____	Temperatura ambiente: _____	Punto de Roció: _____
Presión atmosférica: _____ [kPa]	Presión final del compartimento según fabricante: _____ [MPa]	Presión de llenado nominal: _____ [MPa]
Presión de llenado final (con corrección): _____ [MPa]	Velocidad de transferencia del gas (Vt < 10 kg/h): _____	Tiempo de vacío aplicado: _____ Hrs
Tiempo de reposo del SF ₆ : _____ Hrs		
¿Se calentó el gas SF ₆ para su inserción en estado de vapor? Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		
¿Se realizó la instalación previa al llenado del filtro de humedad? Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		

Gas SF₆ utilizado

Gas SF ₆ nuevo <input type="checkbox"/>	Gas SF ₆ reutilizado <input type="checkbox"/>
Proveedor:	

Disposición final del Gas SF₆

Humedad medida: _____ [ppm]	Temperatura ambiente durante la medición: _____	Tiempo transcurrido entre la medición y el llenado: _____
-----------------------------	---	---

Prueba de descargas parciales (PD)

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):
Variables de estado para la prueba de PD (tensión eléctrica, ruido de fondo, tiempo de prueba, bandas de frecuencias analizadas):
Mediciones:
Observaciones y Conclusiones:

¿Se aprobó correctamente la prueba de PD? Si No



Pruebas de campo

<i>Prueba realizada</i>	<i>Estándar, norma de referencia o manual donde se indica el procedimiento</i>	<i>Resultado</i>	<i>Intervalo de valores para el correcto funcionamiento (según el estándar, norma de referencia o manual)</i>	<i>Aprobado</i>
1.				Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
2.				Si <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>

Observaciones y Conclusiones:

Observaciones Finales

Empty box for final observations.

