

**COMPARACION TECNICO FUNCIONAL Y DESCRIPCION DE LAS  
SUBESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION ENCAPSULADAS EN  
GAS SF6 HEXAFLORURO DE AZUFRE**

**DAVID ANTONIO BARROS CARVAJAL**

**UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA Y MECATRONICA  
CARTAGENA DE INDIAS**

**2004**

**COMPARACION TECNICO FUNCIONAL Y DESCRIPCION DE LAS  
SUBESTACIONES ELECTRICAS DE ALTA TENSION ENCAPSULADAS EN  
GAS SF6 HEXAFLORURO DE AZUFRE**

**DAVID ANTONIO BARROS CARVAJAL**

**MONOGRAFIA, PRESENTADA PARA OPTAR POR EL TITULO DE INGENIERO  
ELECTRICISTA**

**DIRECTOR**

**SALOMON ZARUR RAMOS**

**ING. ELECTRICISTA**

**UNIVERSIDAD TECNOLOGICA DE BOLIVAR**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA, ELECTRONICA Y MECATRONICA**

**CARTAGENA DE INDIAS**

**2004**

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

**FIRMA PRESIDENTE DEL JURADO**

---

**FIRMA DEL JURADO**

---

**FIRMA DEL JURADO**

**Cartagena, Mayo 28 de 2004**

## CONTENIDO

|   | <b>PAG</b> |
|---|------------|
| <b>INTRODUCCION</b>   |            |
| <b>RESUMEN</b>  |            |
| <b>1. HEXAFLORURO DE AZUFRE. CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES</b>                    | <b>16</b>  |
| <b>1.1. CARACTERISTICAS QUIMICAS Y FISICAS DEL HEXAFLORURO DE AZUFRE</b>        | <b>17</b>  |
| <b>1.1.1. PESO MOLECULAR, COMPOSICION Y FORMULA QUIMICA</b>                     | <b>17</b>  |
| <b>1.1.2. CONSTANTES CRITICAS Y SOLUBILIDAD</b>                                 | <b>18</b>  |
| <b>1.1.3. CONCENTRACION MAXIMA DE IMPUREZAS</b>                                 | <b>18</b>  |
| <b>1.2. TOXICIDAD</b>   | <b>19</b>  |
| <b>1.3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL MANEJO DEL GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE</b>  | <b>21</b>  |
| <b>1.4. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION ANTES DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO</b> | <b>23</b>  |
| <b>1.5. PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO NORMAL</b>                               | <b>23</b>  |
| <b>1.6. PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO CON PROBLEMAS</b>                        | <b>24</b>  |

|               |   |           |
|---------------|---|-----------|
| <b>2.</b>     | <b>REQUERIMIENTOS Y TENDENCIAS UTILIZADAS EN EL<br/>ARREGLO FISICO DE LAS SUBESTACIONES<br/>ENCAPSULADAS EN SF6</b> | <b>26</b> |
| <b>2.1.</b>   | <b>DIAGRAMA UNIFILAR</b>  | <b>26</b> |
| <b>2.2.</b>   | <b>CONEXION DE EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN</b>  | <b>28</b> |
| <b>2.3.</b>   | <b>COMPARACION ENTRE INSTALACIONES INTERIORES<br/>Y A LA INTEMPERIE DE SUBESTACIONES ENCAPSULADAS</b>               | <b>30</b> |
| <b>2.4.</b>   | <b>DIAGRAMAS HÍBRIDOS</b>   | <b>33</b> |
| <b>2.5.</b>   | <b>ORIENTACION DE INTERRUPTORES</b>   | <b>34</b> |
| <b>2.6.</b>   | <b>MONTAJE, MANTENIMIENTO Y PRUEBAS</b>   | <b>35</b> |
| <b>2.6.1.</b> | <b>MONTAJE</b>  | <b>35</b> |
| <b>2.6.2.</b> | <b>MANTENIMIENTO</b>  | <b>38</b> |
| <b>2.6.3.</b> | <b>PRUEBAS</b>  | <b>40</b> |
| <b>2.7.</b>   | <b>POSIBILIDAD DE AMPLIACIÓN</b>  | <b>49</b> |
| <b>3.</b>     | <b>COORDINACION DE AISLAMIENTOS</b>   | <b>52</b> |
| <b>3.1.</b>   | <b>PRINCIPIOS BASICOS DE LA COORDINACION DE<br/>AISLAMIENTOS</b>  | <b>52</b> |
| <b>3.2.</b>   | <b>METODOS DE COORDINACION DE AISLAMIENTOS</b>  | <b>59</b> |
| <b>3.2.1.</b> | <b>METODO DETERMINISTICO</b>  | <b>59</b> |
| <b>3.2.2.</b> | <b>METODO ESTADÍSTICO</b>   | <b>59</b> |
| <b>4.</b>     | <b>MODULOS AISLADOS EN HEXAFLORURO DE AZUFRE</b>  | <b>61</b> |
| <b>4.1.</b>   | <b>MODULO DE JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES O</b>  | <b>63</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| COLECTORAS   |           |
| 4.2. MODULO DE INTERRUPTORES                                 | 65        |
| 4.3. MODULO DE SECCIONADORES                                 | 67        |
| 4.4. MODULO DE TRANSFORMADORES DE MEDICION                   | 68        |
| 4.4.1. MODULO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE                | 69        |
| 4.4.2. MODULO DE TRANSFORMADORES DE TENSIÓN                  | 70        |
| 4.5. MODULO DE DESCARGADORES DE TENSIÓN                      | 74        |
| 4.6. MODULO DE PROLONGACIONES Y EMPALMES                     | 75        |
| 4.7. ARREGLOS FISICOS DE LAS SUBESTACIONES                   | 79        |
| 4.7.1 DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES | 80        |
| 4.7.2 CORTE TIPICO DE LOS DIFERENTES MODULOS                 | 80        |
| 5. CONCLUSIONES  | 86        |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>  | <b>91</b> |
| <b>ANEXOS</b>  | <b>93</b> |

## LISTA DE IMÁGENES

|  | PAG       |
|--|-----------|
| <b>IMAGEN 1.</b> DIAGRAMA UNIFILAR. JUEGO DE BARRAS SIMPLE                       | <b>27</b> |
| <b>IMAGEN 2.</b> SUBESTACIÓN ENCAPSULADA TIPO INTERIOR                           | <b>30</b> |
| <b>IMAGEN 3.</b> SUBESTACIÓN ENCAPSULADA TIPO INTEMPERIE                         | <b>32</b> |
| <b>IMAGEN 4.</b> MONTAJE CELDAS DE SUBESTACIÓN                                   | <b>36</b> |
| <b>IMAGEN 5.</b> MANTENIMIENTO DE RUTINA EN UNA SUBESTACIÓN                      | <b>38</b> |
| <b>IMAGEN 6.</b> PRUEBA DE RECEPCIÓN DE UN MODULO                                | <b>41</b> |
| <b>IMAGEN 7.</b> PRUEBA DE VOLTAJE A FRECUENCIA INDUSTRIAL                       | <b>45</b> |
| <b>IMAGEN 8.</b> PRUEBA DE TENSIÓN DE IMPULSO                                    | <b>45</b> |
| <b>IMAGEN 9.</b> PRUEBA DE DESCARGAS PARCIALES                                   | <b>46</b> |
| <b>IMAGEN 10.</b> MEDIDA ULTRASÓNICA PARA LA DETECCIÓN<br>DE PARTICULAS          | <b>46</b> |
| <b>IMAGEN 11.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE BARRA PRINCIPAL                         | <b>64</b> |
| <b>IMAGEN 12.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE INTERRUPTOR CON<br>DOS CAMARAS DE CORTE | <b>65</b> |
| <b>IMAGEN 13.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE SECCIONADOR                             | <b>67</b> |
| <b>IMAGEN 14.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE TRANSFORMADOR<br>DE CORRIENTE           | <b>69</b> |
| <b>IMAGEN 15.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE TRANSFORMADOR<br>DE TENSION             | <b>71</b> |

|   |           |
|---|-----------|
| <b>IMAGEN 16.</b> TRANSFORMADOR DE TENSIÓN EN ETAPA DE FABRICACION  | <b>72</b> |
| <b>IMAGEN 17.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE DESCARGADOR DE SOBRETENSION  | <b>74</b> |
| <b>IMAGEN 18.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE AISLADORES GAS / AIRE  | <b>77</b> |
| <b>IMAGEN 19.</b> MODULO CONSTRUCTIVO DE CONEXIÓN A CABLE SUBTERRÁNEO Y ADAPTADOR PARA PRUEBA DE CABLE                    | <b>78</b> |
| <b>IMAGEN 20.</b> MODULO CONSTRUCTIVO PARA CONEXIÓN A TRANSFORMADOR / AUTOTRANSFORMADOR / REACTOR CON AISLADOR GAS / AIRE | <b>79</b> |



## LISTA DE ANEXOS

|  | PAG       |
|--|-----------|
| <b>ANEXO A.</b> Corte Típico de una Subestación de Doble Juego<br>De Barras, Disposición Monopolar y Salida con Cable<br>Subterráneo | <b>88</b> |
| <b>ANEXO B.</b> Primera Subestación encapsulada de 800 kV.<br>Sistema de American Electric Power (USA)                               | <b>89</b> |
| <b>ANEXO C.</b> Tensiones e Intensidades de Corriente Nominales<br>y de Corto Circuito   | <b>90</b> |
| <b>ANEXO D.</b> Niveles Básicos de Aislamiento   | <b>91</b> |
| <b>ANEXO E.</b> Dimensiones Estándar   | <b>92</b> |
| <b>ANEXO F.</b> Diagramas Unifilares de las diferentes Configuraciones<br>De las subestaciones eléctricas de Alta Tensión            | <b>93</b> |
| <b>ANEXO G.</b> Cortes Típicos de los Módulos de las Subestaciones de<br>Alta Tensión  | <b>96</b> |

## INTRODUCCION

Con el aumento de la necesidad de energía eléctrica, se han venido presentando soluciones con el fin de suplir dicha demanda y al mismo tiempo para mejorar tanto las maneras de transmitir, al igual que la calidad con la que la energía llega al usuario final.

Generalmente las medidas que se consideran para optar por una solución u otra van ligadas directamente con la necesidad y del sistema que se desea implementar. La principal problemática se ha centrado básicamente en los sistemas de distribución, subtransmisión y transmisión en altos niveles de tensión.

Cuando la demanda local o total de una región aumenta, en particular para las que ya han sido establecidos e implementados sistemas tanto de generación como de transmisión, surgen varios inconvenientes que hay que resolver de alguna forma, por ejemplo, está el problema de la regulación de tensión y la calidad de la energía. Para sobrellevar este problema se ha tendido por aumentar los niveles de tensión con los cuales se transmite y/o distribuye la energía, pero paralelamente a esto surgen una serie de dificultades que complican de cierta forma la aplicación de este recurso.

Entre los efectos positivos que trae aplicar altos niveles de tensión para transmitir, etc. Como mencionamos anteriormente, tenemos que los niveles de regulación aumentan, además de que se mejoran también el servicio y la calidad de la energía que llega al usuario. En contra a esto tenemos que a medida que aumentan los niveles de tensión de transmisión es necesario incrementar las capacidades de los equipos de potencia de las subestaciones, lo que en las subestaciones de tipo clásico representa la necesidad de disponer de un gran terreno para poderse implementar debido a que la capacidad es directamente proporcional al tamaño y por consiguiente estos son de tamaños importantes y considerables.

Cuando se revisan las diferentes soluciones que se han adelantado, encontramos que uno de los avances más importantes, es la implementación de sistemas de aislamiento diferentes al aire, y que además posean características superiores a este que permitan asegurar más los procesos, disminuir tamaños lo que se ve reflejado en mayor campo de aplicación debido a que los dispositivos disminuyen su tamaño, menos disponibilidad de terrenos para implementar una subestación y por consiguiente a pesar de que la inversión inicial sea elevada de igual forma aumenta su rentabilidad.

Actualmente se ha tendido a utilizar como sistema de aislamiento de los dispositivos de alta tensión, el Hexafloruro de Azufre, debido a sus optimas

características de estabilidad, no inflamabilidad, no es tóxico, es incoloro e inodoro a condiciones normales, entre otras características, que hacen que este gas sea una de las mejores soluciones a la hora de hablar de sistemas de aislamiento en las subestaciones de alta tensión.

Las subestaciones aisladas por gas fueron introducidas en el mercado al final de la década de los 60 y durante el último decenio han llegado a poseer una tecnología ampliamente aceptada, abriendo nuevos caminos en el diseño de subestaciones. Cuando se tratan de niveles de alta tensión se denominan GIS (Gas Insulated Switchgear) y cuando se trata de niveles de media tensión se denominan MV-GIS (Medium Voltage Gas Insulated Switchgear).

Las primeras subestaciones se diseñaron para tensiones relativamente bajas, normalmente entre 60 y 100 KV. Sin embargo una vez disponible el equipo, las aplicaciones crecieron enormemente, al principio para tensiones de hasta 200 KV, y después, cuando quedó demostrado su extraordinario servicio, hasta tensiones consideradas EAT (Extra Alta Tensión). Debido a sus características, como pequeño tamaño y precio moderado a altas tensiones, las subestaciones aisladas son particularmente adecuadas para este rango de tensiones extra altas.

