

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



**PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN
AISLADA EN GAS SF6**

PRESENTADO POR:

FRANCISCO ERNESTO CRUZ JUÁREZ

RODRIGO ALEXANDER OSORIO ALVARADO

ILEANA MARÍA PAULA ROSA

PARA OPTAR AL TÍTULO DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

CIUDAD UNIVERSITARIA, FEBRERO DE 2017

UNIVERSIDAD DE EL SALVADOR

RECTOR INTERINO :

LIC. JOSÉ LUIS ARGUETA ANTILLÓN

SECRETARIA GENERAL :

DRA. ANA LETICIA ZAVALA DE AMAYA

FACULTAD DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA

DECANO :

ING. FRANCISCO ANTONIO ALARCÓN SANDOVAL

SECRETARIO :

ING. JULIO ALBERTO PORTILLO

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

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

Trabajo de Graduación previo a la opción al Grado de:

INGENIERO ELECTRICISTA

Título :

**PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN
AISLADA EN GAS SF6**

Presentado por :

**FRANCISCO ERNESTO CRUZ JUÁREZ
RODRIGO ALEXANDER OSORIO ALVARADO
ILEANA MARÍA PAULA ROSA**

Trabajo de Graduación Aprobado por :

Docente Asesor :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

San Salvador, febrero de 2017

Trabajo de Graduación Aprobado por:

Docente Asesor :

ING. ARMANDO MARTÍNEZ CALDERÓN

ACTA DE CONSTANCIA DE NOTA Y DEFENSA FINAL

En esta fecha, lunes 30 de enero de 2017, en la Sala de Lectura de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, a las 4:30 p.m. horas, en presencia de las siguientes autoridades de la Escuela de Ingeniería Eléctrica de la Universidad de El Salvador:

1. Ing. Armando Martínez Calderón
Director

Firma:




2. MSc. José Wilber Calderón Urrutia
Secretario

Firma:


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

1- Ing. Armando Martínez Calderón
(Docente-Asesor)

Firma:


2- MSc. Luís Roberto Chévez Paz



3- Ing. José Miguel Hernández



Se efectuó la defensa final reglamentaria del Trabajo de Graduación:

PROPUESTA DE DISEÑO DE UNA SUBESTACIÓN AISLADA EN GAS SF6

A cargo de los Bachilleres:

- CRUZ JUÁREZ FRANCISCO ERNESTO

- PAULA ROSA ILEANA MARÍA

- OSORIO ALVARADO RODRIGO ALEXANDER

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

8.6

(ocho punto seis)

Agradecimientos

Primeramente quiero agradecer a Dios quien es el centro de mi vida, por darme las herramientas necesarias para luchar por mis sueños y lograr mis propósitos, que sin él, nada de esto fuera posible.

A toda mi familia, a mi madre Dora Alicia, que fue mi fuerza, mi mejor amiga y mi ayuda para que pudiera culminar mi carrera universitaria, a mi padre Nelson Antonio por todo su apoyo, cariño y comprensión, gracias a los dos por siempre creer en mí, amarme y dejarme volar en búsqueda de nuevas oportunidades a kilómetros de distancia de mi hogar.

A mis hermanas, Karla y Roxana porque de una u otra manera siempre me apoyaron y estuvieron conmigo cuando lo necesitaba.

A Nilton Arturo, por estar siempre conmigo, motivándome a ser mejor, por todo el amor y comprensión durante todo este tiempo, gracias por tus consejo, por apoyarme siempre en mis decisiones y por ser siempre mi fortaleza.

A mis queridos amigos, compañeros de estudio, maestros, a mis compañeros de trabajo de graduación, porque este triunfo no fuera si no por ustedes, por todo el apoyo, la amistad, por el esfuerzo que a lo largo de nuestra vida universitaria realizamos; todos esos días de desvelos, aflicciones, angustias pero también alegrías, éxitos y bendiciones, quedarán siempre guardados en mi mente y mi corazón.

A todos aquellos que hicieron posible llegar a este momento, que siempre creyeron que podía superar cualquier obstáculo y alcanzar mis metas, esto es por ustedes

¡Gracias Infinitas!

Ileana María Paula Rosa

Agradecimientos

Doy gracias primeramente a Dios por permitirme culminar una de las etapas más importantes de mi vida como lo es mi carrera universitaria, por regalarme paciencia, entendimiento, sabiduría y sobre todo perseverancia para poder seguir adelante pese a las dificultades que se me presentaron en todo este camino que recorrí.

Agradezco a mis padres que son mis pilares de vida y que siempre me han acompañado y dado todo su apoyo y su amor incondicional, a mi hermana que ha sido una inspiración para seguir adelante y superarme cada día más, y que me ha permitido crecer como profesional junto a ella para poder demostrar que podemos cambiar nuestro futuro. A mis abuelos, por su sabiduría, sus consejos y sus buenos deseos y a mi familia en general que siempre han estado pendiente de mi carrera universitaria y me han brindado todo su apoyo, sin el cual se me hubiera hecho más complicado este trayecto.

A mis profesores ya que sin todos sus conocimientos y consejos no hubiera podido llegar hasta este punto, han sido un gran ejemplo e inspiración para lograr ser algún día profesionales de esa magnitud.

A mis compañeros de trabajo de graduación por su dedicación y empeño a lo largo de todo este trabajo realizado, compañeros y amigos de estudio con los cuales hemos compartido risas, llantos y sobre todo muchos desvelos que han creado grandes recuerdos inolvidables a lo largo de la carrera. A mis amigos en general que me han apoyado siempre y que me inspiran a seguir adelante, porque sé que sin su compañía todo lo que he vivido no sería lo mismo. A mis compañeros de trabajo que me han ayudado a culminar mi carrera dándome un gran apoyo para seguir superándome.

Finalmente quiero agradecer y dedicarle todo este esfuerzo a las personas que siempre creyeron en mi persona y seguirán creyendo a pesar de todas las dificultades que se me presenten porque sé que me seguirán apoyando no importa donde se encuentren.

¡Gracias totales!

Rodrigo Alexander Osorio Alvarado

Agradecimientos

Le doy gracias a Dios por permitirme haber dado inicio y culminado la carrera de Ingeniería Eléctrica, por darme esa fortaleza, paciencia y sabiduría para afrontar todas las pruebas que se dieron a lo largo de la carrera y las que surgieron para culminar este trabajo de graduación.

También quiero agradecer a mi familia por todo su apoyo y comprensión, sabía que no estaba solo, ya que contaba con sus buenos deseos para que culminara el estudio que con gran entusiasmo y dedicación inicié y finalicé, por eso este trabajo lo dedico especialmente a mi madre quien siempre ha estado allí apoyándome en los momentos más difíciles, y a mi padre, pues gracias a ellos ha sido posible culminar una etapa más. A mis hermanas también quiero agradecer su apoyo al motivarme a seguir firme con el objetivo de terminar la carrera de ingeniería.

Todo esfuerzo tiene su recompensa por eso también, agradezco a mis compañeros de trabajo de graduación por todo el empeño y dedicación que mostraron desde el inicio, al final se logró una de muchas metas que nos quedan por cumplir, también agradecer a todos mis amigos con los que pasamos alegrías, tristezas, desvelos y demás situaciones que superamos para llegar a una de muchas metas. ¡Gracias!

Francisco Ernesto Cruz Juárez

INDICE

CAPITULO I: GENERALIDADES	13
1.1 RESUMEN	13
1.2 INTRODUCCIÓN	18
1.3 OBJETIVOS	20
1.3.1 GENERALES	20
1.3.2 ESPECIFICOS	21
1.4 ALCANCES.....	21
1.5 ANTECEDENTES	21
1.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
1.7 JUSTIFICACION.....	21
CAPITULO II: SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE	21
CAPITULO III: SUBESTACIONES GIS.....	24
3.1 MÓDULOS DE JUEGO DE BARRAS (BARRAS PRINCIPALES O COLECTORAS).....	25
3.2 MÓDULOS DE INTERRUPTORES	26
3.3 MÓDULOS DE SECCIONADORES.....	26
3.4 MÓDULOS DE TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN.....	27
3.5 MÓDULOS DE DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES	28
3.6 MÓDULOS DE EMPALME.....	28
3.7 PRINCIPALES VENTAJAS PARA EL USO DE SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS SF6	31
3.8 NIVELES DE INTERRUPCIÓN EN LOS SISTEMAS GIS.....	34
3.9 CORRIENTES NOMINALES DE OPERACIÓN Y CORRIENTES DE INTERRUPCIÓN	36
3.10 CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DEL TRATAMIENTO DEL GAS SF6	37
3.1.1 DESCOMPOSICIÓN DEL SF6 POR DESCARGAS ELÉCTRICAS.....	38
3.1.2 DETECCIÓN DE FUGAS DE SF6.....	38
3.1.3 MANTENIMIENTO Y PREVENCIÓN	39
3.11 CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES GIS	39
3.12 APLICACIONES	43
3.12.1 ARREGLO DE BARRA SENCILLA.....	43
3.12.2 ARREGLO DE DOBLE BARRA	43
3.12.3 ARREGLO EN BUS DE ANILLO	43
3.12.4 ARREGLO ESQUEMA H	43
CAPITULO IV: DISEÑO PROPUESTO	44

4.1	LUGAR.....	44
4.2	DISEÑO ACTUAL DE LA SUBESTACION	44
4.3	CIRCUITO DE INTERÉS PARA PROPUESTA GIS	45
4.5	DISEÑO GIS PROPUESTO	50
4.6	CONSIDERACIONES DE DISEÑO	52
4.6.1	CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6.....	52
4.6.2	ENVOLVENTE	53
4.6.3	TERMINAL DE ACOMETIDA/SALIDA	53
4.6.4	PARTES CONDUCTORAS	54
4.6.5	MEDIO AISLANTE.....	54
4.6.6	INTERRUPTOR.....	56
4.6.7	CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA.....	60
4.6.8	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	61
4.6.9	GABINETE DE CONTROL	63
4.6.10	CABLE DE CONTROL.....	64
4.6.11	PINTURAS Y ACABADOS.	64
4.7	RECOMENDACIONES PARA LA RED DE TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN GIS.....	66
4.7.1	VOLTAJE DE TOQUE DE METAL A METAL.....	66
4.8	DISEÑO DE DOBLE BARRA	68
4.9	PRINCIPALES FABRICANTES	69
4.10	MANTENIMIENTO	69
4.10.1	PROCEDIMIENTOS COMUNES DE MANTENIMIENTO.....	69
4.11	NORMAS EMPLEADAS PARA EL DISEÑO Y USO DE SUBESTACIONES GIS	71
4.11.1	SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE.....	71
4.11.2	GIS	71
CAPITULO V: REGULACIONES MEDIOAMBIENTALES PARA EL SF6.....		80
5.1	LEY DE MEDIO AMBIENTE EL SALVADOR	80
5.1.1	CAPITULO III: PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN	80
5.1.2	CAPÍTULO IV: SISTEMA DE EVALUACIÓN AMBIENTAL	81
5.1.3	CAPITULO V RIESGOS AMBIENTALES Y MATERIALES PELIGROSOS	84
5.2	INFRACCIONES, SANCIONES, DELITOS Y RESPONSABILIDAD AMBIENTAL	85
5.2.1	CAPÍTULO I RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA Y CIVIL	85
5.2.2	CAPÍTULO II INFRACCIONES AMBIENTALES INFRACCIONES AMBIENTALES.....	85

5.2.3	PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO	86
CAPITULO VI: CORROSION EN METALES EXPUESTOS A CONDICIONES DE HUMEDAD.....		86
6.7	TIPOS DE CORROSIÓN	87
CAPITULO VII: PREVENSIÓN DE LA CORROSIÓN GALVANICA		89
BIBLIOGRAFÍA.....		95

INDICE DE FIGURAS

Figura 1	Estructura molecular del gas.	14
Figura 2	Usos del SF6.	16
Figura 3	Subestación de Wittenau para una tensión nominal de 110 kV.....	19
Figura 4	Avance de la reducción de tamaño con respecto a los años.....	20
Figura 5	Representación del módulo de barras.....	25
Figura 6	Representación del módulo de interruptor.	26
Figura 7	Módulo constructivo de seccionador.	27
Figura 8	Módulo constructivo de transformador de corriente.	27
Figura 9	Módulo constructivo de transformador de tensión.	28
Figura 10	Módulo constructivo de transformador de tensión.....	28
Figura 11	Módulos constructivos de conexión.....	29
Figura 12	Módulo constructivo para conexión a cable subterráneo.	29
Figura 13	Modelo tridimensional de una subestación aislada en gas SF6.	30
Figura 14	Imagen de antes y después de la implementación de sistemas GIS.....	31
Figura 15	Tendencia de las tecnologías GIS en Latinoamérica.	32
Figura 16	Tendencia de tecnología GIS en Chile.	33
Figura 17	El volumen ocupado por la subestación GIS es de 5.8% del que ocupa la AIS.....	33
Figura 18	Ventaja GIS: Integración de funciones.	34
Figura 19	Instalaciones realizadas de diseños de GIS desde 1,994 hasta 2,012.....	40
Figura 20	Distribución de Fallas en los diferentes rangos de tensión.....	41
Figura 21	Distribución de fallas de los componentes de una GIS	42
Figura 22	Número de Fallas de una Subestación Aislada en Gas respecto al año de fabricación	42
Figura 23	Vista aérea de la subestación de Acajutla tomada de “google maps”.	44
Figura 24	Diagrama unifilar de la subestación de Acajutla.	45
Figura 25	Diagrama unifilar del punto de interés para la propuesta de diseño GIS.	46
Figura 26	Esquema representativo de costos a considerar en una evaluación económica para una Subestación GIS.....	48
Figura 27	Diagrama de cajas para representar la conexión de módulos GIS.....	51
Figura 28	Detalle de los módulos GIS dentro del diagrama de cajas.....	52
Figura 29	Situación típica de toque de metal a metal en GIS.	67

Figura 30 Diagrama modular del arreglo de doble barra en GIS.	78
Figura 31 Selección del diagrama modular como punto de interés.	78
Figura 32 Montaje del diagrama unifilar sobre el diagrama modular y ensamblaje de los módulos.	79
Figura 33 Isométrico del ensamblaje modular de la GIS doble barra.....	80
Figura 34 Ejemplos de corrosión por contacto	88
Figura 35 Esquema de protección de una pieza metálica mediante un ánodo de sacrificio unido a dicha pieza para prevenir la corrosión.....	91
Figura 36 Esquema de protección catódica con corriente impresa de una tubería enterrada.	92
Figura 37 Ventajas y limitaciones del método de protección catódica por corriente impresa.	93
Figura 38 Características de los ánodos empleados en protección catódica por corriente impresa.....	93

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Peso molecular y composición química.....	15
Tabla 2 Solubilidad del gas.....	15
Tabla 3 Constantes críticas.	15
Tabla 4 Cuadro de impurezas del gas SF ₆	16
Tabla 5 Tensiones Normalizadas para subestaciones.	23
Tabla 6 Tensiones nominales, calibre y material del conductor.....	23
Tabla 7 Corrientes de cortocircuito simétricas para tensiones nominales.....	23
Tabla 8 Valores Nominales.....	35
Tabla 9 Niveles de interrupción y operación.....	36
Tabla 10 Distancia eléctrica mínima.	37
Tabla 11 Impurezas máximas permitidas en el gas SF ₆ utilizado en equipos de potencia	38
<i>Tabla 12 Especificaciones de diseño interior o exterior.....</i>	<i>73</i>
<i>Tabla 13 Especificaciones del dibujo de la subestación.</i>	<i>74</i>
<i>Tabla 14 Datos técnicos generales.....</i>	<i>75</i>
<i>Tabla 15 Tabla de interruptor de potencia.</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 16 Tabla de conexión de cable.....</i>	<i>76</i>
<i>Tabla 17 Tabla de sistema de gas.</i>	<i>77</i>

GLOSARIO

AIS: Air-Insulated Switchgear.

Barras Colectoras: Barras principales para la conexión de alimentación a otros circuitos de una subestación.

Brida: Reborde circular en el extremo de los tubos de metal que sirve para ajustar los unos con otros.

Corrosión: se define como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno.

Electrolito: Sustancia o cuerpo que se descompone en la electrolisis.

Electrolisis: Proceso químico por medio del cual una sustancia o un cuerpo inmersos en una disolución se descomponen por la acción de la una corriente eléctrica continua.

GIS: según IEEE C37.122: Gas Insulated Switchgear (GIS): Es un conjunto compacto de varios componentes, encerrado en un una carcasa metálica puesta a tierra en la que el medio aislante primario es SF₆ y que normalmente incluye buses, interruptores, disyuntores y otros equipos asociados.

Presostato: El presostato también es conocido como interruptor de presión. Es un aparato que cierra o abre un circuito eléctrico dependiendo de la lectura de presión de un fluido.

SF₆: gas utilizado para aislar fallas Hexafloruro de Azufre se compone de seis átomos de flúor y uno de azufre.

CAPITULO I: GENERALIDADES

1.1 RESUMEN

En el presente documento se dan a conocer las subestaciones aisladas en gas Hexafloruro de Azufre (SF₆), mejor conocidas como subestaciones GIS (Gas Insulated Substation) por sus siglas en inglés. Se estudia brevemente la composición de una Subestación convencional aislada en aire AIS (Air Insulated Substation) con el fin de determinar las ventajas de esta nueva tecnología sobre las tecnologías anteriores.

Además, se explica a profundidad la composición física de cada componente que integra una subestación GIS, sus condiciones de operación, mantenimiento, características, etc. Para poder así ofrecer una propuesta de diseño que cumpla con los requerimientos eléctricos, mecánicos, geográficos y ambientales.

A continuación se presentan las cualidades del gas SF₆ el cual es el utilizado como medio de aislamiento en los dispositivos de potencia.

El SF₆ es un compuesto sintético, producido electrolíticamente haciendo burbujear flúor gaseoso a través de azufre fundido, químicamente muy estable, de alta densidad, y no biodegradable. Su gran estabilidad química se basa en el arreglo simétrico perfecto de sus 6 átomos de flúor en torno al átomo de azufre central.

El SF₆ es químicamente compatible con la mayoría de los materiales aislantes y conductores usados en equipos eléctricos, no produce polimerización, carbón u otros depósitos conductores durante arqueo y es químicamente estable.

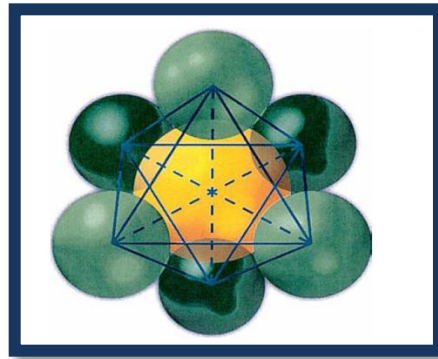


Figura 1 Estructura molecular del gas.

A presión atmosférica, el SF₆ tiene una rigidez dieléctrica 2.5 veces mejor que la del aire. Usualmente la presión de trabajo es mayor a 500 kPa, en cuyo caso la rigidez dieléctrica alcanza a ser 10 veces mayor que la del aire. Por otra parte, al ser fuertemente electronegativo, es un excelente aislante eléctrico, ya que las moléculas del gas atrapan los electrones libres formando iones negativos muy fuertes y que no tienen mucha movilidad, lo cual es muy efectivo contra las avalanchas de los electrones que pueden causar la apertura de un circuito.

Asimismo, es útil para la extinción del arco eléctrico dentro de la cámara de un interruptor, ya que durante este fenómeno, el SF₆ se disocia absorbiendo cantidades considerables de energía.

En los interruptores de potencia, el SF₆ se utiliza como medio aislante y de extinción del arco, debido a su alto esfuerzo dieléctrico y baja conductividad térmica. Los interruptores de alta tensión llenos con SF₆ son capaces de cortar energía, lo que es imposible de igualar con cualquier otro medio. En las subestaciones encapsuladas en SF₆ toda la unidad (interruptores, conectores, boquillas, transformadores, etc., los cuales se encuentran interconectados) está aislada con el gas. Las subestaciones encapsuladas se utilizan donde las restricciones de espacio son importantes, y son prácticamente libres de mantenimiento, por lo que se encuentran generalmente en zonas urbanas. Estas subestaciones reducen el campo magnético en forma considerable y eliminan por completo el campo eléctrico.

Tabla 1 Peso molecular y composición química.

Peso molecular	146,06
Contenido de azufre	21,95%
Contenido de flúor	78,05%

Tabla 2 Solubilidad del gas.

En agua (25°C, 1 atm)	0,001 ml/ml
En aceite dieléctrico	0,297 ml/ml

Tabla 3 Constantes críticas.

Temperatura crítica	45,64 °C
Presión crítica	38,6990 bar
Densidad crítica	0,725 g/cm ³
Volumen crítico molar	201 ml

En el año 1900 se logra por primera vez la síntesis del SF₆, por la acción directa del flúor gaseoso sobre el azufre. En la misma época, se comprueba la excelente estabilidad química del SF₆ sometido a un arco eléctrico. Este acontecimiento permite prever el éxito posterior que tendría como aislante eléctrico. El gas SF₆ reúne las siguientes características en condiciones normales de presión y temperatura (presión 22.77 atm, temperatura: 20°C:

- Inodoro.
- Incoloro.
- No tóxico.
- Muy estable.
- No inflamable.

Además de su utilización en los equipos eléctricos, el gas SF₆ tiene amplia difusión en otras áreas como aislamiento fónico, gas trazador en minas, etc. La rigidez dieléctrica del SF₆, es muy superior a la del aire (más del doble) y sometido a presiones de 2 a 4 bares es cinco veces superior. Esta característica es la que lo destaca como medio dieléctrico. El gas SF₆ tiene un comportamiento excelente como gas de corte de arcos eléctricos, permitiendo un rápido restablecimiento de la tensión. Esto lo logra especialmente debido a que su disociación es reversible y, además, a que posee una gran estabilidad térmica. El SF₆ contiene impurezas que generalmente no tienen influencia sobre sus propiedades, siempre que se encuentren dentro de los valores de la tabla 4.

Tabla 4 Cuadro de impurezas del gas SF6.

Contaminante	Nivel máximo permitido por IEC 376	Nivel máximo permitido por ASTM D-2472-00	Método de prueba
CF ₄ [% peso]	0.05	0.05	ASTM D- 2685 IEC 376
Aire expresado como O ₂ + N ₂ [% peso]	0.05	0.05	ASTM D- 2685 IEC 376
Contenido de agua [ppm]	15	8	ASTM D- 2029 IEC 376
Acidez máxima [Expresada como ppm HF]	0.3	0.3	ASTM D- 2284 IEC 376
Pureza mínima [% peso]	-----	99.8	ASTM D- 2685 IEC 376

No está comprobado que el SF₆ sea cancerígeno. En cambio, sí contribuye al efecto invernadero. Por esta razón, se debe evitar la posibilidad de que entre en contacto con la atmósfera. Normalmente el gas SF₆ se suministra en garrafas o cilindros, líquido y a la temperatura ambiente. La presión de prueba de los cilindros es de 70 bar.

Usos del SF₆ en la industria eléctrica

Desde principios de los años 60, el SF₆ ha sido utilizado con éxito por la industria eléctrica para la transmisión de AT y equipos de distribución de MT. Los equipos típicos utilizados son subestaciones aisladas de gas, unidades principales de anillos, interruptores automáticos, transformadores y cables.

Existen otros gases con características similares (por ejemplo, He, N₂, CO₂, CFC) los cuales pueden tener un mejor comportamiento de aislamiento o conmutación, pero no ambos. Además, la mayoría de estos otros gases no son estables a largo plazo, son tóxicos o extremadamente caros.

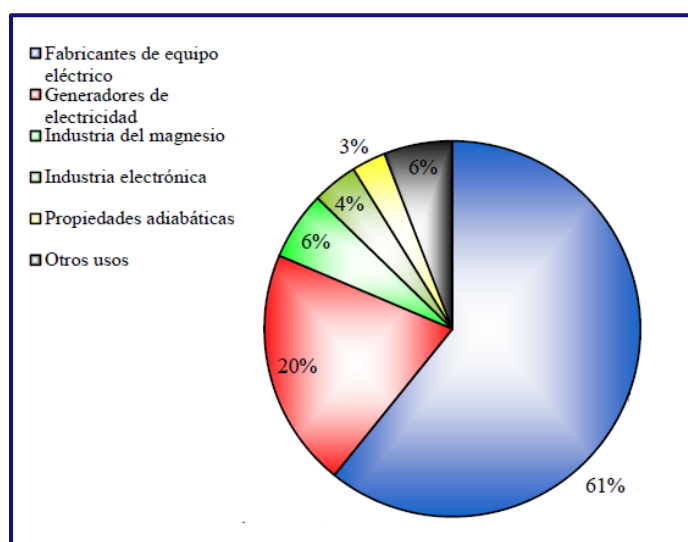


Figura 2 Usos del SF6.

Efectos del SF6 en la Salud

Estudios realizados por compañías de la industria eléctrica han mostrado que no existen daños a la salud de la población asociados con las fugas “normales” de este gas de los interruptores en funcionamiento, y solo a elevadas concentraciones puede causar asfixia en sitios cerrados debido a su alta densidad (desplazo de oxígeno), corriendo el riesgo únicamente los trabajadores. No obstante, se ha comprobado que los subproductos de descomposición son altamente tóxicos y peligrosos al contacto con los operadores. Los subproductos gaseosos inhalados por periodos largos pueden causar edema agudo en laringe y pulmones llegando a provocar fallas cardíacas y de circulación sanguínea.

SF6 y el efecto invernadero

El hexafluoruro de azufre (SF6) es el gas de efecto invernadero con el mayor potencial de calentamiento de la Tierra registrado ante el Panel Intergubernamental de Cambio Climático, por lo que pequeñas emisiones de dicho gas contribuyen notablemente al calentamiento global. No obstante, el SF6 es el medio de extinción de arco eléctrico más utilizado a nivel mundial en las subestaciones eléctricas para los equipos de potencia, tales como interruptores, transformadores y subestaciones encapsuladas. Debido a esto, su uso continuo se mantendrá en los próximos años, con el riesgo de emisiones que contribuyan al aumento de la temperatura ambiental.

1 kg de SF6 liberado a la atmósfera contribuye al calentamiento global tanto como 23,900 kg de CO2. Por esta razón (y debido al alto costo del SF6), el uso del SF6 en una subestación aislada de gas (SIG) se organiza en un ciclo cerrado de uso, desde la producción hasta el llenado en el GIS y durante su mantenimiento.

El uso, mantenimiento y reutilización del SF6 está establecido por las normas IEC 62271-203 y IEEE C37.122.

Los programas implementados en países como Japón y EUA para disminuir emisiones de SF6, consisten básicamente en capacitación del personal para un mejor manejo del gas, detección oportuna de fugas en equipos que se encuentran en operación, y verificación frecuente de la calidad del gas, mediante técnicas analíticas modernas, para evitar fallas catastróficas de los equipos que liberen todo el gas contenido.