	Nombre	Firma	Fecha
Realizo			
Verifico			
Valido			



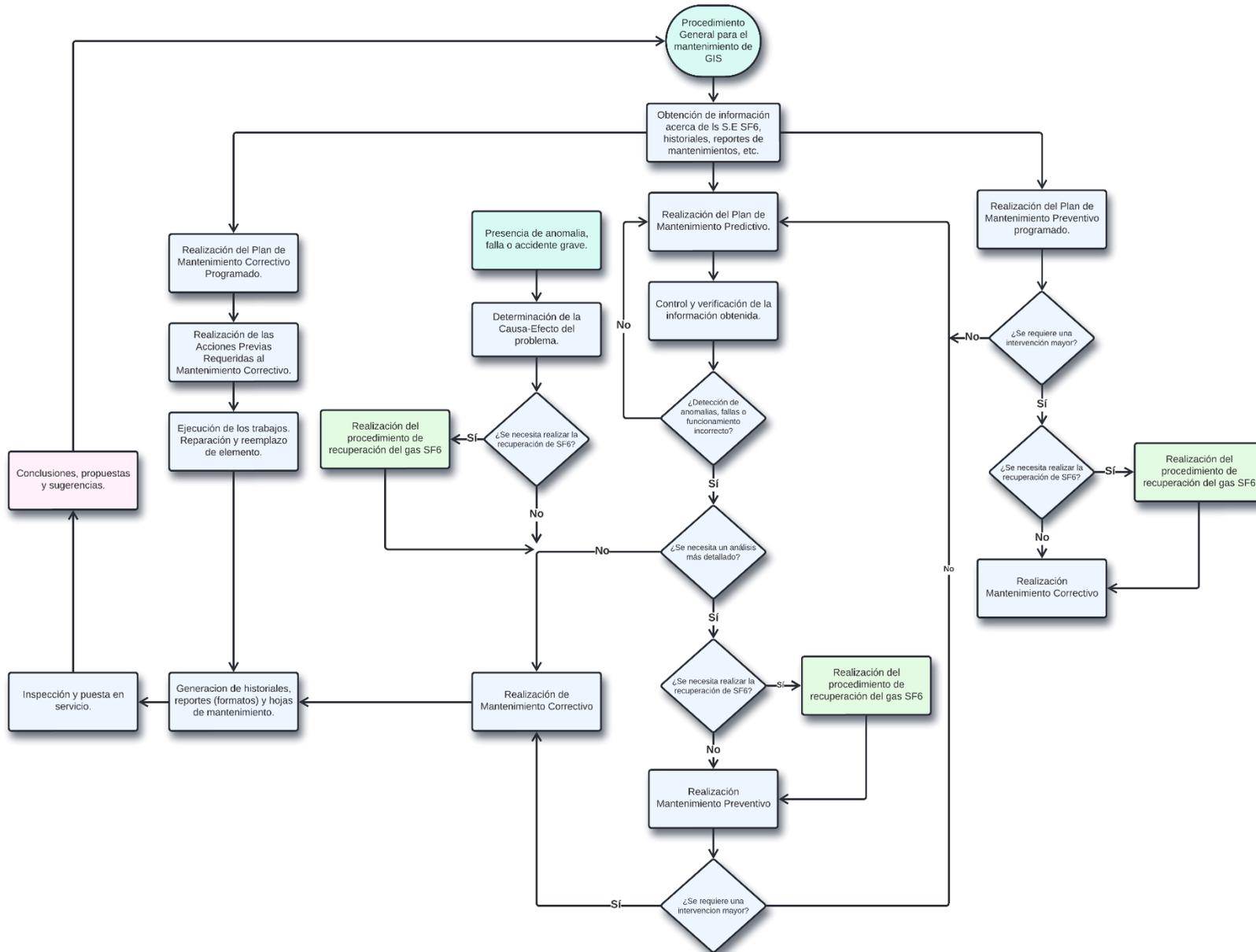
Hoja en Blanco

Anexo D. Diagramas de Flujo.

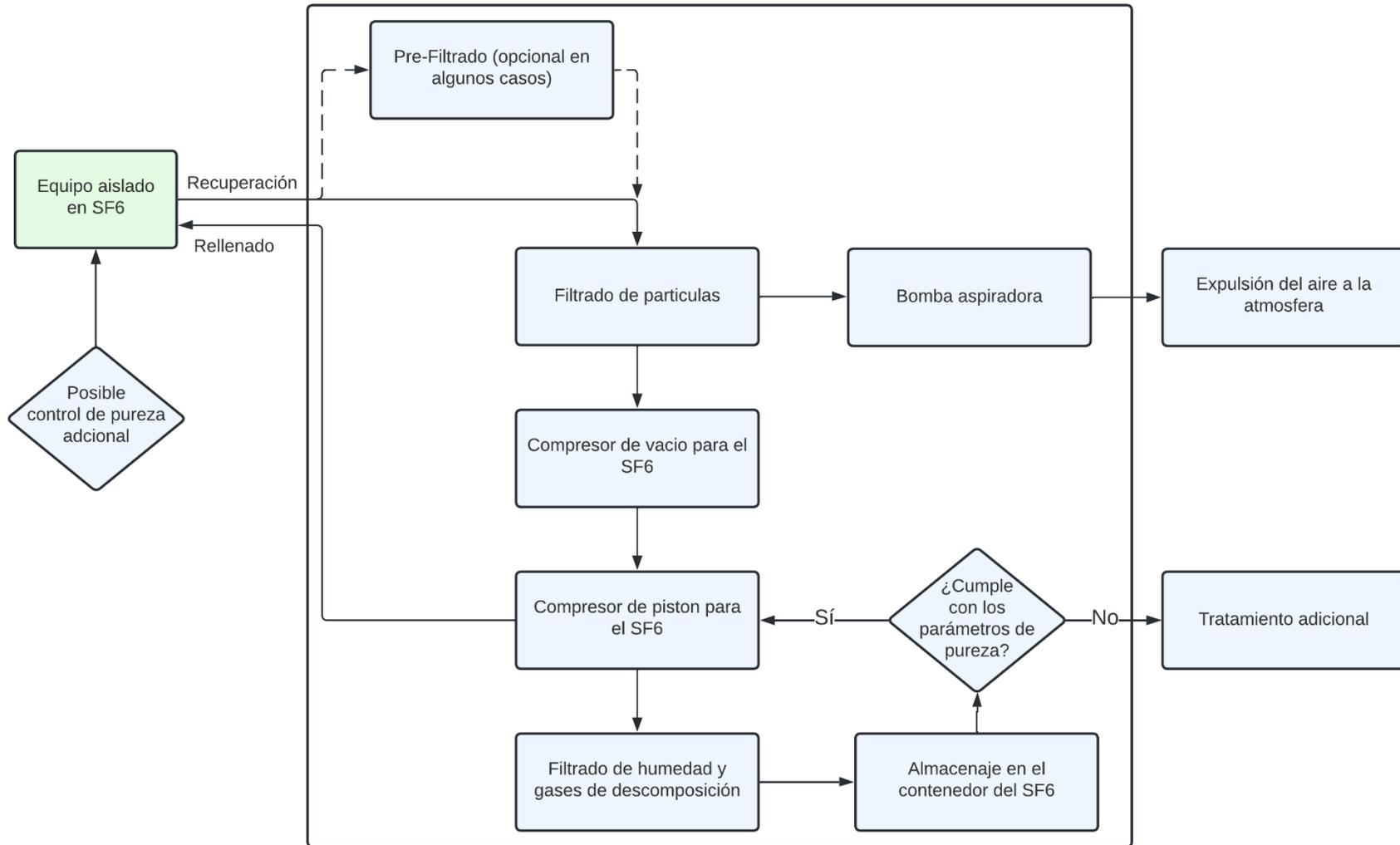
Propuesta de Diagrama de Flujo: Plan de Mantenimiento para Subestaciones encapsuladas en SF₆