Durante estos últimos años el número de subestaciones aisladas en Hexafluoruro de azufre de tensiones comprendidas entre 400 y 500 KV ha aumentado

rápidamente existiendo también equipos de 800 KV. Diseños para 1000 y 1600 KV están siendo desarrollados en la actualidad.

Las ventajas principales de las subestaciones aisladas en gas son:

- Tamaño reducido. La superficie necesaria para las subestaciones aisladas en gas es 10 a 15% de la superficie requerida para una subestación convencional.
- Son a prueba de contaminación ambiental. También el ruido producido por los interruptores utilizados en las GIS es de un nivel muy bajo, lo que es muy apreciado cuando se trata de subestaciones urbanas. Cabe destacar también que desde el punto de vista del impacto visual las GIS presentan una menor contaminación.
- Requieren un menor mantenimiento.
- Brindan una mayor seguridad para los operadores.
- No producen radio interferencias.

Otra ventaja esencial de las subestaciones aisladas en gas es la posibilidad de montar las partes más importantes de la subestación antes de la salida de fábrica. Esto hace posible mantener una alta calidad y reduce considerablemente el tiempo de montaje en el lugar de asentamiento.

Es normalmente fácil ampliar este tipo de subestación existente cuando ha sido previsto desde el principio, y se usa un equipo del mismo fabricante durante las diferentes fases. Dado que no hay una normalización de dimensiones y disposiciones de las distintas piezas, es más difícil interconectar módulos de diferentes fabricantes.

## RESUMEN

Con el siguiente trabajo se busca definir y establecer las principales características de las Subestaciones regidas por el principio de aislamiento en gas SF<sub>6</sub>, para luego utilizar dichas características en comparaciones parciales en el aspecto técnico funcional con las Subestaciones de tipo convencional.

Es también la intención, definir las principales características del gas SF<sub>6</sub> propiamente dicho, para conocer las propiedades que hacen de este gas una solución rentable a la hora de implementarlo en los diferentes módulos de las Subestaciones aisladas.

Al mismo tiempo se busca definir otros conceptos importantes de este tipo de Subestaciones como son, las tendencias más utilizadas al momento de seleccionar el arreglo físico de las Subestaciones aisladas, los procesos de Montaje, Mantenimiento y Pruebas de los diferentes módulos, los principios básicos de la coordinación de los aislamientos, así como también la descripción de los diferente módulos regidos por el principio de aislamiento en SF<sub>6</sub>.

## 1. HEXAFLORURO DE AZUFRE. CARACTERISTICAS PRINCIPALES

El Hexafloruro de Azufre es uno de los gases conocidos mas pesados, con una densidad de aproximadamente 5 veces mayor que la del aire bajo condiciones similares. Este gas muestra pocos cambios de presión bajo un rango amplio de temperaturas, además que es un gas liviano por lo que es dinámicamente más compresible que el aire. El coeficiente de calor del Hexafloruro de Azufre es mayor al del aire y sus características de enfriamiento por convección son aproximadamente 1.6 veces la del aire.

Las características de presión del gas son tales que a una temperatura por debajo de 50°F (10°C) y a una presión de aproximadamente 220 lbs/in<sup>2</sup> el gas se ha vuelto líquido. En la parte baja de la curva de presión el gas se ha vuelto líquido a una temperatura de -20°F (-28.9°C) y 60 lbs/in<sup>2</sup> de presión\*. Esta característica es importante considerando el hecho que la presión con la que se da la extinción del arco será reducida a medida que el gas se vuelva líquido. Los Interruptores del circuito de potencia tienen calentadores para mantener el Hexafloruro de Azufre en su estado gaseoso.

---

\* Más información en: <http://www.epa.gov/highgwp1/sf6/pdf/sf6utility1.pdf>



## 1.1. CARACTERISTICAS QUIMICAS Y FISICAS DEL HEXAFLORURO DE AZUFRE

### 1.1.1. PESO MOLECULAR, COMPOSICION Y FORMULA QUIMICA

Teniendo en cuenta las proporciones de los componentes del gas (Fluor y Azufre), y que este no se encuentra en el medio, sino que se produce por reacción directa a aproximadamente 300°C de azufre fundido y el Fluor gaseoso, este tiene un peso molecular aproximado de 146.06, distribuidos en 21,95% de contenido de azufre y 78,05% de contenido de flúor\*. La formula característica del gas HEXAFLORURO DE AZUFRE es **SF6**. Debido a estas proporciones el SF6, además de obtener un excelente comportamiento como dieléctrico, tiene la capacidad de mantener y recuperar rápidamente sus características dieléctricas una vez que ha estado en presencia de un arco.

---

\* Más información en:

[http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION\\_ARR.pdf](http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_ARR.pdf)

### 1.1.2. CONSTANTES CRITICAS Y SOLUBILIDAD

En condiciones normales, es decir, en un ambiente que se encuentre a una temperatura de 25 °C y a una presión de 1 atmósfera, la solubilidad de este gas asume valores de **0,001 ml/ml** en agua, y de **0,297 ml/ml** en aceite dieléctrico.

Además de que el SF6 puede alcanzar estos valores considerables de solubilidad, también maneja valores importantes en sus características principales, como son:

Temperatura crítica de **45,64 °C**, Presión crítica de **38,699 bares**, Densidad Crítica de **0,725 g/cm<sup>3</sup>** y un Volumen crítico molar de **201 ml**.

En la época de 1900 se realiza por primera vez la síntesis del gas, por la acción directa del flúor gaseoso sobre el azufre; gracias a estos estudios y alcances obtenidos se logro comprobar la estabilidad química del SF6 al momento de ser sometido al un arco eléctrico, lo que permite prever su capacidad de aislante eléctrico.

### 1.1.3. CONCENTRACION MAXIMA DE IMPUREZAS

La utilización del SF6 requiere de un alto grado de limpieza, ya que de otra forma su coeficiente dieléctrico se reduce.

Normalmente las impurezas no tienen un efecto considerable sobre las propiedades del gas, siempre y cuando éstas se encuentren en un porcentaje que no sobre pase su concentración máxima permitida.

Las impurezas encontradas en el SF6 son el Tetrafloruro de carbono que puede encontrarse en una concentración máxima de **0,05%**, al igual que el aire (Nitrógeno más Oxígeno), el agua que puede alcanzar concentraciones de **15 ppm** (partículas por millón), la Acidez (HF) en **0,3 ppm**, los Fluoruros Hidrolizables (HF) en **1 ppm** y Aceites minerales en proporciones de hasta **10 ppm**.

Estas impurezas, son incluidas en el gas debido a los procesos de manipulación que se le dan a este, además de las variaciones de presión debidas a las variaciones de temperatura que experimentan los compartimientos que contienen el gas, haciendo que en estos se produzca condensación.

## **1.2. TOXICIDAD\***

El Hexafloruro de Azufre es un gas inodoro, incoloro, y no toxico en su estado puro. El gas SF6 es aproximadamente 5 veces mas pesado que el aire y tiende a recolectarse en lugares bajos. Esta recolección puede reducir los niveles de

---

\* Más información en: <http://www.epa.gov/highgwp1/sf6/pdf/sf6utility1.pdf>

oxígeno y causar sofocación. La sofocación puede ocurrir sin previo aviso si el contenido del oxígeno en el aire respirado es reducido de su proporción normal, que es entre un 20% a 13%. La concentración máxima en un lugar de trabajo, asumiendo que una persona permanece 8 horas al día en el mismo lugar, es de 1000 ppm (o 0.1%) por volumen.

Cuando hay fallas en el sistema de gas, los arcos eléctricos que se presentan en dispositivos de potencia, son causa de gases tóxicos, los cuales, en presencia de aire húmedo, tienen la característica de un olor fétido. Inhalar estos gases puede causar náusea, mareo, dificultad para respirar, daño en el sistema respiratorio y órganos corporales, y muerte dependiendo en el nivel de exposición y la susceptibilidad de la persona.

Los productos en descomposición del gas, se pueden presentar en forma de gases o polvos. Los productos que se dan en descomposición sólida son normalmente fluoruros metálicos en una forma blanca, dorada, o polvo gris. Los productos en descomposición sólida en forma de polvos son muy finos y pueden no siempre ser detectados por el ojo humano, especialmente cuando se encuentran en el aire. El contacto de la piel con estos polvos debe ser prevenido ya que puede causar alergias, irritación severa, y muerte. Inhalar este polvo del aire debe ser prevenido, ya que como los productos gaseosos, pueden causar

dificultad en la respiración, daño al sistema respiratorio, y la muerte. Además de estos polvos también causa irritación en los ojos.

### **1.3. PROCEDIMIENTO GENERAL PARA EL MANEJO DEL GAS HEXAFLORURO DE AZUFRE**

- Considerando las características del Hexafloruro de azufre, es debido que su transporte, manejo y almacenamiento sea en cilindros y/o contenedores que sean fabricados, probados, mantenidos, y marcados de acuerdo con las especificaciones técnicas establecidas por las entidades internacionales encargadas de ese campo, por ejemplo, las normas de la IEEE, las normas de la IEC, entre otras.
- Las válvulas de los cilindros o contenedores también deben cumplir con ciertas especificaciones técnicas y estándares de manejo seguro, como por ejemplo, los American Standard Gas Cylinder Valve Outlet and Inlet Connections, que fue publicado por la ASA (American Standar Association), donde se mencionan pruebas y exámenes periódicos de presión que deben realizarse a los contenedores.

- Se considera también que el cuello y la tapa de los contenedores nunca deberán ser usados para levantarlos (incluso cuando se pesan), a excepción de cuando se usaran carros de mano para el transporte de los mismos, en cuyo caso el agarre de la tapa del cilindro este incluido a la misma. En caso de no haberse implementado estos sistemas, es necesario utilizar plataformas para levantar dichos contenedores.
- El gas es mantenido en cilindros presurizados, los cuales como cualquier otro cilindro presurizado son capaces de ser descompuestos o rotos por manejo indebido.
- No es debido dejar sin protección segura los cilindros o contenedores, ya que podrían presentar fallas. Los cilindros pueden desarrollar escapes accidentales. Por eso no deben ser guardados en áreas no ventiladas donde el gas que se escapa puede causar un crecimiento de contaminación del gas SF<sub>6</sub>.

#### **1.4. PROCEDIMIENTOS DE INSPECCION ANTES DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO**

- Después de que el dispositivo eléctrico aislado en Hexafloruro de Azufre haya estado en servicio, deberá tenerse en cuenta que materiales peligrosos pueden estar presentes en el ambiente y primordialmente en el área en la que se va a laborar.
- Después de la evacuación y recarga de aire a la presión atmosférica, el equipo deber ser abierto por personal usando los equipos necesarios para una buena protección, como son, overalls, guantes, cubrimiento para los pies, y una línea de aire con un aparato respiratorio.

#### **1.5. PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO NORMAL**

- Se deberá purificar los aparatos con cuidado y con aire seco de una fuente adecuada. Evite este procedimiento con aire muy húmedo ya que puede poner en peligro el aislamiento de los materiales, y prolongar el proceso de secado y el tiempo de reacondicionamiento.

- Es necesario asumir que pueden existir productos gaseosos peligrosos presentes. Todo el personal debe mantenerse alejado de la operación mientras el mantenimiento es llevado a cabo.
- Es importante que el mantenimiento se dé en un tiempo suficiente como para que por lo menos se den un mínimo de diez cambios de aire seco completos por todo el dispositivo, antes de que éste entre nuevamente en funcionamiento. Si ha sido imposible evacuar todo el gas del dispositivo después del mantenimiento, entonces serán necesarios por lo menos unos cien cambios completos de aire seco.
- Es importante también durante este proceso que el área en donde se está realizando el mantenimiento se encuentre con un nivel aceptable de ventilación, para evitar humedad en el dispositivo u otros inconvenientes que irían en contra de un buen y completo mantenimiento.

#### **1.6. PROCEDIMIENTO DE MANTENIMIENTO CON PROBLEMAS**

- Si residuos producidos por el arco eléctrico u olores nocivos son detectados al abrir el aparato, una zona restringida de seguridad deberá ser



establecida, en la cual, el personal no podrá tener acceso sin el adecuado equipo de protección.

- Hay que tener claro que el aire contaminado libre en el ambiente se puede extender por distancias considerables, y teniendo la posibilidad de presentar problemas particulares.
- Los residuos debido a los arcos, deben ser retirados usando una aspiradora delicada equipada con filtros especiales en línea.
- Los residuos que queden después de aspirar, deben ser completamente retirados usando telas y solventes que ayuden con el proceso y que estén aprobados por los estándares de funcionamiento para su aplicación en superficies metálicas y aisladas.
- Una vez se tenga una situación normal, se prosigue con el procedimiento de mantenimiento seguro que se enuncio anteriormente.

## **2. REQUERIMIENTOS Y TENDENCIAS UTILIZADAS EN EL ARREGLO FÍSICO DE LAS SUBESTACIONES ENCAPSULADAS EN SF6.\***

Para la disposición física de una subestación encapsulada, es necesario primero tener en cuenta unos requerimientos y tendencias clásicos como son: El diagrama Unifilar, que es el parámetro básico y determinante de toda subestación, la conexión de los equipos de alta tensión, la comparación entre la instalación a la intemperie y la instalación interior de este tipo de subestaciones, diagramas híbridos, la orientación de los interruptores, el montaje, el mantenimiento, las pruebas y la constante posibilidad de ampliar la subestación debido a aumentos considerables de la carga alimentada.