Densidad/Presión

La densidad de los gases está directamente relacionada con la presión de ellos. En efecto, partiendo de la Ley de Boyle.

$PV = \text{constante}$ {Temperatura constante; masa constante}

P: Presión

V: Volumen

Considerando la “constante universal de los gases perfectos” R y la temperatura centígrada absoluta T, se tiene:

$$PV = n R T \quad (1)$$

Ecuación denominada “Ecuación de estado de los gases perfectos”, donde n es el número de moles e igual a la masa m del gas dividida por su masa molecular M .

$$n = m / M \quad (2)$$

Por lo tanto:

$$PV = (m R T)/M \quad (3)$$

Por definición, la densidad de un gas, ρ , es $\rho = m / V$. Resulta entonces:

$$P = \rho R T / M \quad (4)$$

Se observa que la densidad de un gas depende de su presión P , además de su temperatura T y su masa molecular M . Es importante señalar que la masa molecular permanece constante mientras que la presión varía según las oscilaciones de temperatura. Por esta razón, para detectar las pérdidas de SF₆ se utiliza un densímetro y no un presostato.

Los principales proveedores de gas SF₆ en el ámbito mundial son:

- Ausimont (Italia).
- Promosol (Francia).
- Allied Chemical (USA).
- Solvay-Fluor und Derivate (Alemania).
- Air Products Imperial Chemical Industries (Inglaterra).

1.2 INTRODUCCIÓN

En los sistemas de transmisión, cada día es más notoria la necesidad de abastecer demandas de energía eléctrica que por sus características es imperioso satisfacerlas utilizando sistemas de alta tensión (115 kV en adelante), lo que hace imprescindible la instalación de Subestaciones para esas tensiones. Por otra parte, el precio muy elevado de los terrenos, sumado a la imposibilidad de conseguirlos de las dimensiones necesarias para instalar una AIS (AIS: Air-Insulated Switchgear), prácticamente desaconseja el uso de éstas. En cambio, las dimensiones (área y volumen) reducidas de las GIS (Gas-Insulated Switchgear), las convierten en la mejor solución para utilizarlas en ciudades importantes y/o industriales.

Las Subestaciones Aisladas en Gas (GIS) fueron inventadas a principios de 1960, sus primeros proyectos fueron realizados a mediados de los 60 en Estados Unidos y Europa. Desde la fecha hasta el día de hoy hay miles de subestaciones GIS instaladas en el mundo.

Con la introducción del SF6 en tecnología moderna, el primer interruptor de aislamiento de gas SF6 de alta tensión fue introducido en el mercado en 1968, utilizando por primera vez el SF6 como medio de aislamiento y apagado de arco. Uno de los primeros GIS instalados fue en Berlín, Alemania, en 1968 en la Subestación de Wittenau para una tensión nominal de 110 kV.



Figura 3 Subestación de Wittenau para una tensión nominal de 110 kV.

La primera generación de tecnología GIS utilizó el acero como recinto, El diseño de acero ofreció alta estabilidad y alto peso a las GIS. La fiabilidad y funcionalidad de estos tipos de subestaciones fue alta desde el principio y estas instalaciones siguen funcionando en todo el mundo.

Con el pasar de los años el desarrollo de las tecnologías GIS ha ido disminuyendo en tamaño los componentes desarrollados en la gráfica se muestra la reducción en el tamaño desde el inicio de esta tecnología.

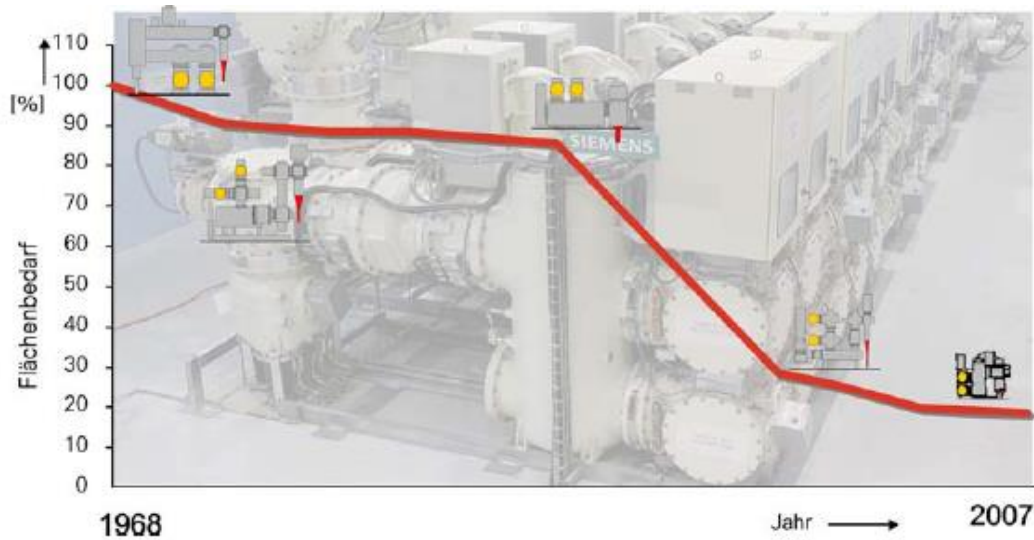


Figura 4 Avance de la reducción de tamaño con respecto a los años.

Las pruebas realizadas con GIS desde 1968 muestran una alta fiabilidad y una larga vida útil. De más de 40 años de funcionamiento, la vida útil de una subestación GIS esperada se ha fijado en más de 50 años. Pese a algunas dificultades desde el inicio de la tecnología con pérdidas de gas o fallas de aisladores, la tecnología GIS resultó ser más confiable que las subestaciones aisladas de aire.

El uso de aleaciones de aluminio para los gabinetes de GIS de hoy en día no muestra corrosión. Diferente de los encapsulados de acero, que necesitaban un recubrimiento de color para la protección contra la corrosión, la carcasa de aluminio se protege por capas superficiales de óxido muy fino (de sólo algunos μm de espesor). No es necesario un recubrimiento de color por razones de protección contra la corrosión.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 GENERALES

- Analizar e investigar la factibilidad de utilizar subestaciones GIS en las ampliaciones proyectadas del Sistema de Transmisión versus las subestaciones AIS.
- Realizar un análisis técnico / económico acerca de la conveniencia en aplicar la tecnología GIS, como alternativa a las limitantes cada día más estrictas para el desarrollo de nuevos proyectos en el sector eléctrico.

1.3.2 ESPECIFICOS

- Determinar la conveniencia en utilizar una subestación con tecnología GIS en lugar de una subestación convencional.

1.4 ALCANCES

Presentar una propuesta para la implementación de una subestación utilizando tecnología GIS, la cual cumpla las exigencias de demanda presentadas por los demás participantes del mercado, para un lugar en específico (Subestación de 115kV).

Presentar el análisis costo / beneficio de utilizar una subestación con tecnología GIS versus una subestación convencional, en respuesta a las exigencias del sector eléctrico cada vez más exigente.

1.5 ANTECEDENTES

La utilización de las subestaciones con tecnología GIS comenzaron a utilizarse en el año 1965, y a la fecha dado sus dimensiones características han sido la solución para utilizarse en grandes ciudades y en sectores industriales, donde el costo de los terrenos es muy elevado.

1.6 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La empresa transmisora como empresa responsable del mantenimiento y expansión del sistema de transmisión de EL Salvador, debe enfocarse en la utilización de los avances en la tecnología para desarrollar proyectos eléctricos que tengan como finalidad disminuir los costos por mantenimiento, presentar un alto grado de confiabilidad, utilizar el menor espacio físico posible y ser la mejor alternativa económica para su implementación.

1.7 JUSTIFICACION

Actualmente para poder desarrollar proyectos en el sector eléctrico, se deben presentar análisis de factibilidad y estudios medio ambientales para determinar el nivel de impacto que estos puedan ocasionar al medio ambiente. La utilización de subestaciones con tecnología GIS, es la mejor alternativa ante las limitantes descritas anteriormente, ya que este tipo de instalaciones por su diseño flexible permite un fácil acceso para su instalación, verificación y mantenimiento. Además por ser una instalación con muchos controles automatizados esta se convierte en un sistema con mayor confiabilidad, seguridad y operatividad comparada con una instalación convencional.

CAPITULO II: SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE

Una subestación de transmisión es una combinación de la conmutación, de control, y la tensión de los equipos de bajada dispuesto para reducir la tensión de la transmisión a la tensión de subtransmisión para la distribución de energía eléctrica para subestaciones de distribución. Subestaciones de transmisión con frecuencia tienen dos o más transformadores de gran tamaño, subestaciones de transmisión funcionan como centros de distribución masiva

de energía eléctrica, y su importancia en el sistema es muy importante tener un arreglo de buses y conmutación más elaborados que en una subestación de distribución.

Características de una Subestación:

- a) Simplicidad en el sistema, al cual se conectara la subestación construyendo un nodo
- b) El mantenimiento se debe realizar fácilmente; sin interrupción del servicio, o peligro para el personal de operación.
- c) Se debe tener disponibilidad de arreglos alternativos; en el caso de salidas de servicio, o fallas en algunos equipos.
- d) El arreglo del equipo, no debe limitar la expansión, y/o aumento, en el crecimiento de la carga, hasta un valor determinado.
- e) Debido a que de hecho, cada parte del equipo, constituye un punto débil; de manera que, en los casos necesarios se debe considerar la posibilidad de usar equipo adicional para cubrir posibles contingencias.
- f) La instalación debe ser lo más económica posible.

Aspectos tomados en consideración:

- Costo.
- Seguridad.
- Confiabilidad.
- Flexibilidad de operación.
- Simplicidad en la protección.
- Arreglo de equipo simple, y fácil mantenimiento.
- Disponibilidad de terreno.
- Localización de las líneas.
- Estética.

Una subestación básica consta de lo siguiente:

- Transformadores de potencia.
- Cortacircuitos.
- Interruptores de potencia.
- Switchgear.
- Regulador de Voltaje.
- Capacitor Shunt.
- Descargador de Sobretensión.
- Reclosers.
- Transformadores de Instrumento.
- Capacitores de Acoplamiento para transformadores de voltaje.

Para el estudio se toma como base una subestación de 115 kV, los arreglos de barras más comunes en estas subestaciones son Doble juego de barras principales o también conocido como barra principal y barra auxiliar, también barra principal y barra de transferencia.

Otro aspecto son los niveles de tensión normalizados.

Tabla 5 Tensiones Normalizadas para subestaciones.

Tensión nominal kV	Tensión máxima de diseño kV	Nivel básico de aislamiento, al impulso por rayo. kV	Nivel básico de aislamiento, al impulso por maniobra kV
115	123	550	-
230	245	1050 900	-
400	420	1300 1425	1050 1050

Los valores de corrientes nominales, para cada uno de los niveles de tensión, están determinados, por los límites térmicos de conductores usados; así como en las bahías de líneas, a partir del calibre nominal según se indican en la tabla 6.

Tabla 6 Tensiones nominales, calibre y material del conductor.

Tensión nominal kV	Calibre y material del conductor MCM, ACSR	Límite de corriente térmico, por conductor (A 75°C) AMPER
115	795 900 1113	900 970 1110
230	900 1113	970 1110
400	1113	1110

También se poseen parámetros para las corrientes de cortocircuito mostrados en la tabla 7.

Tabla 7 Corrientes de cortocircuito simétricas para tensiones nominales.

Tensión nominal kV	Corriente de corto circuito simétrica kA
115	25.0
230	31.5
400	40

Con estos criterios se verifica:

- La capacidad térmica de conductores.
- La capacidad interruptiva de los interruptores.
- El cálculo de los esfuerzos electrodinámicos en conductores, aisladores y conectores.

→ El cálculo de la resistencia, los efectos de arco eléctrico en las cadenas de suspensión.

El diseño de la subestación debe ser considerando el grado de contaminación, adaptación a la altitud, adaptación a condiciones climatológicas y diseño sísmico, se debe realizar un estudio de impacto ambiental, social-económico.

El diseño sísmico debe cumplir:

- Los interruptores deben ser capaces de soportar los esfuerzos dinámicos que se les transmiten del suelo a través de sus bases de montaje y que resultan de las componentes de carga vertical y horizontal más la ampliación debida a la vibración resonante.
- El arreglo de la subestación debe considerar la limitación de los esfuerzos dinámicos aplicados al equipo a través de sus conexiones

CAPITULO III: SUBESTACIONES GIS

Las Subestaciones GIS tienen sus partes bajo tensión aisladas en gas hexafluoruro de azufre (SF₆), en lugar de aislación en aire como en las Subestaciones Aisladas en aire (AIS).

Cada equipo de alta tensión, incluyendo las barras principales o colectoras, está encapsulado independientemente en un compartimiento metálico provisto de un ambiente de gas SF₆ a presión mayor que la atmosférica. Se forman así módulos individuales por equipo, que luego se interconectan mecánica y eléctricamente entre sí para formar distintas configuraciones.

Los módulos individuales corresponden a:

- Módulo de juego de barras principales o colectoras.
- Módulo de interruptor.
- Módulo de seccionador de barras.
- Módulo de seccionador de puesta a tierra.
- Módulo de transformador de corriente.
- Módulo de transformador de tensión.
- Módulo de descargador de sobretensiones.
- Módulo de prolongación (recto, ángulo).
- Módulo de empalme con cable subterráneo.
- Módulo de empalme con línea aérea.

Los distintos módulos de equipos y juegos de barras principales o colectoras se conectan entre sí utilizando bridas selladas y atornilladas.

Entre módulos se utilizan aisladores cónicos de resina que a la vez que soportan las barras conductoras, ofrecen una barrera estanca al gas SF₆. Se evita así la contaminación del gas en toda la Subestación en los casos de apertura de interruptores sobre fallas, al tiempo que también evitan la propagación de una falla al resto de la Subestación.

Las envolventes metálicas pueden ser de aluminio utilizado en la gran mayoría de los casos o acero. El aluminio, además de disminuir el peso de toda la Subestación, ofrece una buena

resistencia a la contaminación ambiental y a la descomposición del gas SF₆ por efecto del arco eléctrico. Estas envolventes de aluminio no necesitan, por esta causa, ninguna protección interior, lo que además evita el riesgo de crear partículas indeseables.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje se disponen entre los distintos módulos, en especial los correspondientes a prolongaciones, de juntas de dilatación del tipo fuelle que permiten dichas expansiones y evitan el escape del gas interno.

Los conductores internos de alta tensión de los distintos módulos se realizan con barras de sección circular de cobre o aluminio. Se conectan entre sí mediante contactos de presión que aseguran la continuidad eléctrica, al tiempo que absorben la expansión térmica y eventuales desalineamientos angulares, evitando así la transmisión de esfuerzos a los aisladores que las soportan.

Todas las envolventes de los distintos módulos se conectan a tierra en ambos extremos, debiendo asegurarse su continuidad a través de toda la Subestación. Al circular corriente por la barra conductora, se induce en la envolvente metálica una tensión de forma similar a lo que ocurre en un transformador de corriente. Al tener la envolvente puesta a tierra, circulará por ella una corriente similar en valor pero de sentido opuesto a la que circula por la barra conductora, considerándose así que las envolventes se encuentran a potencial de tierra.

3.1 MÓDULOS DE JUEGO DE BARRAS (BARRAS PRINCIPALES O COLECTORAS)

Están formadas por una barra conductora de aluminio o cobre, de sección circular y soportada por aisladores situados a lo largo de la envolvente metálica. El volumen entre la barra conductora y su envolvente permanece con gas SF₆ a presión mayor que la atmosférica (distintos valores según cada fabricante).

Hasta la tensión nominal de 145 kV existen envolventes tripolares (las tres fases dentro de un mismo encapsulado). A partir de esa tensión, son unipolares (fases separadas).

Las GIS unipolares o de fases separadas son más voluminosas que las tripolares o de fases juntas. También las tripolares tienen un mantenimiento más sencillo al facilitar la entrada del personal asignado a esas funciones, tienen menos partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, la posibilidad de fugas de gas es menor. Además, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan, ahorrando así pérdidas de energía.

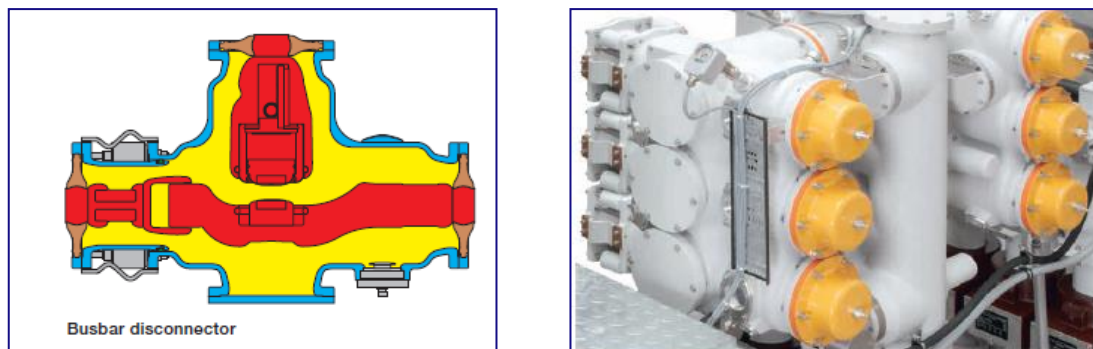


Figura 5 Representación del módulo de barras.

3.2 MÓDULOS DE INTERRUPTORES

Los interruptores utilizados en las GIS modernos utilizan el mismo principio que los interruptores utilizados en las AIS: auto compresión.

Ante un cortocircuito, el gas SF₆ presente como elemento de corte, se recalienta como consecuencia del contacto con la energía desarrollada por el arco eléctrico. Aumenta así la presión en el interior del cilindro de contacto, sumándose a la presión de separación propia de su mecanismo de accionamiento. Esta razón hace que no haga falta que el sistema de accionamiento sea el único encargado de aportar la energía necesaria para generar una presión capaz de extinguir el arco eléctrico. De este modo, los accionamientos modernos son simples y basados en la acumulación de energía en resortes.

Los interruptores modernos de alta tensión utilizan accionamientos de “carga de resortes” hasta 500 kV. En tensiones superiores se utilizan accionamientos electrohidráulicos, constructivamente muy compactos, y con un control simplificado de las válvulas

Según el fabricante y la configuración adoptada, los interruptores se instalan en posición horizontal o vertical. En la posición horizontal, mediante el uso de un carrito apropiado y suministrado por el fabricante, puede extraerse para mantenimiento el contacto móvil con mayor facilidad.

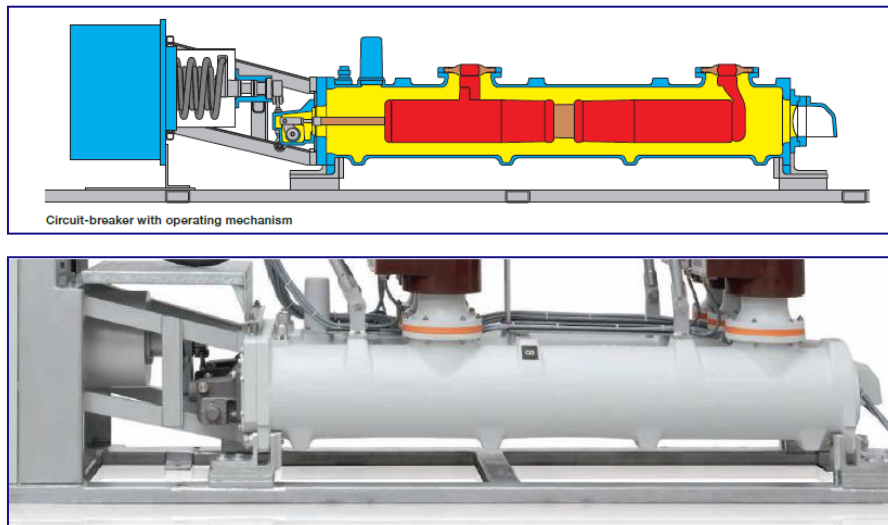


Figura 6 Representación del módulo de interruptor.

3.3 MÓDULOS DE SECCIONADORES

Los seccionadores adoptan diversas formas constructivas y algunos fabricantes combinan las funciones del seccionador con su cuchilla de tierra en un solo aparato de tres posiciones. Resulta así que el contacto móvil tiene tres posiciones: (a) se une al contacto fijo, (b) permite unir la barra conductora con el contra contacto de la cuchilla de tierra y (c) en una posición neutra donde no se cierran el seccionador y la cuchilla de tierra. Este diseño posibilita un enclavamiento recíproco de ambas funciones.

El contra contacto de la cuchilla de tierra se extrae aislado de la envoltura metálica para fines de medición.

Los polos de un seccionador están acoplados mecánicamente y así son movidos simultáneamente mediante un accionamiento motorizado o en forma manual externa.

Los seccionadores de puesta a tierra soportan las corrientes de cortocircuito máximas de diseño del sistema.

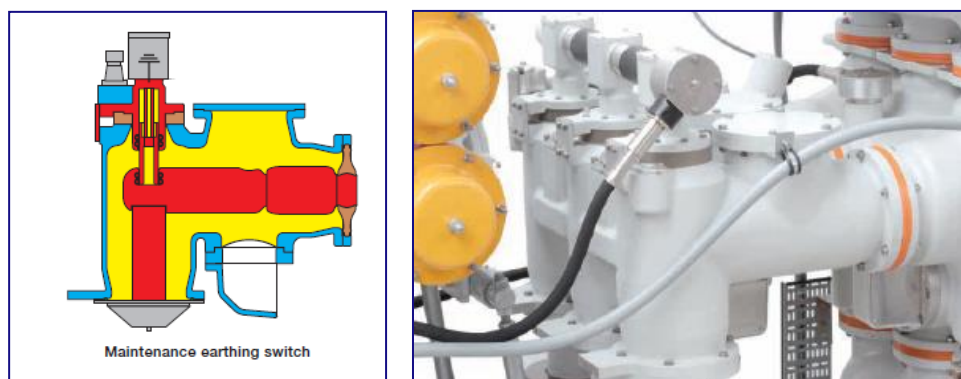


Figura 7 Módulo constructivo de seccionador.

3.4 MÓDULOS DE TRANSFORMADORES DE MEDICIÓN

Los transformadores de corriente son de tipo inductivo y se pueden instalar en cualquier punto de la GIS, ya que su primario está constituido por la barra conductora de alta tensión.

Los transformadores de tensión pueden ser de tipo inductivo o capacitivo, siempre inmersos en una atmósfera de gas SF₆.

Los terminales secundarios de los transformadores de medición se extraen de la envoltura metálica a través de una placa de paso perfectamente estanca al gas, quedando eléctricamente accesibles en la caja de bornes, lugar desde donde, además, se pueden cambiar las relaciones de transformación en el caso de los transformadores de corriente.

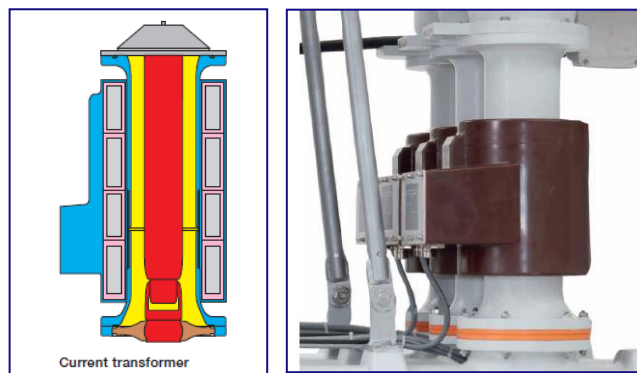


Figura 8 Módulo constructivo de transformador de corriente.

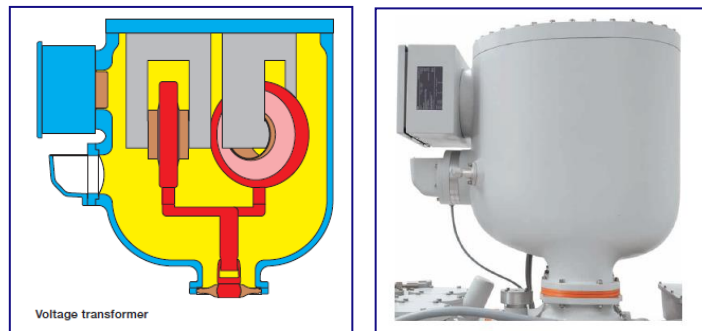


Figura 9 Módulo constructivo de transformador de tensión.

3.5 MÓDULOS DE DESCARGADORES DE SOBRETENSIONES

Normalmente se instalan fuera del GIS en los puntos donde las líneas aéreas se conectan a la Subestación. No obstante, también pueden instalarse en módulos aislados en gas SF₆ que forman parte integrante de la Subestación GIS.

Los descargadores de sobretensiones de óxido de zinc tienen en su envoltura metálica un registro que permite abrir la barra conductora interna para realizar ensayos de la Subestación. Por la parte inferior, además de la existencia de terminales para el monitoreo del gas, se instalan los dispositivos de control propios.

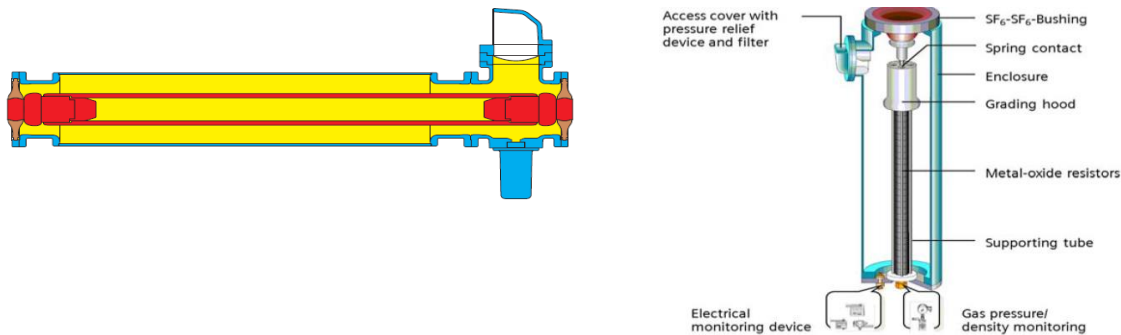


Figura 10 Módulo constructivo de transformador de tensión.

3.6 MÓDULOS DE EMPALME

Los módulos de empalme o conexión unen los campos (celdas) de las Subestaciones GIS con otros equipos externos: líneas aéreas, transformadores de potencia o reactores, cables subterráneos, etc.

Asimismo, son el pasaje del aislamiento en gas SF₆ de las GIS a otro medio de aislamiento: aire (líneas aéreas), aceite (transformadores de potencia).