PUEI Programa Único de Especializaciones de Ingeniería



Procedimiento de recuperación del gas SF₆



*Anexo E. Formatos Mantenimiento Predictivo Caso de
Estudio A.*

Propuesta de Formato: Plan de Mantenimiento Predictivo para Subestaciones encapsuladas en SF₆



1

Nombre de la instalación: S.E. SF₆ "A"	Nivel de tensión nominal: 230/23 kV	Fecha: XX / 07 / 2023
	Capacidad: 180 MVA	Corriente de CC: 11.69" kA

Información e Historial

Fabricante: GE (General Electric)	Antigüedad: 37 años
--	----------------------------

Historial de Últimos Mantenimientos

No.	Descripción	Ejecuto	Observaciones	Fecha
1	Reposición de Gas SF ₆	NA	Se realizo reposición de SF ₆ nuevo	03/2023
2	Reposición de Gas SF ₆	NA	Se realizo reposición de SF ₆ nuevo	11/2022
3	-Sin otros precedentes o Historial-	-	-	-

Inspección del estado del gas SF₆

Presión

Equipo de medición y precisión: DIL0 XXX							
Equipo	Medición [MPa]	Valor Recomendado [MPa]	Valor límite mínimo [MPa]	Ultimo Valor Histórico [MPa]	Variación (%)	Aprobado	Rechazado
Interruptor	0,38<M<0,42	0,42	0,38	0,42	Perdida (-)	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Propuesta de Formato: Plan de Mantenimiento Predictivo para Subestaciones encapsuladas en SF₆



2

Seccionador de barras	M ≈ 0.38	0.38	0.34	0.38	No mensurable	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Seccionador de puesta a tierra	M ≈ 0.38	0.38	0.34	0.38	No mensurable	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transformador de potencial (TP)	M ≈ 0.38	0.38	0.34	0.38	No mensurable	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Transformador de corriente (TC)	M ≈ 0.38	0.38	0.34	0.38	No mensurable	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-						<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
-						<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Arreglo de Barras	M ≈ 0.38	0.38	0.34	0.38	No mensurable	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Temperatura de operación

Temperatura Ambiente: 20 °C

Equipo de medición y precisión:			
Equipo	Medición [°C]	Temperatura límite [°C]	Observaciones
Interruptor	T _M < 65	65	No se tiene historial de alarmas por alta temperatura

Propuesta de Formato: Plan de Mantenimiento Predictivo para Subestaciones encapsuladas en SF₆