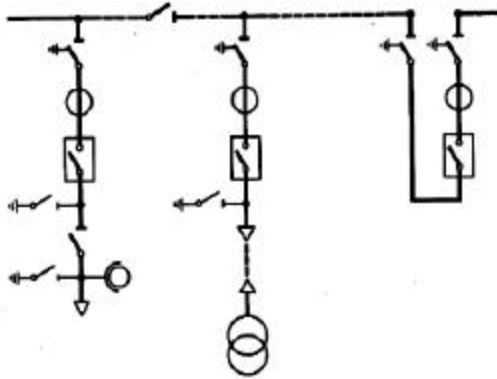
### **2.1. DIAGRAMA UNIFILAR**

Siendo un elemento básico, tanto para las subestaciones clásicas como para las encapsuladas, el diagrama Unifilar cumple un papel muy importante a la hora de implementar una subestación.

---

\* RAMIREZ G., Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra-alta tensión. Medellín: Cadena S.A., 1991.

## IMAGEN 1. DIAGRAMA UNIFILAR. JUEGO DE BARRAS SIMPLE



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

Son plasmadas en el diagrama Unifilar, la necesidad de cargas, la ubicación de protecciones y medidores correspondientes, los conductores necesarios para las diferentes redes de interconexión, entre otras características del sistema, también se puede encontrar el esquema con el que la subestación pretende suplir la carga, ya sea manteniendo como prioridad el principio de estabilidad o el de confiabilidad o sencillamente los dos principios simultáneamente, para mantener la regulación sin sacrificar ningún aspecto de la carga correspondiente por muy pequeño que sea.

Todas estas características plasmadas en un buen diagrama Unifilar sirven como herramienta decisiva al diseñador de la subestación al momento de seleccionar tanto los diferentes dispositivos de potencia, como la distribución física del arreglo seleccionado.

## **2.2. CONEXION DE EQUIPOS DE ALTA TENSION**

Según el arreglo seleccionado, varios factores entran a ser parte de los más considerables a la hora de implementar dicho arreglo, como son: la dirección y el número de líneas aéreas de llegada, además de la localización y tamaño de los transformadores y reactores y demás dispositivos constitutivos de una subestación.

Considerando los equipos de potencia entre los cuales se realizará la conexión, se pueden determinar varios tipos y mecanismos de interconexión, por ejemplo, entre un módulo propio de una subestación encapsulada en SF6 y un transformador de potencia, existen tres formas básicas de realizar la conexión:

- **Conexión por línea aérea:** En este sistema, se considera el módulo encapsulado en gas terminado en un juego de bujes de tipo SF6/Aire.
- **Conexión blindada directa:** Esta conexión, se realiza entre el módulo aislado y el transformador, por medio de un conductor aislado por SF6 en su envolvente.

- **Conexión por cable:** Es la conexión más sencilla que se puede considerar, debido a que se realiza físicamente por medio de un conductor, pero asumiendo las condiciones que cada sistema posee para su óptimo funcionamiento, como por ejemplo, respetar las distancias entre dispositivos para mantener los niveles de aislamiento mínimo, que las conexiones se realicen de la manera más franca posible con el fin de evitar futuros percances por malos contactos, etc.

En el caso de conexión directa, hay dos piezas rígidas del equipo que se conectan entre sí. En este caso es importante tomar precauciones con las tolerancias del montaje, como por ejemplo, el asentamiento de los cimientos, las deformaciones y vibraciones que se generan cuando se vacía el transformador, las dilataciones del equipo debido al proceso, etc.

También hay que considerar que la selección del tipo de conexión se determina principalmente a partir de la tensión del sistema, el grado de contaminación ambiental, la configuración del sistema y también los correspondientes análisis comparativos y de costos.

Es importante tener en cuenta, que entre más altas sean las tensiones de trabajo, la distancia entre las fases aumenta (en subestaciones clásicas), haciendo que las

subestaciones modulares encapsuladas en SF6 sean una solución potencial al momento de enfrentarse a un problema de espacios reducidos.

### **2.3. COMPARACION ENTRE INSTALACIONES INTERIORES Y A LA INTEMPERIE DE SUBESTACIONES ENCAPSULADAS.**

#### **IMAGEN 2. SUBESTACION ENCAPSULADA TIPO INTERIOR**



Tomada de Instrument Transformers for Gas Insulated Switchgear de TRENCH GROUP\*

---

\* Tomada de:

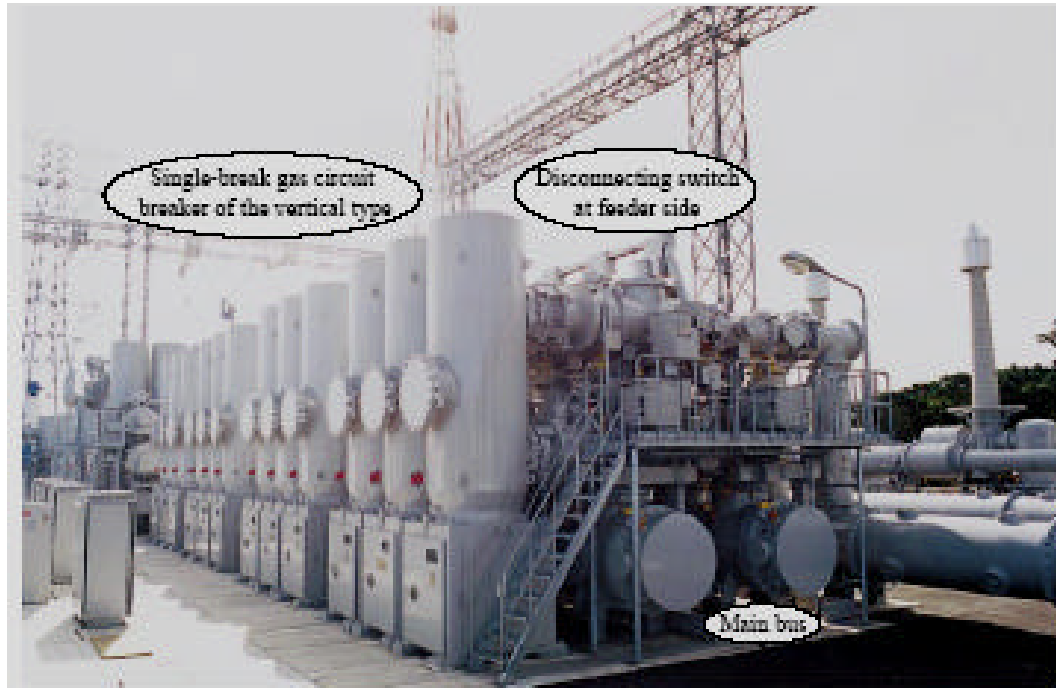
[http://198.173.130.4/Main/trench/trenchmain.nfs/AllDownloadDocs/41E5CF9A6C32F5CB85256B6E00189B29/\\$FILE/E216.21.pdf](http://198.173.130.4/Main/trench/trenchmain.nfs/AllDownloadDocs/41E5CF9A6C32F5CB85256B6E00189B29/$FILE/E216.21.pdf)

Al ser de naturaleza auto protegidas debido a su blindaje y su aislamiento, las subestaciones de tipo aisladas en gas son insensibles a las condiciones ambientales y pueden ser usadas a la intemperie.

A pesar de esto, la gran mayoría de las subestaciones aisladas se encuentran confinadas en edificaciones exclusivamente construidas para su instalación, como criterio de seguridad, fácil mantenimiento y mayor conservación; dadas las dimensiones reducidas del módulo, la construcción del edificio no representa un gasto considerable en los costos totales.

Cuando la instalación de las subestaciones aisladas en gas se realiza a la intemperie, aumentan los riesgos de corrosión y de que los dispositivos de operación, control del gas y medición, seleccionados no tengan la suficiente capacidad de soportar las condiciones que se presentan aleatoriamente en el medio en el cual son instaladas.

### IMAGEN 3. SUBESTACION ENCAPSULADA TIPO INTEMPERIE



Tomada de New 550 kV Gas Insulated Switchgear de Hirohiko Yatsuzuka, Manabu Takamoto y Masaharu Matsuyama.\*

Además de que deben tenerse en cuenta, especialmente los siguientes valores climático-ambientales:

- Vientos.
- Temperaturas (Media, mínima, máxima).
- Humedad.
- Grado de sismicidad.

---

\* Tomada de: [http://www.hitachi.com/rev/1999/revoct99/r5\\_106.pdf](http://www.hitachi.com/rev/1999/revoct99/r5_106.pdf)



- Régimen de lluvias.
- Condiciones naturales o artificiales de probable aparición, tales como polución ambiental, tormentas de tierra, granizo, cualquier elemento de la flora o fauna, etc., que pueda influir o afectar las instalaciones.
- Altura sobre el nivel del mar.

Con el fin de conocer los diferentes impactos que pueden tenerse, como por ejemplo, fallas, técnicas de maniobra, programas de mantenimiento, etc.

#### **2.4. DIAGRAMAS HIBRIDOS**

Este sistema, es aquel que posee elementos de los sistemas, tanto el clásico, como el aislado en gas, como por ejemplo: si una subestación es de tipo híbrido, el barraje es normalmente de tipo convencional, mientras que los módulos de equipos son aislados en gas.

Esto solo significa que hay que colocar bujes de tipo SF6/aire entre los módulos y barrajes para poder hacer un perfecto acople entre los elementos de los dos sistemas.

El costo de la subestación, excluyendo el montaje en el sitio y la obra civil, son generalmente menores para subestación totalmente aislada, que para la solución híbrida.

Cuando se añaden los costos de montaje y obra civil, que son mayores para la alternativa híbrida, se puede notar una notoria diferencia en la totalidad de los costos, haciendo que definitivamente la solución mas adecuada sea el sistema completamente aislado.

## **2.5. ORIENTACION DE INTERRUPTORES**

Debido a que los interruptores son los elementos más grandes de la subestación, estos suelen tener la capacidad de colocarse en forma vertical u horizontal. La elección de la forma de montaje viene definida por el espacio con el que se cuente para implementar la subestación.

Entre mas altas sean las tensiones de trabajo, el peso se convierte en un factor decisivo y por esta razón muchas veces es más conveniente el montaje horizontal. Al momento de dimensionar, se debe considerar también los espacios necesarios para extraer las partes internas durante el mantenimiento o cualquier otra situación en la subestación que implique un movimiento de los diferentes módulos.

Al operar los interruptores, se producen fuerzas que son transmitidas al suelo por medio de la estructura del soporte. Cuando se instalan los interruptores verticalmente, estas fuerzas actúan en la misma acción que la fuerza de la gravedad, mientras que las fuerzas de un interruptor instalado horizontalmente tienen una dirección también horizontal, lo que implica menos esfuerzos totales a soportar.

## **2.6. MONTAJE, MANTENIMIENTO Y PRUEBAS**

### **2.6.1. MONTAJE**

Dependiendo del nivel de tensión con el se trabajará, los módulos de la subestación pueden venir completamente armados o en módulos parciales que posteriormente serán armados en el sitio destinado para el montaje de la subestación, por ejemplo, hasta tensiones de 300 KV, las distintas celdas que conforman la subestación vienen completamente armados y probados de fabrica de forma individual.

Cuando se sobrepasa los 300 KV, estas celdas se separan en un mínimo de componentes, para así facilitar su movilización, y en el momento que todos los componentes se encuentren en el sitio, entonces, se procede a armar todos los módulos constitutivos de dicha subestación.

#### IMAGEN 4. MONTAJE CELDAS DE SUBESTACION



Tomada de GIS de Alta Tensión Julio Sosa Escalada

Ya instaladas y fijadas todas las celdas, se interconectan mecánica y eléctricamente entre sí y también a sus sistemas auxiliares. Todas las celdas conformadas por sus correspondientes elementos de corte, medición, etc., están soportadas por estructuras metálicas de acero, que a la vez colaboran con el armado y soporte de la misma, proporcionando el medio para fijarlos al piso.

Posteriormente se montan los módulos de empalme o conexión que interconectan las distintas celdas con otros equipos externos como líneas aéreas, líneas subterráneas, transformadores de potencia, etc.

Durante todo el proceso de montaje es recomendable mantener un ambiente adecuado capaz de garantizar la imposibilidad de que partículas sólidas ingresen a equipos o ductos que posteriormente serán llenados con gas SF<sub>6</sub>. De este modo se evita la posibilidad que ciertas partículas reaccionen con dicho gas y puedan eventualmente provocar la disminución del poder aislante del mismo. Cabe anotar que lo mismo que se tiene en cuenta para las partículas sólidas debe ser considerado también para los líquidos y cualquier otro tipo de impureza capaz de alterar las propiedades del gas.

Ya una vez armada la subestación y antes de las respectivas pruebas de funcionamiento, se procede al llenado de los distintos módulos de SF<sub>6</sub> mediante la utilización de equipos de evacuación y llenado de gas que poseen bombas de vacío para complementar su finalidad.