Permiten junto con los módulos de unión o prolongación rectos, en ángulo, en "T", etc., la realización de diversas configuraciones, con una mayor versatilidad y facilidad que las utilizadas en las AIS.

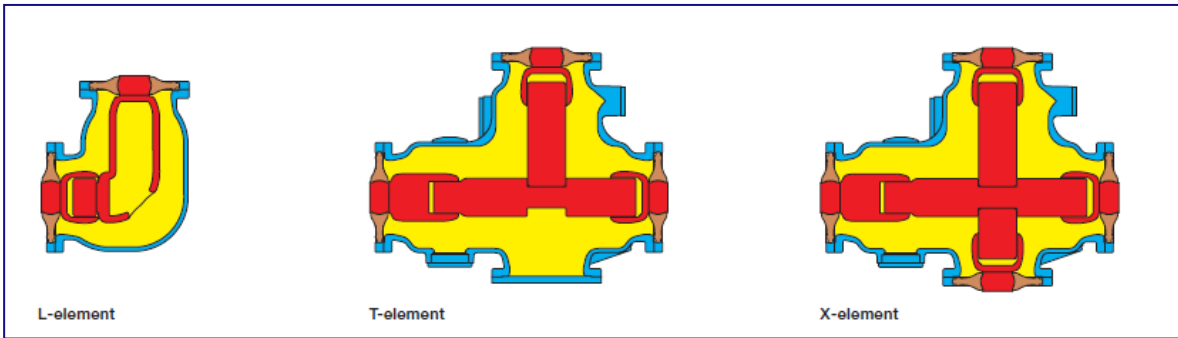


Figura 11 Módulos constructivos de conexión.

Los módulos de empalme o conexión para líneas aéreas, que contemplan aisladores gas / aire, se diseñan en función de la coordinación de la aislación, las distancias eléctricas mínimas y el grado de polución existente en el lugar de implantación de la GIS.

Los módulos de empalme o conexión para cable permiten la conexión de las GIS con cables subterráneos de alta tensión de cualquier tipo y sección. También se pueden conectar varios cables en paralelo (2, 3, cables por fase) cuando se trata de intensidades nominales que superan las secciones comerciales de los cables y, por lo tanto, debe adoptarse el criterio de utilizar más de un cable por fase.

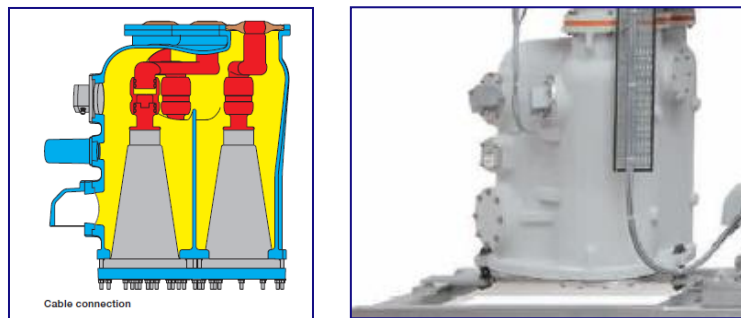


Figura 12 Módulo constructivo para conexión a cable subterráneo.

Mediante la utilización de diversos tipos de módulos de prolongación rectos y en ángulos, más los módulos de empalme o conexión correspondientes, se logra la adaptación más económica de las conexiones de las GIS con diversos equipos de alta tensión.

Hasta tensiones nominales de 145 kV, los módulos de transición monopolar / tripolar permiten interconectar módulos y componentes de esas características entre sí. Generalmente se utilizan para el módulo de empalme o conexión de salida tripolar con módulos terminales monopolares de líneas aéreas y transformadores trifásicos de potencia. Tableros de control y comando, protecciones y mediciones.

Normalmente, los tableros de baja tensión de comando y control, protecciones y mediciones, se disponen en el frente de cada campo (celda) adosado al mismo o, pasillo por medio, enfrentados, pero siempre en forma individual por campo (celda). También las protecciones y mediciones, juntas o por separado, pueden disponerse en tableros específicos ubicados en

otras salas tal como se lo hace en las Subestaciones AIS. Asimismo, el control y comando de toda la Subestación GIS se los puede centralizar en una sala de control general.

Cualquiera sea el criterio que se utilice para la ubicación de estos tableros de comando y control, protecciones y mediciones, deberá preverse que en los sistemas de alta tensión es de uso corriente que toda la Subestación pueda controlarse en forma remota.

De este modo, generalmente se establecen tres niveles de comando y control:

- Local, desde cada campo (celda), bien sea el tablero respectivo adosado a éste o enfrentado pasillo por medio.
- Remoto desde la sala de control general ubicada en el mismo edificio.
- Remoto desde un centro de despacho de cargas regional y/o nacional.

Los instrumentos medidores de la presión de los diferentes módulos pueden ubicarse localmente en los mismos tableros individuales de comando y control, protecciones y mediciones.

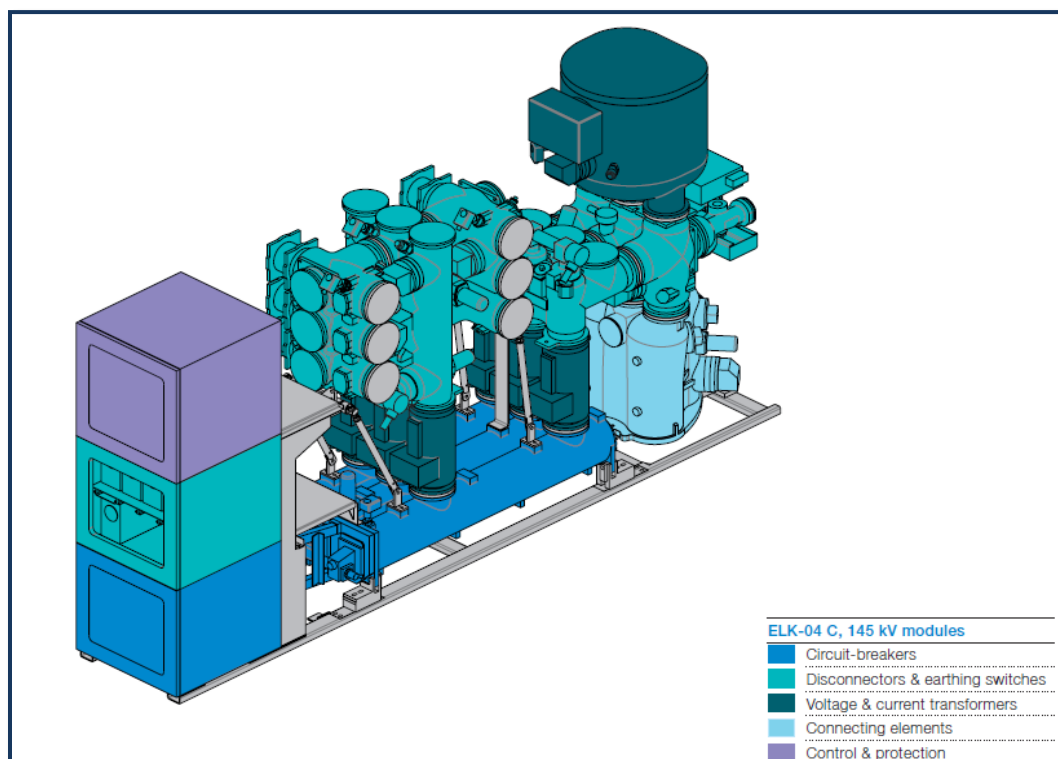


Figura 13 Modelo tridimensional de una subestación aislada en gas SF6.

3.7 PRINCIPALES VENTAJAS PARA EL USO DE SUBESTACIONES AISLADAS EN GAS SF6

1. Requerimiento de espacio mínimo y por consiguiente menores costos de adquisición de terreno.
2. Soluciones adaptadas al cliente debido a diseño modular.
3. Soluciones con menor tiempo de implementación, debido al despacho de unidades pre-ensambladas y probadas en fábrica.
4. Libre de mantenimiento mínimo 20 años.
5. Elevado grado de seguridad para el personal en la operación.
6. Mayor confiabilidad y vida útil.
7. Menor impacto visual.
8. Inmune contra condiciones climáticas agresivas y extremas (polvo, arena, viento, hielo).
9. Mejor respuesta sísmica debido a un centro de gravedad más bajo.
10. Fácil extensión o modernización de subestaciones tipo intemperie (AIS) con GIS bajo condiciones de poco espacio o en servicio.
11. Tiempos de entrega reducidos (6 meses ExW).
12. Menor volumen de obras civiles.
13. Mayor seguridad contra vandalismo.

Un claro ejemplo de cuanto es el espacio una subestación aislada en gas SF6 se puede ahorrar que con una subestación aislada en AIS es el siguiente, reemplazo de Subestación aislada en AIS por una aislada en gas Gas SF6 (GIS), 123 kV / 40 kA 8DN8 HISMündelheim, HKM Duisburg / Alemania.

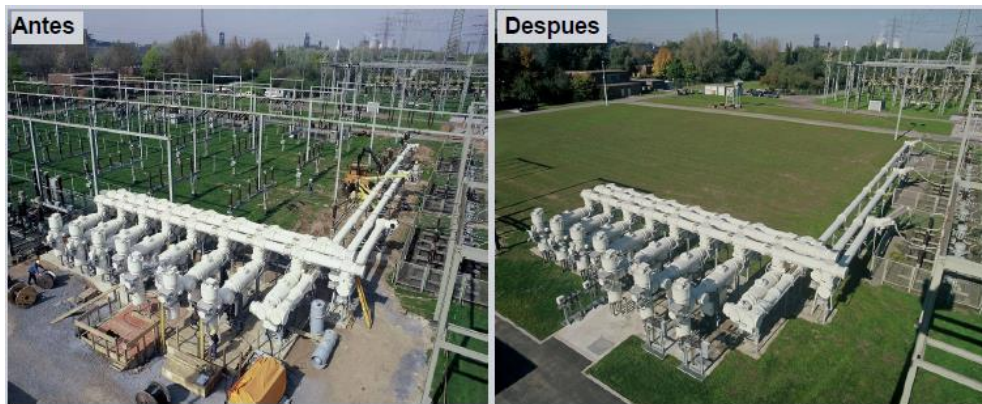


Figura 14 Imagen de antes y después de la implementación de sistemas GIS.

Otra gran ventaja que presentan las subestaciones aisladas en GIS es que ampliar su capacidad es fácil y los componentes pueden ser independientes del proveedor original.

Según datos obtenidos¹ de Siemens se espera que la mayoría de las subestaciones aisladas en AIS sean reemplazadas por subestaciones aisladas en GIS.

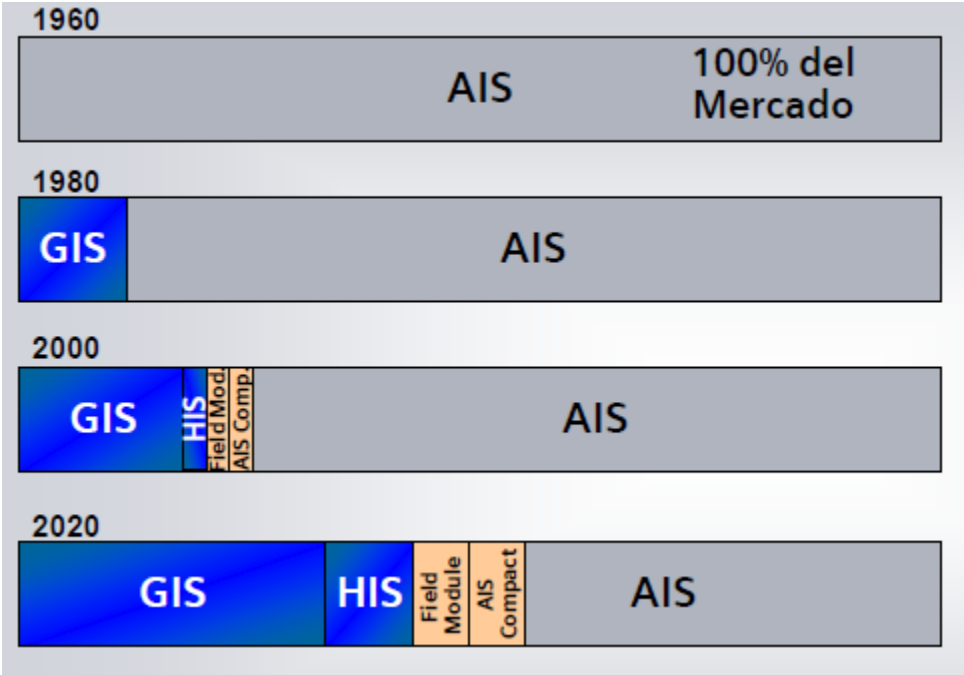


Figura 15 Tendencia de las tecnologías GIS en Latinoamérica.

En Latinoamérica países como Chile muestran un incremento en el uso de este tipo de aislamiento.

¹ Fuente: Cigré WG 23/02, 02/2000, Major Failures of GIS 1967-1995

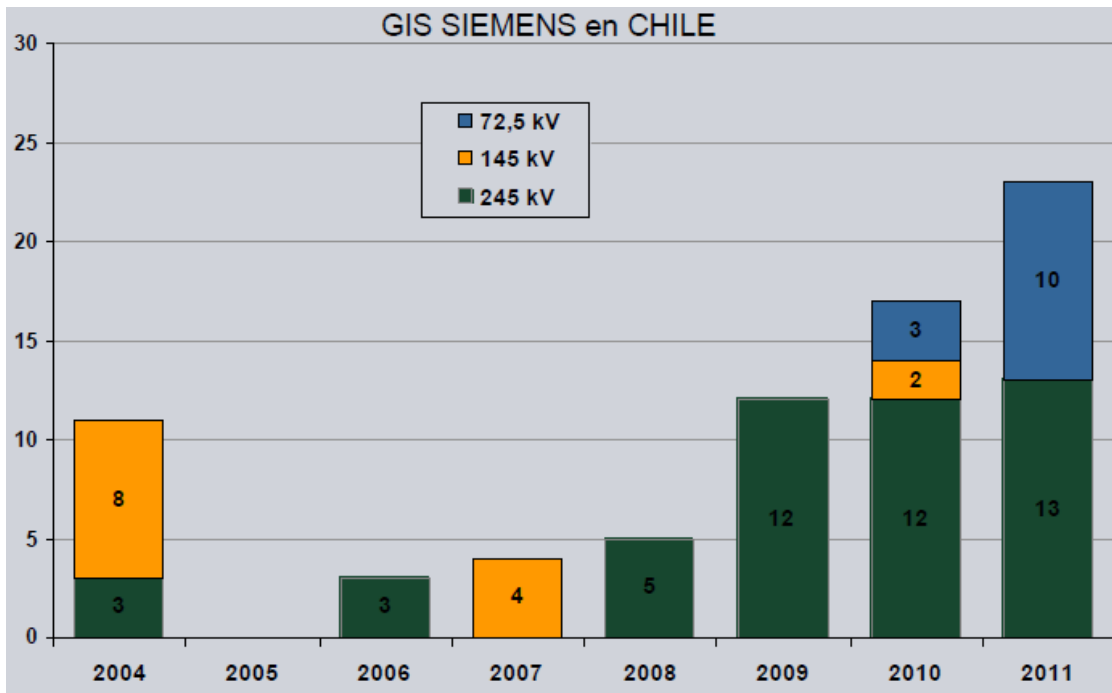


Figura 16 Tendencia de tecnología GIS en Chile.

La diferencia más importante entre las GIS y las AIS es que el volumen ocupado por una GIS está entre el 3 al 8% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones. Cuando se trata de superficies, el área ocupada por una GIS está entre el 3 al 12% del que le corresponde a una AIS de la misma tensión nominal y para las mismas funciones.

La reducción de la superficie que se logra con las GIS se hace más evidente para tensiones mayores y puede alcanzar hasta 30 veces menos que una AIS para el caso de subestaciones de 800 kV.

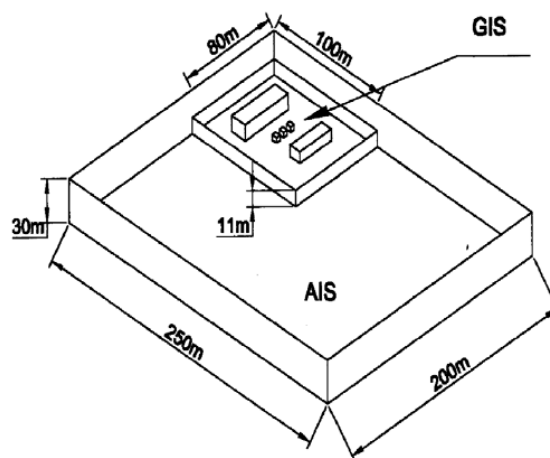


Figura 17 El volumen ocupado por la subestación GIS es de 5.8% del que ocupa la AIS.

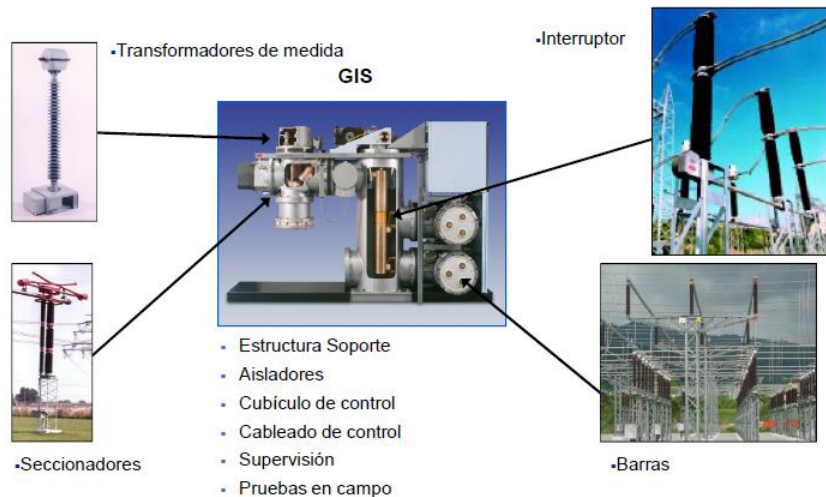


Figura 18 Ventaja GIS: Integración de funciones.

Casos más convenientes de cuando instalar una subestación GIS o una subestación AIS.

-Si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, lo que ocurre generalmente en sitios lejos de las grandes ciudades, las AIS son más económicas que las GIS.

-Si se dispone de terrenos de superficies pequeñas y de alto costo, lo que ocurre generalmente en las grandes ciudades, las GIS son más económicas que las AIS.

3.8 NIVELES DE INTERRUPCIÓN EN LOS SISTEMAS GIS

En la Tabla 8² se indican los valores nominales de tensión e intensidad comercialmente disponibles. Se aclara que ciertas Normas indican otros valores que según la experiencia se apartan del estándar de fabricación. Del mismo modo, existen otros valores de tensiones nominales, especialmente en Estados Unidos, que difieren de los que aquí se indican.

² Fuente: Normas CFE VY200-40

Tabla 8 Valores Nominales.

Características nominales de la subestación	Unidades	Tensiones nominales y máximas de diseño			
		400/420	230/245	115/123	69/72.5
Tensión nominal	kV eficaz	400	230	115	69
Frecuencia nominal	Hz	60			
Corriente nominal en barras ³	A eficaz	2000-3150	2000-3150	2000-3150	2000-3150
Corriente nominal en bahías de salida	A eficaz	2000-3150	2000-3150	2000-3150	2000-3150
Corriente de corta duración (1s) ²	kA eficaz	40	40	31.5	31.5
Corriente dinámica de corto circuito	kA cresta	104	104	82	82
Tensión de aguante al impulso por rayo (1.2x 50 µs)	kV cresta	1425	1050	550	325
Tensión de aguante al impulso por maniobra	kV cresta	1050	-	-	-
Tensión de aguante a 60 Hz (1min)	kV eficaz	520	460	230	140
Nivel de descargas parciales ¹	ρC	5	5	5	5

Nota:

1- La prueba se debe realizar conforme a la norma IEC 62271-203 y se debe efectuar en conjuntos o ensambles parciales de la subestación que integre una bahía.

2- Salvo a que se especifique otro valor en Características Particulares. El nivel corto seleccionado debe invariablemente verificarse con el estudio de Corto Circuito más reciente para falla monofásica y trifásica del valor de la red.

3- Se debe indicar en las Características Particulares la corriente nominal de alta y media tensión.

3.9 CORRIENTES NOMINALES DE OPERACIÓN Y CORRIENTES DE INTERRUPCIÓN

En la tabla 9³ se muestran los valores de interrupción y operación para las diferentes tensiones nominales de las subestaciones GIS.

Tabla 9 Niveles de interrupción y operación.

Tensión nominal del interruptor de potencia (kV)	Corriente nominal (A)	Corriente de interrupción de cortocircuito (kA)	Corriente de interrupción en cables cargados (cables en vacío) (A)	Corriente de interrupción con línea cargada (línea en vacío) (A)
72.5	1250	20 25 31.5	125	10
123	1250 1600 2000 3150	25 31.5 40 50 63	140	31.5
145	1250 1600 2000	31.5	160	50
	1600 2000 3150	40 50 63		
170	1250 1600 2000	31.5	160	63
	1600 2000	40 50		
245	2000 2500 3150	40 50 63	250	125
	1600 2000	31.5		
	2000 2500 3150	40 50 63		

En el caso de las Subestaciones GIS estas distancias sólo son aplicables para los módulos de empalme o conexión cuando se conectan a líneas aéreas o terminales de equipos de

³ Fuente: Normas CFE VY200-40

intemperie (transformadores de potencia, autotransformadores, reactores, etc.). En la tabla 10⁴ se muestra a manera de ejemplo, los valores de distancia mínima a considerar para cada aplicación.

Tabla 10 Distancia eléctrica mínima.

Tensión Máxima a frecuencia de régimen Valor eficaz Um (kV)	Distancia fase-fase entre partes rígidas (m)	Distancia fase-fase entre partes flexibles (m)	Distancia fase-tierra entre partes rígidas (m)	Distancia fase-tierra entre partes flexibles (m)
72,5	1,00	1,50	1,00	1,50
123	1,50	2,50	1,40	1,60
145	1,50	2,50	1,40	1,60
170	2,00	3,00	2,00	2,50
245	2,50	4,00	2,20	2,70
300	3,50	4,50	3,00	4,00
362	4,00	5,00	3,30	4,10
420	4,50	----	3,50	----
550	8,00	----	5,00	----
800	10,00	----	6,00	----

3.10 CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DEL TRATAMIENTO DEL GAS SF₆

Existen normas internacionales, como la IEC-376 y la ASTM D-2472-00, que establecen los requisitos del gas nuevo o regenerado para su utilización como aislamiento de equipos de potencia (Campbell 2000). Dichos requisitos se muestran en la Tabla 11⁵. El SF₆ al ser utilizado en los equipos eléctricos de potencia también presenta la desventaja de la descomposición parcial cuando se somete a esfuerzos eléctricos (chispas, arcos, efecto corona, entre otros), en presencia de contaminantes (como aire y humedad), lo que origina subproductos altamente tóxicos y corrosivos, los cuales pueden afectar la salud del operario durante labores cotidianas de mantenimiento. Asimismo, estos subproductos no tienen las mismas características dieléctricas y térmicas del SF₆, con lo cual disminuye la capacidad de aislamiento y extinción de arco, lo cual puede provocar una falla catastrófica del interruptor (una explosión) provocando que el gas SF₆, así como los subproductos tóxicos, se liberen al

⁴ Fuente: Normas CFE VY200-40

⁵ Fuente IEC 376y ASTM D-2472-00

medio ambiente, incrementando de esta manera los riesgos del calentamiento global. Asimismo, dicha falla, también origina problemas en la red de transmisión y distribución de la energía eléctrica, provocando, en un momento dado, apagones, tanto en comunidades pequeñas como en ciudades.

Tabla 11 Impurezas máximas permitidas en el gas SF6 utilizado en equipos de potencia

Contaminante	Nivel máximo permitido por IEC 376	Nivel máximo permitido por ASTM D-2472-00	Método de prueba
CF ₄ [% peso]	0.05	0.05	ASTM D- 2685 IEC 376
Aire expresado como O ₂ + N ₂ [% peso]	0.05	0.05	ASTM D- 2685 IEC 376
Contenido de agua [ppm]	15	8	ASTM D- 2029 IEC 376
Acidez máxima [Expresada como ppm HF]	0.3	0.3	ASTM D- 2284 IEC 376
Pureza mínima [% peso]	-----	99.8	ASTM D- 2685 IEC 376

3.1.1 DESCOMPOSICIÓN DEL SF6 POR DESCARGAS ELÉCTRICAS

En un equipo aislado con gas, la descomposición del SF6 por descargas eléctricas es el modo más común de su disociación. Al estar en operación el SF6 en los equipos eléctricos, éste se ve afectado en su funcionalidad y se descompone parcialmente en varios subproductos al estar expuesto a los fenómenos eléctricos: corona, descargas parciales, chisporroteo, y arquesos.

3.1.2 DETECCIÓN DE FUGAS DE SF6

En la actualidad existen 2 principales fuentes de emisiones fugitivas de SF6:

Escape del gas durante el manejo, reciclaje, etc. Esto incluye derrames y venteo (se estima un 80% del total de fugas por este motivo).

Fuga gradual de SF6 de los transformadores y distribuidores de corriente. Esto se puede deber a tuercas y tornillos flojos, formación de grietas en los empaques, oxidación de cubiertas, etc.

La detección de una fuga de equipos eléctricos en operación es difícil debido a que este gas es incoloro e inodoro, y la mayoría de estos equipos son capaces de operar efectivamente hasta con un 10% de pérdidas de SF6. En general, la fuga es muy lenta, del 1 al 3% anual, por lo que una vez formada, ésta puede continuar sin detectarse durante mucho tiempo, y cuando las pérdidas se notan (por fallas o bajo rendimiento del equipo), el equipo simplemente se recarga, ocasionando mayores emisiones durante el manejo del SF6. Además, una vez recargado el equipo, y debido a que la fuga pudo no haberse detectado, y por lo mismo no reparado, las emisiones de SF6 continúan.

3.1.3 MANTENIMIENTO Y PREVENCIÓN

Las GIS requieren un mantenimiento mínimo debido a su envolvente hermética, sumado a que el gas SF₆ es un gas inerte sin envejecimiento y que además no ataca a los materiales con los cuales está en contacto y tampoco se altera por ellos. Las pérdidas anuales de SF₆ se garantizan como menores al 1 % por módulo. Estas pérdidas pueden ser compensadas con cargas adicionales que se realizan con la Subestación en servicio. Los órganos de maniobra - interruptores, seccionadores, palancas externas- deben recibir un mantenimiento similar al de los equipos convencionales instalados en una Subestación AIS. Cada usuario, según sus costumbres, determinará la forma y el momento para hacer el mantenimiento, pero debe considerarse que en condiciones normales solo debe procederse a “verificaciones de rutina”.