3

Seccionador de barras	T _M < 65	65	No se tiene historial de alarmas por alta temperatura
Seccionador de puesta a tierra	T _M < 65	65	No se tiene historial de alarmas por alta temperatura
Transformador de potencial (TP)	T _M < 65	65	No se tiene historial de alarmas por alta temperatura
Transformador de corriente (TC)	T _M < 65	65	No se tiene historial de alarmas por alta temperatura
-			

Arreglo de Barras	T _M < 65	65	No se tiene historial de alarmas por alta temperatura
-------------------	---------------------	----	---

Contaminación del gas SF₆

Equipo de medición y Certificado de calibración:										
Envolvente muestreada	Aire		CF ₄		Humedad		Aceite		Gases reactivos	
	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico	Medición	Ultimo Valor Histórico
Interruptor	M < 3%vol	NA	M < 3%vol	NA	M < 200ppmv	NA	M < 10mg/m3	NA	M < 50ppmv	NA
Otros elementos	M < 1%vol	NA	M < 1%vol	NA	M < 200ppmv	NA	M < 1mg/m3	NA	M < 10ppmv	NA

Propuesta de Formato: Plan de Mantenimiento Predictivo para Subestaciones encapsuladas en SF₆



4

Inspección física

Envolvente Inspeccionada	Estado de los empaques/juntas (degradación)	Observaciones
Envolvente "D" – Interruptor 92010	Degradación significativa	Aislador barrera fase "C" fisurado. SE REQUIERE PRONTA INTERVENCIÓN PARA SU REPARACIÓN.
Otras envolventes	Sin degradaciones significativas	Sin observaciones.

Accionamiento de interruptores

Interruptor	Medio utilizado para accionamiento (aceite, aire, aceite hidráulico, etc)	Presión medida del mecanismo [MPa]	Presión recomendada por el fabricante [MPa]	Tiempo de Accionamiento [ms]
1. Envlovente D 92010	Mecánico - Autocompresión (resorte acumulador)	NA	NA	T _s ≤ 33
2. Envlovente D 92020	Mecánico - Autocompresión (resorte acumulador)	NA	NA	T _s ≤ 33
3. /N	-	-	-	-

Interruptor	Récord histórico de tiempos de operación (últimos 5 eventos) [ms]					Número total de operaciones
1. Envlovente D 92010	-	-	-	-	-	n<20
2. Envlovente D 92010	-	-	-	-	-	n<20
3. /N	-	-	-	-	-	n<20

Tiempo de extinción de arco

Interruptor	Fecha de la última falla liberada [ddmmaaaa]	Corriente de falla [kA]	Tiempo de extinción de arco [ms]	Tiempo de extinción de arco ideal [ms]
1. Envoltente D 92010	-	-	-	22
2. Envoltente D 92020	-	-	-	22
3. AW	-	-	-	22

Niveles de Aceite y Aceites lubricantes

Equipo de medición y Certificado de calibración:					
Equipo analizado	Mecanismo de accionamiento	Presión medida [MPa]	Presión operativa indicada por el fabricante [MPa]	Aprobado	Rechazado
1.	-	-	-	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2.	-	-	-	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Observaciones Finales

De acuerdo a la evaluación propuesta en este formato, se denota pérdida continua de gas SF₆, teniendo como probable causa de este desperfecto, la fisura encontrada durante la inspección física realizada.

Se concluye que se debe llevar a cabo el mantenimiento preventivo/correctivo necesario para evitar poner en riesgo la integridad y operatividad de la GIS.

	Nombre	Firma	Fecha
Realizo	Joel Hernandez R.		XX/XX
Verifico			
Valido			

Hoja en Blanco

*Anexo F. Formatos Mantenimiento Correctivo Caso de
Estudio B.*

Nombre de la instalación: S.E. SF ₆ "B"	Nivel de tensión nominal: 23/230 kV	Fecha: XX / 03 / 2022
	Capacidad: 180 MVA	Corriente de CC: 8.04" kA

¿Mantenimiento predictivo previo? Si No Indicar cual formato de anexa:

¿Se Anexa formato de mantenimiento predictivo?
Si No -

¿Mantenimiento preventivo previo? Si No -

¿Se Anexa formato de mantenimiento preventivo?
Si No -

¿Se Anexa formato del plan de trabajo? Si No Se anexa el plan de trabajo (diagrama de Gantt) donde se indican los tiempos de ejecución y las actividades a realizar (no a detalle)

Información e Historial

Fabricante: BBC (Brown Boveri Electric)	Antigüedad: 43 años
---	---------------------

Historial de Últimos Mantenimientos

No.	Descripción	Ejecuto	Observaciones	Fecha
1	-Sin precedentes o Historial-	-	-	-
2				

Acciones previas al mantenimiento

Descripción de la falla detectada para la realización del mantenimiento correctivo

Debido a la antigüedad de la subestación, se considera pertinente realizar el cambio de discos de ruptura en la acometida de la L.T. SE01 01 SE02 en sus tres fases en la SE01.

Para la sustitución de los discos de ruptura, se deben hacer entrega de los formatos de orden de trabajo, se debe realizar RIJ (Reunión Inicio de Jornada) y RIM (Reunión Inicio de Maniobras), para posteriormente realizar la libranza de la L.T. SE01 01 SE02.

Realización de pruebas previas al gas SF₆ de los estanques que serán intervenidos. En caso de ser aceptables las mediciones, se procederá a realizar la recuperación del gas para su reusó. Aplicación del código de colores.

Intervención mayor. Sustitución de los discos de ruptura. Limpieza y aspirado del contorno de la brida, limpieza del empaque.

Realización de vacío en los estancos intervenidos. Se verifica hermeticidad de los segmentos, para posteriormente, en caso de ser apropiado, romper el vacío con gas SF₆, realizando el protocolo necesario.

Observación e inspección de posibles filtraciones o fugas de gas SF₆.

Energización de la instalación siguiendo las medidas y protocolos pertinentes.

Acción	¿Se realizó?	
Revisión de los manuales y recomendaciones emitidas por el fabricante	Si <input type="checkbox"/>	No <input checked="" type="checkbox"/>
Identificación de la segregación de compartimentos (Código de colores)	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Determinación del origen de la falla que provoca el mantenimiento correctivo	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>

Mantenimiento correctivo

Apartado al que pertenece el elemento/equipo a someter a mantenimiento

Reparación de fugas de SF ₆ <input type="checkbox"/>	Interruptor <input type="checkbox"/>
Mantenimiento mayor a estancos, limpieza y secado <input checked="" type="checkbox"/>	Cuchillas/Seccionadores <input type="checkbox"/>
Mecanismo hidráulico de interruptor <input type="checkbox"/>	Electrónica/Comunicaciones <input type="checkbox"/>
Mecanismo neumático de interruptor <input type="checkbox"/>	Otro <input checked="" type="checkbox"/>

Reparación de fugas

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Sustitución de empaques (O-ring's) <input type="checkbox"/>	Sustitución de elementos mecánicos <input type="checkbox"/>	Sellado de fugas sin sustitución de elemento <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>
---	---	---	-------------------------------

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones

Mantenimiento mayor a estancos - limpieza

Tiempo estimado de los trabajos: 24 horas	Fecha de inicio: X/03/2022	Fecha de termino: X/03/2022	Tiempo real de los trabajos: 24 horas
---	----------------------------	-----------------------------	---------------------------------------

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante): No se hace mención. Protocolo propuesto por el proveedor de servicios.

Observaciones

La limpieza de bridas se realiza con alcohol isopropílico, se hace un aspirado del contorno de la brida, limpieza del empaque y aplicación de hidratante al empaque. Posteriormente se hace la instalación del disco de ruptura y tamiz molecular.

