



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
"CAMPUS ARAGON"

DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS PARA
UNA SUB-ESTACION AISLADA EN
HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF.)

T E S I S

Que para obtener el Título de:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA
P r e s e n t a n:

NOE PEREZ GONZALEZ
ANTONIO MENDOZA MONROY

ASESOR: **JOSE RAULL MARTIN**



San Juan de Aragón Edo. de México.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

1997



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer y dedicar esta tesis a mis padres, ya que sin su apoyo no hubiera logrado mi objetivo, que es titularme como Ingeniero Mecánico-Eléctrico.

Gracias por todo.

Al Tíoleta, quiero darte las gracias por todo tu apoyo ya que ha estado conmigo en las buenas y en las malas y nunca me ha dejado de animar para terminar mi tesis.

El todos mis familiares, en especial a mi tío Alfredo del cual tomo gran parte de ejemplo para poder llegar a terminar mis estudios, un millón de gracias a ti por el ejemplo que me diste.

A todos mis amigos de la Facultad por todos los momentos que pase con ellos y de los cuales estoy eternamente agradecido ya que todo lo que viví me ha formado como persona.

INTRODUCCION

CAPITULO 1.- CARACTERISTICAS DE UNA SUB-ESTACION AISLADA EN HEXAFLUORURO DE AZUFRE (SF₆.)

1.1.- INTRODUCCION-----	1
1.2.- TIPOS DE SUB-ESTACIONES AISLADAS EN SF ₆ -----	1
1.3.- CARACTERISTICAS ELECTROMECANICAS DE UNA SUB-ESTACION AISLADA EN SF ₆ -----	2
1.4.- COMPARACION EN DIMENSIONES Y ECONOMIA ENTRE UNA SUB-ESTACION CONVENCIONAL Y UNA SUB-ESTACION AISLADA EN SF ₆ -----	4
1.5.- TRANSPORTE Y MONTAJE-----	5
1.6.- MANTENIMIENTO-----	7
1.7.- ARQUITECTURA DEL EDIFICIO DE UNA SUB-ESTACION AISLADA EN SF ₆ -----	9
1.8.- AMPLIACIONES Y MODIFICACIONES ----- EN UNA S.E. AISLADA EN SF ₆	9
1.9.- SEGURIDAD Y LIMPIEZA EN LAS INSTALACIONES AISLADAS EN SF ₆ -----	14
1.10.- CONTROL DE CALIDAD-----	17
1.11.- EFECTOS DEL MEDIO AMBIENTE SOBRE UNA SUB-ESTACION AISLADA EN SF ₆ -----	21
1.12.- PRUEBAS PRACTICADAS A UNA SUB-ESTACION AISLADA EN SF ₆ -----	23

CAPITULO II.- COMPONENTES DE UNA SUB-ESTACION AISLADA EN SF₆

	PAG.
2.1.- BARRAS COLECTORAS-----	27
2.2.- CUCHILLAS-----	27
2.3.- CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA-----	30
2.4.- CUCHILLA A TIERRA RAPIDA-----	32
2.5.- CUCHILLA A TIERRA AISLADA-----	33
2.6.- ACCIONAMIENTO POR MOTOR-----	34
2.7.- TRANSFORMADORES DE MEDICION-----	36
2.8.- ELEMENTOS DE ACOPLAMIENTO-----	40
2.9.- APARATO DE CONTROL DE DENSIDAD (DENSIMETRO)-----	43
2.10.- PRESCRIPCION DE REPLENADO PARA INTERRUPTOR-----	44
2.11.- ABSORBEDORES Y PLACAS DE RUPTURA-----	46
2.12.- SISTEMA DE MANDO LOCAL-----	48
2.13.- ENVOLVENTES Y AISLADORES-----	51
2.14.- MECANISMOS DE MANIOBRA-----	51
2.15.- SALIDAS DE ALTA TENSION Y PARARRAYOS-----	54
2.16.- INTERRUPTORES AUTOMATICOS E INTERRUPTORES SECCIONADORES DE CORTE EN CARGA-----	57

CAPITULO III.- CALCULOS DE CORTO CIRCUITO.

	PAG.
INTRODUCCION-----	60
3.1.- CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES PARA EL CALCULO DE FALLAS-----	61
3.2.- COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO-----	65
3.3.- EL METODO UNITARIO APLICADO A CALCULOS DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO-----	74
3.4.- CALCULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO-----	84
3.5.- COMPONENTES SIMETRICAS-----	92
3.6.- FALLA DOBLE LINEA A TIERRA-----	99
3.7.- FALLA DOBLE LINEA A TIERRA-----	104
3.8.- FALLA LINEA A TIERRA-----	109

CAPITULO IV.- DISEÑO DE REDES DE TIERRA.

	PAG.
4.1.- INTRODUCCION-----	113
4.2.- ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO. MEDICIONES DE CAMPO-----	116
4.3.- TECNICAS UTILES PARA REDUCIR LA RESISTIVIDAD ELECTRICA DE UN TERRENO-----	123
4.4.- LIMITES DE CORRIENTE TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO-----	128
4.5.- ELEMENTOS DE LA RED DE TIERRA-----	130
4.6.- CORRIENTE MAXIMA DE LA MALLA-----	134
4.7.- CALCULO DE POTENCIALES EN LA MALLA-----	137
4.8.- PROTECCION CATODICA-----	141
4.9.- FACTORES CONSIDERADOS EN EL DISEÑO DE UNA RED DE TIERRA-----	143
4.10.- CALCULO DE SISTEMAS DE TIERRA-----	148
4.11.- EJEMPLO CON MALLA UNICAMENTE Y DE MALLA CON ELECTRODOS-----	152
4.12.- INDICACIONES PARA MEJORAR LA OPERACION DE LA RED-----	157
4.13.- DETALLES DE INSTALACION Y CONEXION-----	159

CAPITULO V.- PROBLEMA DE APLICACION

	PAG.
5.1.- DETERMINACION DE LAS CARACTERISTICAS DEL TERRENO-----	160
5.2.- DETERMINACION DE LA CORRIENTE MAXIMA DE FALLA A TIERRA I_{cc} -----	161
5.3.- DISEÑO PRELIMINAR DE LA RED DE TIERRA-----	162
5.4.- CALCULO DE EL CALIBRE MINIMO DEL CONDUCTOR DE LA RED DE TIERRA-----	163
5.5.- CALCULO DE LA LONGITUD MINIMA "L" DEL CONDUCTOR REQUERIDA EN LA RED DE TIERRA-----	164
5.6.- CALCULO DE LA RESISTENCIA DE LA RED "R"-----	167
5.7.- CALCULO DE EL MAXIMO AUMENTO DE POTENCIAL "E" EN LA RED DE TIERRA-----	168
5.8.- CALCULO DE LOS POTENCIALES TOLERABLES-----	168
5.9.- CALCULO DE LOS POTENCIALES PROBABLES EN LA RED DE TIERRA-----	169
5.10.- VERIFICACION DE LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD EN LA RED DE TIERRA-----	170

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION

En el presente trabajo de tesis se abordará la problemática que representa el *Diseño de la Red de Tierras para una Sub-estación Aislada en Hexafluoruro de Azufre (SF₆)*.

Se tratarán temas que van desde la comprensión de lo que es y como funciona una sub-estación aislada en SF₆, sus características más importantes, partes que la componen, hasta el planteamiento y solución de un problema práctico para poder diseñar la red de tierras para la sub-estación.

Como sabemos LA SUB-ESTACION ELECTRICA es el conjunto de elementos encargados de transformar la energía, entregada en alta y media tensión por la compañía suministradora a los valores de tensión necesarios para las cargas de una instalación cualquiera.

Para el caso específico de las instalaciones industriales, dentro de la clasificación general de las sub-estaciones eléctricas, las más usadas son las denominadas abiertas y las de tipo compacto.

Debido a que en las últimas tres décadas el crecimiento urbano en las grandes ciudades alrededor de todo el mundo y por supuesto en México, se ha planteado un gran problema a resolver en materia de construcción de sub-estaciones eléctricas ya que debido al poco espacio disponible en las ciudades para construir dichas sub-estaciones, es necesario recurrir a otro tipo de tecnología para poder resolver este problema que se ha planteado.

En una sub-estación del tipo convencional son necesarias grandes distancias entre los alimentadores y por supuesto el personal operativo tiene restricciones para ingresar a la instalación, esto es debido a que en este tipo de instalaciones el aislante es el aire y como es sabido la rigidez dieléctrica del aire es muy fácil de romper cuando se trabaja con altas tensiones.

Este problema se empezó a tener una solución, cuando se comienzan a realizar experimentos de aislamiento de la energía eléctrica con un gas que ofrecía revolucionar la concepción que se tenía de lo que debía de ser una sub-estación eléctrica para media y alta tensión.

Este gas es el HEXAFLUORURO DE AZUFRE(SF₆), el cual hizo posible que los grandes terrenos requeridos para la construcción de una sub-estación eléctrica convencional ya no fueran necesarios al menos en las dimensiones que anteriormente se requerían.

Este gran descubrimiento del gas SF₆ logra hacer que ahora una sub-estación de alta tensión requiera de la cuarta parte del terreno que ocuparía una sub-estación convencional de la misma potencia, como se puede ver la ventaja que esto supone es muy grande con respecto a los costos de la instalación.

Como podremos comprobar más adelante las sub-estaciones aisladas en SF₆ ofrecen una alternativa muy importante para la transformación y distribución de la energía eléctrica que es requerida cada vez con mayor demanda en los grandes centros urbanos del mundo, en los cuales la escasez de grandes terrenos para ella es mayor.

En la década de los años cincuenta dan inicio las primeras investigaciones concernientes a la utilización de sub-estaciones que utilizaban SF₆ como medio aislante.

A raíz de estas investigaciones se pudo comprobar que dicho gas presenta una serie de propiedades que lo convierten en un aislante con muchas ventajas con respecto a otros medios aislantes hasta ese entonces conocidos, por mencionar algunas de sus características tenemos las siguientes :

- El gas SF₆ es un gas aislante ideal entre los gases sintéticos, se caracteriza por su alta rigidez dieléctrica que es mayor a la de casi todos los medios conocidos, alcanza hasta 5 veces la del aire a unos pocos bares de presión.

Un gramo de SF₆ es suficiente para transportar 30.000 Julios a 12000° K.

También gracias a sus propiedades térmicas y a su baja temperatura de ionización presenta propiedades sobresalientes para la extinción del arco voltaico.

Es un gas inerte sin envejecimiento, no ataca los materiales con los cuales entra en contacto y su composición no se altera debido a los materiales que los contienen o almacenan.

Además el gas SF₆ puro es muy resistente desde el punto de vista químico, no mantiene la combustión, es inactivo, prácticamente insoluble en agua, es un gas no venenoso, es insípido, incoloro y más denso que el aire

La alta estabilidad del gas SF₆ es debida a las 6 uniones covalentes de su molécula, la descomposición de la molécula del SF₆ a altas temperaturas es reversible y el gas, por lo tanto, no se desgasta.

Tiene alta conducción térmica radial y alta capacidad de captura de electrones cuando la corriente pasa por cero.

El gas SF₆ permite un rápido intercambio de calor desde el centro del arco hacia el exterior.

Su alta capacidad para conducir el calor permite lograr que el raco voltaico se enfríe rápidamente por convección, con lo que se logra que tanto el personal de la sub-estación como el equipo de la misma tenga una mayor seguridad en caso de ocurrir un corto circuito.

Pero además de todas las bondades que tiene el gas SF₆, una sub-estación eléctrica requiere de protecciones adicionales para prevenir daños graves en caso de ocurrir un falla.

Esta protección adicional nos la proporciona la *conexión a tierra* de todo el equipo eléctrico que pueda entrar en contacto con el personal operativo de la instalación.

Para lograr una buena puesta a tierra se debe diseñar una **RED DE TIERRAS** a la cual irá conectada el equipo eléctrico de la sub-estación.

Esta red de tierras como veremos más adelante debe cumplir con una serie de condiciones muy estrictas de seguridad y que por ningún motivo debemos omitir ninguna de estas condiciones, ya que esto pondría en peligro la vida del personal en la sub-estación.

En la actualidad las redes de tierras para sub-estaciones eléctricas adoptan la forma de una malla que esta formada por conductores de cobre desnudo de un calibre previamente calculado y que debe ser capaz de resistir los esfuerzos provocados por el paso de una corriente de corto circuito.

En este trabajo de tesis abordaremos los siguientes aspectos relacionados con una sub-estación eléctrica de alta tensión aislada en SF₆ :

CAPITULO I.

Se abordarán algunas de las características más importantes que distinguen a las sub-estaciones aisladas en gas SF₆, como son :

- Su reducido espacio y poco nivel de ruido.
- Insensibilidad a las condiciones ambientales.
- Rápida instalación y puesta en marcha.
- Confiabilidad absoluta en caso de accidente.
- Mínimo mantenimiento.

CAPITULO II.

En esta parte tocaremos aspectos relacionados con las partes principales que integran la sub-estación y con su instalación :

- Interruptores.
- Cuchillas.
- Transformadores de medición.
- Densímetros.
- Tableros de control, etc.

CAPITULO III.

En este capítulo nos abocamos a realizar un estudio de corto circuito, ya que en base a este estudio es como podemos predecir la posible corriente de corto circuito que circulará en caso de presentarse alguna falla, estudiaremos varias formas de calcular dicha corriente de corto circuito y también determinaremos cual es el tipo de falla que más recurrentemente se presenta y que puede provocar el mayor daño.

CAPITULO IV.

Este capítulo es posiblemente el de mayor importancia, ya que aquí es en donde damos las bases necesarias para poder realizar un buen diseño de la red de tierras para la sub-estación.

Mencionaremos todos los pasos y datos que se deben tomar en cuenta para realizar dicho diseño de la red de tierras. Como son: tipo de terreno, resistividad del terreno, formas de mejorar dicha resistividad, etc.

CAPITULO V.

Aqui es en donde se van aplicar los conocimientos desarrollados a lo largo del trabajo de tesis.

Se propondrá un problema práctico y se resolverá diseñando su SISTEMA DE TIERRAS.

1.1- INTRODUCCION

Sub-estación Aislada en Hexafluoruro de Azufre.

Bajo este nombre se designa aquellas subestaciones cuyas partes vivas se encuentran dentro de envolventes metálicas y con un gas a presión, son subestaciones analogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicas que forman módulos fácilmente enchufables entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmosfera de gas seco y a presión, que en la gran mayoría de los casos es el Hexafluoruro de Azufre, que tiene la característica de reducir enormemente las distancias de aislamiento, comparativamente con las del aire, y que permite diseñar Subestaciones con dimensiones mucho más reducidas. Es una tecnología iniciada en el año de 1965 y que actualmente se encuentra muy desarrollada en Europa y Japon, en Mexico se están aplicando desde 1978.

El desarrollo de la tecnología de las Subestaciones en Gas se ha debido al crecimiento de las grandes ciudades, tanto en lo vertical como en lo horizontal, lo que origina un aumento de la densidad de carga eléctrica, sobre todo en las zonas centricas de las mismas. Esto obliga a instalar nuevas subestaciones de distribución en zonas urbanas, donde el precio de los terrenos es muy elevado y, en ciertos casos, es imposible obtener terrenos lo suficientemente grandes para instalar las Subestaciones de tipo Convencional. En estos casos es necesario recurrir a las Subestaciones con Aislamiento de Gases (SF₆).

1.2.- TIPOS DE SUBESTACIONES AISLADAS EN SF₆.

Subestaciones Tipo Intemperie.

Son Subestaciones que se contruyen en terrenos expuestos a la intemperie y requieren de un diseño, aparatos y máquinas capaces de soportar el funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas. Por lo general se utilizan en sistemas de alta y extra alta tensión.

Subestaciones Tipo Interior.

Son Subestaciones diseñadas para operar en interiores, esta solución se usaba hace algunos años en la practica Europea. Actualmente son pocos los tipos de Subestaciones tipo interior y generalmente son usadas en la industria incluyendo la variante de las Subestaciones tipo Blindadas

Subestaciones Tipo Blindado.