Resulta importante destacar que las Subestaciones GIS requieren mínimo mantenimiento y que ésta es una de las ventajas que presentan frente a las AIS. Por lo tanto, las prácticas de mantenimiento que se aplican a las AIS no son de aplicación en las GIS. Para las verificaciones de rutina existen diversos equipos e instrumentos, además de los que forman parte intrínseca de las GIS como ser los indicadores de densidad/presión. Entre los equipos más comunes se citan los siguientes:

Medidor de humedad y punto de rocío del gas SF₆.

Medidor de aire en el gas SF₆.

Medidor de productos de descomposición del gas SF₆.

Detector de fuga de gas SF₆.

Equipo de recarga y evacuación de gas SF₆.

También deberá disponerse en depósito el gas SF₆ para eventuales reposiciones. Su almacenamiento no significa ningún problema especial, pero siempre se debe tener presentes las reglas de higiene y seguridad industrial de aplicación en el sitio de la instalación, fundamentalmente en lo que hace a la ventilación del local.

3.11 CONFIABILIDAD DE SUBESTACIONES GIS

Confiabilidad y Disponibilidad son dos cifras importantes a considerar en los servicios de energía eléctrica a los usuarios, Los requisitos de la entrega de energía confiable son parte del precio de la electricidad, y el costo de los daños causados por las interrupciones de suministro de energía están cada vez más en el centro de las multas para compensar las pérdidas financieras.

Además de la calidad del dispositivo, el impacto de las condiciones ambientales como la humedad, temperatura, polvo, aire salado, hielo y muchos otros son los parámetros más influyentes de las cifras de confiabilidad. En el caso de equipos con aislamiento de gas como

las GIS, el impacto de las condiciones ambientales no afecta directamente a la parte de alta tensión, lo que mejora las cifras de confiabilidad de las GIS.

La confiabilidad de una GIS está representada por un factor complejo determinado por la duración total y frecuencia de las interrupciones, independientemente de si están planificadas o no planificadas. La confiabilidad es generalmente expresada por la disponibilidad de la GIS y se define como la probabilidad de que en cualquier momento, el compartimiento del Interruptor de potencia de la Subestación está funcionando satisfactoriamente o está listo para ser reemplazado.

El Factor de disponibilidad promedio (F) se determina de la siguiente manera:

$$F = 1 - \frac{\text{Tiempo de Interrupción (Planeado o No Planeado)}}{\text{Tiempo Total de Operación de la GIS}} \times 100\%$$

Las encuestas de experiencias en GIS muestran que el factor de disponibilidad promedio (F) es alrededor del 99.8%. El 0,2% restante consiste en la falta de disponibilidad debido al tiempo de fallas, reparaciones y mantenimiento planificado / no planificado. El usuario debe calcular el factor de disponibilidad promedio (F) para todas las alternativas y determinar el peso de este factor en relación con los resultados de los resultados obtenidos del Análisis de Costos del Ciclo de Vida de una GIS.

A continuación se muestran los estudios registrados por CIGRE contando con el registro de alrededor de 119,000 Buses de transferencia en estudio que utilizan esta tecnología hasta el 2,012 en Japón, Corea, Europa, Países Árabes y parte de Estados Unidos.

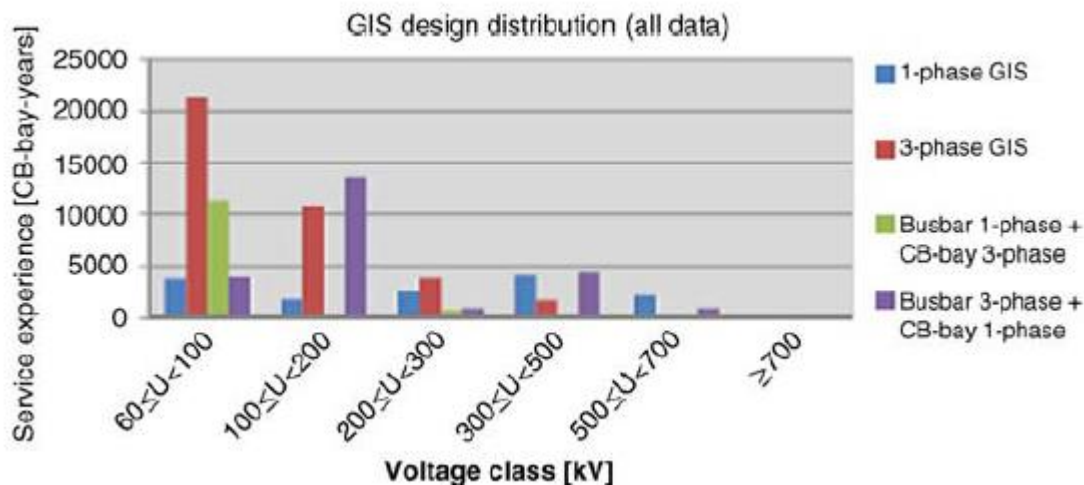


Figura 19 Instalaciones realizadas de diseños de GIS desde 1,994 hasta 2,012.

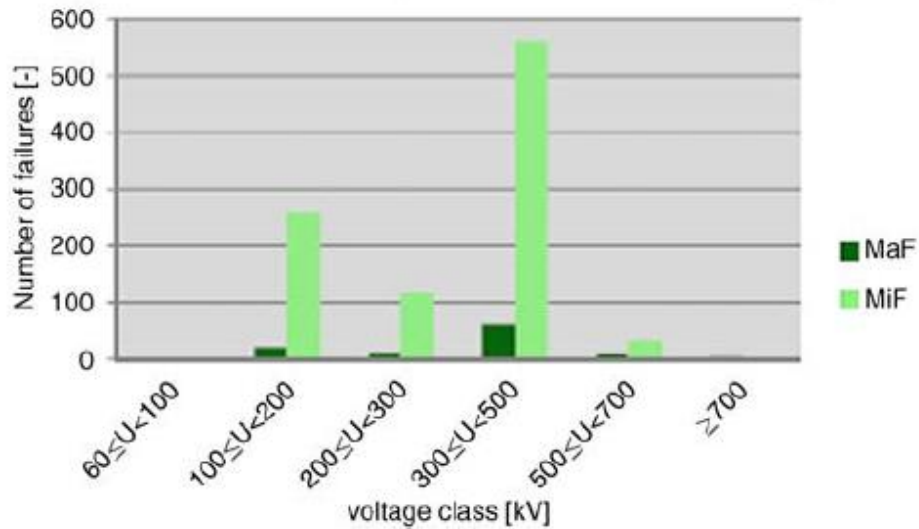


Figura 20 Distribución de Fallas en los diferentes rangos de tensión.

La Figura 21 muestra fallas mayores (MaF) y menores (MiF). El resultado esperado de la falla de una GIS es que la mayoría de las fallas son menores, lo que no provoca una interrupción de la fuente de alimentación; Además, se visualiza que las ocurrencias de la falla están aumentando en número o porcentaje con el aumento en la tensión Niveles.

La distribución de fallas de una completa subestación aislada en gas y una subestación híbrida (gas-aire), No se ha encontrado ninguna diferencia para las fallas mayores (MaF) y las fallas menores (MiF) de los sistemas aislados en gas, además del número absoluto de instalaciones monofásicas y trifásicas no presentan alguna diferencia entre estas fallas.

Se ha investigado la distribución de fallas de los componentes individuales de la GIS para Interruptores de Potencia (CB), interruptores de desconexión y de conexión a tierra / tierra (DS / GS) y Transformadores de Medición (IT). Para todos los demás, como barras colectoras, descargadores de sobretensiones, bushings y conectores, se utiliza la etiqueta GI. Tal como se muestra en la Figura 22.

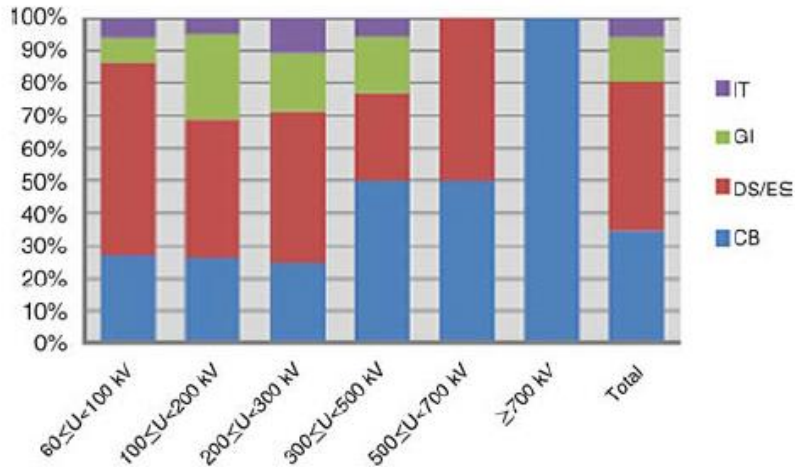


Figura 21 Distribución de fallas de los componentes de una GIS

La parte principal de las fallas registradas en Subestaciones GIS está vinculada a interruptores de potencia e interruptores de desconexión y puesta a tierra / puesta a tierra.

El número de fallas relacionadas con los años de experiencia en Subestaciones Aisladas en Gas muestra una reducción significativa de los equipos más nuevos. El proceso de desarrollo técnico ha conducido a un Sistemas mucho más confiables (véase Figura 23)

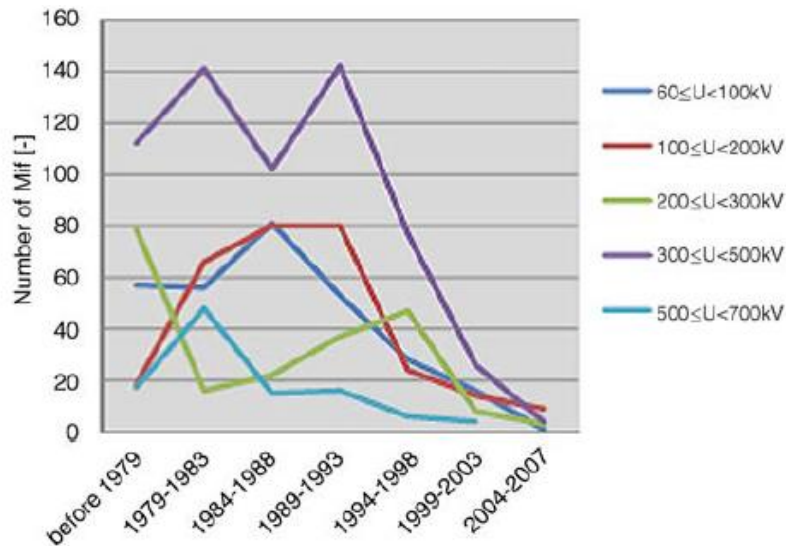


Figura 22 Número de Fallas de una Subestación Aislada en Gas respecto al año de fabricación

3.12 APLICACIONES

Al igual que las subestaciones aisladas en aire (AIS), las subestaciones aisladas en gas (GIS) tienen diferentes diseños para mejorar la confiabilidad como lo son: Barra simple, doble barra, esquema en anillo, esquema H, interruptor y medio.

Los requisitos operativos y la fiabilidad del sistema de energía son aspectos importantes La disposición de la subestación GIS. Además, futuras extensiones, servicios y consideraciones de mantenimiento así como los costes de inversión contribuirán a permitir que se tome una decisión de diseño sobre una subestación adecuada.

Las siguientes disposiciones muestran diseños comunes usados para subestaciones SIG.

3.12.1 ARREGLO DE BARRA SENCILLA.

Cuando no se es necesario una gran confiabilidad se puede hacer uso del arreglo de barra sencilla. Subestaciones con secciones relativamente poco importantes donde las limitaciones a los requisitos operativos y actividades de mantenimiento pueden ser aceptadas. La subestación se vería afectada por una interrupción en el caso de barra colectora por fallas y actividades de servicio o mantenimiento.

3.12.2 ARREGLO DE DOBLE BARRA

La flexibilidad y la fiabilidad de la operación son mayores al extender la disposición mediante una segunda barra colectora, Cuando se selecciona la disposición de bus doble. Para puntos importantes de la red, la mayor inversión permite que la subestación sea operada con dos barras colectoras que están acopladas a través de un interruptor de unión. Cada alimentador está conectado a las dos barras colectoras.

3.12.3 ARREGLO EN BUS DE ANILLO

En una disposición de bus de anillo, las bahías de GIS están dispuestas en un anillo, lo que proporciona una buena fiabilidad en costos moderados ya que no hay ninguna barra de autobuses extra. En el caso de un fallo en una sección de circuito en esa sección del bus será afectado, y los otros circuitos pueden permanecer en servicio.

3.12.4 ARREGLO ESQUEMA H

El esquema H se puede describir como dos secciones de bus individuales que están acopladas por un circuito central interruptor automático. En comparación con el arreglo de barra, el esquema H proporciona mayor confiabilidad pero también mayores costos debido a interruptores automáticos adicionales. En caso de fallo del interruptor la subestación completa no estaría fuera de servicio.

CAPITULO IV: DISEÑO PROPUESTO

4.1 LUGAR

La ubicación de la subestación para la cual se presenta la propuesta de diseño se encuentra en el municipio de Acajutla el cual está situado al suroeste del departamento de Sonsonate y limitado al sur por el océano Pacífico por lo es de tener en cuenta que por la cercanía del mar la subestación está expuesta a un ambiente que presenta cantidades considerables de salinidad en el ambiente.

La subestación cuenta con un espacio aproximado de 60 m por 300 m espacio como se observa en la Figura 18, del cual se pretende que al realizar el cambio a la tecnología GIS la subestación abarcaría entre un 20% a 50% de espacio utilizado actualmente.



Figura 23 Vista aérea de la subestación de Acajutla tomada de "google maps".

4.2 DISEÑO ACTUAL DE LA SUBESTACION

Actualmente la subestación de Acajutla es una de las principales subestaciones debido a que posee una gran cantidad de demanda, dicha subestación cuenta con diferentes niveles de tensiones como lo son 115kV, 34.5kV y 46kV. Los niveles de tensiones están repartidos en diferentes circuitos en configuración de barra de transferencia (dos de 115kV y uno de 34.5kV) y barra sencilla con bypass (una de 46kV) como se muestra en el diagrama unifilar de la figura 25.

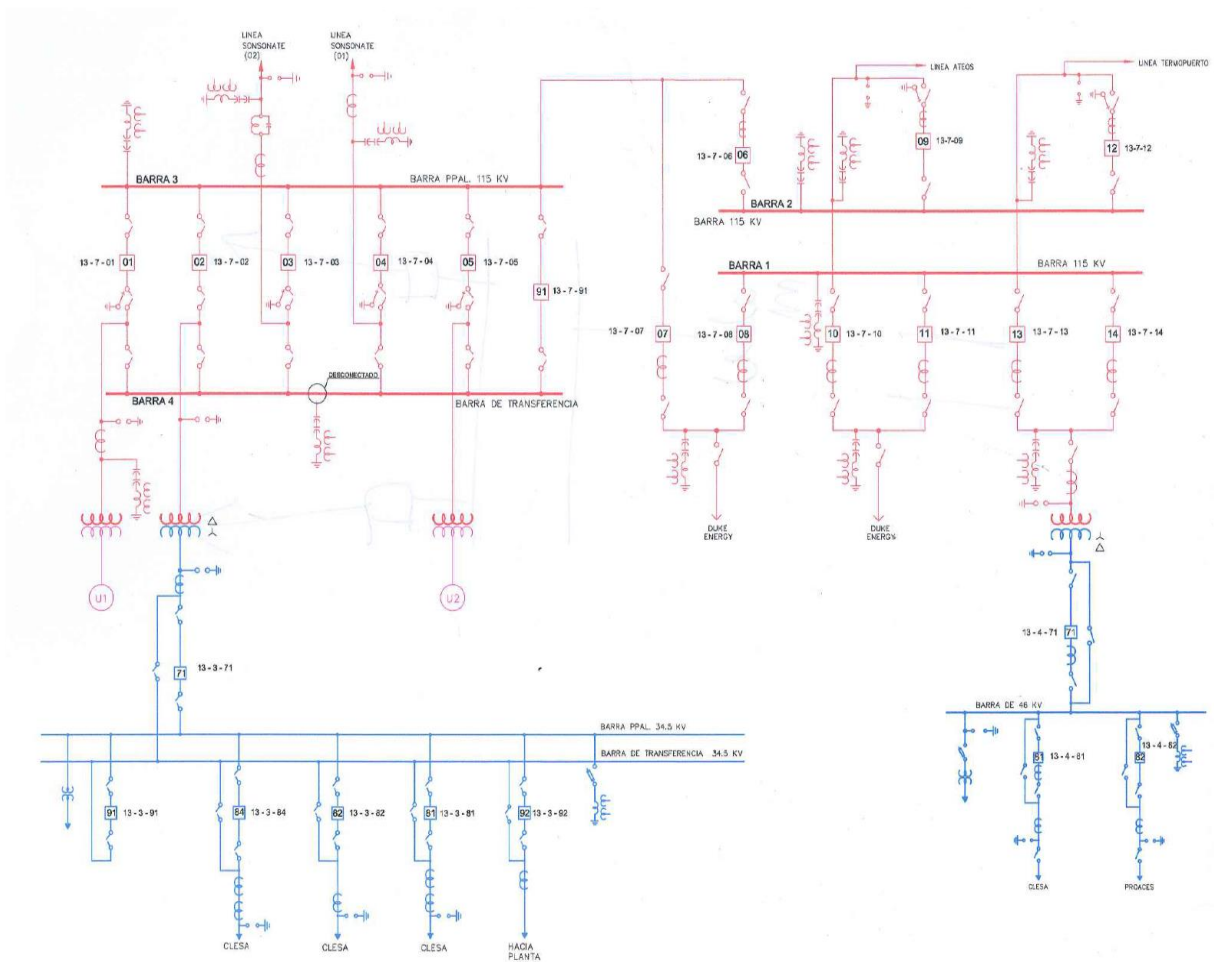


Figura 24 Diagrama unifilar de la subestación de Acajutla.

4.3 CIRCUITO DE INTERÉS PARA PROPUESTA GIS

Para la propuesta de diseño con tecnología GIS se ha tomado un punto de interés, el cual está compuesto por el circuito de barra de transferencia que recibe directamente el aporte de los generadores de la 'Duke Energy' como se muestra en la figura 26, los generadores (U1 y U2) llegan a los transformadores para obtener una tensión de 115kV, ambos transformadores llegan cada uno hacia un interruptor de potencia con el cual se conectan por medio de estos a la barra principal y por medio de un seccionador a la barra de transferencia los cuales operaran normalmente abiertos (NA) mientras los que están en el interruptor de potencia están normalmente cerrado(NC). De la barra principal derivan tres circuitos, dos de ellos se conectan por medio de un interruptor de potencia hacia las líneas de 'Sonsonate' (01 Y 02) y uno hacia un transformador que reduce la tensión y alimenta otro circuito a 34.5kV, cada uno con un seccionadores en cada lado de los interruptores para mantenimiento y todos con un seccionador normalmente abierto hacia la barra de transferencia, entre la barra de

transferencia y la barra principal se encuentra conectadas con un interruptor de potencia con sus respectivos seccionadores de mantenimiento.

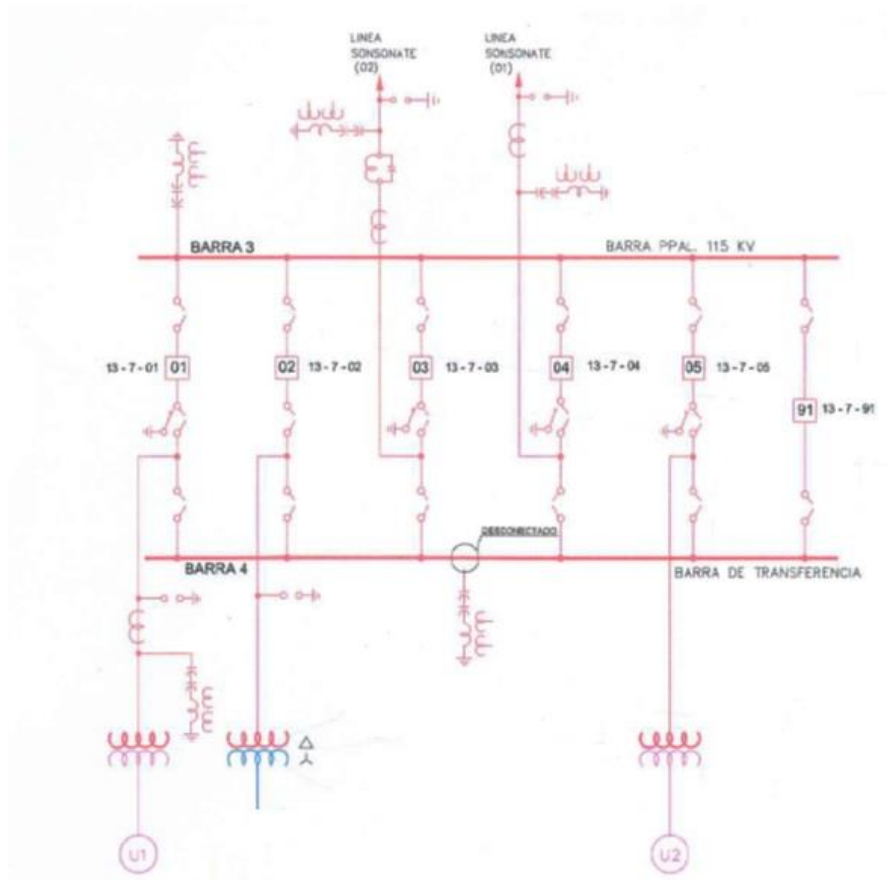


Figura 25 Diagrama unifilar del punto de interés para la propuesta de diseño GIS.

4.4 EVALUACION ECONOMICA

La evaluación económica de un activo depende del peso que el usuario de una subestación asigna a cada factor determinante, además, los factores prevalecientes pueden variar con cada aplicación de subestación, por ejemplo la exposición de esta subestación a ambientes corrosivos, área de implementación, seguridad, etc.

Por lo tanto, para entender la inversión global de un proyecto de subestación, se recomienda llevar a cabo el análisis del costo del ciclo de vida de una subestación GIS. Este análisis proporciona al usuario información sobre el costo de una subestación durante el ciclo de la vida del equipo.

Cuando se compara una Subestación AIS con una GIS, el costo inicial de inversión, la mayor parte del tiempo la alternativa AIS resultará la mejor solución por su baja inversión inicial, sin

embargo, teniendo en cuenta la adquisición de tierras, los permisos, los costos de mantenimiento, por nombrar algunos, proporcionan un enfoque más holístico y pueden cambiar la perspectiva de elección de tecnologías para el diseño implementación de una subestación.

Análisis del costo de ciclo de vida

El análisis del coste del ciclo de vida (LCCA “Life Cycle Cost Anaysis”) es una metodología económica para evaluar el costo total de propiedad durante todo el ciclo de vida. Puede utilizarse para evaluar el costo de una gama completa de proyectos, desde una subestación completa, modificaciones a subestaciones existentes o el estudio a un componente específico del sistema de transmisión o distribución.

Si bien el costo inicial es un factor en el proceso de toma de decisiones, no es el único factor. El principio del análisis del costo del ciclo de vida se aplica teniendo en cuenta el costo de adquisición e instalación, los costos de operación, los costos de mantenimiento y el costo de renovación ó eliminación de algunos componentes existentes.

LCCA emplea principios bien establecidos de análisis económicos para evaluar el desempeño a largo plazo de opciones / alternativas de inversión competitivas. El proceso se realiza sumando la equivalencia monetaria con descuento de todos los beneficios y costos que se espera que se incurran en cada alternativa, la opción de inversión u alternativa que genera las ganancias máximas se considera la más óptima, esta metodología debe aplicarse a la evaluación de los equipos y componentes principales del sistema de distribución y transmisión para garantizar una operación segura, mantener niveles de confiabilidad aceptables, optimizar la eficiencia del diseño y proporcionar un legado de equipo que reduzca los costos de mantenimiento durante la vida del activo.

Una estructura eficaz de desglose de los costos y una cadena de costos son esenciales para un análisis del coste del ciclo de vida exitoso y el cálculo del valor presente neto (VAN) de un proyecto, equipo, activo o alternativa (figura 26).

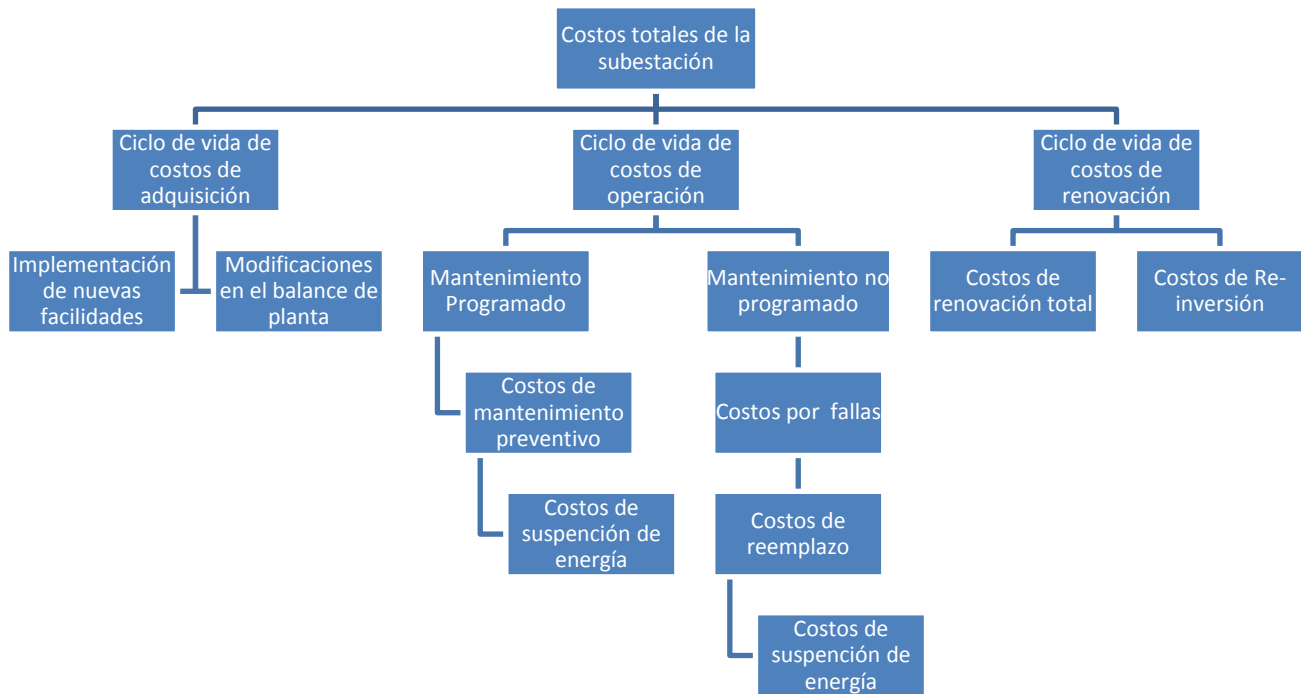


Figura 26 Esquema representativo de costos a considerar en una evaluación económica para una Subestación GIS.