Mecanismos Hidráulicos de interruptores

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Sustitución de sellos o empaques <input type="checkbox"/>	Sustitución de elementos mecánicos <input type="checkbox"/>	Mantenimiento correctivo al mecanismo de accionamiento <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>
---	---	---	-------------------------------

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones

Mecanismos Neumáticos de interruptores

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Sustitución de bandas motocompresoras <input type="checkbox"/>	Cambio de aceite a motocompresores <input type="checkbox"/>	Cambio de mangueras del Sistema de aire <input type="checkbox"/>	Otro <input type="checkbox"/>
--	---	--	-------------------------------

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones

Interruptor

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Cambio de filtros de humedad <input type="checkbox"/>	Cambio de Membranas de seguridad <input type="checkbox"/>	Cambio del medio aislante <input type="checkbox"/>	Cambio de contactos <input type="checkbox"/>
Otro <input type="checkbox"/>	Descripción:		

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones

Cuchillas/Seccionador

Tiempo estimado de los trabajos: _____	Fecha de inicio: _____	Fecha de termino: _____	Tiempo real de los trabajos: _____
--	------------------------	-------------------------	------------------------------------

Actividad a realizar

Ajuste del proceso de cierre/apertura <input type="checkbox"/>	Mantenimiento correctivo al mecanismo de accionamiento <input type="checkbox"/>	Cambio de contactos <input type="checkbox"/>
Otro <input type="checkbox"/>	Descripción:	

Catalogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.			
2.			
3.			

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante):

Observaciones

Otros elementos/componentes

Tiempo estimado de los trabajos: 24 horas	Fecha de inicio: X/03/2022	Fecha de termino: X/03/2022	Tiempo real de los trabajos: 24 horas
---	----------------------------	-----------------------------	---------------------------------------

Actividad a realizar

Descripción:

Reemplazo de los discos de ruptura con tamiz molecular en los estancos correspondientes (G0 y G9) a la acometida de la L.T. SE01 01 SE02 en sus tres fases en la SE01.

Catálogo de Conceptos

No.	Pieza/Elemento	Identificador (No. Serie)	Proveedor
1.	Discos de ruptura de grafito con tamiz molecular	2GGPA0083610, 2GGPA0083611, 2GGPA0083612	ABB

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante): No se hace mención. Protocolo propuesto por el proveedor de servicios.

Observaciones

Debido a la antigüedad de la subestación, se recomienda asesoría técnica de un experto con conocimientos de la tecnología implementada por el proveedor para la detección de anomalías no perceptibles o identificables a simple vista por el personal.

Vaciado de estanques (manejo de SF₆)

Metodología empleada: Metodología IEC 62271

Equipo empleado para la extracción (compresor): DILO XX

Presión inicial del Gas: 0.39 [MPa]	Presión final requerida del gas: 0.39[MPa]	Presión final real del gas: 0.39 [MPa]
Presión ambiental: 0.077 [MPa]	Temperatura ambiental: 24 [°C]	

Categorización del gas SF₆

Gas no arqueado <input type="checkbox"/>	Gas normalmente arqueado <input checked="" type="checkbox"/>	Gas fuertemente arqueado <input type="checkbox"/>
--	--	---

Contaminación medida del gas SF₆

Equipo de medición y Certificado de calibración:

Contaminante	Medición realizada	Niveles máximos de impurezas tolerables para la reutilización del gas SF ₆ *	Validación para la reutilización del gas SF ₆ (Med. Realizada < Nivel max. tolerable)	
Aire	M < 3% del vol. total	3% del vol. total	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
CF ₄	M < 3% del vol. total	3% del vol. total	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
SF ₄ , WF ₆ , SOF ₄ , SO ₂ F ₂ , SOF ₂ , HF	M < 50 ppmv total	50 ppmv total	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>

Contaminante	Medición realizada	Niveles máximos de impurezas tolerables para la reutilización del gas SF ₆ *	Validación para la reutilización del gas SF ₆ (Med. Realizada < Nivel max. tolerable)	
Humedad	M < 200 ppmv	Condiciones: Presión H ₂ O < 150 Pa Punto rocío < -15 °C 750 ppmv para Presión < 200 kPa 200 ppmv para Presión < 850 kPa	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Aceite	M < 10 mg/m ³	10 mg/m ³	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Polvo de carbono	Sin contaminación	No cuantificable	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Partículas/Polvo	Sin contaminación	No cuantificable	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Partículas debidas a conmutaciones (switching)	Sin contaminación	No cuantificable	Si <input checked="" type="checkbox"/>	No <input type="checkbox"/>
Comentarios y Observaciones				

* Valores de referencia según: [26] CIGRE Ref. 234: "SF₆ Recycling Guide. Re-use of SF₆ Gas in Electrical Power Equipment and Final Disposal."