Son Subestaciones diseñadas para operar en espacios muy reducidos en comparación a las construcciones de Subestaciones Convencionales. Por lo general se usan en el interior de fábricas, hospitales y centros que requieren de poco espacio para estas instalaciones. Se usan en tensiones de Distribución y Utilización.

Subestaciones Monofásicas y Subestaciones Trifásicas.

Las Subestaciones en Gas pueden fabricarse en forma monofásica con un envolvente en cada fase, o trifásica con un envolvente rodeando las tres fases. Las primeras son ligeramente más voluminosas y más caras que las segundas.

Las Trifásicas se usan para tensiones de hasta 145 KV, mientras que las Monofásicas se usan para todo tipo de tensiones, hasta valores de 800 KV.

Las Trifásicas están diseñadas de tal forma, según afirmaciones de algunos fabricantes, que en caso de iniciarse un corto circuito de fase a tierra, se obligue a este a transformarse en trifásico, para que por medio de una protección rápida se abra el circuito antes de que se perforo la envolvente de lámina y escape el gas.

Las ventajas de las Trifásicas es que ocupan menor espacio, es más fácil su mantenimiento, por que las envolventes permiten un mejor acceso al personal, tienen 5% menos de partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, disminuye la posibilidad de fugas de gas. Finalmente, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan ahorrando pérdidas de energía.

La ventaja de las Monofásicas es que sólo puede existir el corto circuito de fase a tierra, con lo que mediante una protección rápida se elimina la posibilidad de una perforación de la envolvente, además de que la falla sólo afecta a una de las fases y no a las tres.

La construcción de instalaciones blindadas de alta tensión, a prueba de contactos accidentales y con aislamiento en SF₆ a presión constituyen una etapa bien conocida del avance técnico. Su éxito reside en las siguientes ventajas y diferencias con respecto al modo de construcción clásico:

- Demanda reducida de superficie y de volumen construido.
- Aislamiento independiente de las influencias del medio ambiente.
- Posibilidad de construir instalaciones interiores incluso para tensiones de servicio elevadas.
- Tiempo de construcción y montaje reducidos.

1.3 CARACTERISTICAS ELECTROMECHANICAS

Las Subestaciones Aisladas en SF₆ gracias a su técnica de corte y a sus mecanismos de maniobra, los interruptores robustos y capaces de buenos resultados tienen una gran resistencia mecánica y eléctrica.

Las cuchillas están concebidas para poder maniobrar en oposición de fases, las cuchillas de puesta a tierra impiden todo riesgo de cierre intempestivo.

Son utilizados mandos y transmisiones mecánicas de construcción robusta para las cuchillas normales y las cuchillas de puesta a tierra.

La presión reducida del SF₆ hace que la calefacción sea innecesaria con temperaturas bajas, una vigilancia precisa de la densidad del SF₆ es asegurada con manómetros compensados en temperatura. Aisladores cónicos con larga línea de fuga aseguran una excelente resistencia dieléctrica. Cada compartimento es dotado de un tamiz molecular para controlar la tasa de humedad. Los aisladores son sometidos individualmente a un ensayo de descargas parciales y no contienen sílice, lo cual podría comprometer su resistencia dielectrica en caso de contacto con los residuos de descomposición del SF₆.

Las envolventes de aleación de aluminio no necesitan de ningún revestimiento de protección al interior, lo que evita todo riesgo de acarrear partículas y originar cebados internos.

1.4 COMPARACION EN DIMENSIONES Y ECONOMIA ENTRE UNA SUBSTACION AISLADA EN SF₆ Y UNA CONVENCIONAL

Para comparar la diferencia en dimensiones entre una subestacion en hexafluoruro y una de tipo convencional, se muestran 2 casos de subestaciones con sus dimensiones exteriores reales:



COMPARACION EN DIMENSIONES ENTRE UNA S.E. CONVENCIONAL Y UNA EN SF₆

S.E DE 145 KV
12 ALIMENTADORES
ARREGLO DE DOBLE BARRA
INSTALACION TIPO INTERIOR

S.E TIPO CONVENCIONAL 26460M³

S.E TIPO SF₆ 1150M³

S.E DE 145KV
12 ALIMENTADORES
ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO
INSTALACION TIPO INTERIOR

S.E CONVENCIONAL 220M²

S.E EN SF₆ 140M²

En la primera se compara la relación en volumen, encontrándose que la sub-estación de tipo convencional ocupa un volumen 23 veces mayor que la de SF6.

En el segundo caso se compara la relación de áreas ocupadas, encontrándose que la subestación convencional ocupa una área 15 veces mayor que la de SF6. Concepto que, expresado en otra forma, aclara que una subestación en hexafluoruro ocupa un área aproximada de 6% del área de una subestación convencional.

COMPARACION ECONOMICA ENTRE SUB-ESTACIONES CONVENCIONALES Y EN GAS.

Para tener una idea aproximada de la diferencia en costo entre estos dos tipos de subestaciones, se puede utilizar como ejemplo una, con las siguientes características :

- dos entradas para cable de potencia de 230KV
- tres salidas para transformadores de 60MVA 230/23 KV
- un bus doble, con interruptor de ariete en 230 KV.

Para ello se compara únicamente la parte de la SF susceptible de ser encapsulada y por otro lado, debido a las variaciones en los precios que sufren los diferentes equipos periódicamente la comparación se puede hacer en forma de porcentaje, a saber :

COSTO COMPARATIVO ENTRE SUB-ESTACIONES

Partidas	Subestación	
	SF6	Convencional
Costo de :		
Equipo eléctrico (más gas)	239% ^a	100% ^a
Materiales varios, electromec.	18% ^a	100% ^a
Estructuras y cimentaciones	60% ^a	100% ^a
Trabajos de Ingeniería civil	58% ^a	100% ^a
Trabajos de Ing. Electrom.	72% ^a	100% ^a
Terreno	5% ^a	100% ^a
Total	92% ^a	100% ^a

Como podemos ver la comparación entre las dimensiones del terreno y el costo económico entre las dos subestaciones, favorece a la de gas esto la hace una opción muy atractiva para tomarse en cuenta cuando se tengan limitaciones en el terreno que deba ocupar la instalación.

Es muy importante el que este tipo de tecnología sea más difundida en el país ya que ofrece bondades que la hacen una opción muy recomendable, sobre todo en grandes ciudades.

1.5- TRANSPORTE Y MONTAJE

Concepto del montaje

Los conjuntos unipolares y tripolares, preensamblados en fábrica, con todas las garantías de ensayos mecánicos, dieléctricos y de estanqueidad, deben reunir las condiciones óptimas de montaje rápido y seguro de una instalación blindada, con aislamiento en gas SF₆. El orden de sucesión de montaje de las celdas deberá fijarse en conformidad con las condiciones locales.

TRANSPORTE:

Los medios y vías de transporte, así como la accesibilidad a los edificios de la instalación, han determinado que algunos fabricantes propongan la reparación óptima siguiente en unidades de transporte de los componentes de instalaciones blindadas :

- Componentes de interruptor automático unipolar o tripolar con su mecanismo de maniobra
- Componentes de seccionadores y de seccionadores de puesta a tierra acoplados en grupos tripolares, con sus mecanismos de maniobra.
- Piezas de unión unipolares y conexiones, así como transformadores de corriente y tensión.

La tabla siguiente indica el peso total y las dimensiones de los embalajes de unidades de transporte típicas de tensiones de 145 KV y de 245 KV :

UNIDAD DE TRANSPORTE	145 kV ancho de celda 1.5m	245KV ancho de celda 2m
Interruptor automático tripolar (1)	1700kg, 1.8x1.7x1m	
Interruptor automático unipolar		850kg, 2.8x0.8x1.8m
Conjunto de seccionador tripolar para doble juego de barra	1050kg, 2.6x1.8x1.0m	
Cuchilla de salida tripolar	650kg, 1.9x1.5x1.2m	
Pasatapas juego tripolar 1300kg, 3.0x1.8x0.8m		1000kg, 2.3x1.8x0.9m
Gabinete de mando	700kg, 1.6x0.9x2.5m	900kg, 2.3x0.9x2.5m
Estructuras soporte, tornillos y tuercas, pequeño material en cajas de (1) Montaje posible sin puente grúa	1000 Kgm, 1.6x1.0x1.2 m	

MONTAJE:

Algunas compañías expertas en sub-estaciones en SF₆, como Sprecher Energie, recomiendan el siguiente proceso para realizar el montaje de la sub-estación.

Las operaciones sucesivas de montaje comprenden:

Instalar los interruptores automáticos sobre los armazones ajustables y nivelar la brida del interruptor automático para formar la base de la instalación blindada.

Montar los componentes de los aparatos con la ayuda de un puente grúa de construcción ligera que tenga una fuerza portante del orden del 1.5 T, y montar las conexiones del juego de barras entre las celdas, así como las salidas de líneas.

Hacer vacío y llenar la instalación con gas SF₆, con la ayuda de aparatos simples, que forman parte del equipo normal.

Instalar el sistema de mando. Los cables preparados en fábrica, con sus conectores, para los mecanismos de maniobra y los densímetros simplifican este trabajo.

La verificación de la instalación completa se limita a:

- Verificación funcional de los densímetros durante el llenado,
- Verificación funcional de los aparatos, conjuntamente con el sistema de mando,
- Verificación de la estanqueidad de todas las bridas de unión atornilladas sobre el lugar,
- Medida de la presión y del contenido de la humedad de los compartimientos de gas,
- Ensayo de alta tensión de la parte primaria, normalmente con tensión alterna, mediante un transformador de ensayo blindado incorporado en la instalación.

VENTAJAS:

Esta disposición de ensayo exige poco espacio y no presenta ningún peligro.

El montaje y el ensayo de los cables de alta tensión por el suministrador de los mismos solo se realiza, preferentemente, después del ensayo de alta tensión de la parte de alta tensión de la instalación. Las conexiones entre la instalación y las cajas de extremidad de cable ha sido concebidas de manera que se obtenga una conexión desmontable, fácil de restablecer tras el ensayo de los cables con tensión continua. La ventaja de ello consiste en permitir este ensayo de tensión continua con la caja de extremidad de cable montada en posición normal

También es muy fácil volver a la posición de ensayo cuando sea preciso repetirlo. El escalonamiento de las actividades de montaje principales comprende las fases siguientes:

- 1.- Montaje de las estructuras-soporte y de los interruptores automáticos
- 2.- Montaje de los componentes modulares de los aparatos
- 3.- Hacer vacío y llenado de gas
- 4.- Montaje del mando local
- 5.- Ensayos y entrega de la instalación al cliente
- 6.- Montaje final de la terminal del cable

La duración propiamente dicha del montaje depende de diversos factores a saber:

- Tamaño de la instalación, personal de montaje, construcción del edificio. Por término medio, se pueden prever dos semanas por celda entre la fecha en que se pueda disponer del edificio y la puesta en servicio.

1.6.- MANTENIMIENTO

El sistema de instalaciones blindadas con aislamiento en SF₆, no necesita prácticamente mantenimiento en servicio normal.

El programa de mantenimiento comprende verificaciones periódicas de la presión del gas y de su contenido de humedad, trabajos simples dependientes del número de maniobras de los aparatos, así como revisión de los interruptores automáticos en función de las corrientes de corto circuito cortadas.

El manual de mantenimiento describe los trabajos que deberá realizar el personal de operación con el equipo simple del que dispone. Un aparato de tratamiento del gas, con bomba de vacío, filtro y capacidad de almacenamiento del SF₆, solo se necesita para trabajos de revisión de cierta amplitud.

Para los trabajos de mantenimiento es preciso considerar que la mayoría de los fabricantes recomiendan, además de las instrucciones de mantenimiento mencionadas, las siguientes:

- llenado y evacuación de las cámaras de gas
- Limpieza de las partes de instalación del SF₆
- Manera de proceder con el SF₆ utilizado
- Instrucciones de lubricación

Por razones relacionadas con la seguridad de la operación, las revisiones solo deberán ser realizadas por el fabricante o bajo su dirección.

JUEGO DE MATERIALES

La lista "Juego de materiales para la revisión tripolar" contienen las piezas requeridas para los trabajos de mantenimiento de cada tipo de interruptor. Estos juegos pueden pedirse, según las cantidades deseadas, ya sea por separado o bien para toda la instalación. También existe la posibilidad de pasar pedidos individuales destinados a completar los juegos utilizados parcialmente.

HERRAMIENTAS Y ACCESORIOS

Las herramientas especiales y los equipos requeridos para los trabajos de mantenimiento se encuentran resumidos en accesorios. Se encuentran a disposición diferentes juegos de accesorios para verificaciones, trabajos de mantenimiento y montaje.

MEDIDAS DE PRECAUCION PARA TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

Verificaciones:

Tanto las maniobras de mando a distancia, como las maniobras intempestivas pueden resultar peligrosas para el personal de mantenimiento durante las verificaciones en los aparatos de maniobras de SF₆.

Por esta razón, es preciso prever las medidas de precaución adaptadas a las circunstancias del caso concreto para asegurar la protección del personal y de los aparatos de maniobra.

REVISIONES:

En caso de revisiones, los correspondientes aparatos de maniobras deberán desconectarse de la red de alta tensión antes de la iniciación de los trabajos de mantenimiento, y se conectarán a tierra con los dispositivos previstos con ese fin.

Se recomienda asegurar estos dispositivos de puesta a tierra, en posición cerrada, por medio de pernos y un candado. Después de desconectar la tensión de mando, es preciso destensar los resortes de cierre y apertura de los interruptores automáticos y de las cuchillas bajo carga, por medio de maniobras cerrar-abrir.

1.7.- ARQUITECTURA DEL EDIFICIO DE LA SUBSTACION AISLADA EN SF₆.

Como se ha podido ver en las secciones anteriores las subestaciones en hexafluoruro se pueden construir de 2 formas posibles; de tipo exterior y de tipo interior. Cada una de estas construcciones presenta características propias que según las necesidades que se tengan son aprovechadas para instalar alguna de estos 2 tipos.

Las del tipo exterior es evidente que no se alojan en ningún edificio sólo los tableros de distribución, celdas de baterías, protecciones e instrumentos de medición son colocadas dentro de un recinto especial, el cual debe ser de tabique o concreto con las medidas especificadas para poder maniobrar libremente en su interior. El nivel de iluminación debe ser bueno para poder tener una buena visibilidad dentro de la construcción.

El edificio que aloja a la subestación tipo interior, debe ser de medidas tales que dejen espacio suficiente para poder realizar maniobras de mantenimiento y desmontaje de algún equipo que requiera alguna verificación. Las paredes deben ser delgadas y resistentes de concreto o tabique, el techo en la gran mayoría se hace de láminas metálicas.

El recinto para los tableros de distribución, celdas de baterías, protecciones e instrumentos de medición es de construcción similar al de la subestación tipo intemperie.

1.8.- AMPLIACIONES Y MODIFICACIONES EN UNA S.E AISLADA EN SF₆

El sistema de instalaciones de SF₆ presenta ventajas particulares que permite proceder de manera fácil y solamente con interrupciones muy breves del servicio, a la ampliación y modificación de instalaciones que se encuentren en servicio.

Con un ancho de celda de 2 metros los interruptores automáticos se suspenden debajo de la estructura soporte de la instalación mientras que los juegos de barra se apoyan encima. Esto permite, por consiguiente, montar y desmontar estos elementos independientemente entre sí.

En algunas instalaciones con un paso de celda de aproximadamente 1.5m, el interruptor automático forma un conjunto con la estructura-soporte. Esta disposición permite realizar simplemente, tanto los trabajos de ampliación, como de modificación de la instalación. En realidad, aparte del interruptor automático, todos los elementos son idénticos a los de la sección de 2 metros las barras no constituyen un elemento continuo, sino que están subdivididas en elementos que pueden insertarse entre los seccionadores de barras colectoras de celdas vecinas.

Cada elemento de juego de barras puede desmontarse o montarse de nuevo en un corto tiempo, incluso en una instalación existente (figura 1). Un método recomendado por los propios fabricantes de esta tecnología, para realizar ampliaciones o modificaciones puede ser el siguiente:

- 1.- Anular la presión del elemento de juego de barras por desmontar y desenroscar los tornillos de apriete de las bridas.
- 2.- Desplazar el elemento de acoplamiento hacia el interior o comprimir la junta de expansión para que se obtenga una abertura por la que se pueda retirar el conductor tras el desplazamiento del manguito de acoplamiento a mano o con una herramienta especial simple.
- 3.- Repetir la maniobra en otro extremo de la celda de barra.
- 4.- Extraer lateralmente el elemento de juego de barras liberado de este modo.