La Metodología de cálculo del ciclo de vida implica sumar todos los costos de equipo durante el plazo de la evaluación, con los costos en un año se descuentados de nuevo al período base. El proceso de descuento busca reflejar el valor del tiempo por dinero y reducir todas las sumas futuras de dinero a una suma equivalente de dinero en el período base (por ejemplo, en dólares o dólares de hoy en el momento de la adquisición). Este proceso de descuento calcula el valor actual (PV) de los costos futuros. Para determinar el valor actual de los costos futuros se utiliza la siguiente fórmula:

$$PV = \sum_{t=1}^T A_t \times \frac{1}{(1+d)^t} \quad (5)$$

Dónde:

PV= Valor Presente.

At= Cantidad de costo en un tiempo t.

d= Tasa de descuento.

t= tiempo expresado en número de años.

Si se considera la inflación, la fórmula del valor actual incluye los efectos de la inflación y la tasa de descuento, y se convierte en una función de d, a, y t:

$$PV = \sum_{t=1}^T A_t \times \frac{(1+a)^t}{(1+d)^t} \quad (6)$$

Dónde:

a= Tasa de inflación.

Por lo tanto, para el cálculo del ciclo de vida del costo, que es la suma de los valores actuales del costo de adquisición e instalación, el costo anual de las operaciones, los costos de renovación y el valor residual de cada alternativa. La alternativa con el análisis más bajo normalmente se considerará el diseño óptimo. Sin embargo, este método no es sensible al presupuesto y tiempo de entrega del equipo se deben de considerar esas restricciones en la evaluación final.

$$LCC = NPV = PVCA + PVCO + PVCR - PVRV \quad (7)$$

Dónde:

NPV= Valor presente neto.

PVCA= Valor presente de costos de adquisición e instalación.

PVCO= Valor presente del costo anual de operación durante el período de estudio del ciclo de vida.

PVCR= Valor presente de los costos de renovación durante el período de estudio del ciclo de vida.

PVRV= Valor presente del valor residual al final del ciclo de vida del período de estudio.

El período de estudio se considera en un rango de veinte a cuarenta años, dependiendo de las preferencias del usuario.

El tercer componente de la ecuación LCC es la tasa de descuento. La tasa de descuento se define como "la tasa de interés que refleja el valor del dinero del inversor". Básicamente, es la tasa de interés que haría un inversor indiferente en cuanto a si recibió un pago ahora o un pago mayor en algún momento en el futuro. Obviamente, a medida que cambia la economía del mundo que nos rodea, también lo hace la tasa de descuento.

El cuarto componente de la ecuación LCC es la tasa de inflación. La inflación reduce el valor o el poder adquisitivo del dinero con el tiempo. Es el resultado del aumento gradual en el costo de bienes y servicios debido a la actividad económica. La tasa de inflación es el incremento porcentual anual en el precio de los bienes y servicios.

Una vez que todos los costos pertinentes han sido establecidos y descontados a su valor presente, los costos pueden sumarse para generar el costo total del ciclo de vida de las alternativas. Después de esto se ha hecho para todas las alternativas, un resumen de los resultados deben ser preparados. Este resumen comparará los costos totales del ciclo de vida del costo de adquisición e instalación, los costos operativos, el costo de renovación y el valor residual de todas las alternativas, se deben considerar los siguientes puntos para proceder con un estudio económico:

- Una breve descripción de la alternativa (GIS o AIS)
- Una breve explicación de los supuestos realizados durante el análisis de costos
- Un plan del sitio que muestre la integración del equipo propuesto en el sitio y las mejoras necesarias del sitio (adiciones o nueva construcción para acomodar el equipo propuesto)
- Una tabla de resumen que compara los costos totales del ciclo de vida de la inversión inicial, las operaciones, el mantenimiento y la reparación, el reemplazo y el valor residual de todas las alternativas
- Presupuesto, tiempo de entrega del equipo u otras limitaciones que deben ser consideradas en la evaluación final.

4.5 DISEÑO GIS PROPUESTO

Tomando en cuenta el funcionamiento del circuito propuesto para la tecnología GIS se ha realizado un diagrama de caja mostrando las conexiones de los módulos.

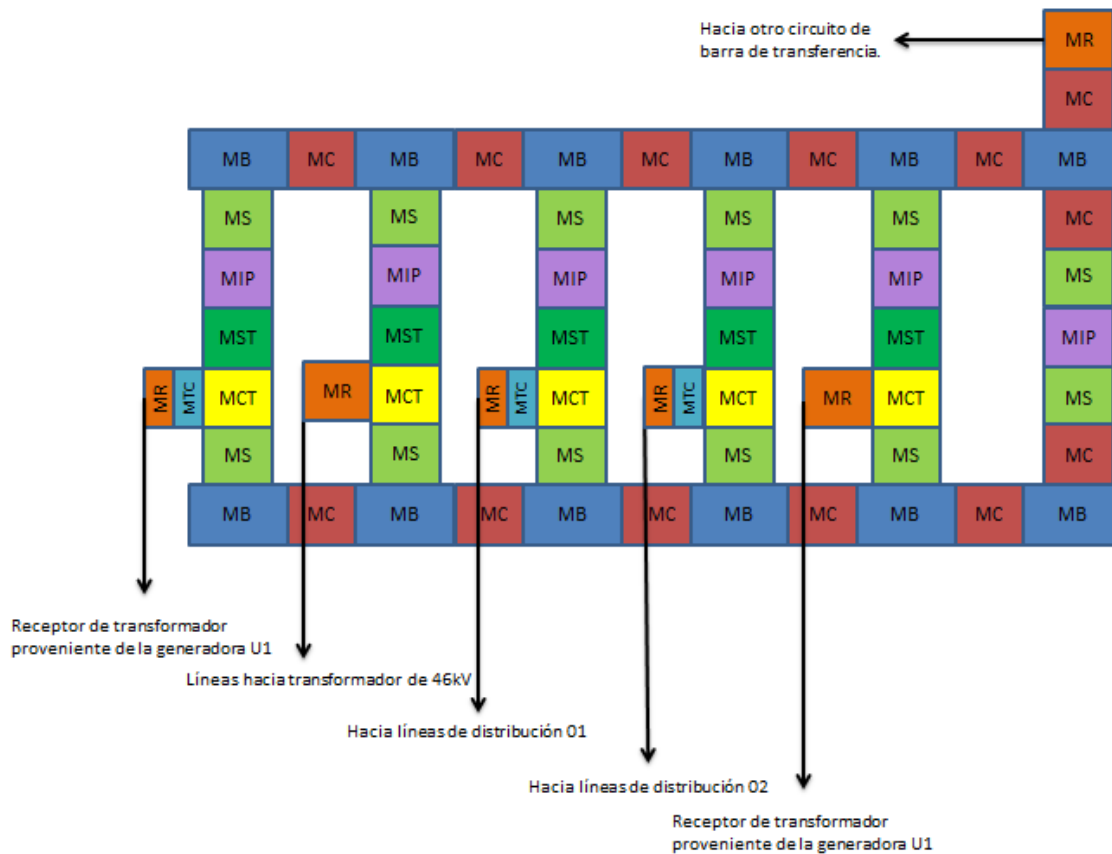


Figura 27 Diagrama de cajas para representar la conexión de módulos GIS.

- MR: Modulo receptor Aire-GIS
- MB: Modulo de barra
- MC: Modulo conector normal
- MS: Modulo seccionador
- MST: Modulo Seccionador de tierra
- MT: Modulo conector T
- MIP: Modulo de interruptor de potencia
- MTC: Modulo transformador de corriente

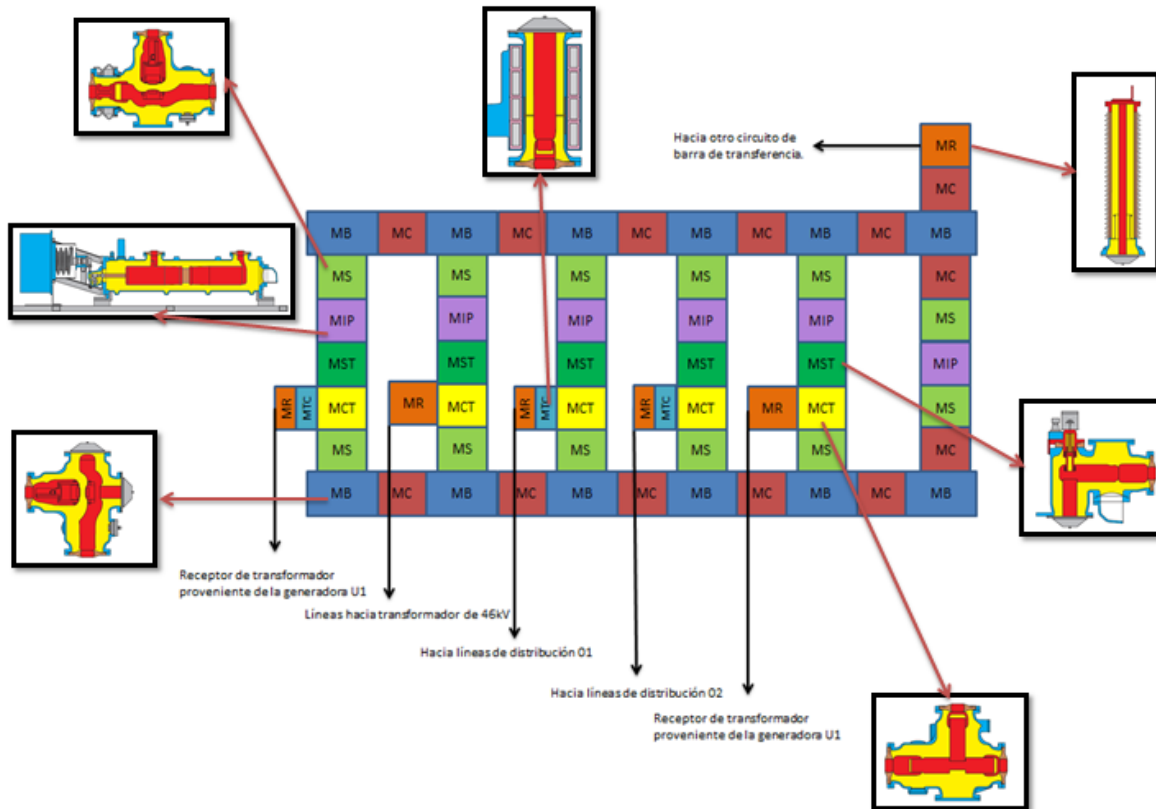


Figura 28 Detalle de los módulos GIS dentro del diagrama de cajas.

4.6 CONSIDERACIONES DE DISEÑO

4.6.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS SUBESTACIONES AISLADAS EN SF6

Debe ser una subestación blindada, que cumpla con las normas IEC. Debe ser del tipo de elementos encapsulados, herméticos, con aislamiento de hexafluoruro de azufre (SF6). Su diseño debe ser compacto y modular, del tipo de interrupción simple, con un juego de barras.

Su diseño debe lograr un arreglo claro y lógico, con dimensiones mínimas posibles y permitir un fácil acceso a todos los componentes, para realizar acciones tales como:

- Futuras ampliaciones
- Trabajos de reparación
- Mantenimiento
- Pruebas
- Inspección del equipo
- Lectura de los instrumentos
- Cambio de accesorios
- Inyección de gas

Para lo cual es necesario conocer la siguiente información:

- Peso total de la instalación.
- Dimensiones generales.
- Peso del gas SF6 del primer llenado.
- Peso del gas SF6 de cada compartimento (módulo).

4.6.2 ENVOLVENTE

Todas las partes conductoras, sujetas a potencial de línea, deben estar alojadas en el interior de una envolvente trifásica o Monofásica a potencial de tierra, que sirve también para contener el gas SF6 a la presión de operación. El material, utilizado para fabricar la envolvente, debe ser aluminio (fundido o rolado).

Sólo se permite la unión entre compartimentos por medio de bridas circulares, cuyo acoplamiento a través de tornillos, se realiza exteriormente.

Las envolventes metálicas deberán ser provistas con los accesorios necesarios para garantizar la continuidad eléctrica en todas las secciones integrantes de la subestación encapsulada, de manera que constituyan un conjunto equipotencial que evite sobretensiones y eventuales descargas externas durante la ocurrencia de fenómenos transitorios o por maniobras de cierre y apertura de interruptores.

Las barras conductoras deberán tener la sección necesaria para conducir en forma continua las corrientes nominales y la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos producidos por los cortos circuitos especificados.

La superficie de los conductores debe tener un terminado tal que no se produzca en algún punto, una intensidad de campo eléctrico excesiva que pueda ser la causa de una perforación del aislamiento

4.6.3 TERMINAL DE ACOMETIDA/SALIDA

Todas las envolventes para la conexión con terminal de las acometidas/salidas deben estar dimensionalmente de acuerdo con la norma IEC

Con conexión SF6/cable

Las bahías aisladas en SF6, deben contar con un módulo para entrada con cable de energía. Los compartimentos de SF6 deben estar diseñados de tal forma que se tenga un aislador estanco junto a la envolvente asociada al compartimiento de acometida y de salida, de manera que dichas envolventes formen un compartimiento independiente, con su equipo para la supervisión del gas.

Con conexión SF6/aire

Este tipo de conexión se realiza a través de un conductor aéreo que une la boquilla SF6/aire de la subestación encapsulada con la boquilla aceite/aire de las unidades transformadoras de potencia.

Las boquillas deben ser de porcelana o silicona y las superficies expuestas a la atmósfera deben estar libres de imperfecciones.

Con conexión SF6/aceite

Se realiza por medio de un ducto en SF6 que une a la subestación encapsulada, con el banco de potencia, a través de las boquillas SF6/aceite.

4.6.4 PARTES CONDUCTORAS

Todas las partes conductoras de la subestación, incluyendo las de barras, equipos y los elementos de conexión entre ellos, deben tener la sección necesaria para conducir en forma continua la corriente nominal especificada, sin exceder los límites de elevación de temperatura máximos especificados.

Las partes conductoras también deben tener la resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos producidos por los cortocircuitos y minimizar la flexión por su propia masa.

La superficie de los conductores, incluyendo sus puntos de conexión, deber tener un terminado tal que no se produzca en algún punto, concentraciones del campo eléctrico, que den por resultado descargas parciales o bien la ruptura del dieléctrico.

Será necesario además especificar el material de que estén hechas las barras conductoras (cobre, aluminio o aleación de aluminio). Cada sección de barras conductoras debe contar con elementos de conexión necesarios para interconectarse a otras secciones de barras, o bien a otros elementos de la instalación.

La unión entre los diferentes segmentos que integran la parte conductora de la subestación, deberán efectuarse mediante conexiones a base de segmentos de contacto plateados a presión, que garanticen además de un buen punto de contacto, la libre expansión y contracción de las partes conductoras, producidas por la dilatación de las mismas o de la envolvente, a fin de evitar que se produzcan esfuerzos mecánicos sobre los aisladores de soporte.

Las conexiones a tierra en las barras conductoras, no deben realizarse por procedimientos que puedan deteriorar el estado de la superficie de los conductores, por lo que se debe contar con juegos de cuchillas de puesta a tierra que permitan realizar dichos trabajos con toda seguridad.

4.6.5 MEDIO AISLANTE

Dieléctrico sólido

Las barras conductoras y los elementos de conexión deben estar soportados por piezas aislantes de un material adecuado, compatible con el gas SF6 y sus productos, así como con otros metales o materiales empleados en la subestación. Estos aisladores deben resistir los esfuerzos térmicos de la corriente nominal, así como también los esfuerzos dinámicos y térmicos de un corto circuito.

La geometría del aislante sólido debe uniformizar el campo eléctrico en las zonas donde se tengan cambios en el medio aislante (sólido, gaseoso). En caso de existir una perforación en el dieléctrico de la instalación, la perforación debe producirse en el dieléctrico gaseoso y no en el dieléctrico sólido.

Aislador estanco

Los aisladores estancos, utilizados para independizar los distintos compartimentos de la instalación, deben soportar las sobrepresiones, que por fallas, se presenten en el interior de un compartimento, evitando que la falla se propague a los demás compartimentos. En caso de que a un compartimento se le desaloje el gas SF₆, los aisladores estancos deben soportar en sus caras una diferencia de presión del 100% de la presión nominal en una de ellas y vacío en la otra.

Aislador pasante

Todas las demás piezas aislantes que se utilicen en la subestación blindada, deben tener perforaciones para permitir el libre paso del SF₆.

El flujo de gas entre los diferentes compartimentos que deben estar comunicados, debe efectuarse por la parte interna de la envolvente. No se aceptan tuberías o conductos de gas externo.

Dieléctrico gaseoso

Se debe utilizar SF₆ como gas aislante, el cual debe cumplir con lo indicado en la norma IEC60376. La presión nominal del gas en los diferentes compartimentos, debe ser determinada por los propios fabricantes, con base a su diseño, y debe ser de un valor único para toda la subestación, con excepción de los compartimentos de los interruptores, en los cuales por capacidad interruptiva, puede requerirse una presión diferente al del resto de la subestación.

Dentro del rango de variación de temperatura especificada, la densidad del gas debe mantenerse constante a fin de mantener los niveles de aislamiento requeridos. En caso de que debido a una fuga, la presión del hexafluoruro de azufre baje a un valor igual a la presión atmosférica, el nivel de aislamiento a tierra y el aislamiento entre fases, debe ser suficiente para soportar sin fallar a la tensión nominal, requiriéndose que aún en tal caso, sea posible operar los equipos de interrupción.

Cada módulo de la subestación blindada debe estar dividido en un cierto número de compartimentos de manera que:

- a) Un arco eléctrico que se produzca en un compartimento no pueda propagarse a los compartimentos vecinos.
- b) En caso de que el material de la envolvente se perfore, sólo debe existir pérdida de gas en el compartimento afectado.
- c) En cada módulo, las cuchillas seccionadoras de las barras colectoras, deben estar en

compartimentos independientes, a fin de que se pueda dar mantenimiento a cada cuchilla por separado.

- d) La conexión a cualquier tipo de boquilla o terminal debe formar un compartimento exclusivo de las mismas.
- e) Cada compartimento de gas debe contener elementos filtrantes estáticos, capaces de absorber la humedad y otros productos de descomposición del gas.

Todos los elementos componentes que integran un compartimento (envolventes metálicas, aisladores estancos, juntas y aro-sellos), deben formar un conjunto hermético, de manera que la fuga anual de gas no exceda del 1% del peso total del gas en ese compartimento por año.

Cada compartimento debe disponer de un dispositivo de alivio para lograr que en caso de falla interna se limite la sobrepresión, sin afectar a los compartimentos contiguos; debiendo preverse que la descarga de gas se haga de manera segura para no dañar al personal de operación.

El gas SF₆ debe poder reponerse en cualquier compartimento sin afectar el funcionamiento normal de sus componentes.

Para evitar que el gas SF₆, escape o se contamine en las tuberías de reposición y/o en los diversos compartimentos de supervisión, todas las conexiones deberán estar equipadas con válvulas dobles de no retorno, fabricadas de material adecuado para el uso frecuente.

Los límites de cada compartimento de gas de la subestación, deben ser fácilmente identificables desde el exterior, deberán marcarse los límites entre compartimentos de gas contiguos (usando una banda de color u otro medio fácilmente visible, procedimiento realizado por el fabricante).

4.6.6 INTERRUPTOR

El interruptor será de operación eléctrica y manual, tripular, aislado en SF₆, a una sola presión como medio de extinción del arco, del tipo auto amortiguado (autopuffer), utilizando el mismo gas SF₆ como aislamiento principal entre las partes conductoras y tierra y entre contactos, en posición abierta.

El interruptor deberá ser un componente que pueda montarse y desmontarse de manera simple, como unidad completa.

Las piezas móviles en el interior del encapsulado serán limitadas al mínimo. Toda la parte mecánica de presión de contacto deberá ser dispuesta fuera del encapsulado.

El interruptor debe cumplir con las normas IEC. Debe estar diseñado para soportar los niveles de aislamiento requeridos y de acuerdo con la tensión nominal, debe ser capaz de conducir e interrumpir las corrientes especificadas, sin sufrir deterioros ni deformaciones y sin exceder las elevaciones de temperatura indicadas en la norma IEC.

Construcción

La construcción del interruptor debe hacerse de tal forma que:

- a) Las cargas dinámicas producidas durante su operación sean de baja magnitud.
- b) Se requiere un mínimo de mantenimiento durante periodos prolongados de servicio.
- c) En caso de mantenimiento, las partes activas del interruptor deben ser fáciles de remover de su envolvente, para efectuar trabajos de revisión reparación o sustitución de las mismas.

Secuencia de operación

La secuencia nominal de operación para los interruptores, deberá ser la correspondiente a equipo de cierre rápido, indicada en la norma IEC, como se indica a continuación:

O - 0.3 seg - CO - 3 min - CO

Dónde:

O - representa la operación de apertura.

CO - representa la operación de cierre, seguida inmediatamente de una operación de apertura.

La interrupción de la corriente de corto circuito nominal debe estar garantizada para la secuencia de operación mencionada.

Mecanismo de operación

Los interruptores deben estar provistos de un mecanismo de operación de energía almacenada (**resorte**). No se acepta tecnología hidráulica o neumática en el mecanismo del interruptor. El interruptor debe ser totalmente autocontenido y contar con todos los elementos necesarios para operar en forma independiente.

El mecanismo de operación debe estar diseñado para que se accionen, con una única orden, en forma sincronizada los tres polos. Este mecanismo debe poder ser operado mediante mando eléctrico local (desde el gabinete de control local de la bahía) y mando eléctrico remoto (desde el tablero de control, protección y medición de la subestación).

Bobinas de cierre y disparo

El mecanismo de operación debe estar provisto de una bobina de cierre y dos bobinas de disparo independientes y con circuitos separados, con una disposición similar a la que se indique en la filosofía de control.

Las bobinas de disparo deben ser de operación directa dentro del rango de la tensión de operación (entre el 85 y 110% de la tensión nominal).

No se aceptan dispositivos en serie con los circuitos de las bobinas de disparo, cuya falla evite la operación del interruptor, únicamente se pueden intercalar contactos auxiliares.

Condiciones de apertura y cierre del interruptor

Una operación de cierre y apertura debe poderse realizar completamente aun cuando se ordene la operación contraria, antes de que finalice la primera.

Operación manual del mecanismo

En caso de emergencia, el mecanismo debe poderse operar manualmente. Para la operación manual, no se acepta que se tenga que remover o quitar parte alguna de la carcasa que cubre el accionamiento.

Indicación mecánica de posición

El mecanismo debe contar con un sistema mecánico para indicación local visual, que permita conocer la posición de los contactos principales del interruptor. Si cada polo cuenta con un mecanismo de operación propio, entonces debe tener indicación visual independiente.

Indicación eléctrica de posición

El mecanismo de operación debe contar con un sistema eléctrico que permita conocer la posición de los contactos principales del interruptor, tanto local como remoto. En caso de que cada polo cuente con un mecanismo de operación propio (independiente de los demás), entonces esta señal (local y remota) no debe cambiar de estado, hasta que los 3 polos hayan completado la operación correspondiente.

Bloqueos

El diseño de la subestación debe tomar en cuenta y prever la posibilidad de operaciones erróneas en el equipo de maniobra (cuchillas e interruptor) y la seguridad del personal a cargo de la instalación, en caso de que esto suceda. Por lo tanto, debe suministrarse un sistema de bloqueos para la operación del interruptor con las siguientes características:

- a) Debe bloquearse la operación del interruptor cuando la densidad del gas SF₆ alcance un valor en el que ya no se garantice la capacidad interruptiva nominal.
- b) La operación de cierre del interruptor debe bloquearse cuando una cuchilla no haya alcanzado su posición final de apertura o cierre.
- c) La operación de cierre del interruptor debe bloquearse cuando el nivel de energía almacenada no sea suficiente para que después de la operación de cierre se pueda realizar la operación de apertura con toda seguridad
- d) Debe bloquearse la operación de disparo cuando el nivel de energía almacenada no sea suficiente para efectuar con seguridad dicha operación.

- e) El interruptor y las cuchilla seccionadoras deberán estar equipados con un mecanismo que permita la instalación física de un candado convencional (con llave) para fines de seguridad en trabajos de mantenimiento cuando encuentren en posición de abierto.

Contactos auxiliares

El mecanismo de operación de cada interruptor debe contar con los contactos auxiliares suficientes para los circuitos de señalización y bloqueos, pero además debe incluir 10 contactos auxiliares como reserva.

Los contactos auxiliares deben estar diseñados para soportar 15A a 125V de corriente continua.

Alarmas

Deben suministrarse alarmas para indicar una condición anormal en el interruptor y en su mecanismo de operación.

Otros accesorios

El interruptor y su mecanismo deben contar con los siguientes accesorios básicos, más no limitativos:

- Un contador de operaciones mecánico.
- Indicador de posición.
- Selector para operación local-remota.
- Conmutador de contactos auxiliares, adicionales a los utilizados por el propio fabricante, con un mínimo de cinco contactos normalmente abiertos y cinco contactos normalmente cerrados, o bien, 10 contactos convertibles, libres y disponibles para su uso.
- Manómetro indicador de la presión del gas SF6 en el compartimento del interruptor.
- Dispositivos de control local (eléctrico y manual).
- Indicador de presión en el mecanismo (tanque de aire o acumulador de presión) o bien indicador de resorte cargado (en caso de mecanismo a resorte).
- Manivela para cargar el resorte en caso de interruptores con mecanismo a resorte.
- Gabinete metálico para el mecanismo.
- Placa de datos.
- Capacitores para distribución de la tensión en interruptores multicámara (si aplica).

4.6.7 CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA

Para dar seguridad durante los trabajos de mantenimiento, tanto al personal como al propio equipo, se requiere que todas las partes conductoras de la subestación, puedan ser conectadas a tierra mediante cuchillas de puesta a tierra.

Se debe cumplir la condición de que cualquiera de los equipos de la subestación, que requiera mantenimiento o revisión, debe contar con puntos de conexión a tierra en ambos lados.

Todas las cuchillas de la subestación, deben cumplir con lo indicado en la norma IEC. Las cuchillas deben tener el gas SF6 como medio de aislamiento principal a tierra y entre contactos. Deben estar contenidas en envolventes metálicas a potencial de tierra y deben ser accionadas por un mecanismo operado con motor eléctrico.