## 2.6.2. MANTENIMIENTO

Debido a su envolvente hermética, a que el gas SF6 es inerte y no envejece, y además no reacciona con los materiales con lo que esta en contacto, las subestaciones aisladas en gas requieren un mantenimiento mínimo.

### IMAGEN 5. MANTENIMIENTO DE RUTINA EN UNA SUBESTACIÓN



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

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 elementos de maniobra como interruptores, seccionadores, palancas externas, deben recibir un mantenimiento similar al de los equipos convencionales instalados en una Subestación clásica.

Cada usuario, según sus criterios, determinará la forma y el momento para hacer el mantenimiento, pero debe considerarse que en condiciones normales solo debe procederse a “**Verificaciones de rutina**”.

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 tienen los siguientes:

- Medidor de humedad y punto de rocío del gas SF 6.
- Medidor de aire en el gas SF 6.
- Medidor de productos de descomposición del gas SF 6.
- Detector de fuga de gas SF 6.
- Equipo de recarga y evacuación de gas SF 6.

También deberá disponerse en depósito, garrafas de gas SF6 para eventuales reposiciones.

Su almacenamiento no significa ningún problema especial, pero siempre se debe tener presente 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.

### **2.6.3 PRUEBAS**

Previo a su funcionamiento definitivo, las subestaciones son sometidas a ciertas pruebas de seguridad y calidad de servicio, para garantizar el funcionamiento regular de estas cuando ya se encuentren instaladas.

El objetivo principal de someter los equipos a determinada prueba es demostrar si ellos son aptos para soportar los requisitos especificados. De esta forma, se garantiza que los equipos podrán operar en las condiciones reales del sistema, simuladas durante las pruebas.

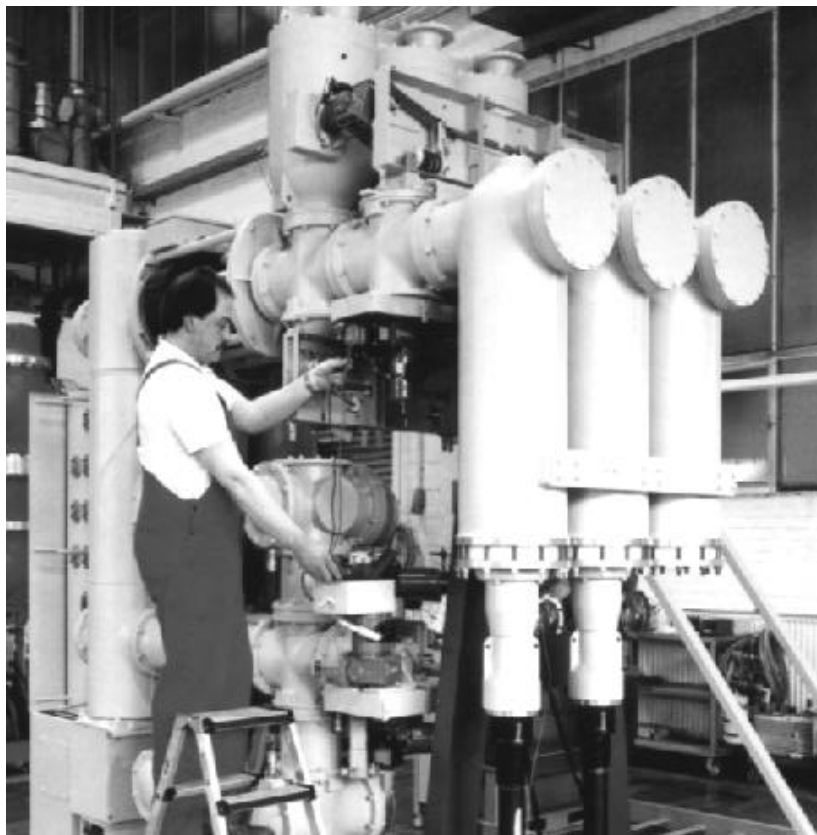
Al igual que todos los dispositivos de alta tensión, las subestaciones aisladas tienen diferentes pruebas que permiten verificar su adecuado funcionamiento conforme a los requisitos técnicos y a las normas establecidas para dichos procedimientos.



Estas pruebas se agrupan básicamente en:

- Pruebas tipo.
- Pruebas de recepción.
- Pruebas en obra.

**IMAGEN 6. PRUEBA DE RECEPCION DE UN MODULO**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

Si se trata de un equipo prototipo del cual no se tiene ningún conocimiento previo, las Pruebas Tipo deben realizarse, por obvias razones, en un laboratorio independiente del fabricante.

Las Normas de construcción de las subestaciones aisladas en gas indican las pruebas a las que deben ser sometidos el conjunto de la Subestación y cada uno de los módulos componentes de las distintas celdas.

Las pruebas a realizar sobre los interruptores, Seccionadores, transformadores de medición, descargadores de sobretensiones, terminales, no difieren mayormente de los que se realizan para estos equipos cuando se utilizan para conformar las subestaciones clásicas. Lo mismo es válido para los sistemas asociados de servicios auxiliares, de comando y control, protecciones y mediciones.

Las pruebas dependen directamente del fabricante y el usuario, ya que estos pueden definir algunas pruebas adicionales o si bien es el caso se pueden omitir algunas. Además se entiende que los equipos a ensayar deben estar completos, con todos sus accesorios, y deben haber sido construidos normalmente (para ser representativo) como otros objetos similares, además de que se debe asegurar su previo buen funcionamiento.

Las pruebas indicadas, ya sean tipo, recepción o en obra, sirven de guía para el usuario al momento de verificar la calidad y cumplimiento de las normas de sus equipos, por esta razón el usuario debe exigir que las pruebas a que cada equipo deberá ser sometido estén establecidas por Normas, las cuales son elaboradas por entidades especializadas, con la colaboración de fabricantes y usuarios, estableciendo todas las características eléctricas, métodos de ensayo y de cálculo de ciclos de trabajo que representan lo que el equipo realizará en servicio.

Además hay que tener en cuenta que las pruebas en obra hacen parte de las pruebas globales de todas las instalaciones, previas a la energización final.

## **PRUEBAS TIPO**

Normalmente las pruebas de este tipo se llevan a cabo sobre el montaje completo, trifásico o monofásico, de un campo típico de un circuito, y son:

- Prueba de tensión de impulso atmosférico.
- Prueba de tensión de impulso de maniobra.
- Prueba de tensión a frecuencia industrial.
- Prueba de descargas parciales.
- Prueba de arco interno.

- Pruebas de los circuitos principales y de tierra a las corrientes de cortocircuito.
- Prueba de estabilidad térmica.
- Verificación de las capacidades de interrupción y cierre de corrientes de corto circuito.
- Prueba de protección del personal.
- Prueba de tensión de radio interferencia.
- Prueba de calentamiento.
- Prueba del dieléctrico de los circuitos auxiliares.
- Prueba de prueba del encapsulado. Sobrepresión del gas SF 6.
- Prueba de fugas de gas SF 6.
- Prueba de desgaste mecánico.
- Pruebas de verificación de resistencia del circuito principal.
- Pruebas sobre componentes: interruptores, Seccionadores, transformadores de medición, descargadores de sobretensiones, terminales, de acuerdo con las Normas respectivas.

## IMAGEN 7. PRUEBA DE VOLTAJE A FRECUENCIA INDUSTRIAL



Tomada de 800 kV Gas Insulated Switchgear TOSHIBA\*

## IMAGEN 8. PRUEBA DE TENSION DE IMPULSO



Tomada de 800 kV Gas Insulated Switchgear TOSHIBA

---

\* Tomadas de: <http://www.atals.com/newtic/data/gis800.pdf>

## IMAGEN 9. PRUEBA DE DESCARGAS PARCIALES



Tomada de 800 kV Gas Insulated Switchgear TOSHIBA\*

## IMAGEN 10. MEDIDA ULTRASONICA PARA LA DETECCION DE PARTICULAS



Tomada de 800 kV Gas Insulated Switchgear TOSHIBA

---

\* Tomadas de: <http://www.atals.com/newtic/data/gis800.pdf>

## PRUEBAS DE RUTINA

Estas deben efectuarse a todos los ensamblajes transportables en la fábrica, entre las más importantes tenemos:

- Prueba de tensión a frecuencia industrial.
- Medición de la resistencia del circuito principal.
- Prueba de tensión de circuitos auxiliares.
- Prueba de funcionamiento mecánico.
- Prueba de descargas parciales.
- Prueba de detección de fugas de gas SF 6.
- Prueba de dispositivos auxiliares varios.
- Control del cableado de baja tensión.
- Prueba de hermeticidad de módulo y GIS completo.
- Prueba de pintura y galvanizado.
- Pruebas sobre componentes: interruptores, Seccionadores, transformadores de medición, descargadores de sobretensiones, terminales, de acuerdo con las Normas respectivas.

## PRUEBAS EN OBRA

- Prueba de tensión de circuitos principales.

Esta prueba de tensión se hace para comprobar que el montaje final ha sido ejecutado de forma tal que el aislamiento eléctrico cumple los requerimientos establecidos.

- Prueba de la verificación de resistencia del circuito principal.
- Prueba de tensión de circuitos auxiliares.
- Prueba de detección de fuga de gas SF 6.
- Prueba de medición del contenido de humedad del gas SF 6.
- Prueba de verificación de no circulación de corrientes sobre cubiertas metálicas.
- Pruebas sobre componentes: interruptores, Seccionadores, transformadores de medición, descargadores de sobretensiones, terminales, de acuerdo con las Normas respectivas.

Hay que tener en cuenta que los requerimientos generales que se deben cumplir para las pruebas son:

- Precisión exigida para los resultados de los ensayos.



- La naturaleza aleatoria de los fenómenos de descarga y la influencia de la polaridad en las características medidas.
- El riesgo de un deterioro progresivo en el caso de aplicación repetida de la tensión.

## **2.6. POSIBILIDAD DE AMPLIACION**

Muchas veces debido al crecimiento desmedido y no programado de la carga que estaba referida a una subestación, ésta termina por ser insuficiente ante tal incremento, por lo que es debido recurrir a soluciones que permitan al usuario seguir gozando del buen servicio que se les brindaba.

Una de estas soluciones podría ser la transferencia de la carga a otra subestación, o bien otra solución sería implementar otra subestación con el fin de suplir el incremento de la carga y posibles crecimientos futuros, pero cuando el incremento no es considerable, éste se puede manejar haciendo una pequeña ampliación parcial de la subestación ya existente.

Siendo el caso que la solución asumida sea la de hacer una ampliación parcial a subestación existente, se tendría que entrar a analizar varios aspectos importantes como son, las características de la subestación, la clase de ampliación que se

quiere hacer, de que manera se pretende hacer, observar si los equipos instalados permiten la ampliación deseada, además de si el espacio con el que se cuenta es suficiente para la implementación de nuevos módulos y otros factores que también hacen parte de la ampliación.

Normalmente, cuando se pretende realizar una ampliación siempre se recurre, a alargar el barraje o añadir mas módulos de interruptores, teniendo en cuenta de con que cantidad de espacio se cuenta y el sistema con el que se esta trabajando.

Otro caso, es cuando se prefiere colocar los nuevos módulos entre los ya existentes para así aprovechar el barraje que se tiene inicialmente. En estos casos hay que tener en cuenta otros detalles importantes como por ejemplo, la posibilidad de mantener la mayor parte de la subestación en funcionamiento mientras se realiza la ampliación, al igual que las correspondiente pruebas tipo, de recepción y en obra de los nuevos módulos instalados así como también del nuevo conjunto como unidad de funcionamiento.

Cuando se presenta el caso de que los módulos a utilizar son de otro fabricante diferente al de la inicial, hay que verificar que clase de adaptadores se deben utilizar con el fin de mantener constantes las características del sistema sin tener ninguna clase de inconveniente, debido a que los diámetros y presiones en el gas difieren el uno del otro.

Hay que verificar también los niveles de tolerancia, la coordinación de aislamiento, las especificaciones térmicas, la transmisión de las envolventes, la presión del gas además de los procedimientos para el montaje y las pruebas finales, con el fin de garantizar el óptimo funcionamiento del sistema.

### 3. COORDINACION DE AISLAMIENTOS\*

#### 3.1. PRINCIPIOS BASICOS DE LA COORDINACION DE AISLAMIENTOS

Se denomina coordinación del aislamiento al conjunto de procedimientos, utilizados principalmente para la especificación de los equipamientos, que tiene por objetivo fundamental la reducción, a nivel económico y operacional aceptable, de la probabilidad de fallas en los equipamientos y falta de suministro de energía, teniendo en cuenta las fallas que pueden ocurrir en el sistema y las características de los dispositivos de protección.

Para efectuar la coordinación del aislamiento se actúa en dos direcciones:

- Las máquinas y los aparatos se construyen de manera que sean capaces de soportar sin daños las sobretensiones de tipo atmosférico o de origen interno (maniobra) contenidas dentro de ciertos niveles.
- Con oportunos aparatos de protección (descargadores) y adoptando particulares criterios de construcción de las instalaciones, se trata de

---

\* Más información en: <http://www.ing.unlp.edu.ar/sisspot/libros/altatens/at-03/cap3.htm>

contener las sobretensiones dentro de los niveles tolerables para las máquinas y los equipos.