Esta elasticidad de montaje y de desmontaje con gastos reducidos ofrece múltiples posibilidades de ampliación o de modificación de las instalaciones de SF₆.

INCORPORACION DE UN SEGUNDO JUEGO DE BARRAS

Las instalaciones de juegos de barras simples pueden equiparse fácilmente, siguiendo las indicaciones de los mismos fabricantes, con un segundo juego de barras (figura 2). Las cuchillas del segundo juego de barras se incorporan entonces, en lugar de las cuchillas de puesta a tierra, directamente a los seccionadores del primer juego de barras. Ato seguido se introducen los elementos del segundo juego de barras y procede al relleno de gas. Simultáneamente, se preparan y se ensayan las conexiones para el mando de los mecanismos de maniobra de las cuchillas y de los circuitos de vigilancia de los nuevos compartimientos de gas.

La instalación se encuentra de nuevo lista para la puesta en servicio, tan pronto como se hayan enchufado y enclavado los conectores. Los trabajos de transformación exigen un tiempo sumamente corto, dado que las cuchillas y los mecanismos de puesta a tierra se ajustaron y probaron en fábrica como elementos tripolares con todos los mecanismos de maniobra. Para mantener en servicio una parte de la instalación durante el breve periodo de tiempo que duran los trabajos, incluso cuando no existan cuchillas longitudinales de juego de barras, se puede fraccionar la instalación en cualquier lugar, retirando un elemento de juego de barras.

INSERCIÓN INTERIOR DE UNA CUCHILLA LONGITUDINAL DE JUEGO DE BARRAS

El elemento de seccionamiento longitudinal permite la separación longitudinal del juego de barras en el sistema de instalaciones con aislamiento de SF₆. Comprende un seccionador o interruptor de corte en carga con 2 cuchillas de puesta a tierra incorporados, así como una corta pieza tubular y un elemento de acoplamiento o junta de expansión. Su longitud, idéntica al del elemento de juego de barras, permite instalarlo en el momento que se desee en una sección cualquiera del juego de barras.

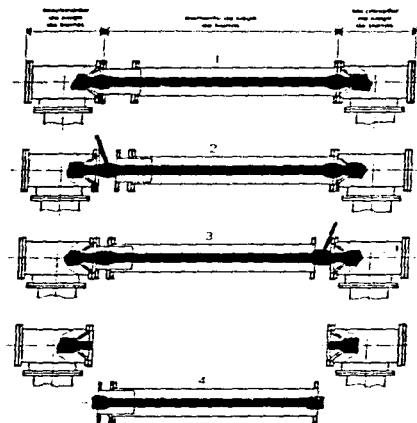


FIGURA 1 EXTRACCION DE UN ELEMENTO DE JUEGO DE BARRAS

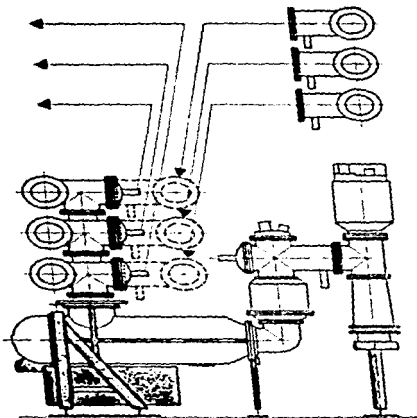


FIGURA 2 AMPLIACION DE UNA INSTALACION CON JUEGO DE BARRAS
SIMPLE A JUEGO DE BARRAS DOBLE

El último elemento que se desmonte puede utilizarse en caso de ampliaciones interiores de la instalación o en una instalación de la misma técnica. Además, una operación análoga permite desplazar, en pocas horas de montaje, el seccionamiento longitudinal de barras en una instalación existente necesitando, para ello solamente cables de mando como suministro complementario.

En la figura 3 se muestra un ejemplo de la sencillez de la sustitución de un módulo de seccionamiento longitudinal de un juego de barras, simplemente por intercambio de ambos elementos.

INSTALACION DE CELDAS ADICIONALES

Los trabajos de ampliación de las instalaciones pueden realizarse sin necesidad de perturbar la operación : la nueva parte de la instalación se coloca en su lugar montada llena de gas y probada (ver figura 4).

Tras la conexión del mando al nuevo equipo y ensayo del mismo, los elementos del juego de barras se colocan, evacúan y se llenan de gas. En instalaciones con juegos de barras simple, la interrupción sólo tendrá influencia sobre la instalación antigua hasta el próximo seccionamiento longitudinal.

En las instalaciones de juego de barras dobles, sólo la celda vecina sufrirá una breve interrupción de servicio. La conmutación de los juegos de barras permite mantener el resto de la instalación en servicio. Aeto seguido se monta la nueva celda de barras, se llena de gas y se somete a pruebas.

ASLAMIENTO DE UNA CELDA CON FINALIDADES DE MODIFICACION

Cuando la evolución de las condiciones de operación requiera la modificación de una celda en el centro de la instalación, es posible aislarlo sin grandes trabajos, como se puede ver en la figura 5. Después de retirar los elementos de juegos de barras que pertenecen a esta celda, las partes de instalación que quedan se obturan mediante elementos de cierre. Ahora es posible mantener en servicio las dos partes separadas de la instalación hasta la finalización de los trabajos de transformación de la celda.

Una vez llenada ésta con gas, probada y tras el restablecimiento de sus condiciones de servicio, sólo queda por colocar en su lugar los juegos de barras retirados. Esta última sólo exige una breve interrupción del servicio en una instalación de juego de barras simple mientras, que hasta con poner fuera de servicio solamente las celdas vecinas, durante corto tiempo, en sistemas con juego de barras dobles.

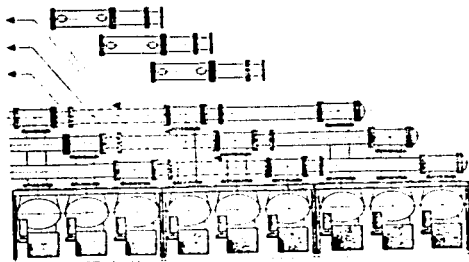


FIGURA 3 INSERCIÓN DE UN SECCIONAMIENTO LONGITUDINAL EN UN JUEGO DE BARRAS EXISTENTE.

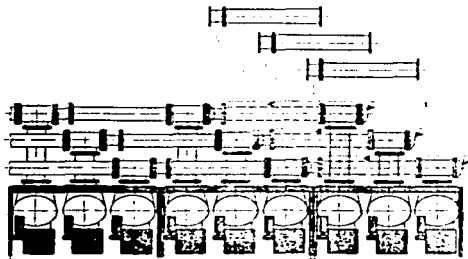


FIGURA 4 INCORPORACIÓN DE UNA CEI DA SUPLEMENTARIA A UNA INSTALACIÓN AISLADA EN SF6 EN SERVICIO

MODULARIDAD

Un pequeño número de componentes, convenientemente determinados, permite realizar de modo sencillo y económico todos los esquemas que se encuentran habitualmente en las subestaciones de 72.5 a 245 KV. Todos estos componentes son los mismos, con excepción de aquellos que dependen directamente de la tensión (interruptores, transformadores de tensión, salidas de alta tensión).

El ensamblaje de los componente se efectúa por mediación de bridas unidas mediante pernos, todas idénticas. Su diseño permite disponer de una flexibilidad muy grande en la selección de las configuraciones y poder así adaptar lo mejor posible los elementos a las solicitudes de los proyectos y a las peticiones de los utilizadores.

Todos los elementos modulares se disponen en el interior del blindaje monofásico de aleación de aluminio de alta resistencia mecánica y presentan distancias entre bridas previstas para asegurar un máximo de elasticidad en la elección de los elementos y de su disposición. Individualmente combinados, estos elementos responden a las normas aplicables tanto para su construcción como para sus ensayos.

Se pueden distribuir por grupos funcionales:

- Interruptores automáticos y cuchillas de operación con carga.
- Cuchillas.
- Cuchillas de puesta a tierra.
- Transformadores de medición.
- Elementos terminales.
- Elementos de interconexión.
- Vigilancia del gas SF₆.

FLEXIBILIDAD

Gracias a los principios de disposición que se han adoptado y a la concepción modular lograda por los sistemas aislados en SF₆, éstos pueden corresponder idealmente a los esquemas requeridos más frecuentemente, así como a las solicitudes de obras civiles; tomando también en cuenta las posibilidades interiores de ampliación, la buena accesibilidad a los aparatos, la seguridad de operación y la facilidad de mantenimiento.

Los casos efectivos de ampliación que se muestran a continuación son una buena ilustración de ello. Pueden servir de ejemplos típicos para el estudio de una instalación en proyecto.

Queremos recordar que el ancho de las celdas depende de la tensión nominal.

Se puede utilizar plenamente las ventajas del sistema modular, siendo preciso crear un espacio adicional por inserción de elementos de interconexión más largos. Así, incluso en el caso del sistema de ancho reducidos, es posible realizar prácticamente todas las variantes de la instalación de distribución.

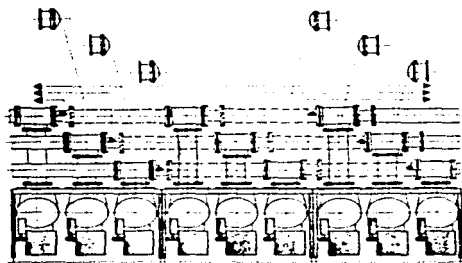


FIGURA 5 AISLAMIENTO DE UNA CELDA PARA UNA MODIFICACION

RESUMEN DE LOS TRABAJOS DE MANTENIMIENTO EN UNA INSTALACION DE SF6

	GAS SF6	INTERRUP AUTOMAT.	CUCHILLAS	CUCHILLAS DE PUESTA TIERRA	CUCHILLAS RAPIDA DE PUESTA A TIERRA	CUCHILLA BAJO CARGA
AL AÑO	-----	VERIF.	-----	-----	-----	VERIF.
0/5 AÑOS	VERIF.	VERIF.	VERIF.	VERIF.	VERIF.	VERIF.
8-10 AÑOS	-----	VERIF.	-----	-----	-----	-----
15-20 AÑOS	-----	REVIS.	-----	-----	-----	REVIS.
TRAS MANI- OBRAS DE CORTO CIRCUITO	----	REVIS.	-----	-----	REVIS.	REVIS.
TRAS MANI- OBRAS MECANICAS O BAJO CARGA	----	REVIS.	REVIS.	REVIS.	REVIS.	REVIS.

VERIFICACIONES : POR EL PERSONAL DE LA INSTALACION

REVISIONES : POR EL FABRICANTE O BIEN POR EL PERSONAL
DEL CLIENTE BAJO LA DIRECCION DEL FABRICANTE.

VERIF = VERIFICACION

REVIS = REVISION

1.9- SEGURIDAD Y LIMPIEZA EN LAS INSTALACIONES AISLADAS EN SF₆

Las sub-estaciones aisladas en hexafluoruro de azufre garantizan una seguridad completa para el personal de operación debido a sus características fundamentales :

- el gas SF₆ es no inflamable y no tóxico
 - los manómetros compensados en temperatura con contactos vigilan permanentemente la densidad del gas SF₆.
 - las membranas de seguridad impiden toda explosión de las envolventes durante un corto circuito interno; en caso de ruptura de una membrana , un dispositivo de protección controla la proyección de los diafragmas.
 - las cuchillas de puesta a tierra son capaces de soportar la corriente plena de corto circuito.
 - los indicadores de posición de los interruptores, cuchillas y cuchillas de puesta a tierra son fiables y muy visibles desde el nivel del suelo.
 - los cuchillas de puesta a tierra impiden todo riesgo de cierre intempestivo.
 - Se utilizan mandos y transmisiones mecánicas robustos para las cuchillas y cuchillas de puesta a tierra.
 - La presión reducida del SF₆ hace que la calefacción sea innecesaria con temperaturas bajas.
 - Aisladores cóncavos con larga línea de fuga aseguran una excelente resistencia dieléctrica.
 - Cada compartimento es dotado de un tamiz molecular para controlar la tasa de humedad.
- Los aisladores son sometidos individualmente a un ensayo de descargas parciales y no contienen sílice, lo cual podría comprometer su resistencia dieléctrica en caso de contacto con los residuos de descomposición del SF₆.

Debido a que todas las partes sometidas a tensión están contenidas en envolventes metálicas conectadas a tierra, se elimina el peligro de un contacto accidental con las partes bajo tensión, mejorándose la seguridad del personal y la continuidad del servicio.

PROTECCION CONTRA LAS SOBRETENSIONES

Para aumentar la seguridad de la instalación de SF₆ es igualmente preciso utilizar correctamente los medios de protección contra las sobretensiones y optimizar las medidas por adoptar según criterios económicos. Mediante ensayos directos en instalaciones existentes, es posible verificar y confirmar la precisión del procedimiento de cálculo. La realización de tales estudios pide un gran número de datos como: caída de rayo, topografía del terreno, tipo de líneas aéreas acopladas, características de cables, transformadores y descargadores de sobretensiones existentes, condiciones de puesta a tierra, configuraciones de acoplamientos posibles, etc.

MEDIDAS ESPECIALES DE SEGURIDAD.

La base indispensable de la seguridad es la observación de los datos prescritos. Ello significa que las características determinadas durante los ensayos de prototipo deberán alcanzarse igualmente durante la fabricación del producto en serie y que han de corresponder a las de prototipo.

Además todas las partes sometidas a sollicitaciones dieléctricas elevadas se deben mecanizar con el máximo esmero. Para asegurar que al reproducir una cierta pieza no se cometan errores la grandes compañías fabricantes de este equipo usan, exclusivamente, máquinas-herramientas provistas de mando por control numérico.

VIGILANCIA DEL GAS SF₆.

La separación sistemática de las fases de la instalación se conservó para la vigilancia del gas. Así se evita el riesgo de avería debida a una instalación complicada de tuberías de gas. Cada uno de los compartimientos de gas tiene su propia boquilla para llenado de gas, está asegurado por un dispositivo de descarga de presión, vigilado por un densímetro que controla el gas y protegido mediante un cartucho absorbente ampliamente dimensionado contra la humedad residual y eventuales productos de descomposición del SF₆.

LIMPIEZA DE LAS PARTES INTEGRANTES DE LA INSTALACION DE SF₆.

Algunas indicaciones sobre el proceso de limpieza en una instalación aislada en SF₆ recomendadas por los propios fabricantes, las cuales deben ser acatadas estrictamente, son las siguientes :

La más mínima cantidad de residuos y el tratamiento inadecuado de piezas sueltas, pueden ocasionar **efluvios** o bien perforaciones en el interior de la instalación..

En el interior de la instalación no deben encontrarse partículas sueltas visibles y se debe prestar atención especial a los aisladores.

Las partículas desprendibles, como rebabas del trabajo residuos de suciedad, etc, deben ser eliminadas lo mejor posible.

Se debe tratar cuidadosamente las partes que son ensambladas. Particularmente, no deben ser rayadas o dañadas de cualquier forma las superficies metálicas o del aislamiento situadas en el campo eléctrico.

CONDICIONES DE TRABAJO EN EL LOCAL DE MONTAJE.

Durante el montaje de las partes primarias de la instalación, deben ser cumplidas las siguientes condiciones previas :

- Limpiar el suelo con aspiradora.
- Mantener cerradas las aberturas murales para evitar corrientes de aire y polvo.
- No accionar durante las horas de trabajo los ventiladores ni sopladores.
- No efectuar trabajos que originen suciedad en el area de montaje, como son:

- Barrenar en piedra o similar.
- Torneado de metales.
- Cableado
- Aislar cables de papel aceitado, etc.

Cuando no es posible el mantenimiento de estas condiciones, se deben tomar medidas especiales, como pueden ser mamparas de separacion, cubiertas de protección adicionales, etc.

TECNICA DE TRABAJO PULCRA.