Mecanismo de operación

Cada cuchilla de puesta a tierra debe contar con un mecanismo tripolar. El mecanismo de operación de cada juego de cuchillas, debe cumplir con lo siguiente:

- a) Debe estar diseñado para que los tres polos de la cuchilla, se accionen con una orden única.
- b) El mecanismo debe contar con mando eléctrico local y a control remoto. Asimismo, debe contar con los medios para bloquearse mecánicamente, para evitar que las cuchillas sean operadas inadvertidamente.
- c) En caso de emergencia, el mecanismo debe poder operarse manualmente con una manivela. Para la operación manual, no se acepta que se tenga que remover o quitar parte alguna de la carcasa que cubre el accionamiento.
- d) Cada juego de cuchillas debe ser independiente entre sí, tanto desde el punto de vista de control y operación como de compartimento.
- e) El mecanismo de operación debe contar con un indicador de posición, que indique efectivamente las posiciones: abierta-cerrada de las cuchillas. Esto implica un acoplamiento mecánico directo entre el indicador de posición y el mecanismo que acciona directamente los contactos de las cuchillas.
- f) Se requieren mirillas de inspección para poder verificar la posición física de los contactos (macho-hembra) de las cuchillas seccionadoras y puesta a tierra lenta, montada sobre la envolvente del compartimento. Si cada polo cuenta con un mecanismo de operación propio, entonces debe tener indicación visual independiente.
- g) El mecanismo de operación también debe contar con un sistema eléctrico que permita conocer la posición de los contactos principales de la cuchilla tanto local como remota, con las siguientes características:
 - La señalización de la posición "cerrado" no debe producirse antes de que todos los

contactos hayan alcanzado la posición final de cierre tal que la corriente nominal de servicio continuo y la corriente de corto tiempo nominal puedan soportarse con toda seguridad.

- La señalización de la posición "abierto" no debe producirse antes de que todos los contactos hayan alcanzado la posición final de apertura que asegure una distancia igual al 100% de la distancia de aislamiento.
- En caso de que cada polo cuente con un mecanismo de operación propio (independiente de los demás), entonces esta señal (local y remota) no debe cambiar de estado, hasta que los 3 polos hayan completado la operación correspondiente.

El oferente debe suministrar un sistema de bloqueos para la operación de cada juego de cuchillas y el interruptor correspondiente, con las siguientes características:

- a) Debe impedirse la apertura o el cierre de las cuchillas cuando esté cerrado el interruptor.
- b) Debe bloquearse el cierre del interruptor cuando una cuchilla no alcance su posición final de cierre o de apertura.
- c) Debe impedirse el accionamiento simultáneo con otras cuchillas y el interruptor asociados.
- d) Debe impedir que se lleve a cabo una orden contraria hasta que finalice la orden anterior.

Por motivos de seguridad, debe ser imposible que las cuchillas cambien de posición inadvertidamente, debido a fuerzas internas o externas, que se presenten durante el servicio.

El mecanismo de cada juego de cuchillas, debe contar con los contactos auxiliares suficientes para los circuitos de señalización y bloqueo, pero además debe incluir 10 contactos auxiliares como reserva, y a disposición.

Los contactos auxiliares deben estar diseñados para soportar 15A a 125 V de corriente continua.

Las cuchillas deben requerir un mantenimiento mínimo durante períodos prolongados de tiempo. En caso de mantenimiento, las partes de las cuchillas deben ser fáciles de remover de sus envolventes, para efectuar trabajos de revisión, reparación y sustitución de las mismas.

4.6.8 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO

Los transformadores de corriente y potencial deben cumplir con las normas IEC respectivamente.

Transformadores de corriente

Los TC's pueden ser del tipo barra pasante o tipo toroidal. Los devanados primarios, deben ser las propias barras conductoras de la bahía respectiva, mientras que los secundarios deben ser devanados sobre los núcleos anulares que forman el circuito magnético.

El SF6 puede ser el aislamiento principal entre devanados. Los núcleos y devanados secundarios deben alojarse en una envolvente metálica conectada al potencial de tierra, que garantice una distribución de campo homogénea con relación a las partes conductoras a potencial de línea. Las terminales secundarias deben salir a través de las envolventes metálicas hasta una caja de conexiones exterior, donde deben ser rematadas en tablillas cortocircuitables.

Los transformadores de corriente deben soportar un 20% de sobrecorriente de manera permanente, sin rebasar los límites de temperatura estipulados. Deben ser capaces de resistir los esfuerzos térmicos y dinámicos que resulten de un corto circuito a través del sistema primario al cual están acoplados.

La corriente que debe ser soportada por los devanados primarios cuando estén cortocircuitados, durante 1 segundo, sin que se excedan los límites de temperatura, es de 31.5 kA.

La corriente dinámica debe tener un valor de cresta de 2.5 veces el valor de la corriente térmica y debe ser soportada por el devanado secundario corto circuitado, durante 2 ciclos.

Cada uno de los transformadores de corriente debe traer marcas permanentes que indiquen claramente la polaridad, de acuerdo a IEC.

Transformadores de potencial

Los transformadores deben ser del tipo inductivo, formados por un devanado primario, un núcleo magnético y un devanado secundario. Todo el conjunto debe estar alojado en un compartimento metálico a potencial de tierra, lleno de gas SF6 como aislamiento principal a tierra y entre devanados.

Las terminales de los devanados secundarios deben llevarse a una caja de conexiones exterior, donde deben rematarse en tablillas de terminales con porta fusibles integrados de la capacidad adecuada, a cada uno de los secundarios.

Los TP's deben diseñarse para que los devanados secundarios puedan llevar simultáneamente una carga equivalente a la mayor especificada, conservando la precisión especificada y sin exceder la capacidad térmica total del transformador.

Para la identificación de las terminales de los devanados de los transformadores de potencial, se les debe designar con las siguientes letras:

- Para las terminales del devanado primario "H".
- Para las terminales de los devanados secundarios "X" y "Y" respectivamente.

La polaridad en cada uno de los devanados, debe estar marcada claramente, mediante marcas claras y permanentes.

Los TP's deben ser capaces de operar continuamente, a frecuencia nominal, con una tensión

igual a 1.2 veces su tensión nominal. También deben ser capaces de resistir los esfuerzos térmicos y dinámicos que resulten de un cortocircuito a través del sistema primario al cual están acoplados

4.6.9 GABINETE DE CONTROL

El control y la supervisión de la operación del equipo de la subestación encapsulada se llevan a cabo en los gabinetes de control.

Las puertas de acceso, se deben ubicar en la parte frontal del mismo y deben contar con bisagras, cerradura con llave y empaque.

El gabinete se debe agrupar formando una unidad compacta y debe contar con los equipos y aparatos necesarios para desempeñar las siguientes funciones básicas:

- a) Control local de los equipos de maniobra de la bahía, cuchillas e interruptores (circuitos de bloqueo para prevenir operaciones simultáneas y secuencias de operación incorrectas, contadores de operación del interruptor, contactores, relevadores de tiempo, interruptores termomagnéticos, etc.).
- b) Señalización y alarmas. Señalización de la posición de los equipos de maniobra de la bahía y un cuadro de alarmas con indicación del funcionamiento inadecuado de algún elemento de la bahía, a través de indicadores luminosos.
- c) Centralización del cableado de la bahía, incluyendo circuitos de control de los diferentes elementos de la bahía, circuito de señalización y de alarmas, circuitos de bloqueo, circuitos secundarios de transformadores de instrumento, cableado de contactos auxiliares del equipo, circuitos de fuerza y calefacción, conectores enchufables y bloques de tablillas terminales agrupadas por funciones tanto para el cableado interno, como también para cumplir con los requerimientos.
- d) Representación mímica de la bahía. Representación del diagrama unifilar de la bahía en la parte frontal del gabinete. El diagrama mímico debe tener todos los accesorios necesarios para el control local y remoto de interruptor y cuchillas de puesta a tierra asociadas. Así como dispositivos para la señalización de posición de los elementos antes citados y conmutadores de llave para cancelación de bloqueos. En el diagrama mímico deben indicarse los aisladores estancos que conforman los diversos compartimentos de gas en que está dividido el módulo o sección de módulo correspondiente. El oferente debe incluir la nomenclatura que utilice para designar los diversos compartimentos de gas. Esta nomenclatura debe indicarse por medio de caracteres alfanuméricos del mismo color empleado para el diagrama mímico. Los caracteres deben ubicarse en forma contigua a los compartimentos representados, de manera que no existan confusiones.
- e) Control y protección de circuitos de alimentación de auxiliares de la bahía, mediante elementos tales como relés, arrancadores, interruptores termomagnéticos, fusibles, etc., requeridos para cada uno de los circuitos.

- f) La conexión a tierra de los gabinetes de control, las envolventes metálicas y de las estructuras de soporte, debe realizarse de manera que constituyan un conjunto equipotencial. Para este efecto la instalación debe incluir un sistema de tierra, con conductores de cobre de sección suficiente, que se conectan al sistema de tierra general del edificio de Servicios Auxiliares. La interconexión de la red de tierra con los equipos debe ser con barras de cobre y se suministra por el fabricante de la subestación. El oferente debe indicar claramente si el equipo queda apoyado directamente en las estructuras soporte o debe haber un elemento aislante.

4.6.10 CABLE DE CONTROL

El cable de control que se suministre para conectar los diversos elementos de la subestación blindada al gabinete de control, debe cumplir con los siguientes requerimientos

- Debe estar provisto con pantalla electrostática, a fin de evitar la inducción de sobretensiones transitorias (la pantalla debe aterrizar en ambos extremos del cable).
- El aislamiento debe ser resistente a la flama y autoextinguible.
- El alambrado de los TC's y TP's al gabinete de control, debe realizarse como mínimo con cable de calibre 4 mm².
- Será responsabilidad del oferente, la selección del calibre de los cables que conformen el alambrado de los circuitos de control, señalización y alarmas de la subestación blindada.
- El cable de control, utilizado en el alambrado interno del gabinete de control, debe marcarse en ambos extremos, con el mismo número de identificación de las tablillas terminales donde se conecte, por medio de un manguito de plástico u otra identificación permanente similar.
- En las diversas trayectorias de interconexión de los cables de control, el oferente debe prever que los cables estén contenidos, protegidos y agrupados en charolas y ductos; en donde resulte conveniente podrá utilizarse conductos dispuestos en el piso de la subestación.
- El alambrado interno del gabinete debe utilizar tablillas terminales, las tablillas terminales deben estar debidamente identificadas y agrupadas por funciones (no debe utilizarse más de un conductor por cada punto de conexión).
- Las terminales de los conductores deben ser del tipo ojo o anillo y sujetarse a las tablillas terminales por medio de tornillos, no se aceptan zapatas abiertas ni tipo espada, ni las que no correspondan al calibre del conductor.

4.6.11 PINTURAS Y ACABADOS.

La identificación y rotulación de la subestación aislada, sus equipos y accesorios asociados, debe llevarse a cabo durante el transcurso del proyecto.

El equipo de la subestación blindada, debe ser soportado al piso en forma adecuada y segura,

por lo que el fabricante debe prever todas las estructuras de soporte necesarias, así como también las plataformas y escalera que faciliten el acceso a los componentes.

La fijación del equipo de la subestación blindada a la cimentación, debe ser la recomendada por el oferente, por lo que debe proporcionar información detallada de la misma e indicar en sus planos de obra civil, todos los elementos mecánicos, referidos a un sistema de ejes coordenados y al nivel inferior de los soportes. Asimismo, debe proporcionar la información detallada y exacta de los puntos de anclaje (dimensiones, calidad del acero, valores de resistencia, tolerancias, etc.).

Estructuras metálicas

Todas las estructuras de soporte requeridas por la subestación deben ser de acero galvanizado por inmersión en caliente, aplicándose después de efectuar los cortes, soldaduras y perforaciones necesarias.

El galvanizado debe quedar liso, continuo y uniforme, sin deformaciones por calor, burbujas, gotas o rugosidades en la superficie, bordes y parte interna de las placas, ni manchas producidas por arrastre de sales (fundentes).

El oferente debe proporcionar todo el material necesario para el ensamble en sitio, incluyendo tornillería, arandelas de presión y demás accesorios. Todos estos materiales deben ser galvanizados por inmersión en caliente similar a las estructuras.

Las envolventes metálicas de cada compartimento, las estructuras o medios de soporte metálicos, las cajas o gabinetes metálicos y en general todas aquellas partes metálicas de la subestación con la que puede estar en contacto el personal, estando en servicio la subestación, deben estar conectadas efectivamente a la red de tierras de la instalación, mediante conductores de cobre de la capacidad adecuada. El número de puntos de conexión debe ser de acuerdo al tamaño y cantidad de elementos que forman la subestación y debe asegurar la ausencia de puntos con diferencia de potencial entre sí y a tierra. El diseño de las conexiones debe asegurar la ausencia de puntos de alta resistencia aún en el caso de uniones de materiales diferentes.

El diseño de la subestación encapsulada debe ser adecuado para resistir los efectos por dilatación y asentamientos del equipo. Para tal efecto, se debe incluir como parte de la subestación, todos los elementos de expansión necesarios para absorber los desplazamientos axiales y/o transversales en el equipo.

Compartimentación

Los compartimientos de gas deben ser propuestos por el oferente para su aprobación y debe cumplir lo siguiente

- Debe contar con equipo de supervisión de gas con medición independiente.

- Debe contar con alivio de presiones excesivas, el cual debe estar adecuadamente localizado y contar con deflectores y cubiertas de modo que en caso de operar, no representen ningún riesgo para el personal a cargo de la instalación.
- El equipo de manejo de gas debe ser compatible con propuesto por el fabricante, y debe efectuar la carga, descarga, filtrado y regeneración de gas SF₆. Con la capacidad de licuefacción para realizar el vacío simultáneo de dos compartimentos de la subestación y almacenar en forma líquida el gas en botellas.
- Debe proporcionar facilidad de mantenimiento, en tal forma que se pueda aislar el mínimo número de compartimentos.
- No se acepta que toda la barra principal esté contenida en un solo compartimento.

El flujo de gas entre los diferentes compartimentos que deben estar comunicados, debe efectuarse por la parte interna de las envolventes, no se aceptan tuberías o conductores de gas externo.

4.7 RECOMENDACIONES PARA LA RED DE TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN GIS

En el análisis de puesta a tierra en GIS, las consideraciones del voltaje de toque presentan varios problemas únicos. A diferencia de las instalaciones convencionales, el equipo GIS cuenta con una envoltura metálica que encierra las celdas aisladas en gas y buses internos de alto voltaje. Cada bus está contenido dentro de su encerramiento y los encerramientos están conectados a tierra. Debido a que un voltaje es inducido a la envoltura exterior cuando fluye una corriente en la barra colectora coaxial, ciertas partes del encerramiento pueden estar a diferentes potenciales con respecto a la tierra de la subestación. Para evaluar el voltaje máximo que ocurre en el encerramiento del bus conectado durante una falla, es necesario determinar la inductancia de la envoltura exterior a tierra, la inductancia del conductor interior, y las inductancias mutuas para una configuración de fase dada de buses individuales.

Una persona que toque la envoltura exterior de un GIS podría estar expuesta a voltajes que resultan de dos condiciones de falla básicas:

- a) Una falla interna en el sistema de bus con aislamiento de gas, tal como una descarga disruptiva entre el conductor y la pared interna del encerramiento.
- b) Una falla externa al GIS en el que una corriente de falla fluye a través del bus GIS e induce corrientes en los encerramientos.

Debido a que la persona puede estar de pie sobre una rejilla metálica conectada a tierra y el circuito accidental puede implicar una trayectoria de corriente de mano a mano y de mano a pies, el análisis de puesta a tierra en GIS requiere la consideración del voltaje de toque de metal a metal (ver figura 23).

4.7.1 VOLTAJE DE TOQUE DE METAL A METAL

Es la diferencia de potencial entre los objetos metálicos o estructuras dentro de una subestación que puede ser empuentada por un contacto directo de mano a mano o de mano a pie.

El voltaje de toque de metal a metal entre objetos metálicos o estructuras unidas a la cuadrícula de tierra se supone que es insignificante en las subestaciones convencionales. Sin

embargo, puede ser sustancial el voltaje de toque de metal a metal entre objetos o estructuras metálicas unidas a la red de tierra a objetos metálicos internos al sitio de la subestación, tal como una cerca aislada pero no unida a la cuadrícula de tierra. En el caso de una subestación con aislamiento de gas (GIS), el voltaje de toque de metal a metal entre objetos metálicos o estructuras unidas a la red de tierra puede ser sustancial debido a fallas internas o corrientes inducidas en los encerramientos metálicos.

En una subestación convencional, el peor voltaje de toque se encuentra por lo general a ser la diferencia de potencial entre una mano y los pies en un punto de máxima distancia de alcance. Sin embargo, en el caso de un contacto de metal a metal de mano a mano o de la mano a pies, ambas situaciones deben ser investigadas por las posibles peores condiciones de alcance.

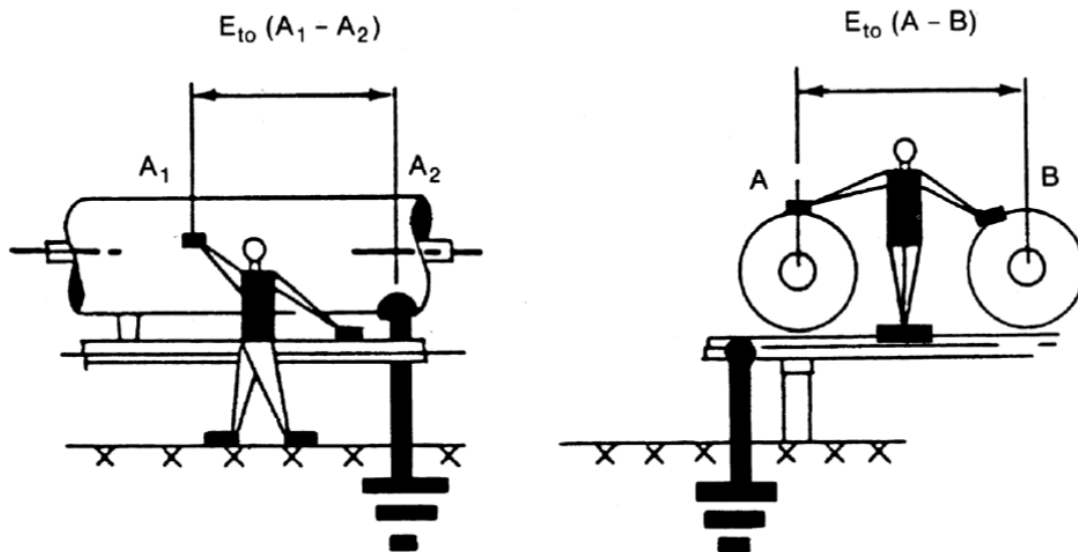


Figura 29 Situación típica de toque de metal a metal en GIS.

Debido al reducido espacio que brinda una subestación de tipo aislada en gas (GIS) y para garantizar una buena red de tierra en una la norma IEEE Std. 80 recomienda:

- a) La conexión (es) con cuadrículas de tierra remota(s) y con las instalaciones de tierra adyacentes, un sistema combinado utilizando instalaciones separadas en edificios, bóvedas subterráneas, etc. Un uso predominante de los electrodos de tierra remotos requiere una cuidadosa consideración de potenciales transferidos, ubicaciones de descargadores de sobretensión, y otros puntos críticos. Una caída significativa de voltaje puede desarrollarse entre las instalaciones de puesta a tierras locales y remotas, especialmente para los transitorios de alta frecuencia (rayos).
- b) El uso de varillas de tierra instaladas profundamente y pozos de tierra perforados.

- c) Varios aditivos y tratamientos de suelos utilizados en conjunto con varillas de tierra y conductores interconectados.
- d) El uso de alfombras de alambre. Es factible combinar tanto el material superficial y alfombras fabricadas de malla metálica para igualar el campo del gradiente de la superficie. Una alfombra de alambre típico podría constar de alambres de acero con revestimiento de cobre No. 6 AWG, dispuestos en 0.6 m x 0.6 m (24 en x 24 in) en patrón de cuadrícula, instalada en la superficie de la tierra y por debajo del material superficial, y unida a la cuadrícula de tierra principal en múltiples ubicaciones.
- e) Donde sea factible y controlado de otros medios disponibles para reducir la resistencia global de un sistema de tierra, tales como la conexión de cables estáticos y neutros al suelo. Es típico el uso de objetos metálicos calificados en el sitio y puede servir como electrodos de tierra auxiliares, o como enlaces de tierra a otros sistemas. Las consecuencias de este tipo de aplicaciones, por supuesto, tienen que ser cuidadosamente evaluados.
- f) Donde resulte práctico, un depósito cercano de material de baja resistividad de volumen suficiente se puede utilizar para instalar una red adicional (satélite). Esta cuadrícula satélite, cuando se conecta efectivamente a la red principal, disminuirá la resistencia total y, por lo tanto, la elevación del potencial de tierra de la cuadrícula de tierra. El material cercano de baja resistividad puede ser un depósito de arcilla o puede ser parte de una estructura grande, como la masa de hormigón de una presa hidroeléctrica.

4.8 DISEÑO DE DOBLE BARRA

Algunas ventajas del esquema de doble barra en subestaciones GIS:

- Los interruptores de llegadas de líneas se pueden conectar a voluntad a una de las barras principales.
- Si llega a ocurrir una falla en una de las barras, el esquema separa la barra fallada y se puede seguir operando con la segunda barra que queda, perdiéndose en un primer momento los suministros conectados a ella, que pueden en seguida interconectarse a la otra barra mediante operaciones simples y de corta duración. Por lo tanto, esta es una ventaja respecto al esquema actual, ya que brinda mayor continuidad de servicio.
- Por el tamaño de la superficie que se requiere para esta solución, se minimizan las obras civiles. Esto cobra importancia, dado el perfil del terreno escogido en principio para la construcción de esta subestación, de superficie irregular.
- Este esquema es relativamente simple desde el punto de vista de las protecciones además que el impacto visual de las bahías es mínimo, al estar en un recinto cerrado por lo que reduce el espacio en comparación a una subestación aislada en gas con el mismo esquema..

- Dado que se trata de equipamiento alojado en una carcasa o envolvente hermética con gas SF6 a presión, permite su utilización a grandes altitudes, sin mayores costos de fabricación y para un mismo nivel de tensión.
- Esquema de baja complejidad, pocos equipos participando en la operación, lo cual minimiza riesgos de fallas y errores de operación.

Desventajas:

- Con este esquema el mantenimiento de cualquier interruptor exige sacar de servicio la línea o el transformador respectivo.

4.9 PRINCIPALES FABRICANTES

ABB Incluye todo el equipo para la instalación de las subestaciones GIS así como también el montaje de estas y las estructuras a emplear.

SIEMENS incluye todo el equipo al igual que ABB.

OMICRON Ofrece el equipo y también equipos de monitoreo y pruebas, basados en normas IEC.

DILO Empresa Alemana directamente especializada en el tratamiento del gas SF6 y las conexiones con tubos de alta presión, Ofrecen los diferentes productos y servicios para el uso de subestaciones GIS

Otras marcas:

Suzhou Silverstone Electric Co. Ltd.

Ningbo Ville Electric Co Ltd.

Asia Electrical Power Equipment

4.10 MANTENIMIENTO

Las Subestaciones Aisladas en Gas han demostrado una alta fiabilidad en las últimas décadas. Los fabricantes de las GIS promueven las ventas mediante el concepto de "libre de mantenimiento", esto no significa que el mantenimiento no se realice, pero la experiencia ha demostrado que se necesita un mantenimiento mínimo para las GIS en comparación con otras tecnologías.

4.10.1 PROCEDIMIENTOS COMUNES DE MANTENIMIENTO

Los fabricantes de las GIS proporcionan a los usuarios los planes de mantenimiento, estos pueden variar ligeramente entre los fabricantes, pero la guía básica es la siguiente:

4.10.1.1 Inspección Visual:

De forma regular (idealmente varias veces al año), se recomienda realizar una inspección de todos los elementos de la GIS. El equipo no necesita ser desenergizado.

El propósito de esta inspección es para comprobar que no hay signos de desgaste inesperado o mal funcionamiento del equipo.

Las operaciones típicas realizadas durante esta inspección son:

- I. Registre y compruebe la densidad del SF₆ usando medidores o sondas instaladas (cuando estén disponibles).
- II. Registrar las operaciones del dispositivo de conmutación utilizando los contadores de operación (cuando estén disponibles).
- III. Compruebe la presión y la fluidez del aceite (cuando se utilizan mecanismos hidráulicos) y chequear los tiempos de funcionamiento del compresor para sistemas neumáticos. En el caso de los operadores realizar una inspección visual por cualquier anomalía.
- IV. Compruebe el funcionamiento correcto de los dispositivos de baja tensión (indicadores, calentadores, etc.).

4.10.1.2 Inspección Menor:

Esta inspección puede realizarse cada 5-10 años en componentes de la subestación aislada en gas, pero la inspección también depende de una serie de operaciones de dispositivos de conmutación. El propósito es comprobar el funcionamiento adecuado de todos los dispositivos de conmutación, para ello, el equipo correspondiente debe ser desenergizado.

El análisis de laboratorio del gas puede ayudar a identificar el desgaste inusual, los problemas del aislador o de otros problemas detectados debido a la formación de arco o descarga parcial y se puede fijar antes de que degenere a una falla inesperada.

Este mantenimiento no requiere abrir compartimientos de gas. Las operaciones típicas realizadas durante esta inspección son:

- I. Comprobación de las presiones de SF₆ (densidad)
- II. Comprobación de las operaciones del relé de densidad SF₆ (incluyendo el cableado y las alarmas)
- III. Comprobación de la pureza del gas SF₆
- IV. Comprobación del gas SF₆ y del contenido de impurezas (SO₂ y humedad, si no está equipado con absorbentes)
- V. Localizar cualquier fuga SF₆ (en caso de alarmas desde la última inspección)
- VI. Registre y compruebe los tiempos de funcionamiento de los interruptores automáticos (desde los interruptores auxiliares) y como probar el funcionamiento de interruptores y dispositivos de conmutación.
- VII. Comprobación del correcto funcionamiento de los presostatos, en caso de utilización del mecanismo hidráulico
- VIII. Comprobación de la alineación y funcionamiento correctos de los indicadores de posición.
- IX. Comprobación de las funciones de control y alarma.

4.10.1.3 Inspecciones Mayores

Esta inspección puede realizarse cada 15-20 años, pero depende en gran medida del número de operaciones de los dispositivos de conmutación. Las inspecciones importantes suelen ser basadas más en la condición de los equipos que en el tiempo de mantenimiento y la apertura de algunos compartimentos puede ser necesaria durante estas inspecciones.