Las sobretensiones eléctricas se caracterizan por una magnitud y una duración y están, normalmente, asociadas a una probabilidad de ocurrencia.

Las fallas en el aislamiento de los equipos aislados pueden causar daños en estos, es importante considerar todos los aspectos necesarios para prevenir este tipo de percances.

Como consecuencia de este tipo de fallas, la subestación debe salir de servicio para poder realizar el debido mantenimiento a los equipos afectados. La protección por descargadores, considerando los niveles de aislamiento del peor de los casos o por el contrario realizando un estudio de riesgos de falla, ayuda a minimizar la aparición de incidentes perjudiciales para el buen funcionamiento de este tipo de subestación.

Las sobretensiones más comunes son aquellas causadas por maniobra o por descargas atmosféricas. Dentro de estas, las más frecuentes son de carácter temporal y se pueden producir debido a la desconexión de carga.

Una forma más elaborada de enfrentar el problema conduce a considerar el carácter de fenómeno aleatorio que tienen las sobretensiones. Se trata entonces de llevar a un nivel aceptable desde el punto de vista de la economía y del servicio la probabilidad de que se presenten sobretensiones que causen daños al equipo o afecten la continuidad del servicio.

No es económico implementar equipos y sistemas con grados de seguridad tales que permitan soportar sobretensiones excepcionales. Se admite que aún en un material bien dimensionado puedan producirse fallas y el problema es entonces limitar su frecuencia teniendo en cuenta un criterio económico basado en costo y continuidad del servicio.

La coordinación del aislamiento está esencialmente basada en limitar el riesgo de falla, en lugar de fijar a priori un margen de seguridad. Debe reconocerse que los ensayos no permiten garantizar el 100 % de seguridad contra fallas.

Las características de aislamiento de un aparato están ligadas a:

- La tensión nominal de la red, que es el valor eficaz de la tensión entre fases a la que se refieren algunas características de funcionamiento de la misma.

- Tensión más elevada de la red, que es la que aparece en un instante cualquiera y en cualquier punto de la red en condiciones de explotación normales. Este valor no tiene en cuenta sobretensiones transitorias (maniobras) ni temporales (debidas a fallas o desconexiones).

El material se elige entonces teniendo en cuenta que su tensión más elevada sea mayor o igual a la tensión más elevada de la red en la cual se utilizará el material.

Por ejemplo:

Una red de 132 kV, tiene una tensión máxima de servicio de 145 kV, por lo tanto los equipos que se utilizan en ella tienen tensión nominal 145 kV, no habiendo objeción en utilizar equipos de mayor tensión (170 kV) pero que cuestan más.

Se dice que el material es sometido a una sobretensión cuando la tensión en función del tiempo supera los valores de cresta fase-tierra, y entre fases que corresponden a la tensión más elevada del material.

Un sistema correctamente diseñado debe evitar que se produzcan sobretensiones debidas a fallas de contacto, con sistemas de tensión superior, fallas intermitentes, conexiones en autotransformador, condiciones de ferresonancia.

Las únicas sobretensiones que se presentan son entonces:

- Tensión a frecuencia industrial en condiciones normales.
- Sobretensiones temporales.
- Sobretensiones de maniobra.
- Sobretensiones atmosféricas.

El aislamiento de las subestaciones aisladas en Hexafloruro de Azufre es capaz de soportar las sobretensiones de maniobra debido a que la pendiente de crecimiento de estas es pequeña en comparación a una sobretensión de tipo Atmosférico. Por tal razón las descargas a las que se les realiza el mayor seguimiento son las de tipo atmosférico.

Dentro de los sistemas eléctricos es de gran importancia la sobretensión generada por el impacto directo de una descarga atmosférica. Esta sobretensión es caracterizada por grandes rasgos como por ejemplo:

- **El tiempo de cresta**, que es el tiempo que tarda en alcanzar su valor pico.
- **El tiempo de cola**, que es el tiempo que tarda en llegar a la mitad de su valor máximo y el valor máximo.



Cuando una sobretensión de tipo Atmosférico entra en subestación aislada en gas, se refleja y se transmite parcialmente al interior debido a la no continuidad de la impedancia del sistema, en el punto de entrada de la falla, para este tipo de onda. Los valores de impedancia característica correspondiente a una subestación aislada en gas esta alrededor de los 60 óhmios, mientras que la impedancia de línea es de aproximadamente 200 óhmios, lo que trae como consecuencia que se transmita cerca de la tercera parte de la descarga atmosférica.

La onda viaja a través del módulo de la subestación hasta algún interruptor abierto o un transformador, donde se presenta una reflexión que hace que aumente el nivel de tensión. A partir de esto, se observa un fenómeno sucesivo que consiste en que cuando la onda reflejada llega al punto de entrada, parte de ella es otra vez reflejada hacia el módulo de la subestación y luego comienza el ciclo nuevamente. Cuando este aumento progresivo alcanza niveles de tensión considerables, el descargador empieza a limitarlo.

Teniendo en cuenta lo anterior es lógico pensar que la ubicación más adecuada para los descargadores es el punto de entrada. Esto con el fin de que la mayor sobretensión se presente en el punto más alejado del módulo aislado, ya que es necesario cierto tiempo antes de que la influencia del descargador se note en ese punto. Así pues entre mayor sea la distancia entre la línea de entrada y el punto de reflexión, mayor será la sobretensión.

Para cada estudio que se realice en una subestación con el fin de conocer las clases de sobretensiones posibles y la magnitud de las mismas es necesario realizar simulaciones en programas como el EMTP (Electromagnetic Transient Program), que nos permite hacer estudios completos que incluyen la exactitud de la magnitud de las sobretensiones así como el número y localización de los descargadores.

Generalmente se utilizan descargadores del tipo Oxido de Zinc (ZnO) con el fin de proporcionar una mayor protección que la que pueden prestar los de tipo convencional. Es posible proteger la gran mayoría de la subestación aislada colocando descargadores externos de tipo intemperie en el punto de unión de la línea aérea con el módulo de la subestación.

Es posible también utilizar descargadores del tipo encapsulado en gas, pero solo es justificada su utilización en condiciones particulares como:

- Muy alta tensión
- Subestaciones muy largas
- Para protección del transformador si la subestación aislada está conectada a él de forma blindada o mediante cables.

- En casos donde el empalme entre la subestación y la línea aérea sea por medio de cables.
- En zonas donde hay exceso de contaminación, donde se desea reducir el aislamiento externo.

## **3.2. METODOS DE COORDINACION DE AISLAMIENTOS\***

### **3.2.1. METODO DETERMINISTICO**

Se utiliza generalmente cuando no se dispone de información estadística proveniente de pruebas para determinar el índice de fallas que el equipo en servicio podría tener. Además no se hace referencia al índice de falla eventual del equipo en servicio.

### **3.2.2. METODO ESTADISTICO\*\***

Este método es un poco más completo, ya que utiliza la frecuencia de ocurrencia de una falla dada, la distribución de probabilidad de sobretensiones relativa a esta causa y la probabilidad de falla del aislamiento.

---

\* Lastre, Hedier. Módulo Alta Tensión. Cartagena: UTB. 2004

\*\* Mas Información en:

[http://www.maac-rc.org/reference/PJM%20Ratings%20Guides/20020520\\_vn\\_insulation\\_coord.pdf](http://www.maac-rc.org/reference/PJM%20Ratings%20Guides/20020520_vn_insulation_coord.pdf)

También Calcula el índice de indisponibilidad del sistema debido a fallas del aislamiento repitiendo los cálculos para diferentes tipos de aislamientos y diferentes configuraciones del sistema.

Con este método se puede determinar el riesgo de falla combinando simultáneamente, para cada aplicación de tensión, las probabilidades de descarga y de sobretensión teniendo en cuenta la naturaleza estadística de las sobretensiones y de la descarga.

#### **4. MODULOS AISLADOS EN HEXAFLORURO DE AZUFRE\***

En las subestaciones aisladas en gas, las partes críticas o expuestas a tensión se encuentran sumergidas en Hexafloruro de azufre, en vez de aire como se manejan las subestaciones convencionales. Existe un compartimiento metálico independiente provisto de gas SF6 a presión mayor que la presión atmosférica para cada uno de los equipos de alta tensión que se encuentran en la subestación, incluyendo las barras principales o colectoras. Interconectando físicamente y eléctricamente todos estos módulos independientes se forman las diferentes configuraciones que una subestación puede tener.

La manera en que se conectan los diferentes módulos individuales y juegos de barras principales, es 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 de estancado al gas SF 6. 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.

---

\* Más información en:

[http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION\\_ARR.pdf](http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_ARR.pdf)

Las envolventes metálicas en la mayoría de los casos son de aluminio, pero pueden ser también de 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 SF<sub>6</sub> 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, circulara 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.

Los módulos individuales que se utilizan para conformar las diferentes configuraciones son:

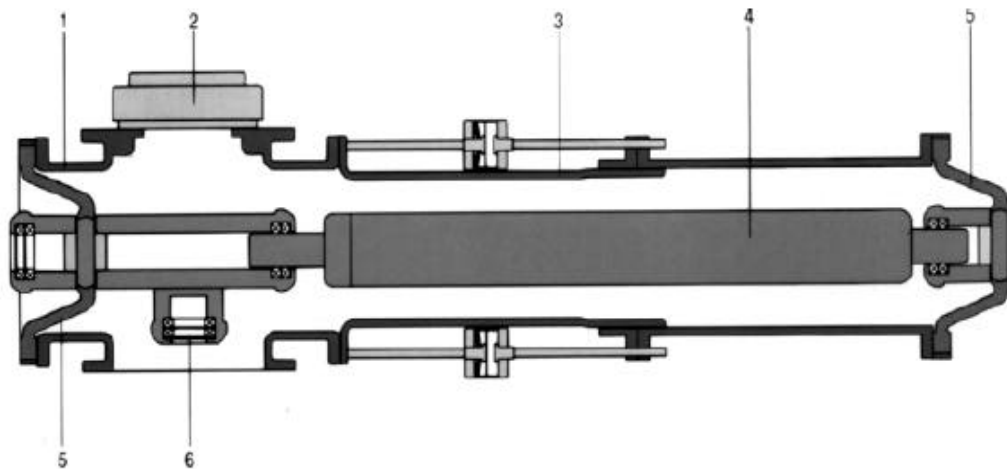
- Módulo de juego de barras principales o colectoras.
- Módulo de interruptores.
- Módulo de Seccionadores.
- Módulo de transformadores de medición.
- Módulo de pararrayos de óxido zinc ZnO.
- Módulo de prolongaciones.
- Módulo de empalme subterráneo.
- Módulo de empalme con línea aérea.
- Módulo de empalme con máquinas de potencia

#### **4.1. MÓDULO DE JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES O COLECTORAS**

Estos módulos están conformados por una barra conductora de aluminio o cobre, de sección circular, y soportadas 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).

### IMAGEN 11. MODULO CONSTRUCTIVO DE BARRA PRINCIPAL



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

(1) *envoltura*, (2) *descarga de Sobrepresión*, (3) *compensador*, (4) *barra conductora*, (5) *aislador cónico*, (6) *contracontacto fijo*.

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).

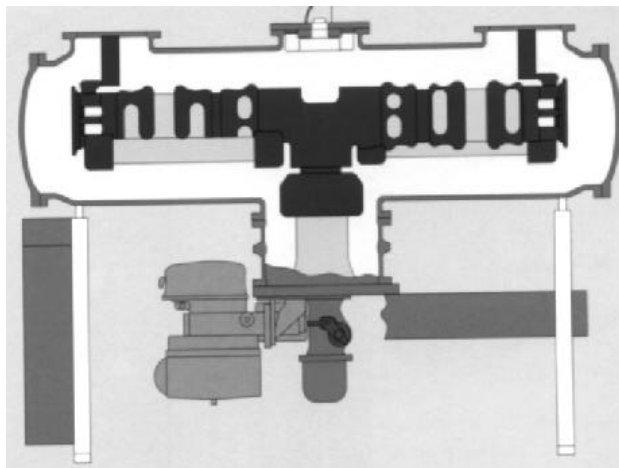


Las GIS unipolares o de fases separadas son muy voluminosas que las tripolares o de fases juntas. También las tripolares tienen un mantenimiento más sencillo al facilitar la entrada del personal asignado a esas funciones, tienen menos partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, la 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.

#### **4.2. MODULO DE INTERRUPTORES**

Los interruptores utilizados en las GIS modernos utilizan el mismo principio que los interruptores utilizados en las Subestaciones clásicas: autocompresión.

#### **IMAGEN 12. MODULO CONSTRUCTIVO DE INTERRUPTOR CON DOS CAMARAS DE CORTE**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

Ante un cortocircuito, el gas SF<sub>6</sub> 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.