Las siguientes medidas facilitan las exigencias de limpieza en el montaje de las partes primarias de la instalación:

- Emplear guardapolvos limpios y de color claro.
- Llevar la cabeza cubierta al trabajar sobre aberturas verticales (orificio de paso del interruptor, terminal de cable, etc).
- Después del transporte o almacenamiento de los componentes, limpiarlos previamente(desenpolvarlos) fuera del local de montaje.
- Antes de separar o quitar las tapas de transporte, limpiar a fondo las partes de las bridas.
- Los orificios abiertos en la caja, en los que no se trabaja, deben ser cubiertos siempre inmediatamente con sacos nuevos de plástico

DETERGENTES

Los detergentes y otros accesorios que son autorizados para efectuar limpieza en la instalación con gas deben ser de algunos de los siguientes :

- Trapos limpios, secos, blandos y libres de hilachas(no emplear borra de lana) o paños de papel .
- Detergente para metal y partes aislantes : Isopropanol puro(alcohol isopropilico) C13-C11 OH-C13

También es posible efectuar una limpieza previa de las partes metálicas con percloretano o tricloretano.

El aspirador de polvo sólo se debe usar con boquilla de goma(no emplear cepillos).

PROCEDIMIENTO DE LIMPIEZA

Para proceder adecuadamente a la limpieza de las partes integrantes de una sub-estación aislada en SF₆, la mayoría de los fabricantes recomiendan los siguientes pasos :

Desengrasar todas las partes metálicas antes del montaje

En el montaje principal, se debe limpiar solamente con isopropanol.

Frotar cada componente con un trapo limpio embebido en isopropanol inmediatamente antes de su montaje.

Inmediatamente antes de cerrar la caja, se deben efectuar los siguientes trabajos :

- a) Limpiar la caja previamente si es necesario con un aspirador de polvo.
- b) Rotar todas las partes aislantes, piezas de montaje y paredes de la caja con un trapo limpio embebido en isopropanol, hasta que el trapo no presente ninguna suciedad (mascambiar el trapo con frecuencia)
- c) Aspirar de nuevo con el aspirador de polvo, cuya boquilla debe ser limpiada de nuevo, las partículas fibrosas que pudieran haber alrededor. Se debe tener en cuenta, que las partes aislantes no deben ser tocadas después de la limpieza con la mano ni con la boquilla del aspirador de polvo estando sin protección
- d) Cerrar inmediatamente la caja o cubrirla con un saco limpio de plástico.

1.10.- CONTROL DE CALIDAD

Las instalaciones modernas deben proporcionar una fiabilidad a toda prueba y una duración de vida de varios decenios. Estas exigencias implican un alto nivel de calidad. Por esta razón las marcas fabricantes de esta tecnología conceden una gran prioridad a la verificación de objetivos de calidad del más alto nivel.

Así, la calidad constituye una entidad que forma parte integrante del producto, desde los primeros estudios, el diseño y los proyectos, respetando las normas y prescripciones aplicables.

La experiencia adquirida y los criterios fijados durante el desarrollo de los aparatos han de transmitirse a las instalaciones por suministrar. Este es el caso de los mecanismos de maniobra por resortes y de los elementos de corte de interruptores automáticos. Mientras que los ensayos de desarrollo continúan sobre prototipos o maquetas de ensayos, los ensayos de tipo se realizan sobre aparatos que proceden del proceso de fabricación normal.

Los ensayos, realizados según las prescripciones y reglas en vigor, se deben reforzar todavía con respecto a su severidad por razones de calidad. Por ejemplo, la empresa Sprecher Energie líder mundial en tecnología de subestaciones en gas, somete 3 envolventes a ensayo con una presión de 6 veces la presión de construcción, en presencia de inspectores de la asociación Suiza para la verificación de instalaciones a presión.

MATERIAS PRIMAS.

Se debe conceder una atención muy especial a la observación de las exigencias especificadas de los proveedores internacionales. Todo nuevo proveedor deberá probar su calificación, los proveedores reconocidos deben realizar verificaciones periódicas y deberán probar igualmente la calidad de su personal, por ejemplo la de los soldadores de depósitos sometidos a presión. El control de recepción examina el material y los certificados de ensayo correspondientes, de acuerdo con las prescripciones de ensayo. Según sea el caso, las plataformas de ensayo o los laboratorios especiales intervienen antes de decidir sobre la utilización de los materiales.

Normalmente, los programas de control proveen una toma de muestra de material al azar y, a través del registro, evaluación y comparación de los resultados de ensayos, se trata de obtener la adaptación adecuada a las exigencias de ensayo.

El siguiente esquema presenta el control de calidad de un esquema secuencial y de desición de la fabricación en serie de una envolvente de SI 6 sometida a presión. Este esquema no menciona la evolución del desarrollo anterior ni el ensayo de tipo, ni tampoco, las verificaciones y ensayos de rutina que seguirán a esta fase de la fabricación.

CONTROL DEL DISPOSITIVO DE MOLDEO

PREPARACION DE LOS
MOLDES DE LA ENVOLVENTE Y
PREPARACION DE LA COLADA

ANALISIS DE LA COLADA, POR LO
MENOS UNA VEZ POR CARGA. PROTOCOLO

COLADA DE LA
ENVOLVENTE

COLADA DE LAS
PROBETAS, LO MENOS
2 x CARGA

TRATAMIENTO
TERMICO DE LA
ENVOLVENTE

TRATAMIENTO
TERMICO DE LA PROBETAS CON
LAS ENVOLVENTES

VERIFICACION VISUAL

VERIFICACION
DIMENSIONAL

ENSAYO NO DESTRUCT.
SOBRE MUESTRAS
TOMADAS AL AZAR

ENSAYOS DE
RESISTENCIA
MECANICA.

CONTROL DE INTEGRIDAD

SUMINISTRO DE
LA ENVOLVENTE CON
PROTOCOLOS DE ENSAYO

A

VERIFICACION
VISUAL

VERIFICACION DIMEN.
SOBRE MUESTRAS
AL AZAR

VERIFICACION DE
LOS INFORMES DE
ENSAYO

VERIFICACION INTERIOR
DE LAS PROPIEDADES
DEL MATERIAL SOBRE
MUESTRAS TOMADAS
AL AZAR

B

C

A = Ensayos realizados por la fundición

B = Ensayos en el momento de la recepción del material

C = Mecanización.

PIEZAS INDIVIDUALES

Ya en la fase del desarrollo, la organización de la fabricación y el control de la calidad se integran en el trabajo de la oficina de estudios. Así, el producto corresponde plenamente a las reglas de fabricación. La planificación de la calidad fija el programa de ensayos, determinando la importancia de las muestras tomadas al azar según el grado de dificultad de la pieza.

La mecanización de las piezas mediante máquinas de control numérico, prácticamente en su totalidad, alcanza un nivel de calidad elevado, que prácticamente excluye todo defecto por error humano. Antes de iniciar el proceso de trabajo, las herramientas requeridas se someten a un ajuste previo en puestos especiales de verificación. Una máquina de medida de 3 coordenadas verifica las dimensiones de la pieza inmediatamente después de la mecanización de la misma, permitiendo así corregir toda inexactitud de ajuste antes de iniciar la fabricación en serie.

Durante la producción, las tomas de muestras al azar del "control volante" sirven para detectar a tiempo las divergencias de nivel de la calidad y para introducir inmediatamente las correcciones necesarias. Todas las operaciones de verificación y los medios de ensayo figuran en las listas de control previamente establecidas por el organismo responsable de la calidad: los puntos críticos han sido anotados en ellas de manera especial. Tras la mecanización, todas las envolturas de componentes sometidas a la presión de S_{T_0} sufren un ensayo de sobrepresión y de estanqueidad.

Este último ensayo, con un espectrómetro de masas, permite detectar hasta el menor defecto muy por debajo de una tasa de pérdida anual del 1^o) antes de proceder al montaje. El ensayo de sobrepresión, realizado como ensayo individual, permite hacer frente a las altas exigencias de resistencia de las diferentes piezas.

COMPONENTES

El organismo de control de montaje vigila la composición correcta de los conjuntos, aparatos y unidades de transporte. Todas las secuencias de montaje forman parte de prescripciones con verificaciones consecutivas, que deberán anotarse en las listas de verificación (check list). Tras el montaje final de los componentes, cada aparato se somete a un ensayo individual según prescripciones severas.

Tras los ensayos individuales de los aparatos, en la fase de ensamblado se forman unidades de transporte tripolares que serán sometidas acto seguido al ensayo individual. Ello permite suministrar los mecanismos de maniobra motorizados de las cuchillas y de las cuchillas de puesta a tierra con su varillaje e indicadores de posición ajustados y ensayados en fábrica.

Unas tapas estancas cierran los orificios de empalme de los componentes e impiden la entrada de humedad o suciedad. El control de calidad cubre igualmente el embalaje y el transporte. Según sean las exigencias, un embalaje adecuado protege perfectamente el grupo de transporte contra los daños e intemperie.

1.11.- EFECTOS DEL MEDIO AMBIENTE SOBRE UNA SUBESTACION AISLADA EN SF₆

Las instalaciones aisladas en gas están concebidas para ser utilizadas a la intemperie o en interiores cualesquiera que sean las condiciones ambientales:

- proximidad del mar
- polución industrial
- temporales
- sismos
- climas extremos
- altitudes elevadas

Esta adaptación a cualquier condición ambiental se hace posible por la utilización simultánea de las técnicas siguientes:

- envolventes de aleación de aluminio, muy ligeras e insensibles a la corrosión.
- estanqueidad al SF₆, asegurada por un sistema de doble junta: la junta interior es protegida de las agresiones de la atmósfera ambiente, sea por otra junta concéntrica o por una capa de grasa especial

HUMEDAD EN SISTEMAS AISLADOS CON SF₆

El contenido de humedad del gas SF₆ debe controlarse. Cuando la humedad se eleva demasiado, se hace posible que surjan descargas eléctricas a través de la superficie de un aislamiento sólido. Se recomiendan los siguientes contenidos de humedad máximos:

PRESION DEL GAS DEL SISTEMA, Lib/Pulg²
Manométrica a 20° C

LIMITE SUPERIOR DE CONTENIDO DE HUMEDAD Y PUNTO DE ROCIO

	Operación Normal			Operación Marginal		
	PPMV	Punto de Rocío		PPMV	Punto de Rocío	
		°C	°F		°C	°F
22	478	-28	-18	798	-23	-9
30	392	-30	-22	654	-25	-13
45	294	-33	-27	490	-27	-17

EFFECTOS DE LA HUMEDAD SOBRE LAS PROPIEDADES DIELECTRICAS DEL GAS SF₆.

Excesivas cantidades de humedad pueden provocar una reducción substancial del voltaje de disrupción de un sistema aislado con SF₆. El 100% de humedad relativa del gas a cualquier temperatura dada produce condensación en las superficies internas y esta humedad condensada puede provocar chisporroteos a través de la superficie de un aislamiento sólido. Por lo tanto, el contenido de humedad del gas debe controlarse para evitar que se aproxime a una humedad relativa del 100%.

El vapor húmedo contenido en el gas que llenan los espacios del aparato no degrada las propiedades dieléctricas. Esto está confirmado mediante la prueba I-I-I (Institute Testing Electric) así como también mediante el experimento de Ushio, Shimura y Tomiyaga. Estos tres autores reportan que la condensación o precipitación por debajo del punto de congelación (menos que -2 C o 28° F) forma una especie de escarcha y no existe una reducción apreciable de la rigidez dieléctrica. Esto pudiera permitir la operación a contenidos de humedad hasta de 2400 PPMV o 1500 PPMV a 22 Lib/pulg² manométricas y 45 Lib/pulg² manométricas del sistema, respectivamente. Sin embargo, existen otros factores relacionados que hacen recomendable mantener un margen negativo apreciable entre el punto de congelación de la humedad y el punto de rocío real del sistema.

En interruptores automáticos que cierran o interrumpen corriente, se recomienda un contenido máximo de humedad de 150 PPMV. Esto se debe a que el arqueo provoca un rompimiento químico del SF₆ que libera fluor. El SF₆ es muy estable, no corrosivo, inactivo, excepto a altas temperaturas en donde el fluor es muy activo químicamente. El fluor se combina con casi todos los metales para producir fluoruros metálicos que se depositan sobre las superficies adyacentes como un polvo blanco.

En un sistema conductor cerrado sin contactos de interrupción, pueden tolerarse varios cientos de PPMV. Una precaución importante es tener un punto de rocío lo suficientemente bajo para asegurar que un incremento rápido en la temperatura ambiente por arriba de 0 C, no dé como resultado la fusión de la escarcha depositada. El hielo debe tener tiempo para evaporarse antes de alcanzar el punto de fusión.

Un bajo contenido de humedad en sistemas aislados con gas puede lograrse si se entienden apropiadamente los procedimientos y también se siguen con toda adecuación. Por lo tanto, se recomienda que el contenido de humedad en sistemas recientemente instalados sea reducido hasta aproximadamente 50 PPMV, lo que corresponde a -35 C a -40 C del punto de rocío. Los sistemas pueden operar a una humedad relativa del 30 % a cualquier temperatura, sin embargo, las pruebas han demostrado que a una humedad relativa del 50 % y a temperaturas por arriba de 0 C, las descargas eléctricas a través de los sistemas aislantes sólidos pueden disminuir cerca del 10 %. Algunos sistemas pueden operarse hasta una humedad relativa del 50 % durante períodos cortos, sin embargo, debe reconocerse el posible riesgo de descargas disruptivas si ocurrieran alteraciones rápidas en el alto voltaje.

SECADO EN SISTEMAS CON SF₆

Con interruptor automático, sección de alimentador, interruptor común, todos con SF₆, así como cualquier otro componente es mantenido seco durante su manufactura y normalmente se embarca sellado y llenado con aire seco o nitrógeno. Sin embargo, el aparato puede estar expuesto a humedad excesiva durante su instalación de manera que se haga necesario secar sus porciones internas, antes de llenarlo con gas aislante SF₆. El gas SF₆ comercialmente disponible usualmente tiene un contenido de humedad que varía entre 30 y 50 PPMV. En ocasiones, un cilindro puede alcanzar los límites comerciales permisibles de 71 PPMV. Este gas relativamente seco puede tener su elevación de contenido de humedad hasta un valor inaceptable, si el sistema en el que se va a introducir no está seco a conciencia.

Se ha establecido que la humedad es absorbida en las superficies interiores y que es liberada de las mismas a medida que sube la temperatura. Por lo tanto, las condiciones más favorables para el secado de un alimentador ocurren en tiempo de verano.

El método más adecuado para secar un sistema antes de la introducción del gas SF₆, es exclusivamente por evacuación. La conexión entre el sistema y la bomba de vacío no debe exceder de 10 pies y preferiblemente con una manguera de 2" de diámetro interior y no menor de 1". La evacuación debe ser a 200 micras (0.2 mm de Hg) o mejor y mantenerse a este nivel por lo menos durante 24 horas. Si alguna cantidad de agua ha sido accidentalmente admitida al sistema durante su construcción, la bomba de vacío probablemente tenga que operarse durante varios días.

1.12 PRUEBAS PRACTICADAS A UNA SUB-ESTACION AISLADA EN SF₆

ENSAYOS DE TIPO, COMPORTAMIENTO FUNCIONAL.

Las recomendaciones de la CIEI contienen las directrices aplicables a todos los ensayos de tipo: se trata de la publicación CIEI 517 para los equipos de instalaciones, y de la publicación CIEI 516 para los interruptores automáticos. En numerosos casos, los ensayos aplicados a las subestaciones en gas superan con mucho, en severidad, el alcance de estas prescripciones.

ENSAYOS DE TIPO DIELECTRICO

El nivel de aislamiento nominal figura en la tabla II, para las tensiones nominales de 72.5 hasta 245 KV. Este nivel de aislamiento, conforme a los valores especificados en la publicación CIEI 517, se verifica a la presión de servicio mínima sobre una fase completa montada y representando, por tanto, las características garantizadas. El material aislante utilizado para la fabricación de los aisladores tronónicos y para otras piezas aislantes de debe probar con anterioridad en ensayos de duración, durante más de 12 años, con una intensidad de campo de 1.5 a 2 veces el valor de servicio.

Los ensayos de duración, así como las experiencias de explotación de instalaciones, gran parte de ellas en servicio desde hace varios años, atestiguan el alto margen de seguridad dieléctrica disponible, y ello tanto para el aislamiento a tierra como a través de las distancias de corte de los interruptores automáticos y de las cuchillas.