Además de las tareas realizadas durante las inspecciones menores, las operaciones típicas realizadas durante las inspecciones principales son:

- I. Lubricación de varios enlaces y accionamientos
- II. Reacondicionamiento del mecanismo hidráulico con aceite, filtro e interruptores de sustitución más mantenimiento de los motores y mecanismos de accionamiento. Inspección del interruptor del interruptor automático
- III. Conjunto incluyendo boquillas y contactos
- IV. Apertura e inspección de los dispositivos de conmutación si han alcanzado los límites recomendados por los fabricantes de GIS
- V. Reemplazo de juntas y amortiguadores cuando se abren compartimentos
- VI. Registro y comprobación de las curvas de recorrido de Circuit Breakers.

La revisión del equipo es necesaria cuando ha llegado al final de su vida útil. Esto suele ser determinada sobre la base de las recomendaciones y la experiencia del usuario. Sin embargo, una revisión de operación de los equipos requerirá la experiencia del proveedor de equipo original, mientras que las otras inspecciones por lo general pueden ser realizadas por el usuario, siempre y cuando se proporcione un entrenamiento por el fabricante de las GIS.

Las condiciones de las herramientas y equipos utilizados para el mantenimiento y la recuperación de gas, también tienen que ser revisados y mantenidos regularmente y cuidadosamente.

4.11 NORMAS EMPLEADAS PARA EL DISEÑO Y USO DE SUBESTACIONES GIS

4.11.1 SUBESTACIONES AISLADAS EN AIRE

IEEE Std. 1127-1998 "Guide for the Design, Construction, and Operation of Electric Power Substations for Community Acceptance and Environmental Compatibility."

Sismos:

IEEE Std.693-1997 "Recommendations for seismic design of substations"

4.11.2 GIS

IEEE Std. C37.122-1993(R2002) "Guide for Gas-Insulated Substations Rated Above 52 kV"

IEEE Std. C37.122.1-1993(R2002) "Guide for Gas-Insulated Substations"

IEEE Std. C37.123-1996(R2002) "Guide to Specifications for Gas Insulated, Electric Power Substation Equipment"

IEEE Std. 1125-1993 "Guide Moisture Measurement and control in SF₆ Gas-Insulated Equipment"

IEEE Std. 80-2000 "Guide for safety in ac substation grounding"

IEC 60376-2005 "Specification of Technical Grade Sulfur Hexafluoride (SF₆) for Use in Electrical Equipment"

IEEE Std.693-1997 "Recommendations for seismic design of substations"

- Una GIS tiene un diseño compacto con un punto de gravedad bajo.
- La estructura metálica compacta de la subestación GIS tiene una gran resistencia a los terremotos.
- Los espectros de frecuencia de las ondas sísmicas están en valores mucho más bajos que la frecuencia de resonancia de una bahía aislada en GIS.
- En los casos de puntos de resonancia más cercanos, las barras de refuerzo en el GIS conectadas a las frecuencias de desplazamiento de borde a valores más altos y, por lo tanto, fuera del intervalo de resonancia de las frecuencias sísmicas.
- El diseño sísmico de una GIS es parte del diseño de la subestación. El conocimiento principal del comportamiento sísmico de la GIS es probado y calculado como requisito del proyecto específico.

4.12 TABLAS DE DISEÑO SEGÚN LA NORMA IEEE STD. C37.123

La IEEE ofrece una norma la cual es una guía de diseño en la cual el usuario y el proveedor pueden tomar como referencia debido que presenta múltiples tablas para que sirven para el diseño de una subestación, esta norma es el IEEE STD.C37.123 la cual también está basada en la norma IEEE.C37.122 que habla sobre todos los estándares y requisitos que debe cumplir una GIS para su diseño, a continuación se muestran algunas de las tablas más representativas de la norma.

Tabla 12 Especificaciones de diseño interior o exterior.

Interior o exterior:

Elevación sobre el nivel del mar	_____	metro
Temperatura ambiente máxima	_____	° C
Temperatura ambiente mínima	_____	° C
Humedad (promedio)	_____	%
Velocidad del viento	_____	Km / h
Radiación solar	_____	W / m 2
Máxima carga de hielo	_____	Mm
Levantamiento máximo	_____	norte
Máximo impacto	_____	norte
Sismico:		
Fuerza horizontal	_____	gramo
Fuerza vertical	_____	gramo
Calidad del aire:	_____	gramo
Consideraciones ambientales especiales:	_____	gramo

Tabla 13 Especificaciones del dibujo de la subestación.

	Requisitos de usuario	Propuesta de proveedor
Los planos del Montaje		
Plan y Detalles Estructurales		
cargas de cimentación para Todos los Equipos y GIS		
Estructuras de Soporte		
Planos de detalle Físicas (unidad de carga transportada)		
diagramas esquemáticos eléctricos		
Diagramas de cableado		
Diagramas esquemáticos de gas		
Puesta a tierra y de tierra Disposición Detalles de autobus		
Planos de Montaje		
dimensionales, tolerancias exterior / interior:		
X		
Y		
Z		

Tabla 14 Datos técnicos generales.

	Requisitos de usuario	Propuesta de proveedor
Tensión de servicio nominal (kV rms)		
Tensión nominal máxima (kV rms)		
Frecuencia nominal (Hz)		
Corriente nominal continua (A)		
Bus (A rms)		
Terminal (A rms)		
Corriente nominal de cortocircuito (kA rms)		
En tiempo corta duración (s) actual		
Resistencia a la corriente de pico (Cierre y asegure) (kA rms)		
Soportar voltajes:		
La frecuencia de red (kV rms)		
Impulso de onda completa (BIL)		
Impulso de maniobra (SIL), si se requiere		
Nivel de humedad aceptable máximo:		
Disyuntor (PPMV) *		
Los compartimentos en los que se espera la formación de arco (PPMV)		
Los compartimentos en los que no se espera la formación de arco (PPMV)		

* PPMV = partes por millón por volumen

Tabla 15 Tabla de interruptor de potencia.

	Requisitos de usuario	Propuesta de proveedor
Factor de rango de voltaje		
Corriente continua nominal (A rms)		
Corriente nominal de cortocircuito (kA rms)		
Asignada de corta duración de tiempo (s) actual		
Corriente nominal de resistencia (de cierre y bloqueo) (kA rms)		
Tiempo de interrupción nominal (ms)		
Clasificado hora de reenganche (ms)		
Tiempo de disparo nominal admisible (s)		
Nominal Corriente de conmutación (A rms) del condensador		
ciclo de operación nominal		
Tipo de mecanismo de funcionamiento		
el tiempo de operación del interruptor de control de tensión nominal y la presión		
Tiempo de apertura de la energización de la bobina de disparo para contactar despedida (Sra)		

Tabla 16 Tabla de conexión de cable.

	Requisitos de usuario	Propuesta de proveedor
Tipo de cable		
Tamaño del cable		
Ampacidad del cable		
Aislamiento de protección catódica		
Tipo de terminación / dibujo con proveedor		

Tabla 17 Tabla de sistema de gas.

	Requisitos de usuario	Propuesta de proveedor
La cantidad total de SF 6 gas necesario con el original equipo (kg)		
La cantidad total de SF 6 gas requerido por interruptor (kg)		
Máxima garantizada SF 6 tasa de fuga de gas del GIS completa (kg / año)		
Número de sistemas de monitoreo de gas incluido en el equipo		

Configuración de Doble barra.

Se usan dos juegos de barras idénticas, uno se puede usar como repuesto del otro, con este arreglo se puede garantizar que no existe interrupción de servicio; en el caso de que falle uno de los juegos de barras además de que:

1. Se puede independizar el suministro de cargas, de manera que cada carga, se puede alimentar de cada juego de barras.
2. Cada juego de barras, se puede tomar por separado para mantenimiento y limpieza de aisladores, sin embargo, los interruptores, no están disponibles para mantenimiento sin que se desconecten las barras correspondientes.
3. La flexibilidad en operación normal, se puede considerar como buena.
4. Este arreglo se recomienda adoptarlo cuando la continuidad en el suministro de la carga, justifica costos adicionales.

En la figura 30 se muestra el diagrama modular de la subestación aislada en gas en arreglo de doble barra, de la cual se tomara una parte como base (figura 31) para representar el ensamble de módulos de la subestación junto con su diagrama unifilar.

Arreglo de doble Barra

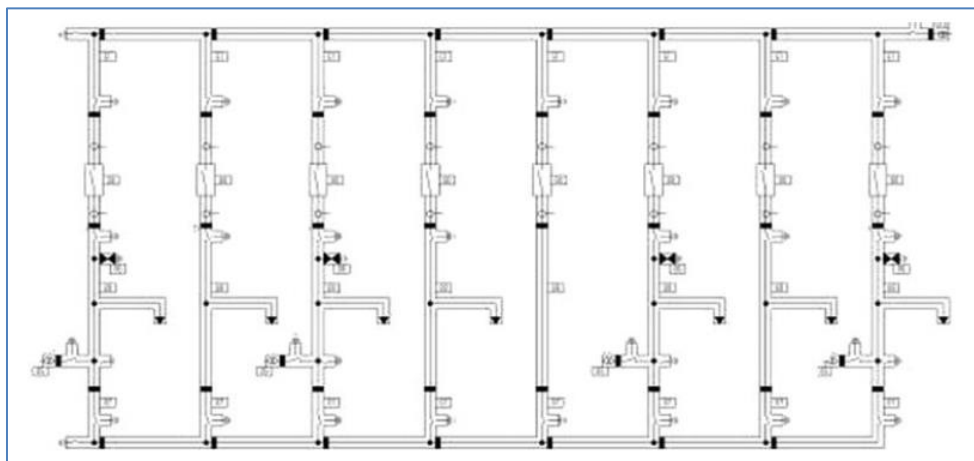


Figura 30 Diagrama modular del arreglo de doble barra en GIS.

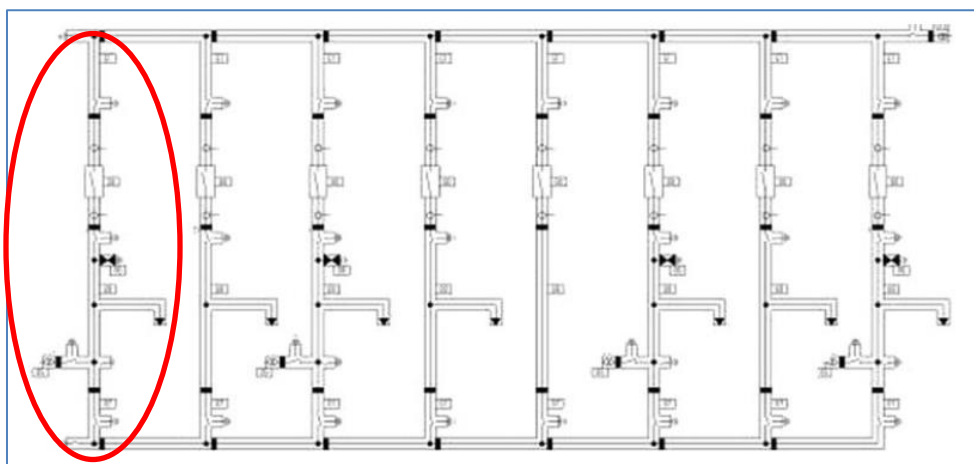


Figura 31 Selección del diagrama modular como punto de interés.

Como se observa en la figura 32, se realiza un montaje de la subestación parte por parte, en la cual primeramente se encuentra la barra principal (1), posteriormente se coloca el seccionador (2), luego el transformador de potencia (3), siguiendo con el interruptor de potencia (4), para después colocar los demás seccionadores e transformadores de medición (5) y finalmente la segunda barra (6).

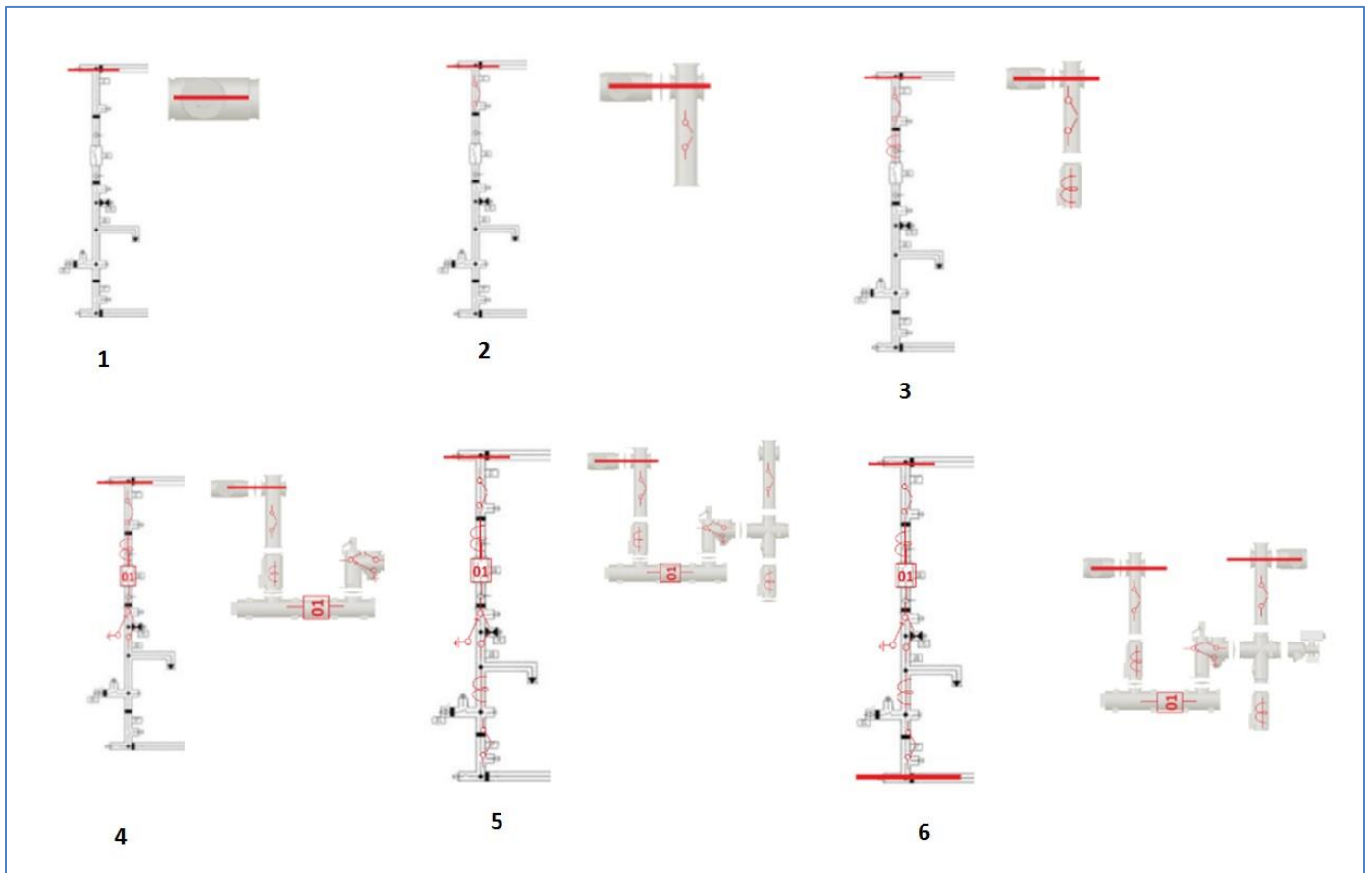


Figura 32 Montaje del diagrama unifilar sobre el diagrama modular y ensamblaje de los módulos.

En la figura 32 se muestra la secuencia de armado de una subestación GIS, la subestación completa se puede observar en la figura 33.

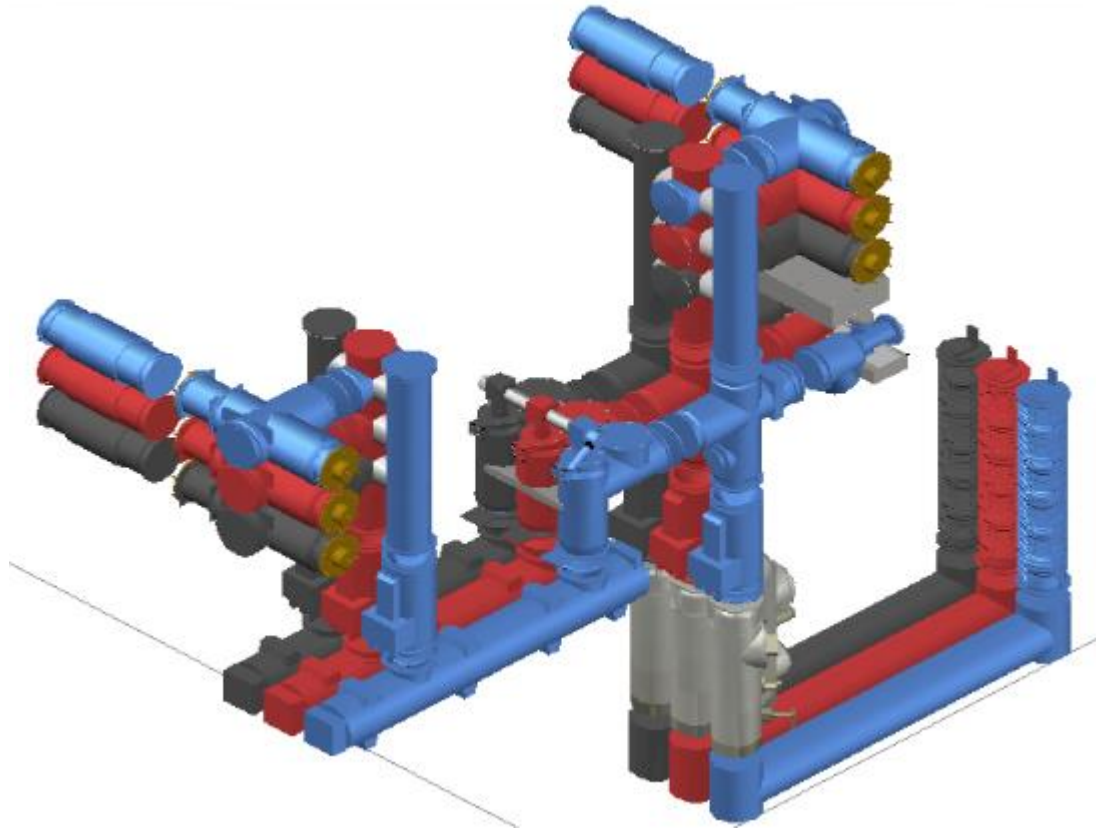


Figura 33 Isométrico del ensamblaje modular de la GIS doble barra.

CAPITULO V: REGULACIONES MEDIOAMBIENTALES PARA EL SF6

5.1 LEY DE MEDIO AMBIENTE EL SALVADOR

5.1.1 CAPITULO III: PREVENCIÓN Y CONTROL DE LA CONTAMINACIÓN

5.1.1.1 INVENTARIOS DE EMISIONES Y MEDIOS RECEPTORES

Art. 46.-. Para asegurar un eficaz control de protección contra la contaminación, se establecerá, por parte del Ministerio en coordinación con el Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social y con las autoridades competentes en materia de normatividad del uso o protección del agua, el aire y el suelo, la capacidad de estos recursos como medios receptores, priorizando las zonas del país más afectadas por la contaminación.

Para ello, recopilará la información que permita elaborar en forma progresiva los inventarios de emisiones y concentraciones en los medios receptores, con el apoyo de las instituciones

integrantes del Sistema Nacional de Gestión del Medio Ambiente, a fin de sustentar con base científica el establecimiento y adecuación de las normas técnicas de calidad del aire, el agua y el suelo.

5.1.1.2 PROTECCIÓN DE LA ATMÓSFERA

Art.- 47.- La protección de la atmósfera se regirá por los siguientes criterios básicos:

a) Asegurar que la atmósfera no sobrepase los niveles de concentración permisibles de contaminantes, establecidos en las normas técnicas de calidad del aire, relacionadas con sustancias o combinación de estas, partículas, ruidos, olores, vibraciones, radiaciones y alteraciones lumínicas, y provenientes de fuentes artificiales, fijas o móviles;

b) Prevenir, disminuir o eliminar gradualmente las emisiones contaminantes en la atmósfera en beneficio de la salud y el bienestar humano y del ambiente; y

c) El Ministerio, con apoyo del Sistema Nacional de Gestión del Medio Ambiente, elaborara y coordinara la ejecución, de Planes Nacionales para el Cambio Climático y la Protección de la Capa de Ozono, que faciliten el cumplimiento de los compromisos internacionales ratificados por El Salvador.

5.1.2 CAPÍTULO IV: SISTEMA DE EVALUACIÓN AMBIENTAL

5.1.2.1 EVALUACIÓN AMBIENTAL

Art. 16.-El proceso de evaluación ambiental tiene los siguientes instrumentos:

a) Evaluación Ambiental Estratégica;

b) Evaluación de Impacto Ambiental;

c) Programa Ambiental;

d) Permiso Ambiental;

e) Diagnósticos Ambientales;

f) Auditorías Ambientales; y

g) Consulta Pública.

5.1.2.2 EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA

Art. 17.- Las políticas, planes y programas de la administración pública, deberán ser evaluadas en sus efectos ambientales, seleccionando la alternativa de menor impacto negativo, así como a un análisis de consistencia con la Política Nacional de Gestión del Medio Ambiente. Cada ente o institución hará sus propias evaluaciones ambientales estratégicas. El Ministerio emitirá las directrices para las evaluaciones, aprobará y supervisará el cumplimiento de las recomendaciones.

5.1.2.3 EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL

Art. 18.- Es un conjunto de acciones y procedimientos que aseguran que las actividades, obras o proyectos que tengan un impacto ambiental negativo en el ambiente o en la calidad de vida de la población, se sometan desde la fase de pre-inversión a los procedimientos que identifiquen y cuantifiquen dichos impactos y recomienden las medidas que los prevengan, atenúen, compensen o potencien, según sea el caso, seleccionando la alternativa que mejor garantice la protección del medio ambiente.

5.1.2.4 COMPETENCIA DEL PERMISO AMBIENTAL

Art. 19. - Para el inicio y operación, de las actividades, obras o proyectos definidos en esta ley, deberán contar con un permiso ambiental. Corresponderá al Ministerio emitir el permiso ambiental, previa aprobación del estudio de impacto ambiental.

5.1.2.5 ALCANCE DE LOS PERMISOS AMBIENTALES

Art. 20. - El Permiso Ambiental obligará al titular de la actividad, obra o proyecto, a realizar todas las acciones de prevención, atenuación o compensación, establecidos en el Programa de Manejo Ambiental, como parte del Estudio de Impacto Ambiental, el cual será aprobado como condición para el otorgamiento del Permiso Ambiental. La validez del Permiso Ambiental de ubicación y construcción será por el tiempo que dure la construcción de la obra física; una vez terminada la misma, incluyendo las obras o instalaciones de tratamiento y atenuación de impactos ambientales, se emitirá el Permiso Ambiental de Funcionamiento por el tiempo de su vida útil y etapa de abandono, sujeto al seguimiento y fiscalización del Ministerio

5.1.2.6 ACTIVIDADES, OBRAS O PROYECTOS QUE REQUERIRÁN DE UN ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Art. 21.- Toda persona natural o jurídica deberá presentar el correspondiente Estudio de Impacto Ambiental para ejecutar las siguientes actividades, obras o proyectos:

- a) Obras viales, puentes para tráfico mecanizado, vías férreas y aeropuertos;
- b) Puertos marítimos, embarcaderos, astilleros, terminales de descarga o trasvase de hidrocarburos o productos químicos;
- c) Oleoductos, gaseoductos, poliductos, carבודuctos, otras tuberías que transporten productos sólidos, líquidos o gases, y redes de alcantarillado;
- d) Sistemas de tratamiento, confinamiento y eliminación, instalaciones de almacenamiento y disposición final de residuos sólidos y desechos peligrosos;
- e) Exploración, explotación y procesamiento industrial de minerales y combustibles fósiles;
- f) Centrales de generación eléctrica a partir de energía nuclear, térmica, geotérmica e hidráulica, eólica y maremotriz;
- g) Líneas de transmisión de energía eléctrica;
- h) Presas, embalses, y sistemas hidráulicos para riego y drenaje;

- i) Obras para explotación industrial o con fines comerciales y regulación física de recursos hídricos;
- j) Plantas o complejos pesqueros, industriales, agroindustriales, turísticos o parques recreativos;
- k) Las situadas en áreas frágiles protegidas o en sus zonas de amortiguamiento y humedales;
- l) Proyectos urbanísticos, construcciones, lotificaciones u obras que puedan causar impacto ambiental negativo;
- m) Proyectos del sector agrícola, desarrollo rural integrado, acuicultura y manejo de bosques localizados en áreas frágiles; excepto los proyectos forestales y de acuicultura que cuenten con planes de desarrollo, los cuales deberán registrarse en el Ministerio a partir de la vigencia de la presente ley, dentro del plazo que se establezca para la adecuación ambiental;
- n) Actividades consideradas como altamente riesgosas, en virtud de las características corrosivas, explosivas, radioactivas, reactivas, tóxicas, inflamables o biológico-infecciosas para la salud y bienestar humano y el medio ambiente, las que deberán de adicionar un Estudio de Riesgo y Manejo Ambiental;
- ñ) Proyectos o industrias de biotecnología, o que impliquen el manejo genético o producción de organismos modificados genéticamente; y
- o) Cualquier otra que pueda tener impactos considerables o irreversibles en el ambiente, la salud y el bienestar humano o los ecosistemas.

5.1.2.7 ELABORACIÓN DEL ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL

Art. 23.- El Estudio de Impacto Ambiental se realizará por cuenta del titular, por medio de un equipo técnico multidisciplinario. Las empresas o personas, que se dediquen a preparar estudios de impacto ambiental, deberán estar registradas en el Ministerio, para fines estadísticos y de información, quien establecerá el procedimiento de certificación para prestadores de servicios de Estudios de Impacto Ambiental, de Diagnósticos y Auditorías de evaluación ambiental.

5.1.2.8 EVALUACIÓN Y APROBACIÓN DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

Art. 24.- La elaboración de los Estudios de Impacto Ambiental, su evaluación y aprobación, se sujetarán a las siguientes normas:

- a) Los estudios deberán ser evaluados en un plazo máximo de sesenta días hábiles contados a partir de su recepción; este plazo incluye la consulta pública;
- b) En caso de aprobación del Estudio de Impacto Ambiental, el Ministerio emitirá el correspondiente Permiso Ambiental, en un plazo no mayor de diez días hábiles después de notificada la resolución correspondiente;
- c) Si transcurridos los plazos indicados en los literales que anteceden, el Ministerio, no se pronunciare, se aplicará lo establecido en el Art. 3 de la Ley de la Jurisdicción Contencioso Administrativo;

d) Excepcionalmente, cuando por la complejidad y las dimensiones de una actividad, obra o proyecto se requiera de un plazo mayor para su evaluación, éste se podrá ampliar hasta por sesenta días hábiles adicionales, siempre que se justifiquen las razones para ello.