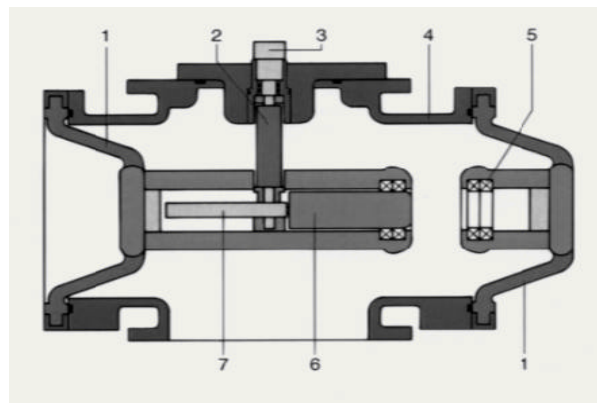
Según el fabricante y la configuración adoptada, los interruptores se instalan en posición horizontal o vertical. En la posición horizontal, mediante el uso de un carrito apropiado y suministrado por el fabricante, puede extraerse para mantenimiento el contacto móvil con mayor facilidad.

### 4.3. MODULO DE SECCIONADORES

Existen diferentes tipos de Seccionadores y para funciones particulares como por ejemplo, los Seccionadores de barras, los Seccionadores de puesta a tierra, los Seccionadores de línea y los Seccionadores de aislamiento. Aunque los Seccionadores tienen un poder de corte despreciable, pueden soportar las corrientes capacitivas inherentes y las corrientes de maniobra.

En el mercado se pueden ofrecer dos tipos de Seccionadores de puesta a tierra, uno para ser usado en mantenimiento provisto de un mecanismo de baja velocidad, y otro con capacidad de cierre de carga. Algunos Seccionadores de puesta a tierra también tienen la capacidad de soportar corrientes y tensiones inductivas de las líneas.

#### IMAGEN 13. MODULO CONSTRUCTIVO DE SECCIONADOR



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

*(1) Aislador cónico de soporte, (2) eje aislante, (3) eje motor, (4) envoltura, (5) contracontacto fijo, (6) perno de contacto móvil, (7) varilla dentada interior.*

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: (1) se une al contacto fijo, (2) permite unir la barra conductora con el contracontacto de la cuchilla de tierra y (3) 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 contracontacto 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.

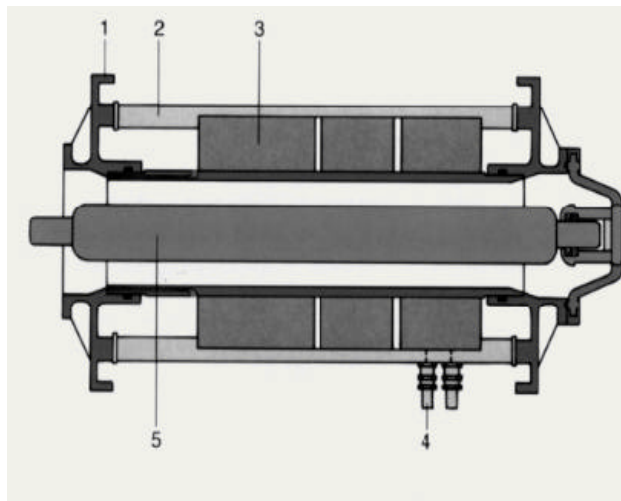
#### **4.4. MODULO DE TRANSFORMADORES DE MEDICION**

Estos transformadores son básicamente: los transformadores de corriente y los transformadores de tensión.

Los terminales secundarios de los transformadores de medición se extraen de la envoltura metálica a través de una placa de paso perfectamente estancada en 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.

#### 4.4.1. MODULO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

#### IMAGEN 14. MODULO CONSTRUCTIVO DE TRANSFORMADOR DE CORRIENTE



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

(1) *Envoltura*, (2) *barra de tracción*, (3) *núcleos*, (4) *paso de cables de BT*, (5) *barra conductora de AT*.

Los núcleos de los transformadores de corriente tienen la posibilidad de colocarse dentro o fuera de las envolventes, ya sea un diseño trifásico o monofásico. Es preferible colocarse en la parte exterior con el fin de evitar que el campo interno entre el conductor y la envolvente se vea afectado.

Otras ventajas de colocar estos núcleos en la parte exterior radican en disminuye el riesgo de impurezas en la parte de alta tensión, además de que no hay riesgo de que un arco producido en la subestación afecte las bobinas secundarias.

Cuando sea práctico y dependiendo de la disposición de la subestación (diagrama Unifilar), los transformadores de corriente se deben instalar en los cables instalados en la salida de la subestación.

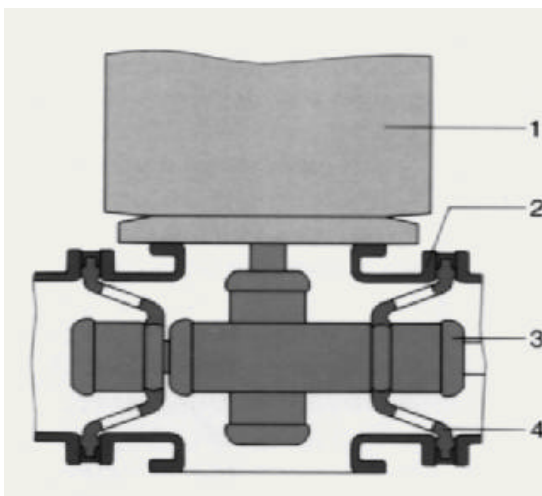
#### **4.4.2. MODULO DE TRANSFORMADORES DE TENSION**

Hay tres tipos de transformadores de tensión, que dependiendo de la necesidad y el sistema en el que se van implementar varia su utilización.

- Transformadores de Tensión de tipo Inductivo.

- Transformadores de Tensión de tipo Divisor de Tensión con Transformador inductivo
- Transformadores de Tensión de tipo Divisor de Tensión Capacitivo con Amplificador

**IMAGEN 15. MODULO CONSTRUCTIVO DE TRANSFORMADOR DE TENSION**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

*(1) Transformador, (2) envoltura, (3) barra conductora de AT, (4) aislador cónico.*

## IMAGEN 16. TRANSFORMADOR DE TENSION EN ETAPA DE FABRICACION



Tomada de Instrument Transformer for Gas Insulated Switchgear de TRENCH GROUP\*

## TRANSFORMADOR DE TENSION DE TIPO INDUCTIVO

El transformador de tensión de tipo inductivo se usa hasta tensiones de 500 KV con tres unidades de una envolvente si el diseño es trifásico y una sola unidad si en el caso de que sea un diseño monofásico.

---

\* Tomada de:

[http://198.173.130.4/Main/trench/trenchmain.nfs/AllDownloadDocs/41E5CF9A6C32F5CB85256B6E00189B29/\\$FILE/E216.21.pdf](http://198.173.130.4/Main/trench/trenchmain.nfs/AllDownloadDocs/41E5CF9A6C32F5CB85256B6E00189B29/$FILE/E216.21.pdf)



## **TRANSFORMADOR DE TENSION DE TIPO DIVISOR DE TENSION CAPACITIVO CON TRANSFORMADOR INDUCTIVO.**

Los transformadores de tensión capacitivos se han diseñado bajo el mismo principio de los convencionales, es decir un divisor de tensión de gran capacidad interconectado con un pequeño transformador de tipo inductivo.

La parte del condensador está rodeada exteriormente con una envolvente metálica puesta a tierra y acoplada a la subestación. El condensador se aísla de la envolvente exterior con Hexafloruro de azufre a una presión determinada.

## **TRANSFORMADOR DE TENSION DE TIPO DIVISOR DE TENSION CAPACITIVO CON AMPLIFICADOR**

Otra forma de diseñar un transformador de tensión consiste en un divisor de tensión de baja capacidad conectado a un amplificador electrónico.

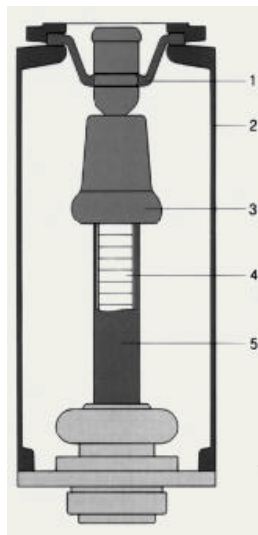
En las subestaciones aisladas en gas, la capacidad entre el conductor inferior y el electrodo concéntrico de medida, situado cerca de la envolvente, es usada como condensador de alta tensión.

Este tipo de dispositivo de medida es especialmente ventajoso en las más altas tensiones y en combinación con sistemas de protección electrónicas, en cuyo caso es posible no utilizar el amplificador.

#### **4.5. MODULO DE DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES**

Normalmente los descargadores se instalan fuera de las subestaciones, en los puntos en donde se da el acople de las líneas aéreas con la subestación. Existe la posibilidad también de instalarse en los módulos aislados en gas que forman parte integrante de las subestaciones aisladas.

#### **IMAGEN 17. MODULO CONSTRUCTIVO DE DESCARGADOR DE SOBRETENSION**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

*(1) Aislador cónico, (2) envoltura, (3) electrodo de control de campo, (4) cuerpo activo, (5) tubo aislante.*

Los descargadores de sobretensiones (Óxido de Zinc ZnO) tienen en su envoltura metálica un registro que permite abrir la barra conductora interna para realizar ensayos de la subestación. Además de la presencia de terminales para monitoreo del gas, existen dispositivos de control en la parte inferior.

#### **4.6. MODULO DE PROLONGACIONES Y DE EMPALMES**

Los módulos de empalme o conexión unen los módulos de las subestaciones aisladas con otros equipos externos: líneas aéreas, transformadores de potencia o reactores, cables subterráneos, etc..

De igual forma, son la transición del aislamiento en gas Hexafluoruro de azufre a otro medio de aislamiento: aire (líneas aéreas), aceite (transformadores de potencia).

Además 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 subestaciones convencionales.

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

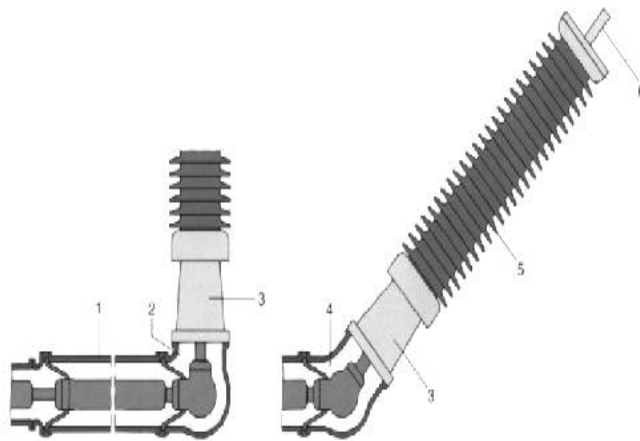
Los módulos de empalme o conexión para cable permiten la conexión de las subestaciones aisladas con cables subterráneos de alta tensión de cualquier tipo y sección. También se pueden conectar varios cables en paralelo (2, 3, cables por fase) cuando se trata de intensidades nominales que superan las secciones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

Para el ensayo de rigidez dieléctrica de los cables se los aísla del módulo respectivo de empalme de la subestación mediante la separación mecánica del punto de contacto.

Los módulos de empalme o conexión para transformadores (autotransformadores, reactores) de potencia son del tipo gas / aceite. El aislador pasataps (bushing) del transformador de potencia tiene que ser estancado en aceite y al gas SF6 comprimido.

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

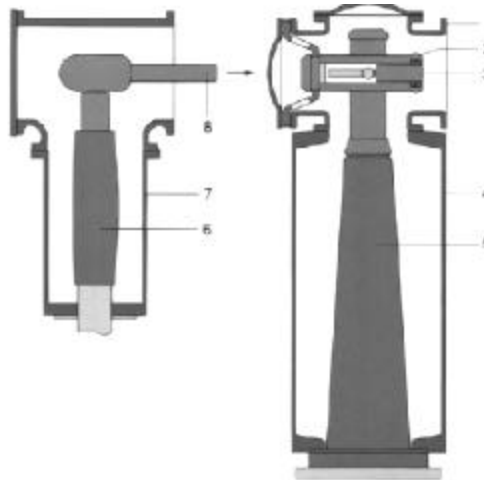
### IMAGEN 18. MODULO CONSTRUCTIVO DE AISLADORES GAS/AIRE



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

(1) *envolvente*, (2) *módulo a 90°*, (3) *adaptador*, (4) *módulo a 45°*, (5) *aislador de porcelana*, (6) *borne para conexión aérea*.

**IMAGEN 19. MODULO CONSTRUCTIVO DE CONEXION A CABLE SUBTERRANEO (Derecha) y ADAPATADOR PARA PRUEBA DE CABLE**

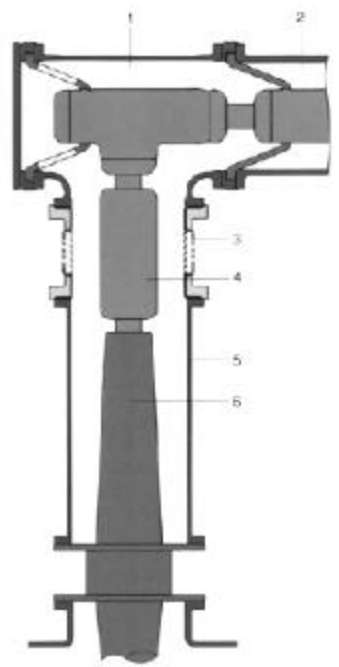


Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalda

*(1) brida, (2) conductor interno, (3) perno móvil de seccionamiento, (4) envoltura del terminal de cable subterráneo, (5) terminal del cable, (6) cable de prueba, (7) envoltura del cable de prueba, (8) contacto de alimentación de la tensión de prueba.*

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.