ENSAYOS DE DURACION MECANICOS, ENSAYOS CLIMATICOS

La publicación CEI 517 sólo prescribe 1000 ciclos de cierre-apertura para el ensayo mecánico de larga duración. Pero muchos fabricantes prueban cada uno de los componentes del sistema hasta en 10 000 ciclos C(A(Cerrar-Abrir) para justificar la aplicación de solicitaciones representativas que permitan garantizar largos intervalos entre revisiones. Estos ensayos severos han sido realizados con éxito sin necesidad de mantenimiento. Gran número de celdas en servicio confirman la notable fiabilidad de los mecanismos de maniobra. El ensayo climático se debe realizar según lo indicado en la CEI y, en toda la gama de temperaturas. Las características de los aparatos, como velocidad de contactos o tensión mínima de funcionamiento, no debe variar durante este ensayo.

ENSAYO CON FALLA INTERNA

Una serie de ensayos debe probar que la instalación blindada responde a las exigencias de resistencia al arco, incluso en los casos poco probables de una falla con la corriente de corto circuito más elevada posible. Incluso con la corriente de corto circuito, deberán quedar satisfechas las condiciones siguientes:

- No deberá estallar ninguna parte del blindaje
- Los daños deberán restringirse exclusivamente al compartimento de gas en cuestión
- El arco no deberá perforar el blindaje durante el primer escalon de protección.

Cada uno de los objetos ensayados es constituido por uno o varios componentes modulares, formando un compartimento típico de instalación de doble juego de barras. Las membranas de seguridad se deben abrir correctamente, limitando de este modo la presión en el compartimento ensayado. Tras 0.5 seg de duración de arco, la presión en el objeto ensayado se debe reducir a un valor tan bajo que ni siquiera se produzcan rupturas en caso de una duración de arco más prolongada.

ENSAYOS DE CORTE Y DE CONMUTACION CON SECCIONADORES

En las instalaciones blindadas, las cuchillas deben cortar las corrientes de carga capacitiva del circuito existente entre seccionador e interruptor automático, así como las corrientes de carga de partes de la instalación. Algunas instalaciones, como la B 212 de GEC ALSTHOM han sido sometidas las cuchillas a ensayos suplementarios y han cortado con éxito corrientes capacitivas de 2.1 Amp a una tensión de 170KV $\sqrt{3}$ y de 1 Amp a 245KV $\sqrt{3}$.

En ciertas maniobras de acoplamiento, en instalaciones de juegos de barras múltiples, las cuchillas de barras deberán poder conmutar la corriente de servicio. La tensión de restablecimiento, que depende de la impedancia del circuito, es normalmente del algunos voltios. Los ensayos de conmutación, realizados con éxito, no deben provocar erosión perceptible de los contactos, sino solamente trazas insignificantes debidas a la sollicitación mecánica.

TENSION NOMINAL	KV	72.5	123	145	170	245
TIPO				B 212		
INTENSIDAD NOMINAL	A			2000, 2500,	3150	
TENSIONES NOMINALES DE ENSAYO						
FASE - TIERRA:						
- TENSION ALTERNIA SOPORTADA A 50HZ, 1 MINUTO.	KV	140	230	275	325	395
- TENSION DE CHOQUE SOPORTADA CON ONDA DE I 2/50ms	KV	325	550	650	750	950
INTENSIDAD DE CORTO CTO VALOR CRESTA	KA			100*		
INTENSIDAD DE CORTE DURACION: 1seg	KA			40*		
FRECUENCIA NOMINAL	Hz			50 ó 60		
INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TIPO				BGH 112		
INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TIPO				BGH 114		
INTENSIDAD NOMINAL DE CORTE BAJO CORTO CIRCUITO	KA			31.5/40*		
VALOR CRESTA DE LA TENSION TRANSITORIA DE REESTABILCIMIENTO DEFECTO KILOMETRICO				CE/ANSI		
PENDIENTE DE LA TENSION DE REESTABLECI				CE/ANSI		
				CE/ANSI		
FACTOR DE OPOSICION DE FASES SEGUN CEI				2...2.5		2
CORTE DE CORRIENTES CAPACITIVAS				CE/ANSI sin recibidos		
DURACION DEL CORTE (PERIODOS)				2.5		
CICLOS MANIOBRAS				0-0.3s-CA-3 min-CA CA-15s-CA		
PRESION MINIMA DE SERVICIO DEL GAS A 20 C (sobrepresion)						
- INTERRUPTOR AUTOMÁTICO	BAR			5.5		5.5
- INSTALACION	BAR			3.1		4.8
TEMPERATURA AMBIENTE ADMISIBLE	°C			-25...+40		

CARACTERISTICAS TECNICAS DE LA INSTALACION DE SF₆ TIPO B 212 DE GEC ALSTHOM

*Valores más elevados sobre demanda
C - A = cerrar - abrir

2.1. BARRAS COLECTORAS

La componente más sencilla de una sub-estación aislada en gas SF_6 es el conjunto de las barras colectoras. Las barras colectoras están formadas, si son monofásicas, por un tubo conductor de aluminio o de cobre, según la capacidad de corriente, de unos 15 cms de diámetro, soportado por medio de aisladores repartidos en forma espaciada a lo largo de una cubierta tubular de aluminio, a prueba de fugas, de 30 a 50 cms de diámetro exterior, conectado a tierra de tramo en tramo. El volumen entre el conductor y la cubierta se llenan con gas SF_6 a presión. Todas las juntas de la cubierta de aluminio están soldadas y forman una sección. Las secciones se van conectando entre sí por medio de bridas selladas y atomilladas, hasta formar el conjunto de barras de la sub-estación.

Los conductores internos unen una sección con la siguiente por medio de contactos con dedos de tipo tulipán, que permiten buena presión de contacto, absorben la expansión térmica entre secciones y ligeros desalineamientos angulares, y así evitan en esta forma la transmisión de esfuerzos a los aisladores.

Para soportar las barras conductoras se utilizan 2 tipos de aisladores:

- 1.- Tipo disco para tensiones inferiores a 230 Kv.
- 2.- Tipo conico para tensiones mayores a 230Kv.

Ambos tipos son de resina ciclo-alfatíca, que no forman guías carbonizadas, en caso de producirse algún arqueo, durante las pruebas del equipo.

2.2 CUCHILLAS

Las cuchillas en una instalación en SF_6 son concebidas para realizar un desplazamiento axial. Mediante la aplicación de diferentes accesorios en las bridas laterales, puede ser adaptado el interruptor al lugar del montaje. Tres seccionadores forman junto con el accionamiento por motor, una unidad de cuchilla tripolar incrustada a la instalación.

En las figuras 1 y 2 se ilustra un corte de la cuchilla y la tapa completa.

Legenda

1. Caja
2. Brida
3. Contacto deslizante
4. Soporte
5. Contacto principal
6. Apoyo completo
7. Columna giratoria
8. Palanca
9. Tubo de contacto
10. Anillo deslizante
11. Laminilla de contacto
12. Contacto del conector a tierra
13. Filtro
14. Aislador cónico
15. Tuerca
16. Palanca de accionamiento
17. Arco
18. Junta de la brida
19. Tapa del cojinete
20. Perro de seguridad
35. Contactos de conmutación

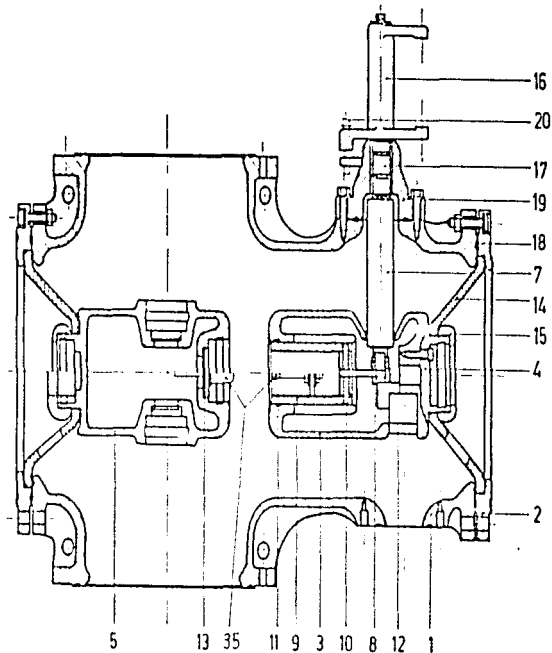
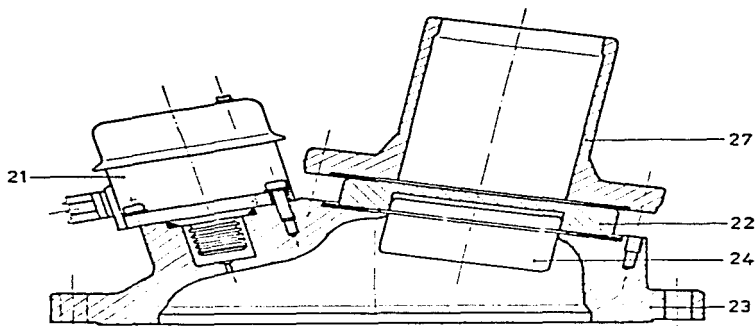


FIG. 1



Tapa 2 completa

- 21. Vigilante de densidad
- 22. Placa de rotura
- 23. Tapa 2
- 24. Cartucho de adsorción
- 27. Tubo direccional
- 28. Tobera

FIG. 2

CONSTRUCCION Y FUNCION

Algunos fabricantes conciben un polo esencialmente de los siguientes elementos :

- caja de la cuchilla
- brida intermedia
- contacto deslizante
- soporte
- contacto principal
- apoyo completo
- columna giratoria

CAJA DE LA CUCHILLA

La caja del seccionador(1) con la brida intermedia(2), va montado sobre un aparato blindado y es, al mismo tiempo, soporte del accionamiento por motor, se montan en forma directa o con una tapa (23) un detector de densidad(21) y la placa de rotura(24).

CONTACTO DESLIZANTE

En el contacto deslizante(3) van instalados el mecanismo de palanca(8), el tubo de contacto(9) con el anillo deslizante(10), la laminilla de contacto MC(11) y, según el tipo de interruptor, el contracontacto del conector a tierra(12).

CONTACTO PRINCIPAL

En el contacto principal(5) van montados los elementos siguientes : la laminilla MC(11), el filtro(13) y, según sea el tipo del seccionador, un contracontacto de conector a tierra(12) o una tapa.

FUNCION

La función principal de las cuchillas la podemos resumir de la siguiente forma :

Al conectarse es transmitido el momento de torsión al tubo de contacto(9) en el contacto deslizante(3), por medio del varillaje de accionamiento tripolar(26), la palanca(16), el árbol de accionamiento(17), la columna giratoria(7) y el mecanismo de palanca(8).

El tubo de contacto(9) es movido así y empujado dentro del contacto principal(5), cerrando el circuito entre el contacto principal(5) y el contacto deslizante(3).

DESCONEXION

Al desconectar se desplaza el tubo de contacto(9) en dirección opuesta y separa el contacto principal(5) del contacto deslizante(3).

PLACA DE ROTURA

Si por cualquier motivo es sobrepasada la presión admisible, se quiebra la placa de rotura(22) y procura un descenso de presión en la cámara de gas. Las fracciones procedentes de la rotura de la placa y el chorro de gas, son desviados por un tubo direccional(27), con la finalidad de que las personas y los grupos de la instalación queden protegidos.

Para el funcionamiento impecable de los seccionadores es muy importante que se observen los puntos que a continuación se describen :

El soporte completo(6) se introduce en la carcasa del seccionador(1). En el caso de los conos de paso(14) se debe tener especial cuidado que la ventanilla quede siempre montado mirando hacia abajo.

Solamente cuando ha sido insertada correctamente la empaquetadura de goma(18) dentro de la ranura se puede montar la brida(2). Con cuatro pernos es alineada la brida intermedia(2) con la carcasa del seccionador. Después de este ajuste, deberán apretarse los tornillos de fijación en cruz con el par de apriete.

El contacto deslizante(3) es mantenido sujeto contra el dispositivo de fijación de la carcasa(4), a través de otro orificio del seccionador atornillado desde afuera con 4 tornillos. No se deben apretar demasiado los tornillos, con el fin de poder alinear el contacto deslizante. Al mismo tiempo debe tenerse en cuenta que el acoplamiento de la columna giratoria vaya alineado con la abertura del seccionador.

El contacto principal(5) es empujado dentro del seguro contra el giro ubicado en el soporte(28). El segundo soporte del contacto principal(6).

AJUSTE

Con una herramienta auxiliar se empuja el tubo de contacto(9) junto con la varilla del conector a tierra, en la posición "CONECTADO". La herramienta auxiliar, se emplea también como calibre de ajuste para el montaje correcto de la columna giratoria.

1.3 CUCHILLAS DE PUESTA A TIERRA.

GENERALIDADES

Las cuchillas de puesta a tierra se diseñan como elementos incorporables, que pueden aplicarse como conectadores a tierra de trabajos tripolares, de accionamiento eléctrico, o unipolar de accionamiento manual. También puede emplearse como cuchilla de puesta a tierra tripolar rápido. Tres cuchillas a tierra forman una unidad tripolar montada en la instalación, juntamente con el accionamiento.

CONSTRUCCION DE UNA CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA

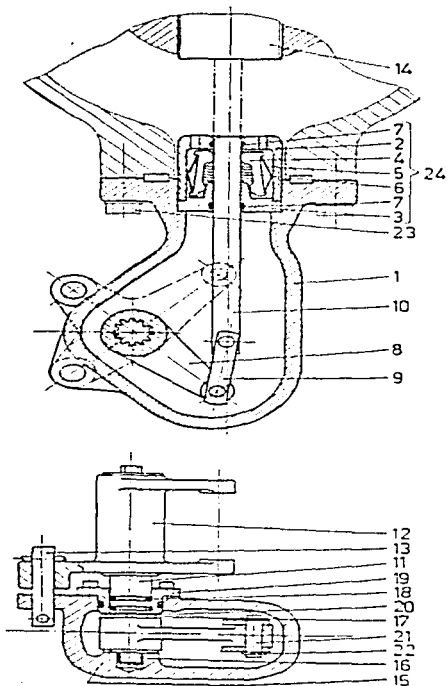
Las figuras 1 y 2, muestran una sección de un polo en la posición "DESCONECTADO". Un polo está compuesto esencialmente por los siguientes grupos principales :

- Caja de la cuchilla de puesta a tierra
- Arbol completo
- Palanca con embridamiento y varilla de conexión
- Contacto de la cuchilla de puesta a tierra

FUNCION

La mayoría de los fabricantes describen el funcionamiento de la cuchilla de puesta a tierra de la siguiente forma :

La cuchilla de puesta a tierra, está compuesto por una caja de la cuchilla(1) con un contacto incorporado del conector a tierra y con una varilla de conexión(10), accionada por una palanca(8) y el embridamiento(9). El árbol de accionamiento(11) es conducido al exterior a través de la caja de la cuchilla de puesta a tierra. Con un movimiento de giro de 90° son accionadas las cuchillas de puesta a tierra con sus palancas(12) correspondientes de forma tripolar o monopolar. La posición momentánea de "CONECTADO" o "DESCONECTADO" es señalizada por un indicador de posición en el varillaje de accionamiento con "CONECTADO" o "DESCONECTADO" y se asegura mediante la inserción de un perno(13). El contracontacto de la cuchilla a tierra(14) está incorporado en distintos electrodos y soportes.