Tipo de Filtros utilizados

Filtro de partículas (porosidad max. 1µm)	<input checked="" type="checkbox"/>	Filtro de desintoxicación	<input checked="" type="checkbox"/>
Filtro de Gas/Humedad	<input checked="" type="checkbox"/>	Filtro de aceite	<input checked="" type="checkbox"/>
Prefiltros	<input type="checkbox"/>		

Proveedor: DILO

Extracción y almacenaje del gas SF₆

Capacidad de almacenamiento del contenedor: 1000 [g/l]	Presión de almacenamiento: 390 [kPa]
Método de almacenaje: Líquido. Presión igual a 50 bar (5 MPa), gas licuado por solamente presión.	
Velocidad de procesamiento durante la recuperación: >>10 [kg/h]	

Llenado de estanques (manejo de SF₆)

Equipo utilizado y Certificado de calibración: DILO XX		
Tiempo de exposición al ambiente de la envolvente: 6 [Hrs] Se realizó el secado pertinente: Sí <input type="checkbox"/> No <input checked="" type="checkbox"/>		
Vacío aplicado al compartimento (Va < 1 mmHg) : 1 mmHg	Temperatura ambiente: 24 °C	Punto de Rocío: P _R < -50 °C
Presión atmosférica: 0.077 [MPa]	Presión final del compartimento según fabricante: 0.39 [MPa]	Presión de llenado nominal: 0.39 [MPa]
Presión de llenado final (con corrección): 0.42 [MPa]	Velocidad de transferencia del gas: Vt < 10 kg/h	Tiempo de vacío aplicado: 8 Hrs
Tiempo de reposo del SF ₆ : 3 Hrs		
¿Se calentó el gas SF ₆ para su inserción en estado de vapor? Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		
¿Se realizó la instalación previa al llenado del filtro de humedad? Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>		

Gas SF₆ utilizado

Gas SF ₆ nuevo <input type="checkbox"/>	Gas SF ₆ reutilizado <input checked="" type="checkbox"/>
Proveedor: El mismo proveedor del servicio de sustitución de discos de ruptura.	

Disposición final del Gas SF₆

Humedad medida: Hm < 470 [ppm]	Temperatura ambiente durante la medición: 24 °C	Tiempo transcurrido entre la medición y el llenado: t < 40 min
--------------------------------	---	--

Prueba de descargas parciales (PD)

Protocolo/Procedimiento realizado (norma o manual indicado por el fabricante): No se realizaron pruebas de Pd
Variables de estado para la prueba de PD (tensión eléctrica, ruido de fondo, tiempo de prueba, bandas de frecuencias analizadas): -----
Mediciones: -----
Observaciones y Conclusiones: -----
¿Se aprobó correctamente la prueba de PD? Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>

Pruebas de campo

Prueba realizada	Estándar, norma de referencia o manual donde se indica el procedimiento	Resultado	Intervalo de valores para el correcto funcionamiento (según el estándar, norma de referencia o manual)	Aprobado
1. Prueba de leja en bridas intervenidas.	CFE Manual Subestaciones Aisladas en SF ₆	Sin evidencia de filtraciones	Sin apreciación visual de filtraciones o burbujas	Sí <input checked="" type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>
2.				Sí <input type="checkbox"/> No <input type="checkbox"/>

Observaciones y Conclusiones:

Después de realizada la prueba con leja, se deja reposar por 3 horas el estanco con el SF₆ para su posterior energización.

Observaciones Finales

Debido a la falta de mantenimiento predictivo y preventivo a la que fue sometida la subestación, se recomienda la intervención de un experto en la tecnología de la misma para poder obtener un dictamen mas detallado acerca de problemáticas, anomalías y posibles fallas, que son incapaces de ser detectadas por el personal o los proveedores de servicio.

	Nombre	Firma	Fecha
Realizo	Joel Hernandez R.		XX/XX
Verifico			
Valido			

Hoja en Blanco