**IMAGEN 20. MODULO CONSTRUCTIVO DE CONEXION A TRANSFORMADOR  
/ AUTOTRANSFORMADOR / REACTOR CON AISLADOR GAS/AIRE**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

*(1) módulo de conexión, (2) módulo de prolongación, (3) fuelle compensador, (4) barra conductora de conexión, (5) envoltura, (6) aislador pasante gas / aceite.*

#### **4.7. ARREGLOS FISICOS DE LAS SUBESTACIONES**

Teniendo en cuenta todas las tendencias, requerimientos y módulos de constitución, podemos establecer las diferentes configuraciones que una subestación puede tener.

Aunque en principio las configuraciones son las mismas que para una subestación convencional, la apariencia, disponibilidad de espacios, mantenimiento y supervisión varían considerablemente a favor de las subestaciones encapsuladas en gas.

Para poder comprender las diferentes configuraciones de una subestación cualquiera que esta sea, primero que todo hay de definir el diagrama Unifilar a partir del cual se establecerán muchos de los elementos de la subestación.

#### **4.7.1. DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS DIFERENTES CONFIGURACIONES**

Ver los diagramas Unifilares de las diferentes configuraciones de las subestaciones eléctricas de alta Tensión en **Anexo F**.

#### **4.7.2. CORTE TIPICO DE LOS DIFERENTES MODULOS**

Ver los diferentes cortes Típicos de los módulos de las Subestaciones eléctricas de alta Tensión en **Anexo G**.



## CONCLUSIONES

- Haciendo una comparación entre las características del aislamiento que proporciona el aire y las características que proporciona el Hexafluoruro de azufre, podemos concluir que este último brinda mejores propiedades para contener o aislar los diferentes elementos de potencia. Debido a su estabilidad térmica, su alto coeficiente de enfriamiento, sus propiedades dieléctricas y su comportamiento regenerativo ante la presencia de un arco, lo hacen la solución más rentable a la hora de implementar un sistema de aislamiento diferente al aire, ya que otros sistemas más eficaces son de muy elevado costo, por ejemplo, las cámaras de vacío, que son implementadas solo si el sistema estrictamente así lo necesita.
- Teniendo en cuenta los procesos de inspección, los procedimientos de mantenimiento en condiciones normales y en condiciones de falla, se puede concluir también que los riesgos que corre un operador al momento de realizar dichos procedimientos, son considerablemente menores que los que se corren en una subestación de tipo convencional, debido a que el contacto del operario en este tipo de subestaciones no es franco gracias al aislamiento que los elementos de potencia poseen, aunque cuando se

presentan condiciones de riesgo los desechos de este sistema de aislamiento se tornan altamente perjudiciales para el bienestar humano.

- A la hora de implementar una subestación de tipo encapsulada en Hexafluoruro de Azufre, los requerimientos y tendencias básicamente son las mismas que en una subestación de tipo convencional, la diferencia radica cuando se procede al montaje e implementación de los elementos. La disposición y disponibilidad física tanto de los elementos como del terreno en el cual se desea instalar la subestación disminuyen de manera importante cuando la solución escogida es el tipo modular de subestaciones encapsuladas.
- Es de consideración también, que aunque la construcción de un edificio únicamente dedicado a la instalación de la subestación representa un costo adicional no considerable al proyecto, optar por este sistema de subestaciones encapsuladas tipo interior, disminuye muchos costos adicionales como son el mantenimiento debido a desgastes producidos por la contaminación del ambiente, además de que los niveles de aislamiento y protección deben aumentar para garantizar el buen funcionamiento del conjunto con una probabilidad de fallas pequeña.

- Considerando otros aspectos relacionados con la implementación de una subestación encapsulada en Hexafloruro de Azufre se puede asumir que una de las necesidades más importantes de una subestación no solo de tipo convencional sino de tipo encapsulada en gas, es la coordinación de los diferentes aislamientos que hacen parte del grupo funcional. En una subestación encapsulada la coordinación de los aislamientos juega un papel muy importante ya que si en algún momento se presenta una falla debido a la mala consideración de un aislamiento, las consecuencias son importantes debido a que como todos los módulos están interconectados entre sí, dicha falla en cualquiera de ellos afectaría a todo el conjunto.
- Aunque existen varias formas o técnicas para la coordinación de los aislamientos de los componentes de una subestación encapsulada, y teniendo en cuenta lo expuesto en el anterior trabajo, podemos concluir que la mejor técnica de coordinación es la estadística, debido a que ésta tiene en cuenta muchos de los factores que pueden incurrir en una falla, además de que se basa en estudios previos y consecutivos que se hacen a los equipos con el fin de establecer el comportamiento propio, que aunque existen modelos que explican los principios de funcionamiento, cada elemento posee sus propias características y son esas sobre las que hay que trabajar para obtener óptimos resultados.

- Observando las características particulares de cada módulo de la subestación, además de las que les imprime cada fabricante, podemos afirmar que es conveniente desde el punto de vista de funcionalidad utilizar los elementos de un mismo fabricante, ya que estos mantienen las dimensiones para cada nivel de tensión, por ejemplo, en las juntas de los módulos. De manera que cuando se realicen las diferentes interconexiones físicas se pueda asegurar un buen desempeño del conjunto como unidad. Cuando se utilizan módulos de diferentes fabricantes, se puede observar una tendencia a mayor probabilidad de fallas, debido a que al ser diferentes las técnicas de fabricación las dimensiones varían, esto trae como consecuencia la necesidad de utilizar adaptadores para poder igualar las áreas de interconexión y asegurar el funcionamiento con el mínimo de probabilidades de ocurrencia de falla.
- En cuanto a los módulos de cada elemento de la subestación, se observa también que en el proceso de fabricación se deben tener importantes consideraciones con el fin de garantizar la estabilidad de los mismos cuando se encuentre en funcionamiento. Una de las consideraciones es, evitar al máximo que cuando se tenga el elemento terminado, éste no tenga partículas sólidas ni gaseosas en su interior, partículas que en caso de una falla reducen considerablemente sus propiedades dieléctricas (al gas SF<sub>6</sub>),

además de que cuando se realice el respectivo mantenimiento, los residuos de éstos materiales podrían causar algún efecto adverso a la salud del operario.

## BIBLIOGRAFÍA

- RAMIREZ G., Carlos Felipe. Subestaciones de alta y extra-alta tensión. Medellín: Cadena S.A., 1991.
- DONALD G., Sink y H. WAYN B. Manual de Ingeniería Eléctrica. Estado de México: Mc Graw Hill, 1996. Impreso En Colombia.
- LASTRE, Hedier. Módulo Alta Tensión. Cartagena: UTB. 2004
- <http://www.atals.com/newtic/data/gis800.pdf>

Diferentes pruebas realizadas a las Subestaciones aisladas en SF6 de Alta Tensión.

- [http://www.hitachi.com/rev/1999/revoct99/r5\\_106.pdf](http://www.hitachi.com/rev/1999/revoct99/r5_106.pdf)

Características de Subestaciones Aisladas en SF6 tipo Intemperie

- <http://www.epa.gov/highgwp1/sf6/pdf/sf6utility1.pdf>

Principales características Químicas, Físicas y de manejo del gas SF6

- <http://www.solvaychemicals.us/pdf/SF6-103.pdf>

Características generales del gas SF6

- [http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION\\_ARR.pdf](http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/sosaesca/GIS%20DE%20ALTA%20TENSION_ARR.pdf)

Características generales, Módulos y Diagramas de las Subestaciones de Alta Tensión

- <http://www.ing.unlp.edu.ar/sispot/libros/altatens/at-03/cap3.htm>

Principios básicos de la coordinación de aislamientos

- [http://198.173.130.4/Main/trench/trenchmain.nfs/AllDownloadDocs/41E5CF9A6C32F5CB85256B6E00189B29/\\$FILE/E216.21.pdf](http://198.173.130.4/Main/trench/trenchmain.nfs/AllDownloadDocs/41E5CF9A6C32F5CB85256B6E00189B29/$FILE/E216.21.pdf)

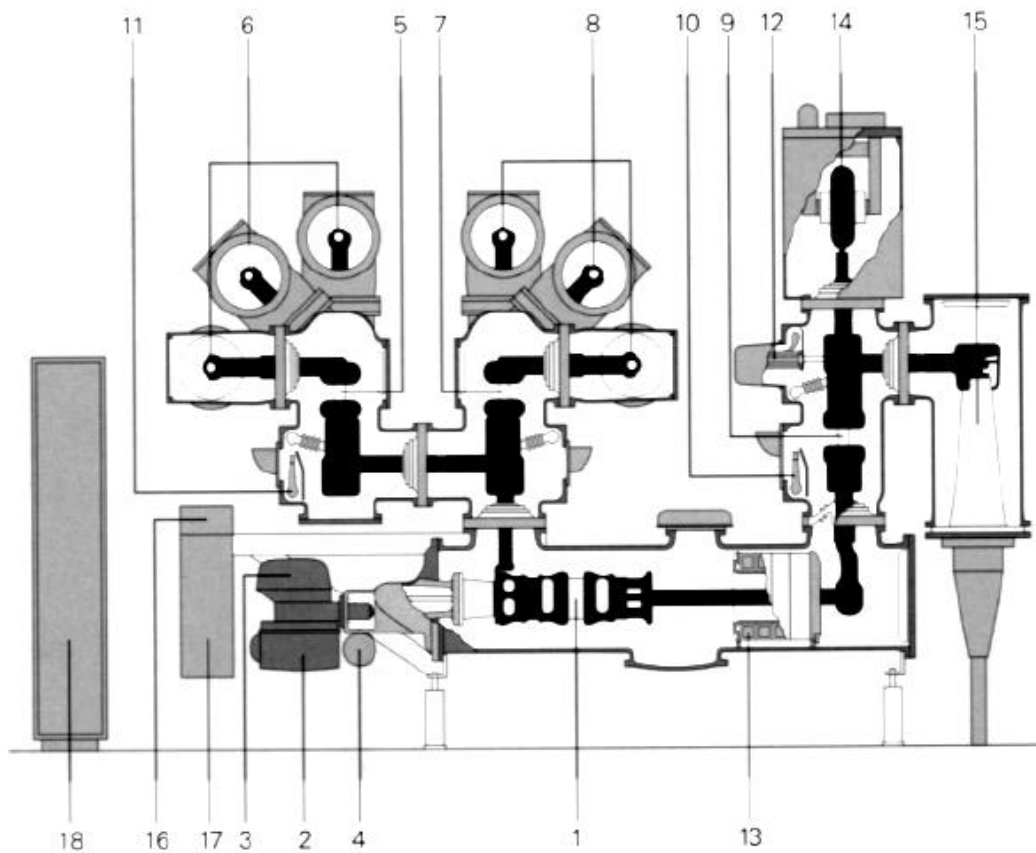
Características de las Subestaciones aisladas en SF6 tipo Interior e Imágenes de construcción de Transformadores de Potencial.

- [http://www.maac-rc.org/reference/PJM%20Ratings%20Guides/20020520\\_vn\\_insulation\\_coord.pdf](http://www.maac-rc.org/reference/PJM%20Ratings%20Guides/20020520_vn_insulation_coord.pdf)

Principios Básicos de la coordinación de aislamientos estadísticamente.