Leyenda

- 1 Caja
- 2 Anillo de arco
- 3 Soporte
- 4 Dedo de contacto
- 5 Muelle de contacto
- 6 Cesta
- 7 Cojinete
- 8 Palanca
- 9 Empujamiento
- 10 Varilla de conexión
- 11 Arbol
- 12 Palanca de accionamiento
- 13 Perno de seguridad
- 14 Contracontacto del conector a tierra
- 15 Arandela
- 16 Casquillo de cojinete
- 17 Anillo de seguridad
- 18 Anillo de empujadura
- 19 Casquillo de cojinete
- 20 Arandela
- 21 Perno
- 22 Abrasadora de seguridad
- 23 Tornillo de fijación
- 24 Contacto del conector a tierra

FIG. 1

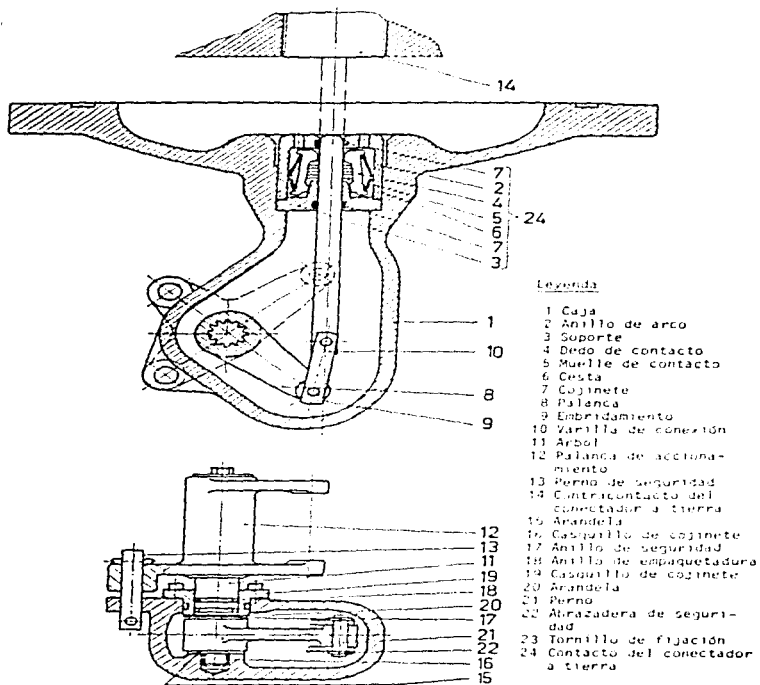


FIG. 2

MONTAJE DE LA CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA

El procedimiento para realizar un adecuado montaje de una cuchilla de puesta a tierra, que recomiendan los propios fabricantes, es el descrito a continuación:

Se debe insertar la arandela(15); introducir la caja(1) la varilla de conexión, incluso el mecanismo de palanca(8). Centrar la palanca y se monta seguidamente el árbol de accionamiento(11) con cojinete(19) y arandela(20). Se eleva la varilla de conexión(10) y se monta el contacto del conector a tierra(24). Empleando una herramienta auxiliar, se debe apretar el contacto de la cuchilla de puesta a tierra con una fuerza mínima de torsión de 120 Nm.

REVISION

Para la revisión de los desconectores a tierra se deben desmontar los anillos de arco(2) con una herramienta auxiliar, pudiéndose entonces desmontar el contacto del conector a tierra(24). Se debe comprobar que todas las piezas con desgaste elevado, incluyendo las empaquetaduras, y reemplazarlas eventualmente.

Una vez desmontado el contracontacto del desconector a tierra(14), se deben controlar los dedos de contacto(4) y sustituirlos si es necesario.

2.4 CUCHILLA A TIERRA RAPIDA

GENERALIDADES

La cuchilla a tierra rápida está concebida como un elemento de montaje para instalaciones en recintos interiores. Operan los tres polos por medio de una varilla, que es comandada por un motor de accionamiento. El conector a tierra rápido está compuesto esencialmente de los siguientes elementos de construcción:

- Cáster del conector a tierra (1)
- Palanca de embridamiento (2)
- Varilla de conexión (3)
- Contacto del conector a tierra (4)
- Soporte de resorte (5)
- Muelle espiral (6)
- Cubo del resorte (7)
- Eje (8)
- Palanca despacio (9)
- Palanca con eje (10)

- Barra de conexión	(11)
- Barra tensora	(12)
- Trinquete	(13)
- Palanca de impulsión	(14)
- Paquete de resortes de freno	(15)
- Rodillo	(16)

En la figura 1 se ilustra la cuchilla a tierra rápida, con sus partes que la integran.

FUNCION

La función de la cuchilla a tierra rápida es la de conectar a tierra, las tres fases de una instalación bajo tensión o respaldar secciones de fase, efectuándolo igualmente bajo condiciones de corto circuito.

CONSTRUCCION

La construcción de las cuchillas de puesta a tierra rápida se puede resumir de la siguiente forma, según prescripciones de los propios fabricantes :

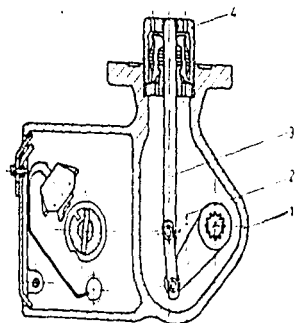
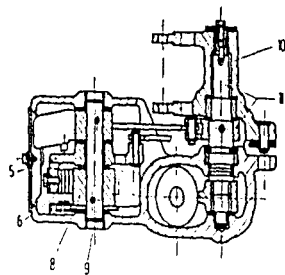
Tres conectadores a tierra rápidos con un motor de accionamiento, impulsados por un varillaje, son tensados durante aproximadamente 10 segundos. La posición normal(servicio) es la posición "DESCONECTADO".

El muelle espiral(6) queda asegurado contra torsión por el trinquete (14) en el eje(9), hasta que el soporte del resorte(5) oprime sobre el trinquete(14) y libera la palanca de impulsión(15).

Mediante un movimiento de rotación del eje(9) de 90° por la barra de conexión, se conecta la varilla de conexión por la energía del resorte liberada. La energía empleada, es distribuida por el grupo de resortes(10) en la posición final "DESCONECTADA". La duración de conexión de "DESCONECTADA" a "CONECTADA" es de aproximadamente 17 msecs.

Mediante la introducción de un perno en los orificios A y B, es asegurada la cuchilla a tierra rápida. La posición para desconectar se obtiene con el motor de accionamiento de la siguiente forma: la palanca(10) es girada en 90° que recoge al mismo tiempo la palanca(11), la varilla de conexión(3) se desplaza a la posición "DESCONECTADA". La barra de conexión(12) gira hacia atrás la palanca de impulsión(15), el soporte de resorte(5) y el muelle espiral(6), hasta que el rodillo(17) queda enclavado en el trinquete(14).

Después de la conexión bajo condición de corto circuito, se debe cambiar el contracontacto de la cuchilla a tierra rápida en los electrodos. Se debe comprobar si los electrodos presentan huellas de quemaduras y sustituirlos eventualmente.



Posición "DESCONECTADO"

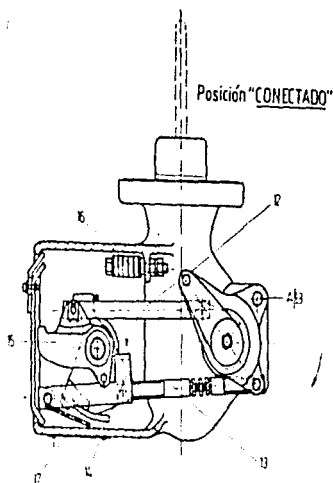


FIG.1

2.5 CUCHILLA A TIERRA AISLADA

GENERALIDADES

Con la cuchilla a tierra aislada integrada a la instalación en SF₆, existe la posibilidad adicional de efectuar mediciones, o sea que puede transmitirse desde afuera, una corriente de medición al interior (el conductor) con el conector a tierra conmutado. La diferencia con la cuchilla a tierra montada normalmente, consiste solamente en la forma de ejecución de la parte de las bridas del cárter del conector a tierra, del material de sujeción (tornillos, placas de apoyo, etc) así como de la empaquetadura de la brida. Esta última es confeccionada con una mezcla de hules especiales de resistencia eléctrica elevada. Para la medición se precisan 2 cuchillas de puesta a tierra, una de ellas unipolar aislada para la alimentación de la corriente de medida y la otra para el retorno de la corriente por el blindaje. La posición de la cuchilla a tierra unipolar aislada, se puede ver en las figuras 1 o 2.

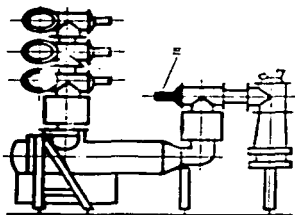


Figura 1

Conector a tierra unipolar "E"
aislado en cárter 1

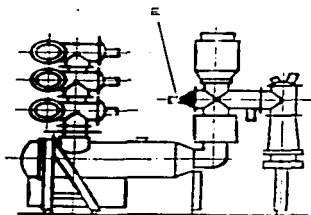


Figura 2

Conector a tierra unipolar "E"
aislado en seccionador 3

El montaje de la cuchilla a tierra aislada, se efectúa en la forma tripolar, según prescripciones del fabricante. Se deben observar además los siguientes puntos :

- Por cada conector a tierra se montan 2 mallas de cobre
- La resistencia de paso R1 es como máximo de 45µΩ y se debe comprobar durante el montaje
- Entre el cárter y la brida del conector a tierra hay montada una arandela aisladora.
- Los tornillos de fijación del conector a tierra se montan con aislamiento.
- El varillaje de accionamiento va equipado en los puntos 1,2 y 3, con una cabeza de articulación aislada.
- Los soportes del accionamiento van integrados con aislamiento al cárter de la cuchilla a tierra rápida. El accionamiento con el varillaje y los soportes del mismo, está nivelado al mismo potencial que la cuchilla a tierra de la fase media.

2.6 ACCIONAMIENTO POR MOTOR

DESCRIPCION DEL FUNCIONAMIENTO DEL ACCIONAMIENTO POR MOTOR.

El motor de brida de fijación(1) debe accionar el husillo(2) por medio de un engranaje de ruedas dentadas cilíndricas de 2 escalones. Mediante una tuerca(3) colocada sobre el husillo, una palanca(4) y una corredera(5), es transformado el movimiento longitudinal en un movimiento giratorio. El ángulo de giro del árbol(6) es de 78°. El accionamiento del interruptor auxiliar se produce por un mecanismo acoplado a la tuerca del husillo, que impulsa una varilla ajustable(7). Por medio de la manivela, que es introducida directamente en el husillo(2), se puede abastar manualmente el accionamiento. Cuando está insertada la manivela, se interrumpe el circuito del motor. Todas las conexiones eléctricas son establecidas por enchufes, que se encuentran en la pared del fondo del accionamiento.

Las figura 1 y 2 nos muestran el accionamiento por motor con las partes que lo integran.

EQUIPOS SUPLEMENTARIOS POSIBLES

- Contador de Operaciones Mecánico : el accionamiento del contador de operaciones(9) es producido por el árbol(6), a través de la varilla de accionamiento del contador(8). La indicación del contador puede ser leída por la mirilla(10) en el lado de servicio del accionamiento.

- **Interruptor de Bloqueo** : la empuñadura(11) del interruptor de bloqueo(12), puede ser asegurada en toda posición con candados. Pueden ser ajustadas las siguientes formas de servicio :

a) **Desconectado** : el circuito del motor está interrumpido por el interruptor de bloqueo(12); la chapaleta de bloqueo(13) impide que pueda introducirse la manivela y, cuando se ha incorporado un bloqueo mecánico de posición final, es bloqueada en sus posiciones finales la tuerca del husillo(3) por la chapaleta(14)

b) **Remoto** : posición normal, liberación del accionamiento por telemando. La manivela no puede ser introducida.

c) **Local** : liberación del accionamiento por el botón pulsador conectado(15) o desconectado(16).

d) **Emergencia** : el circuito del motor está interrumpido. Si no se ha incorporado un imán de desenclavamiento(21), es posible introducir la manivela ya que la chapaleta de bloqueo(13) es levantada forzosamente. Habiendo no obstante un imán de desenclavamiento, es levantada solamente la chapaleta de bloqueo, si se ha liberado por el mando el accionamiento, o sea cuando el imán de desenclavamiento(21) está cerrado.

e) **Desenclavado** : esta posición existe solamente cuando se ha incorporado un imán de desenclavamiento(21). Puede ser ajustada solamente quitando el perno de bloqueo(17), que puede ser inmovilizado con un candado, lo cual origina la interrupción del circuito del motor y la chapaleta de bloqueo(13) es alzada.

- **Enclavamiento Mecánico de la Posición Final** : el enclavamiento mecánico de la posición final es solo posible, cuando un interruptor de bloqueo(12) está incorporado. Este se compone de una chapaleta(14), la palanca(18), los cojinetes(19) y el varillaje(20). Sólo en las posiciones finales del accionamiento puede ser girada la chapaleta(14).

- **Imán de desenclavamiento** : mediante el imán de desenclavamiento(21) puede ser alzada la chapaleta de bloqueo(13). De esta forma es posible manejar con la manivela el accionamiento. Para que cierre el imán se deben cumplir los siguientes requisitos: poner el interruptor de bloqueo(12) en la posición de "EMERGENCIA" y liberación por el mando de la instalación.

Después de 2500 conexiones o cada 5 años, se deben engrasar los husillos de movimiento y el engranaje con un aceite especial y el cual no debe ser sustituido por otro que el fabricante no haya recomendado (algunos fabricantes recomiendan para esta acción de engrasar el Ascol 0-365,2). Los accionamientos son provistos desde fábrica con esta grasa y no deberán reengrasarse con otro tipo de grasa.

Leyendas de los anexos 1 y 2

<u>Pos.</u>	<u>Denominación</u>
1	Motor de brida de fijación
2	Husillo de movimiento
3	Tuerca del husillo
4	Palanca
5	Corredera
6	Arbol
7	Varilla de conexión
8	Varilla de accionamiento del contador
9	Cuentacarreras
10	Mirilla
11	Empuñadura
12	Interruptor de bloqueo
13	Chapaleta de enclavamiento
14	Chapaleta
15	Botón pulsador "CONECTADO"
16	Botón pulsador "DESCONECTADO"
17	Perno de bloqueo
18	Palanca
19	Cajinete
20	Varillaje
21	Imán de desenclavamiento
22	Tornillo de ajuste
23	Bielva de empuje
24	Rotor
25	Palanca de elevación
26	Unión atornillada
27	Tornillo de sujeción
28	Portabornes
29	Brida
30	Tapa
31	Placa de mando
32	Placa del interruptor
33	Placa frontal
34	Palanca
35	Arbol
36	Sistema de palancas
37	Tuerca de ajuste
38	Varillaje
39	Varillaje
40	Varillaje
41	Perno de bloqueo
42	Palanca de accionamiento
43	Interruptor auxiliar
44	Caja
45	Tapa
46	Tapa del orificio de manivela
47	Ventilación
48	Junta
49	Enchufe
50	Caja de conexión

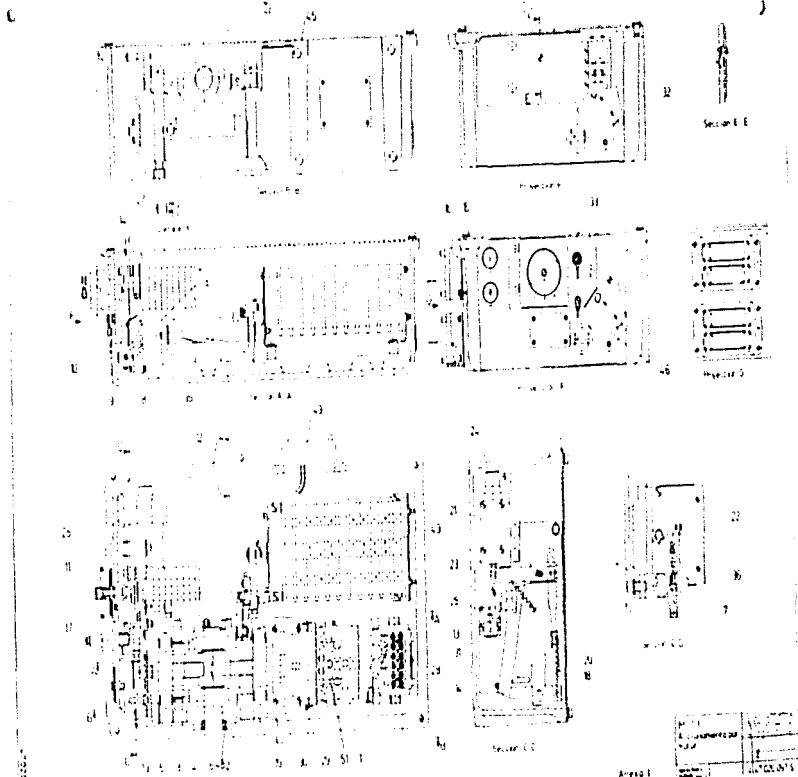
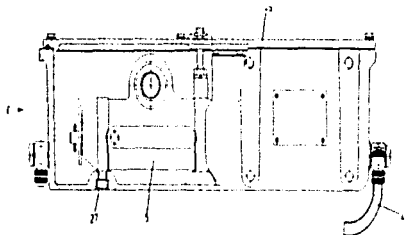
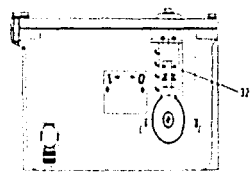