5.1.2.9 CONSULTA PÚBLICA DE LOS ESTUDIOS DE IMPACTO AMBIENTAL

Art. 25.- La consulta pública de los Estudios de Impacto Ambiental, se regirá por las siguientes normas:

a) Previo a su aprobación, los estudios se harán del conocimiento del público, a costa del titular, en un plazo de diez días hábiles para que cualquier persona que se considere afectada exprese sus opiniones o haga sus observaciones por escrito, lo cual se anunciará con anticipación en medios de cobertura nacional y a través de otros medios en la forma que establezca el reglamento de la presente ley;

b) Para aquellos Estudios de Impacto Ambiental cuyos resultados reflejen la posibilidad de afectar la calidad de vida de la población o de amenazar riesgos para la salud y bienestar humanos y el medio ambiente, se organizará por el Ministerio una consulta pública del estudio en el o los Municipios donde se piense llevar a cabo la actividad, obra o proyecto; y

c) En todos los casos de consultas sobre el Estudio de Impacto Ambiental, las opiniones emitidas por el público deberán ser ponderadas por el Ministerio.

5.1.3 CAPITULO V RIESGOS AMBIENTALES Y MATERIALES PELIGROSOS

5.1.3.1 RIESGOS AMBIENTALES Y MATERIALES PELIGROSOS

Art. 56.- El Ministerio calificará las actividades de riesgo ambiental de acuerdo a esta ley y sus disposiciones reglamentarias.

5.1.3.2 INTRODUCCIÓN, TRANSITO, DISTRIBUCIÓN Y ALMACENAMIENTO DE SUSTANCIAS PELIGROSAS

Art. 57. - La introducción, tránsito, distribución y almacenamiento de sustancias peligrosas será autorizada por el Ministerio, en coordinación con el Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social, el Ministerio de Economía y el Consejo Superior de Salud Pública; un reglamento especial regulará el procedimiento para esta materia.

5.1.3.3 CONTAMINACIÓN POR SUSTANCIAS, RESIDUOS Y DESECHOS PELIGROSOS

Art. 60.- Toda persona natural o jurídica que use, genere, recolecte, almacene, reutilice, recicle, comercialice, transporte, haga tratamiento o disposición final de sustancias, residuos y desechos peligrosos, deberá obtener el Permiso Ambiental correspondiente, de acuerdo a lo establecido en esta ley.

5.2 INFRACCIONES, SANCIONES, DELITOS Y RESPONSABILIDAD AMBIENTAL

5.2.1 CAPÍTULO I RESPONSABILIDAD ADMINISTRATIVA Y CIVIL

5.2.1.1 ESPONSABILIDAD POR CONTAMINACIÓN Y DAÑOS AL AMBIENTE

Art.85.-Quien por acción u omisión, realice emisiones, vertimientos, disposición o descarga de sustancias o desechos que puedan afectar la salud humana, ponga en riesgo o causare un daño al medio ambiente, o afectare los procesos ecológicos esenciales o la calidad de vida de la población, será responsable del hecho cometido o la omisión, y estará obligado a restaurar el medio ambiente o ecosistema afectado. En caso de ser imposible esta restauración, indemnizará al Estado y a los particulares por los daños y perjuicios causados.

5.2.2 CAPÍTULO II INFRACCIONES AMBIENTALES INFRACCIONES AMBIENTALES

Art. 86. - Constituyen infracciones a la presente ley, y su reglamento, las acciones u omisiones cometidas por personas naturales o jurídicas, inclusive el Estado y los Municipios las siguientes:

- a) Iniciar actividades, obras o proyectos sin haber obtenido el permiso ambiental correspondiente;
- b) Suministrar datos falsos en los estudios de impacto ambiental, diagnósticos ambientales y cualquier otra información que tenga por finalidad la obtención del permiso ambiental;
- c) Incumplir las obligaciones contenidas en el permiso ambiental;
- d) No rendir, en los términos y plazos estipulados, las fianzas que establece esta Ley;
- e) Autorizar actividades, obras, proyectos o concesiones, que por ley requieran permiso ambiental, sin haber sido éste otorgado por el Ministerio;
- f) Otorgar permisos ambientales, a sabiendas de que el proponente de la actividad, obra, proyecto o concesión no ha cumplido con los requisitos legales para ello;
- g) La negativa del concesionario para el uso o aprovechamiento de recursos naturales a prevenir, corregir o compensar los impactos ambientales negativos que produce la actividad bajo concesión dentro de los plazos y términos que para tal efecto haya sido fijados, tomando en cuenta los niveles de los impactos producidos;
- h) Violar las normas técnicas de calidad ambiental y de aprovechamiento racional y sostenible del recurso;
- i) Impedir u obstaculizar la investigación de los empleados debidamente identificados, pertenecientes al Ministerio u otra autoridad legalmente facultada para ello, o no prestarles la colaboración necesaria para realizar inspecciones o auditorías ambientales en las actividades, plantas, obras o proyectos;

- j) Emitir contaminantes que violen los niveles permisibles establecidos reglamentariamente;
- k) Omitir dar aviso oportuno a la autoridad competente, sobre derrame de sustancias, productos, residuos o desechos peligrosos, o contaminantes, que pongan en peligro la vida e integridad humana; y
- l) No cumplir con las demás obligaciones que impone esta ley.

5.2.3 PROTOCOLO DE KYOTO DE LA CONVENCIÓN MARCO DE LAS NACIONES UNIDAS SOBRE EL CAMBIO CLIMÁTICO

El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un protocolo de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), y los otros tres son gases industriales fluorados: hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆), en un porcentaje aproximado de al menos un 5 %, dentro del periodo que va de 2008 a 2012, en comparación a las emisiones a 1990. Por ejemplo, si las emisiones de estos gases en 1990 alcanzaban el 100 %, para 2012 deberán de haberse reducido como mínimo al 95 %. Esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5 % como mínimo, sino que este es un porcentaje a escala global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir la contaminación global.

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. En noviembre de 2009, eran 187 estados los que ratificaron el protocolo. Estados Unidos, mayor emisor de gases de invernadero mundial,⁴ no ha ratificado el protocolo.

El instrumento se encuentra dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC.

CAPITULO VI: CORROSION EN METALES EXPUESTOS A CONDICIONES DE HUMEDAD

La corrosión se define como el deterioro de un material a consecuencia de un ataque electroquímico por su entorno. De manera más general, puede entenderse como la tendencia general que tienen los materiales a buscar su forma más estable o de menor energía interna. Siempre que la corrosión esté originada por una reacción electroquímica (oxidación), la velocidad a la que tiene lugar dependerá en alguna medida de la temperatura, de la salinidad

del fluido en contacto con el metal y de las propiedades de los metales en cuestión. Otros materiales no metálicos también sufren corrosión mediante otros mecanismos. El proceso de corrosión es natural y espontáneo.

La corrosión es una reacción química (oxidorreducción) en la que intervienen tres factores: la pieza manufacturada, el ambiente y el agua, o por medio de una reacción electroquímica.

Los factores más conocidos son las alteraciones químicas de los metales a causa del aire, como la herrumbre del hierro y el acero o la formación de pátina verde en el cobre y sus aleaciones (bronce, latón).

Sin embargo, la corrosión es un fenómeno mucho más amplio que afecta a todos los materiales (metales, cerámicas, polímeros, etc.) y todos los ambientes (medios acuosos, atmósfera, alta temperatura, etc.)

Es un problema industrial importante, pues puede causar accidentes (ruptura de una pieza) y, además, representa un costo importante, ya que se calcula que cada pocos segundos se disuelven 5 toneladas de acero en el mundo, procedentes de unos cuantos nanómetros o picómetros, invisibles en cada pieza pero que, multiplicados por la cantidad de acero que existe en el mundo, constituyen una cantidad importante.

La corrosión es un campo de las ciencias de materiales que invoca a la vez nociones de química y de física (físicoquímica).

6.7 TIPOS DE CORROSIÓN

Se clasifican de acuerdo a la apariencia del metal corroído, dentro de las más comunes están:

1. Corrosión uniforme: Donde la corrosión química o electroquímica actúa uniformemente sobre toda la superficie del metal
2. Corrosión por picaduras: Aquí se producen hoyos o agujeros por agentes químicos.
3. Corrosión intergranular: Es la que se encuentra localizada en los límites de grano, esto origina pérdidas en la resistencia que desintegran los bordes de los granos.
4. Corrosión por esfuerzo: Se refiere a las tensiones internas luego de una deformación en frío.

Corrosión por contacto:

La corrosión por contacto puede darse cuando diferentes metales nobles están en contacto directo. Por ejemplo si un tornillo de acero fino se fija a una chapa de acero galvanizado. El metal noble provoca la corrosión (oxidación). Se produce una succión. Corrosión por contacto. La condición previa para este proceso es un medio corrosivo entre ambos metales, por ejemplo agua o simplemente la humedad normal del aire.

Los factores influyentes en la corrosión por contacto son:

- a) Los potenciales

- b) La polarización
- c) El medio donde se encuentren los metales

Tornillo Material (recubrimiento) \ Pieza Material (recubrimiento)	Acero (galvanizado)	Niquel/ Acero (niquelado)	Cobre/ Acero (encobrado)	Latón/ Acero (latonado)	Aluminio	Acero (Dacromet/ Deltatone)	Acero inoxidable (A2/A3, A4/ A5)
Acero (galvanizado)	+	-	-	-	●	+	-
Acero (niquelado)	-	+	+	●		-	+
Acero (verkupfert)	-	+	+	●	-	-	●
Acero (encobrado) Latón				+			
WIROX®	+	-	-	-	+	+	-
Aluminio		-	-		+	●	-
Acero (Dacromet/Deltatone)	+	-	-		●	+	-
Acero inoxidable (A2/A3 ; A4/A5)	●	+	+	●	●	●	+

- Corrosión por contacto intensa
 ● Ninguna corrosión por contacto considerable
 + No hay corrosión por contacto

Figura 34 Ejemplos de corrosión por contacto

5. Corrosión galvánica: Ocurre cuando metales diferentes se encuentran en contacto, ambos metales poseen potenciales eléctricos diferentes lo cual favorece la aparición de un metal como ánodo y otro como cátodo, a mayor diferencia de potencial el material con más activo será el ánodo.

Cuando dos o más diferentes tipos de metal entran en contacto en presencia de un electrolito, se forma una celda galvánica porque metales diferentes tienen diferentes potenciales de electrodo o de reducción. El electrolito suministra el medio que hace posible la migración de iones por lo cual los iones metálicos en disolución pueden moverse desde el ánodo al cátodo. Esto lleva a la corrosión del metal anódico (el que tienen menor potencial de reducción) más rápidamente que de otro modo; a la vez, la corrosión del metal catódico (el que tiene mayor potencial de reducción) se retrasa hasta el punto de detenerse. La presencia de electrolitos y un camino conductor entre los dos metales puede causar una corrosión en un metal que, de forma aislada, no se habría oxidado.

Incluso un solo tipo de metal puede corroerse galvánicamente si el electrolito varía en su composición, formando una celda de concentración.

CAPITULO VII: PREVENSIÓN DE LA CORROSIÓN GALVANICA

Hay varias maneras de reducir y prevenir este tipo de corrosión.

- Una manera es **aislar eléctricamente los dos metales entre sí**. A menos que estén en contacto eléctrico, no puede haber una celda galvánica establecida. Esto se puede hacer usando plástico u otro aislante para separar las tuberías de acero para conducir agua de los accesorios metálicos a base de cobre, o mediante el uso de una capa de grasa para separar los elementos de aluminio y acero. El uso de juntas de material absorbente, que puedan retener líquidos, es a menudo contraproducente. Las tuberías pueden aislarse con un recubrimiento para tuberías fabricado con materiales plásticos, o hechas de material metálico recubierto o revestido internamente. Es importante que el recubrimiento tenga una longitud mínima de unos 500 mm para que sea eficaz.
- Otra forma es **mantener a los metales secos y / o protegidos de los compuestos iónicos** (sales, ácidos, bases), por ejemplo, pintando o recubriendo al metal protegido bajo plástico o resinas epoxi, y permitiendo que se sequen.
- **Revestir los dos materiales** y, si no es posible cubrir ambos, el revestimiento se aplicará al más noble, el material con mayor potencial de reducción. Esto es necesario porque si el revestimiento se aplica sólo en el material más activo (menos noble), en caso de deterioro de la cubierta, habrá un área de cátodo grande y un área de ánodo muy pequeña, y el efecto en la zona será grande pues la velocidad de corrosión será muy elevada.
- También es posible **elegir dos metales que tengan potenciales similares**. Cuanto más próximos entre sí estén los potenciales de los dos metales, menor será la diferencia de potencial y por lo tanto menor será la corriente galvánica. Utilizar el mismo metal para toda la construcción es la forma más precisa de igualar los potenciales y prevenir la corrosión.
- **Las técnicas de galvanoplastia o recubrimiento electrolítico con otro metal (chapado)** también puede ser una solución. Se tiende a usar los metales más nobles porque mejor resisten la corrosión: cromo, níquel, plata y oro son muy usados.³
- **La protección catódica mediante ánodos de sacrificio:** Se conecta el metal que queremos proteger con una barra de otro metal más activo, que se oxidará preferentemente, protegiendo al primer metal. Se utilizan uno o más ánodos de sacrificio de un metal que sea más fácilmente oxidable que el metal protegido. Los metales que comúnmente se utilizan para ánodos de sacrificio son el zinc, el magnesio y el aluminio.

Hay tres metales principales utilizados como ánodos galvánicos: magnesio, aluminio y zinc. Todos ellos están disponibles como bloques, barras, placas o en forma de cinta extruida. Cada material tiene sus ventajas y desventajas.

El magnesio tiene el potencial eléctrico más negativo de los tres metales (véase serie galvánica) y es más adecuado para las áreas donde la resistividad del electrolito (suelo o el agua) es mayor. Se usa por lo general para tuberías metálicas bajo tierra y otras estructuras enterradas, aunque también se utiliza en los barcos de agua dulce y en los calentadores de agua. En algunos casos, el potencial negativo del magnesio puede ser una desventaja: si el potencial del metal protegido se convierte en demasiado negativo, los iones hidrógeno pueden movilizarse en la superficie del cátodo lo que conduce a fragilización por hidrógeno o a la desunión del recubrimiento. Cuando esto sea posible, se podrían utilizar ánodos de zinc.

El zinc y el aluminio se usan generalmente en agua salada, donde la resistividad es generalmente menor. Las aplicaciones típicas son para los cascos de los barcos, tuberías offshore y plataformas de producción, en motores marinos refrigerados con agua salada, en las hélices y los timones de barcos pequeños, y en la superficie interna de los tanques de almacenamiento.

El zinc se considera un material fiable, pero no es adecuado para su uso a temperaturas altas, ya que tiende a la pasivación (se hace menos negativo); si esto sucede, la corriente puede dejar de fluir y el ánodo deja de funcionar. El zinc tiene un voltaje de activación relativamente bajo, lo que significa que en los suelos de mayor resistividad o en el agua puede que no sea capaz de proporcionar suficiente corriente. Sin embargo, en algunas circunstancias, donde hay un riesgo de fragilización por hidrógeno, por ejemplo, esta tensión más baja es ventajosa, ya que se evita la sobreprotección.

Los ánodos de aluminio tienen varias ventajas, tales como un peso más ligero y una capacidad mucho mayor que el zinc. Sin embargo, su comportamiento electroquímico no se considera tan fiable como el del zinc, y se debe tener mayor cuidado en la forma en que se utilizan. Los ánodos de aluminio se pasivan cuando la concentración de ion cloruro es inferior a 1446 partes por millón.

Una desventaja del aluminio es que si se golpea una superficie oxidada, se puede generar una gran chispa provocada por la reacción de la termita, por lo tanto, su uso está restringido en tanques donde pueda haber atmósferas explosivas y exista riesgo de que se caiga el ánodo.⁸

Puesto que la operación de un ánodo galvánico se basa en la diferencia de potencial eléctrico entre el ánodo y el cátodo, prácticamente cualquier metal puede ser utilizado para proteger algún otro, siempre que exista una diferencia suficiente en el potencial de ambos. Por ejemplo, pueden ser utilizados ánodos de hierro para proteger el cobre.



Figura 35 Esquema de protección de una pieza metálica mediante un ánodo de sacrificio unido a dicha pieza para prevenir la corrosión.

Para el diseño de un sistema de protección catódica con ánodo galvánico deben considerarse muchos factores, incluyendo el tipo de estructura, la resistividad del electrolito (suelo o agua) en el que operará, el tipo de recubrimiento y la vida de servicio.

El primer cálculo a realizar es la cantidad de material del ánodo que será necesaria para proteger la estructura durante el tiempo necesario. Si se emplea muy poco material solo proporcionará protección por un tiempo corto, y necesitará ser sustituido periódicamente. Un exceso de material podría proporcionar más protección pero a un costo innecesario. La masa en kg viene dada por la ecuación

$$\text{Masa} = (\text{Corriente eléctrica necesaria} \times \text{Tiempo de protección (en años)} \times 8760) \div (\text{Factor de Uso} \times \text{Capacidad del ánodo})$$

- La vida de diseño o tiempo de protección se expresa en años (1 año = 8760 horas).
- El factor de uso del ánodo es un valor constante, que depende de su forma y del modo en que este se conecta, lo que influye en la cantidad de material del ánodo que se puede consumir antes de que deje de ser eficaz. Un valor de 0,8 indica que puede consumirse el 80 % del ánodo, antes de que deba ser reemplazado.
- La capacidad del ánodo es una indicación de la cantidad de material que se consume mientras la corriente fluye con el tiempo. El valor para el zinc en el agua de mar es de 780 Ah/kg, pero el del aluminio es 2000 Ah/kg, lo que significa que, en teoría, el aluminio puede producir mucha más corriente eléctrica que el zinc antes de que se agote y este es uno de los factores a tener en cuenta en la elección de un material particular.

La disposición de los ánodos ha de ser planificada con el fin de que sea capaz de proporcionar una distribución uniforme de la corriente eléctrica en toda la estructura. Por ejemplo, si un diseño concreto muestra que una tubería de 10 kilómetros de largo necesita 10 ánodos, entonces poner aproximadamente un ánodo por kilómetro sería más eficaz que poner los 10 ánodos en un extremo o en el centro.

Para estructuras más grandes, los ánodos galvánicos no pueden suministrar económicamente suficiente corriente para proporcionar una protección completa. La protección mediante corriente catódica forzada (CIPC) o protección catódica con

corriente impresa, se llevó a cabo aproximadamente cien años después que el de ánodos galvánicos. En este sistema de protección catódica se utiliza la corriente suministrada por una fuente continua para imprimir la corriente necesaria para la protección de una estructura.

Este procedimiento consiste en unir eléctricamente la estructura que se trata de proteger con el polo negativo de una fuente de alimentación de corriente continua (pura o rectificada) y el positivo con un electrodo auxiliar que cierra el circuito. Los electrodos auxiliares se hacen de chatarra de hierro, aleación de ferrosilicio, grafito, titanio platinado, etc. Es completamente indispensable la existencia del electrolito (medio agresivo) que completa el conjunto para que se realice el proceso electrolítico.

Este sistema de protección catódica tiene la característica de que utiliza como ánodo dispersor de la corriente (electrodo auxiliar) materiales metálicos que en mayor o menor grado se consumen con el paso de la corriente. Sin embargo, el intercambio necesario de corriente con el electrolito tiene lugar a través de reacciones electroquímicas, las cuales dependen tanto del material anódico, como del ambiente que rodea al mismo e incluso de la densidad de corriente que éste suministra.

Los componentes de un sistema de protección catódica con corriente impresa son:

- a) Un ánodo dispersor, b) una fuente de corriente continua y c) el cable portador de la corriente. En la figura 19 se presenta un esquema de la protección de una tubería enterrada en el suelo.

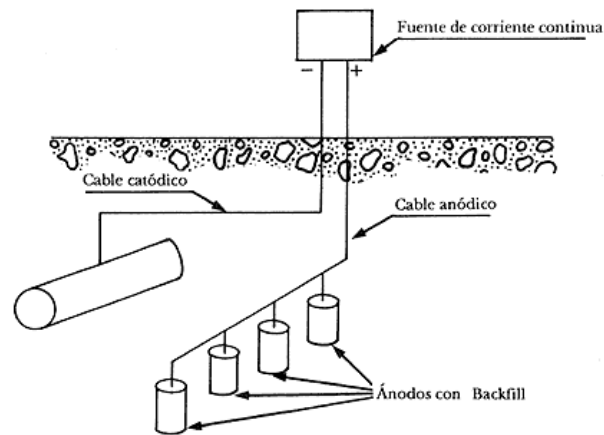


Figura 36 Esquema de protección catódica con corriente impresa de una tubería enterrada.

Ventajas	Limitaciones
<ul style="list-style-type: none"> ● Puede diseñarse para un amplio intervalo de potencial y corriente. ● Un ánodo o lecho anódico puede suministrar una gran corriente. ● Con una sola instalación se pueden proteger superficies muy grandes. ● Potencial y corriente variables. ● Se puede utilizar en ambientes de resistividad elevada. ● Eficaz para proteger estructuras no recubiertas o mal recubiertas. 	<ul style="list-style-type: none"> ● Puede causar problemas de interferencia. ● Está sujeto a rotura de la fuente de corriente. ● Requiere de una inspección periódica y de mantenimiento. ● Requiere de una fuente de corriente continua. ● Posibilidad de condiciones de sobreprotección con daños a recubrimientos y problemas de fragilización por la acción del hidrógeno. ● Conexiones y cables sujetos a roturas. ● Tiene un costo elevado.

Figura 37 Ventajas y limitaciones del método de protección catódica por corriente impresa.

Tipo	Peso específico g/cm ³	Consumo kg/A-año	Densidad de corriente A/m ²		Utilización (medio)
			máxima	práctica	
Acero Chatarra	7.8 7.0	~9. 4.5-1	5	1	todos
Grafito	1.6	0.1-1	10-100	2.5-40	terreno, agua de mar; excluido el fondo marino y el agua dulce
Ferro-silicio: 0.95%C, 16%Si, 0.75% Mn	~7	0.25-1	30-40	10-100	agua dulce, terreno
Fe-Cr-Si: 0.95%C, 0.75% Mn, 4.5%Cr, 14.5%Si	7	0.25-1	270		terreno, agua de mar, fondo marino
Pb-Ag (2% Ag)	11.3	~0.2	300	30-65	sólo agua de mar; excluido el fondo marino
Pb-Ag-Sb (1%Ag, 6%Sb)	11	~0.5	300	50-200	sólo agua de mar; excluido el fondo marino
Titanio platinado	4.5	8.10 ⁻⁶	400 por cada micra de platinado de espesor	500-1 000	terreno no salino con backfill, agua de mar; excluido el fondo marino y el agua dulce
Niobio platinado	8.4			500-700	
Tántalo platinado	16.6			500-1 100	
Titanio-óxido de rutenio (DSA)	4.5	5.10 ⁻⁷	1100	700-1 100	todos

Figura 38 Características de los ánodos empleados en protección catódica por corriente impresa.

CONCLUSIONES

- Las soluciones GIS son las más destacadas para ahorrar espacio, con un ahorro 15-25% de una subestación AIS equivalente. Sin embargo, los usuarios aprovechan las ventajas adicionales de las GIS, como mejorar la fiabilidad crítica de la infraestructura, evitar obstáculos y reducir las duraciones planificadas.
- Para el diseño de una subestación aislada en gas se deben de tomar en cuenta diversos factores que pueden afectar la decisión final, uno de los más determinantes es el costo en la inversión inicial, por lo que se recomienda realizar un estudio de costos-beneficios para analizar los factores que pueden impactar en la decisión de la subestación que se implementara, evaluando aspectos tales como costos de operación y mantenimiento, ciclo de vida de la subestación, espacio asignado para el proyecto y proyecciones futuras.
- A pesar que el gas sf6 es un gas que contribuye al efecto invernadero, las bondades de este como sus propiedades dieléctricas superiores al aire permiten una alta confiabilidad, además de ser reutilizable y con mayor estabilidad que otros gases aislantes; razones por las que se vuelve idóneo para esta tecnología. Además es necesario el monitoreo de sus parámetros de operación, para así minimizar un posible riesgo de contaminación y fallas en el sistema ocasionadas por la falta de mantenimiento adecuado de este.
- Las Subestaciones GIS presentan mayor confiabilidad por tres razones principales: Más compactas (Entre más compacta una subestación, más confiable debido a contingencia de fallas), inmunes contra condiciones climáticas agresivas y extremas (polvo, arena, viento, hielo), una mejor respuesta sísmica y un mantenimiento reducido.
- Una subestación encapsulada en SF6 sin barra de transferencia puede ser tan confiable como una subestación aislada en aire con barra de transferencia y con los ahorros que ello implica, por lo que buscando una mayor confiabilidad en el diseño actual, una subestación GIS de doble barra sería de mayor beneficio para futuras ampliaciones en la subestación.

RECOMENDACIONES

- Si se dispone de terrenos amplios de bajo costo, es recomendable continuar con las expansiones de las subestaciones aisladas en aire.
- Se recomienda que la subestación sea del tipo interior para darle mayor tiempo de vida a la subestación ya que el medio que la rodea es muy agresivo (salinidad, altas temperaturas).
- Una sugerencia para el diseño es utilizar el encapsulado monofásico ya que ante una falla monofásica esta no genera mayor consecuencia que el accionamiento de sus dispositivos de protección al contrario de un encapsulamiento trifásico el cual ante una falla monofásica podría convertirse en una falla trifásica.

BIBLIOGRAFÍA

Reseñas de libros y normativas:

- Blaine D. Stockton, "Desing Guide for Rural Substations." Rural Uilities Service. Junio 2001.
- Guia de Criterios Basicos para Substaciones de 115, 230 y 440 kV.
- Hermann Koch, "GIS Gas-Insulated Substations." Energy Transmision, siemens AG, Germany.
- Instituto Costarricense de Electricidad: "Especificaciones técnicas generales equipos encapsulados (GIS) con aislamiento en Hexafluoruro de Azufre (SF6)". 2010.

Reseñas de internet:

- https://es.wikipedia.org/wiki/Protecci%C3%B3n_cat%C3%B3dica
- https://es.wikipedia.org/wiki/Corrosi%C3%B3n_galv%C3%A1nica
- <http://www.doxsteel.com/estudioCorrosionGalvanica.pdf>
- <http://www.fao.org/docrep/003/v5270s/V5270S08.htm>
- http://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_AAR.pdf
- <http://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/c/VY200-40.pdf>
- http://www.ceaconline.org/documentos/Subestaciones_Electricas_Encapsuladas.pdf
- <https://elsalvador.eregulations.org/media/ley%20de%20medio%20ambiente.pdf>