## ANEXOS

### ANEXO A. Corte Típico de una Subestación Encapsulada de doble Juego de Barras, Disposición Monopolar y salida con Cable Subterráneo



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

(1) interruptor, (2) (3) (4) componentes del mando del interruptor, (5) Seccionador de barras I, (6) barras principales I, (7) Seccionador de barras II, (8) barras principales II, (9) Seccionador de línea, (10)(11) (12) Seccionador de puesta a tierra, (13) transformador de corriente, (14) transformador de



*tensión, (15) terminal del cable subterráneo, (16) unidad de control del gas, (17) unidad de control del interruptor, (18) tablero de comando y control local.*

**ANEXO B. Primera Subestación Encapsulada de 800 kV. Sistema de American Electric Power (USA)**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

**ANEXO C. Tensiones e Intensidades de Corriente Nominales y Cortocircuito**

|   |              |              |              |              |              |              |              |              |              |              |
|---|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Tensión Máxima a frecuencia de régimen. Valor eficaz $U_m$ (kV) | 72,5         | 123          | 145          | 170          | 245          | 300          | 362          | 420          | 550          | 800          |
| Corriente Nominal de Barras Principales o Colectoras (A)        | máx.<br>3150 | máx.<br>3150 | máx.<br>3150 | máx.<br>3150 | máx.<br>5000 | máx.<br>5000 | máx.<br>5000 | máx.<br>6300 | máx.<br>6300 | máx.<br>8000 |
| Corriente Nominal de Derivaciones (A)                           | máx.<br>2500 | máx.<br>2500 | máx.<br>2500 | máx.<br>2500 | máx.<br>4000 | máx.<br>4000 | máx.<br>4000 | máx.<br>4000 | máx.<br>4000 | máx.<br>5000 |
| Corriente Nominal de corta duración (1 s) (kA)                  | máx.<br>40   | máx.<br>40   | máx.<br>40   | máx.<br>40   | máx.<br>50   | máx.<br>50   | máx.<br>50   | máx.<br>63   | máx.<br>63   | máx.<br>63   |

Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

## ANEXO D. Niveles Básicos de Aislamiento

| Tensión Máxima a frecuencia de régimen.<br>Valor eficaz<br>Um<br><br>(kV) | Impulso Atmosférico<br>(1.2/50 $\mu$ s).<br>Valor de cresta<br><br>(kV) | Impulso de Maniobra<br>(250/2500 $\mu$ s)<br>Valor de cresta<br><br>(kV) | Tensión de Prueba a frecuencia de régimen<br>Valor eficaz<br><br>(kV) |
|---|---|--|---|
| 72,5  | 325   | ----   | 140   |
| 123   | 450<br>550  | ----   | 185<br>230  |
| 145   | 550<br>650  | ----   | 230<br>275  |
| 170   | 650<br>750  | ----   | 275<br>325  |
| 245   | 850<br>950<br>1050  | ----   | 360<br>395<br>460   |
| 300   | 950<br>1050   | 1175<br>1300   | ----  |
| 362   | 1050<br>1175  | 1300<br>1425   | ----  |
| 420   | 1300<br>1425  | 1425<br>1550   | ----  |
| 550   | 1425<br>1550  | 1675<br>1800   | ----  |
| 800   | 1800<br>2100  | 2250<br>2400<br>2550   | ----  |

Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

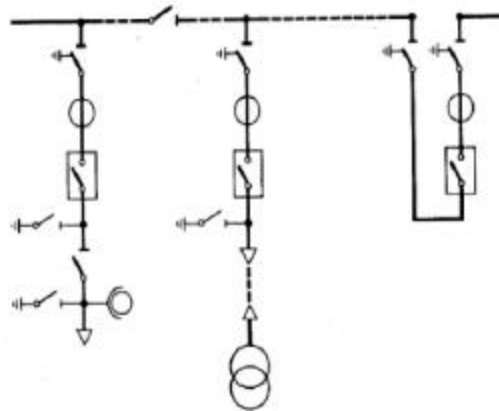
## ANEXO E. Dimensiones Estándar

| Configuración<br>(sistema de barras) | U máx.<br>(kV) | Ancho<br>(m) | Prof.<br>(m) | Alto<br>(m) | Peso<br>(ton) |
|--------------------------------------|----------------|--------------|--------------|-------------|---------------|
| Simple juego                         | 123/170        | 1,00         | 3,40         | 3,10        | 2,60          |
| Doble juego                          | 123/170        | 1,00         | 3,70         | 3,50        | 3,80          |
| Triple juego                         | 123/170        | 1,00         | 4,20         | 4,00        | 4,50          |
| Doble juego más<br>transferencia     | 123/170        | 1,00         | 4,50         | 4,00        | 4,70          |
| Simple juego                         | 245/362        | 2,20         | 4,00         | 5,10        | 8,00          |
| Doble juego                          | 245/362        | 2,20         | 4,30         | 5,30        | 11,00         |
| Triple juego                         | 245/362        | 2,20         | 4,90         | 6,00        | 13,00         |
| Doble juego más<br>transferencia     | 245/362        | 2,20         | 5,50         | 5,60        | 15,00         |
| Interruptor y medio                  | 245/362        | 2,20         | 18,00        | 5,60        | 37,00         |
| Doble juego                          | 420/550        | 3,80         | 5,30         | 6,00        | 15,00         |
| Doble juego más<br>transferencia     | 420/550        | 3,80         | 6,30         | 6,30        | 23,00         |
| Interruptor y medio                  | 420/550        | 3,80         | 22,00        | 6,30        | 55,00         |
| Doble juego                          | 800            | 4,50         | 6,50         | 7,50        | 25,00         |
| Interruptor y medio                  | 800            | 4,50         | 24,00        | 7,50        | 62,00         |

Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

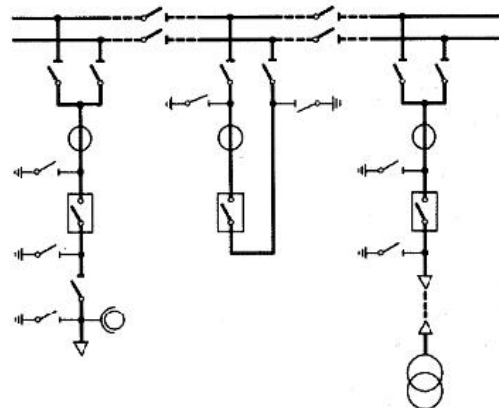
**Anexo F. Diagramas Unifilares de las diferentes Configuraciones de las Subestaciones eléctricas de Alta Tensión**

**DIAGRAMA UNIFILAR. Juego de Barras Simple**



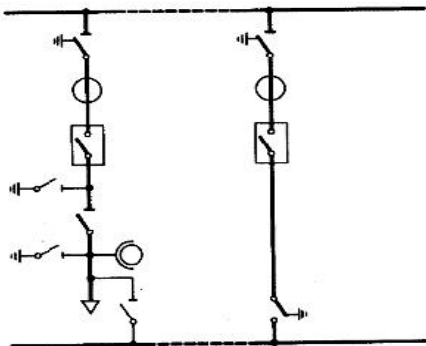
Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

**DIAGRAMA UNIFILAR. Juego de Barras Doble**



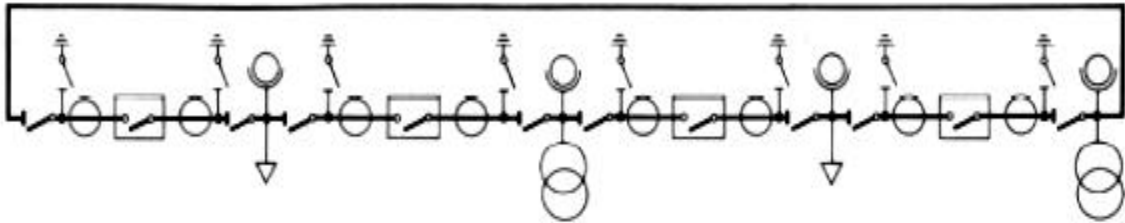
Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

**DIAGRAMA UNIFILAR. Juego de Barras Simple más By-Pass de interruptor**



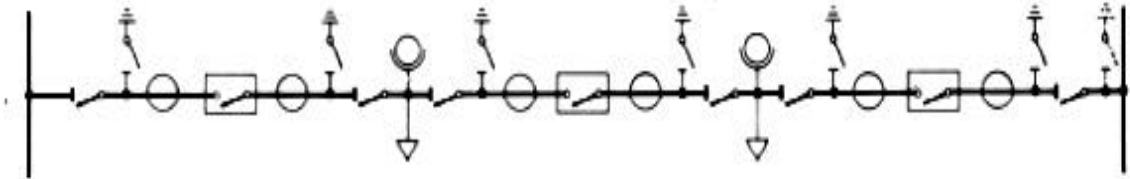
Tomada de GIS de Ala Tensión de Julio Sosa Escalada

**DIAGRAMA UNIFILAR. Juego de Barras en Anillo**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

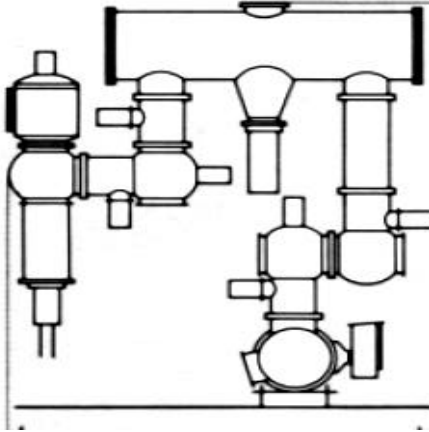
**DIAGRAMA UNIFILIAR. Juego de Barras en Interruptor y Medio**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

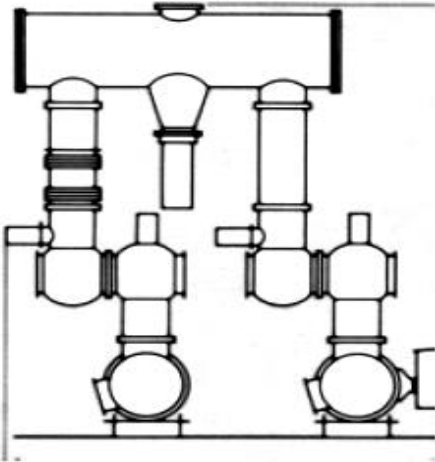
**Anexo G. Cortes Típicos de los módulos de las Subestaciones eléctricas de Alta Tensión**

**Módulo de Juego de Barras simple**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

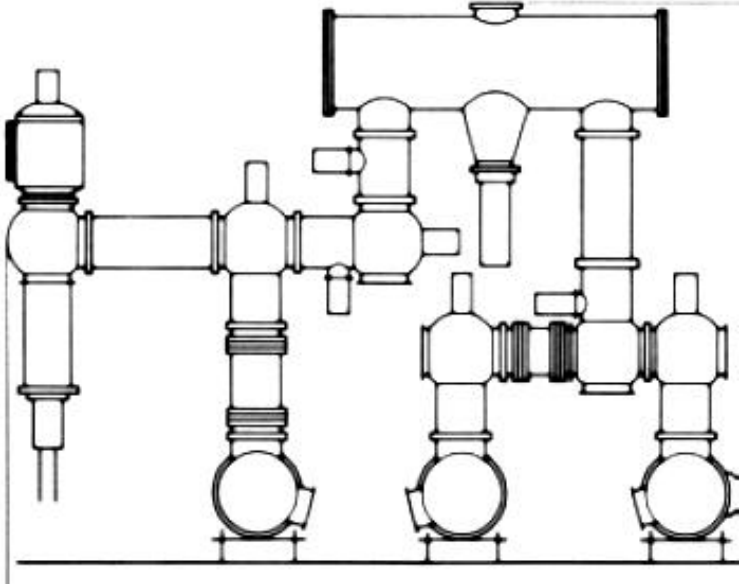
**Módulo de Juego de Barras Doble**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

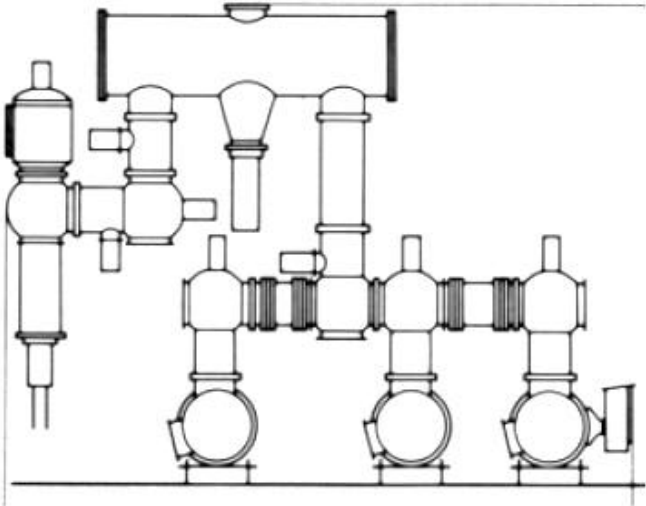


**Módulo de Juego de Barras Doble con By-Pass de Interruptor**



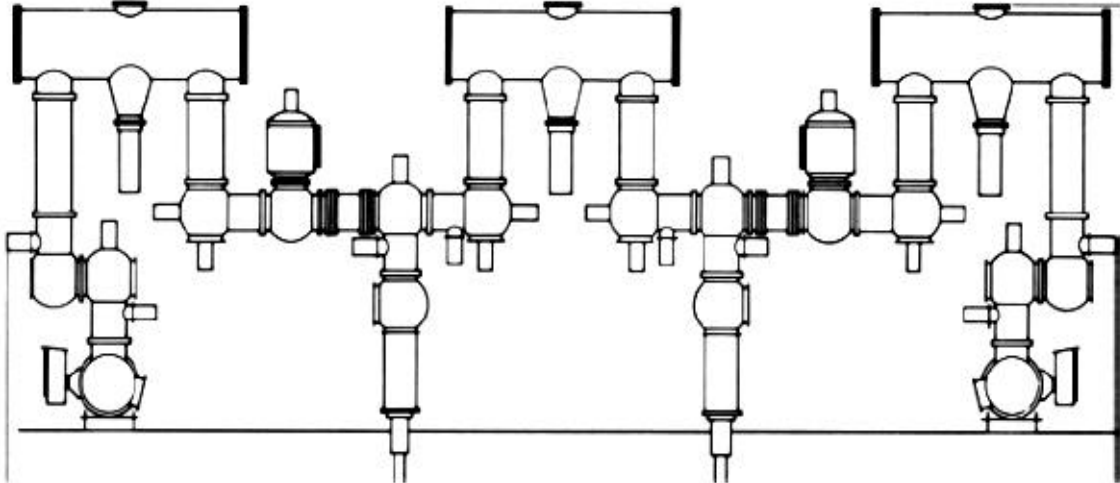
Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

**Módulo de Juego de Barras Triple**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada

**Módulo de Juego de Interruptor y Medio**



Tomada de GIS de Alta Tensión de Julio Sosa Escalada