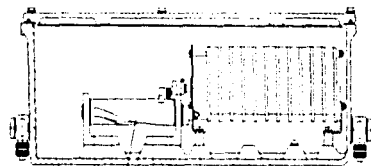
FIG. 1



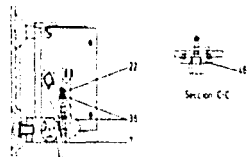
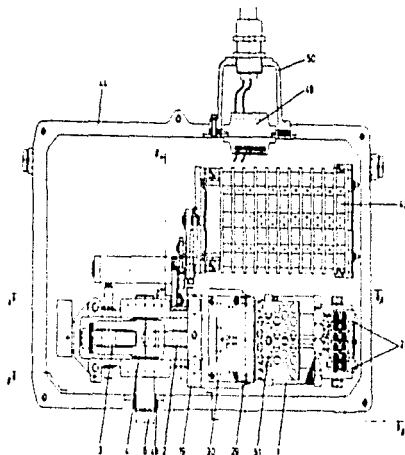
Section BB



Section EE



Section AA



Section CC

Section CC

5-160 00027 *

FIG. 2
12
10
9
8
7
6
5
4
3

Ca

Area 2

94-11		REVISION
APPROVED	DATE	BY
1/28/55	1/28/55	
1/28/55	1/28/55	

FIG. 2

Cada 5000 conexiones deben controlarse los accionamientos con respecto al desgaste y controlar los ajustes. Las siguientes piezas deben controlarse en cuanto al desgaste y sustituirlas si es necesario :

- Motor de accionamiento: colector, escobillas, pines, cojinetes, freno.
- Sistema de corredera: ruedas dentadas, cojinetes, husillos, guía longitudinal, tuerca del husillo, rodillos, palancas, resortes de disco
- Interruptor auxiliar: mecanismo de conexión, palanca, contactos.
- Contador de operaciones: varillaje
- Interruptor de bloqueo: contactos

2.7 TRANSFORMADORES DE MEDICION

Los transformadores de medición deben siempre responder a los requerimientos para los cuales son diseñados, considerando los múltiples elementos del equipo de red, así como los sistemas de protección y de medida. Por consiguiente, la parte activa deberá alojarse en envolventes estandarizadas para ser colocados en un punto cualquiera de la instalación. Los sistemas aislados en SF₆ comprenden transformadores de tensión inductivos o capacitivos y transformadores de intensidad inductivos. El transformador de tensión inductivo tiene un núcleo magnético sobre el que está dispuesto el arrollamiento secundario en el interior y el arrollamiento primario en el exterior. El arrollamiento primario está aislado por hojas impregnadas-SF₆ y el electrodo forma una pantalla del lado de alta tensión. La conexión de alta tensión conecta el arrollamiento primario al de la instalación.

Los arrollamientos secundarios llegan a la caja de bornes desde la que parten los cables. Con su tapa, la envolvente constituye un compartimento de gas perteneciente a la parte activa, vigilado por su densímetro, protegido por la placa de descarga de sobrepresión y provisto de un absorbente para mantener el gas en estado seco. En el transformador de tensión capacitivo, el núcleo y sus arrollamientos han sido reemplazados por un condensador de alta tensión alojado en la envolvente y acoplado a un amplificador electrónico que suministra las señales a los equipos de protección y medición.

El transformador de intensidad consta de núcleos anulares, individuales. El conductor por el que circula la corriente por medir atraviesa los núcleos anulares en su centro y sirve como arrollamiento primario. El arrollamiento secundario está dispuesto sobre el núcleo y conectado a la caja de bornes con los conductores de medida. Los núcleos pueden construirse según las exigencias de las clases de medida o de protección, los últimos incluso linealizados. La relación de transformación, la potencia de precisión y el comportamiento transitorio pueden adaptarse a todas las condiciones y normas conocidas.

Es posible la conmutación de la relación de transformación por el lado secundario. Los núcleos están alojados en un cárter de fundición de aluminio y apantallados con el tubo interior con respecto al conductor primario, lo que limita simultáneamente el compartimento del gas. También se pueden utilizar transformadores de intensidad de primario en cable para medir la corriente.

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE

En la figura 1 se muestra una sección de un transformador de corriente, el cual está compuesto esencialmente de :

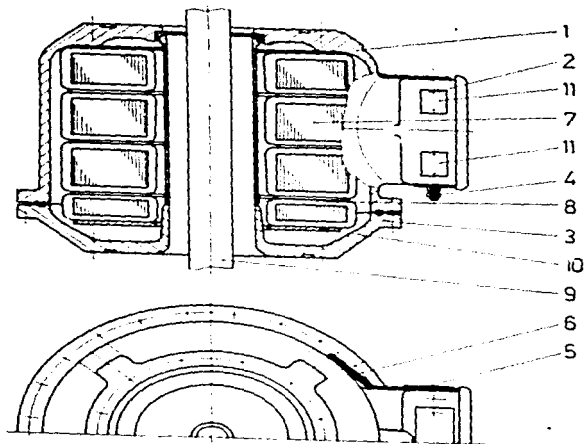
- Caja de transformador : la caja del transformador(1) con la caja de bornes(2) y la brida atornillada completa(3) se compone de aluminio forjado. El tornillo de toma de tierra(4), placa de características(5) y, en caso de transformadores de conmutación secundaria, la placa de esquema(6), van montados en la caja.
- Sección de activación : la sección de activación del transformador consiste en los núcleos(7), el electrodo(8) junto al potencial de tierra soldado a la brida completa(3) y la placa portador(10).
- Arrollamiento primario : el arrollamiento primario está representado por el conductor recto(9) de la instalación.
- Puesta en servicio : antes de la puesta en servicio se debe controlar, si han sido efectuadas las conexiones de la parte secundaria correctamente. Si no ha sido conectada ninguna línea de consumo en los bornes, se deben cortocircuitar todos los bornes y ponerlos a tierra.
- Mantenimiento : el transformador no precisa mantenimiento, ni tampoco controles.

TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

Un transformador de potencial está compuesto principalmente de los siguientes elementos:

- Caja
- Grupo activo
- Aislador de alta tensión

En la figura 2 se ilustra el transformador de potencial con las partes que lo integran.



- | | |
|--------------------------------|------------------------|
| 1- Caja de transformador | 7- Núcleo |
| 2- Caja de bornes | 8- Electrodo |
| 3- Brida completa | 9- Conductor |
| 4- Tornillo de puesta a tierra | 10- Placa portadora |
| 5- Placa de características | 11- Placa de polaridad |
| 6- Placa de esquema | |

FIG.1

CAJA DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIAL

La caja(9) con la tapa atornillada(3) es de aluminio forjado. Los cáncamos(14) van fundidos sobre la caja y tapa. En la tapa van ubicados la caja de bornes(1), la conexión a tierra(4), la placa indicadora de potencia(2), el vigilante de densidad(11), la válvula para llenado de gas(13) y la placa de rotura. La caja de bornes es espaciosa y permite el montaje de fusibles.

GRUPO ACTIVO

- El grupo activo del transformador va atornillado en la tapa y se compone del núcleo(6), el arrollamiento secundario(8) y el bobinado de alta tensión(7) con el electrodo de alta tensión y la terminal de alta tensión(10). Los extremos de los arrollamientos secundarios son conducidos fuera de la caja a la caja de bornes(1), a través de un paso múltiple impermeable al gas. El terminal del lado de tierra del bobinado de alta tensión, aislado para 4 Kv , es igualmente conducido a un borne, siendo allí puesto a tierra.

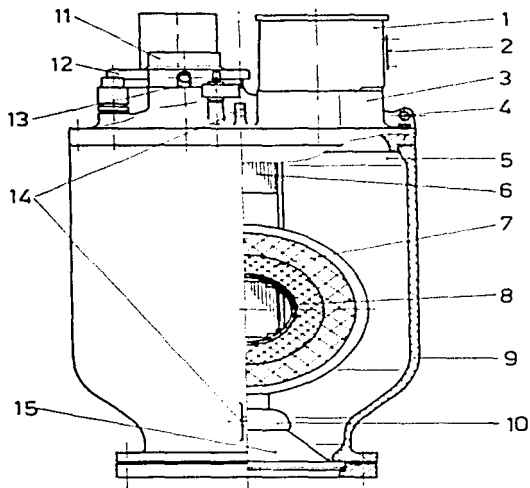
AISLADOR DE ALTA TENSION

- El aislador(15) tiene forma de cono. La pieza de conexión va incorporada al cono con laminillas MC. El transporte se debe hacer en posición vertical, con el terminal de alta tensión hacia abajo. Una tapa de la caja de transporte cubre la conexión de alta tensión y protege la superficie de empacquetadura de la brida de acoplamiento. El transformador se envía con un llenado de gas SF6 a una sobrepresión de aproximadamente 0.2 hasta 0.3 bar.

Durante la descarga y el desembalaje, se debe cuidar que las placas de rotura, vigilantes de densidad y válvulas de llenado no reciban golpes.

MONTAJE DEL TRANSFORMADOR EN EL CAMPO

Se debe limpiar la sección de la instalación para el montaje del transformador, cubriéndolo luego con un forro de plástico. Se demonta la tapa de la caja de transporte, se limpia el aislador , la pieza de empalme y la parte de juntas según la prescripción del fabricante, se procede a llenar el transformador con gas SF6 según la prescripción de llenado indicada por el fabricante.



- 1 Caja de bornes
- 2 Placa indicadora de potencia
- 3 Tapa
- 4 Conexión a tierra
- 5 Aislamiento de gas SF6
- 6 Núcleo
- 7 Bobinado de alta tensión
- 8 Bobinado secundario

- 9 Caja
- 10 Terminal de alta tensión
- 11 Vigilante de densidad
- 12 Placa de rotura
- 13 Válvula para llenado de gas
- 14 Cáncamos
- 15 Aislador

FIG. 2

PUESTA EN SERVICIO

Antes de la puesta en servicio se debe controlar, si las conexiones del lado secundario han sido efectuadas correctamente. Los transformadores de tensión pueden soportar una carga continua con la potencia nominal, si se llega como máximo al rendimiento límite. En caso de no estar conectado ningún consumo en los bornes de un bobinado secundario, se deben mantener éstos abiertos. Todo el aparato se debe poner a tierra en el tornillo correspondiente.

El transformador no requiere mantenimiento ni control alguno, la revisión de un transformador defectuoso debe ser ejecutada por el fabricante.

2.8 ELEMENTOS DE ACOPLAMIENTO

Las conexiones entre los componentes activos de la configuración SF₆ se establecen con elementos de acoplamiento. Se trata de envolventes de aluminio, conductores y aisladores-soporte cónicos. Todos los conductores tubulares están enclafados. Los elementos de interconexión rectos y simples se fabrican en escalones de 100mm, hasta una longitud máxima de 350mm.

La gama de elementos en T, angulares o cruciformes, así como conectores en ángulo con diferentes ángulos de apertura, permite optimizar la disposición de la instalación. Resultan más exigentes aquellos elementos cuya longitud deba ser variable en servicio para poder hacer frente a las dilataciones o que permitan cambios durante el montaje o ampliación de la instalación.

Un elemento de acoplamiento está compuesto por :

Caja de acoplamiento	(1)
Brida de aprietes	(2)
Anillo	(3)
Anillo de empaquetadura	(4)
Manguito distanciador	(5)
Perno roscado	(6)

En la figura 1 se puede apreciar el elemento de acoplamiento, con las partes que lo integran.

FUNCION

La brida de aprietes(2) es presionada por medio de una tuerca en el perno roscado(6), contra el elemento adosado(caja de conexión). Así es alcanzada la presión necesaria del anillo de empaquetadura(4) embutido sobre la caja de acoplamiento(1), entre el anillo(3) y la brida(2). Los 6 manguitos distanciadores(5) sirven para la estabilización y para la transmisión de la corriente de retorno por el blindaje.

GENERALIDADES

Las piezas del elemento de acoplamiento son transportadas sueltas. Las bridas van cubiertas con tapas de transporte. Se deben proteger y tratar con cuidado los puntos herméticos, sobre todo la parte cilíndrica en la caja de acoplamiento.

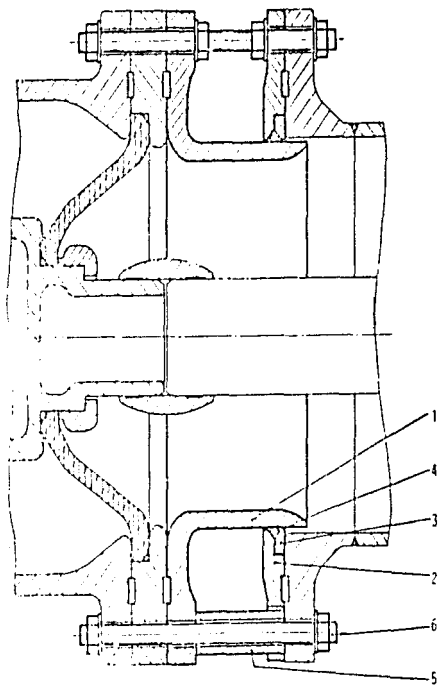


FIG.1

MONTAJE

El montaje del elemento de acoplamiento se debe realizar según lo indicado por los fabricantes, a continuación se indica dicho procedimiento :

- Se embute la brida de aprieter(2) sobre la parte cilíndrica de la caja de acoplamiento(1)
- Se estira por encima con cuidado el anillo de empaquetadura(4)
- Se pone encima el anillo(3), se debe engrasar el anillo de empaquetadura con silicon antes del montaje.
- Con 2 pernos roscados(6) y tuercas, afianzar ligeramente a la caja de conexión(7).
- Montar el soporte del conductor(10). Se debe apretar ligeramente a mano las tuercas.
- Introducir en el tubo conductor(8) con los manguitos(9). Para este objeto se desplazan los manguitos por completo sobre el conductor.
- Montar el elemento de barras colectoras. Para ello de debe tener especialmente en cuenta, que los componentes sean encajados horizontalmentever fig 2). Las juntas de brida(11) deben alojarse en ambos lados en las ranuras de las cajas de empalme.

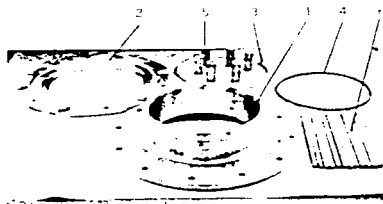


FIGURA 2

- Desplazar el elemento hacia el lado. Esto produce en la parte opuesta una abertura de aproximadamente 60mm. Ambas levas de guía del soporte del conductor(10) agarran en la parte contactada la brida de la caja vecina (ver figura 3)
- Afianzar ligeramente el elemento con 2 pernos roscados(6) y tuercas.
- Aplicar la palanca de acoplamiento(12) y desplazar en el manguito(9) en dirección longitudinal, hasta que se enclave el resorte de seguridad(perceptible por el aumento de la fuerza de empuje). La posición correcta puede ser verificada ópticamente, para lo cual se controla si el centro del manguito(9) coincide con el borde extremo.

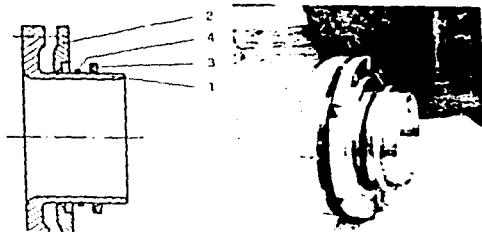


FIGURA 3

- Desmontar el soporte del conductor(10).
 - Cerrar la abertura mediante desplazamiento de los componentes. Al mismo tiempo se debe cuidar que la junta de la brida(11) esté alojada correctamente en la ranura.
 - Montar las tuercas de la brida y apretarlas con el par de giro preciso.
 - Acoplar la parte opuesta con la palanca de acoplamiento(12).
 - Retirar el soporte del conductor(10).
 - Cerrar la abertura extrayendo la caja de acoplamiento(1) de la caja de conexión(7).
- La junta de brida debe estar colocada correctamente en la ranura.
- Insertar el anillo(3), el anillo de empaquetadura(4) y la brida de apriete(2), empujándolos cuidadosamente a la brida de la caja de conexión(7).
 - Atornillar en ambos lados con los 6 pernos roscados(6) y las tuercas.
 - Colocar 6 manguitos distanciadores(5) y apoyos según necesidad, alianzándolos luego con pernos roscados(6) y tuercas.

REVISION

El elemento de acoplamiento no precisa mantenimiento ni tampoco control alguno.

2.9 APARATO DE CONTROL DE DENSIDAD (DENSIMETRO)

La capacidad de aislamiento del gas SF₆ depende de la densidad del mismo. Por lo tanto se deben vigilar simultáneamente la presión y la temperatura mediante el aparato de control de densidad, en correspondencia con la característica del gas SF₆.

Los densímetros, que vigilan cada uno de los compartimentos de gas, indican, con la ayuda de las alarmas de peligro, montadas en el armario de mando, toda divergencia con respecto a los valores normales. Los densímetros de los interruptores automáticos tienen además una función de enclavamiento de cierre de apertura según el umbral alcanzado.

Los densímetros tienen normalmente 2 puntos de trabajo: hacia el 93% de la densidad nominal de gas aparece la señal "rellenar" y hacia el 90%, es decir, al valor mínimo admisible de servicio, aparece la alarma "manipobrar y bloquear". Sobre demanda, también se puede prever un tercer nivel de señalización hacia el 110% de sobrepresión. La experiencia en operación ha probado que es posible mantener sin dificultad pérdidas de gas inferiores al 1% por año, por lo que resulta inútil prever un rellenado automático de gas.

En la figura 1 se puede ver el densímetro con las partes que lo integran.

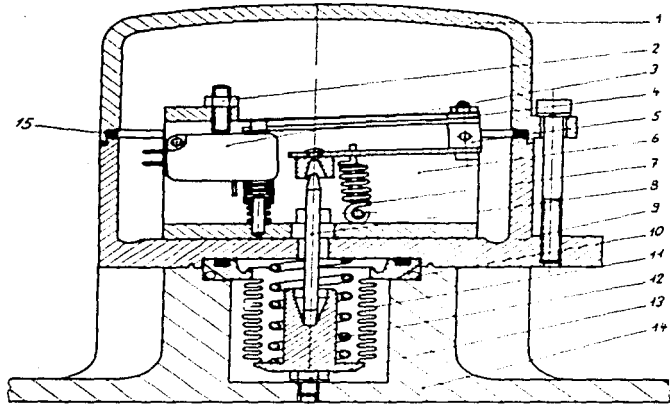
CONSTRUCCION

El aparato se compone esencialmente de un elemento de presión, cuyo efecto sobre el microinterruptor es transmitido por medio de un mando basculante bimetalico.

DATOS TECNICOS

- Densidad nominal del gas ----- 26, 29,5; 36; 43 Kg/m³
- Gama de temperatura----- -40 a + 70° C
- Desviación máxima de la característica nominal----- ± 0.1 Bar
- Precisión de repetición de los de los valores de ajuste----- ± 0.05 Bar
- Valor máximo de conmutación----- 0.4 Bar
- Capacidad de maniobra de los microinterruptores:

T E N S I O N (V)					
CORRIENTE (A)	250	24	48	110	220
CARGA RESISTIVA	10	4	0.9	0.25	0.15
CARGA INDUCTIVA	10	1.5	0.35	0.1	0.02



- 1 Tapa
- 2 Tornillo de regulacion
- 3 Microinterruptor
- 4 Tira Bimetálica
- 5 Basculador
- 6 Soporte
- 7 Muelle de accionamiento

- 8 Embolo de empuje
- 9 Caja
- 10 Empaquetadura de aire SF₆
- 11 Fuelle metálico
- 12 Resorte de compresión
- 13 Tobera
- 14 Aparato SF₆
- 15 Junta

FIG.1

AJUSTE DEL APARATO

Ajuste de la presión

El aparato de control de presión está provisto de microinterruptores ajustables independientemente entre sí, (posición 3) con tornillos de regulación (posición 2). Girando los tornillos de regulación en el sentido de la manecillas del reloj (ver fig 2), se reduce la presión de ajuste. Durante el proceso no deben ser tocadas las tiras bimetales (posición 4).

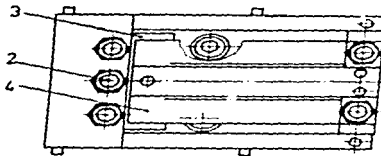


FIGURA 2. AJUSTE DEL DENSIMETRO

2. 10 PREESCRIPCIÓN DE RELLENADO PARA INTERRUPTOR

GENERALIDADES

El llenado del interruptor se efectúa con la carretilla de llenado de gas, cuando reacciona el aparato de control de densidad. Pero por lo general sólo si se constata una necesidad con motivo de un control rutinario.

CONTROL DE LA VALVULA DE SEGURIDAD EN LA CARRETILLA DE RELLENADO

Cuando hace algún tiempo que fue utilizada últimamente la carretilla de rellenado, debe ser soplada la válvula de seguridad. Se debe aumentar la presión, con el dispositivo de llenado cerrado, hasta que reacciona la válvula de seguridad. Se debe comparar la presión de reacción con las indicaciones sobre la válvula de seguridad.

DETERMINACION DE LA PRESION DE LLENADO

La temperatura media del gas, necesaria para el llenado correcto, se determina de la siguiente forma:

- a) Instalación como mínimo 3 horas fuera de servicio
Temperatura del recipiente - temperatura media del gas
- b) Instalación desde hace 3 horas mínimo en servicio
Temperatura del recipiente + 5° C - temperatura media del gas.

IMPORTANTE : La temperatura del recipiente se debe determinar siempre con termómetro en la proximidad inmediata del aparato de control de densidad.

RELLENADO DE LOS INTERRUPTORES

Se ajusta el reductor de presión aproximadamente al 130% de la presión nominal. Se monta el dispositivo de llenado correspondiente y controlar la presión. Se empalma el tubo y observar el manómetro en el dispositivo de llenado. Cuando se ha alcanzado la presión de servicio nominal, se desacopla el tubo, se lee la presión y se compara con la presión determinada con anterioridad.

En la tabla 1 se indican presiones para el rellenado de los interruptores para una subestación aislada en SF₆.

TABLA I

**INDICACIONES DE PRESION PARA EL RELLENADO
DE LOS INTERRUPTORES DE UNA S.E. AISLADA
EN SF₆**

Temperatura media del gas en °C	0 - 1000 sobre nivel del mar		1000 - 2000 sobre nivel del mar		2000 - 3000 sobre nivel del mar	
	Presión nominal		Presión nominal		Presión nominal	
	bar u	MPa u	bar u	MPa u	bar u	MPa u
- 27 + - 25	4,8	0,48	4,9	0,49	5,0	0,5
- 24 + - 22	4,9	0,49	5,0	0,5	5,1	0,51
- 21 + - 19	5,0	0,5	5,1	0,51	5,2	0,52
- 18 + - 16	5,1	0,51	5,2	0,52	5,3	0,53
- 15 + - 13	5,2	0,52	5,3	0,53	5,4	0,54
- 12 + - 11	5,25	0,525	5,35	0,535	5,45	0,545
- 10 + - 8	5,3	0,53	5,4	0,54	5,5	0,55
- 7 + - 5	5,4	0,54	5,5	0,55	5,6	0,56
- 4 + - 2	5,5	0,55	5,6	0,56	5,7	0,57
- 1 + - 1	5,6	0,56	5,7	0,57	5,8	0,58
2 + 4	5,7	0,57	5,8	0,58	5,9	0,59
5 + 7	5,8	0,58	5,9	0,59	6,0	0,6
8 + 9	5,85	0,585	5,95	0,595	6,05	0,605
10 + 12	5,9	0,59	6,0	0,6	6,1	0,61
13 + 15	6,0	0,6	6,1	0,61	6,2	0,62
16 + 18	6,1	0,61	6,2	0,62	6,3	0,63
19 + 21	6,2	0,62	6,3	0,63	6,4	0,64
22 + 24	6,3	0,63	6,4	0,64	6,5	0,65
25 + 27	6,4	0,64	6,5	0,65	6,6	0,66
28 + 30	6,5	0,65	6,6	0,66	6,7	0,67
31 + 32	6,55	0,655	6,65	0,665	6,75	0,675
33 + 35	6,6	0,6	6,7	0,67	6,8	0,68
36 + 38	6,7	0,67	6,8	0,68	6,9	0,69
39 + 41	6,8	0,68	6,9	0,69	7,0	0,7
42 + 44	6,9	0,69	7,0	0,7	7,1	0,71
45 + 47	7,0	0,7	7,1	0,71	7,2	0,72
48 + 50	7,1	0,71	7,2	0,72	7,3	0,73
51 + 52	7,15	0,715	7,25	0,725	7,35	0,735
53 + 55	7,25	0,725	7,35	0,735	7,45	0,745
56 + 58	7,35	0,735	7,45	0,745	7,55	0,755
59 + 61	7,45	0,745	7,55	0,755	7,65	0,765
62 + 64	7,55	0,755	7,65	0,765	7,75	0,775
65 + 67	7,65	0,765	7,75	0,775	7,85	0,785
68 + 70	7,75	0,775	7,85	0,785	7,95	0,795
71 + 72	7,8	0,78	7,9	0,79	8,0	0,8

2. 11 ABSORBEDORES Y PLACAS DE RUPTURA.

DESCRIPCION

Los elementos de protección ABSORBEDOR Y PLACA DE RUPTURA se han previsto como complemento de los elementos indicadores y de señalización de las cámaras de gas, como por ejemplo, vigilador de densidad, a fin de asegurar la función del gas SF₆.

Los absorbedores (fig 1,2, y 3) se encargan de retener la humedad contenida en el SF₆ y los productos gaseosos producidos de la descomposición del gas. Constan de un depósito que contiene un tamiz molecular de granulado. Los absorbedores se encuentran instalados dentro de una envoltura que inhibe la difusión, con el fin de asegurar la protección contra la absorción de humedad durante el almacenamiento. En la instalación, los absorbedores se encuentran dispuestos, de manera fácilmente accesibles, bajo la placa de ruptura, mientras que en los interruptores y las cuchillas bajo carga están montados en las correspondientes tapas (fig 4)

Las placas de ruptura protegen el depósito de la instalación de SF₆ contra sobrepresiones inadmisibles. Son de grafito impregnado resistente al envejecimiento y se encuentran instaladas en un lugar apropiado en cada cámara de gas (las figuras 4 y 5 muestran ejemplos de montaje con y sin absorbedor)

MONTAJE Y MANTENIMIENTO

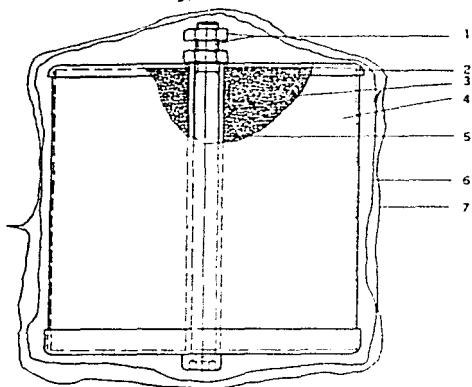
Los absorbedores son unos elementos de protección que deberán sustituirse antes de cada rellenado de una cámara de gas con SF₆ (por ejemplo, después de haber efectuado trabajos de mantenimiento). El embalaje de protección sólo deberá retirarse poco antes de iniciar los trabajos de montaje, de manera que el absorbedor se encuentre expuesto al aire ambiente durante un tiempo no superior a los 15 minutos. Los absorbedores usados no son recuperables y deberán neutralizarse antes de su evacuación.

Las placas de ruptura y las juntas correspondientes no requieren ningún mantenimiento. Cuando es preciso retirar las placas de ruptura para poder realizar trabajos de mantenimiento en el equipo (por ejemplo, sustitución de un absorbedor), se procederá de la manera siguiente:

- Desmontaje de las placas de ruptura

Retirar los 4 tornillos 8, 7, 6, 5 (fig 4, vista A) según este mismo orden. Se aflojan cada uno de los tornillos 4, 3, 2, 1 en este mismo orden, en ¼ de vuelta. Se repite esta operación hasta sacar los tornillos. Se retira la placa de ruptura; cuando se encuentre pegada, se separa cuidadosamente, usando la herramienta apropiada.

Fig. 1



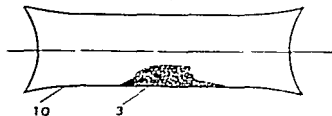
Legenda:

1. Tornillo y tuerca
2. Tapa del adsorbedor
3. Tubo molecular
4. Cartucho del adsorbedor
5. Tubo distanciador
6. Envoltura de protección
7. Saco del adsorbedor
8. Tapa
9. Deposito
10. Saco de tela

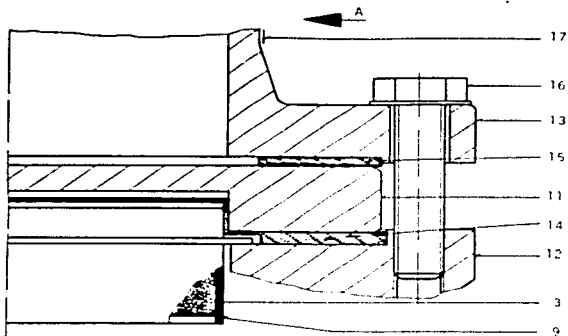
Fig. 2



Fig. 3

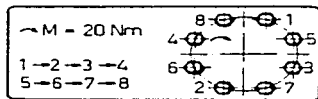


- Montaje de las placas de ruptura, diámetro nominal 100mm, 8 tornillos (fig 4)
- Introducir el absorbedor (3 +9), siempre que haya sido previsto, en la abertura de envoltura, colocar nueva membrana(14) sobre el absorbedor, montar la placa de ruptura(11) con la junta exterior(15) y el tubo de protección(13)
- Se colocan los tornillos de fijación 1 y 2(fig 4, vista A), apretarlos a mano hasta que se apoyen en el tubo de protección(13), y apretarlos a continuación, con la llave dinamométrica, con un par de apriete M = 20 Nm.
- Se colocan a mano los tornillos de fijación restantes, y apretarlos según indicaciones de la fig 4, vista A con M = 20 Nm.
- Se vuelven a apretar todos los tornillos de fijación, a efectos de verificación, en sentido circular.
- Montaje de las placas de ruptura de diámetro nominal 200 mm, 12 tornillos(fig 5)
- Montar la membrana(14), así como también la placa de ruptura(11) con la junta exterior(15) y brida(18).
- Colocar los tornillos de fijación 1 y 2(fig 5, vista A), y apretarlos a mano hasta que se apoyen en la brida (18); acto seguido, apretarlos con la llave dinamométrica.
- Colocar los tornillos de fijación restantes, y apretarlos según indicaciones de la fig 5, vista A.
- Apretar el tornillo de fijación según figura 5, vista A .
- Se vuelven a apretar todos los tornillos de fijación, a efectos de verificación, en sentido circular .



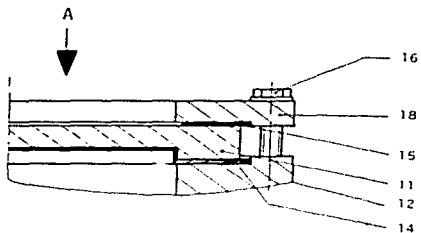
Leyenda:

- 3 Tamiz molecular
- 9 Depósito
- 11 Placa de ruptura
- 12 Aparato
- 13 Tubo de protección
- 14 Membrana
- 15 Junta
- 16 Tornillo de fijación
- 17 Placa indicadora



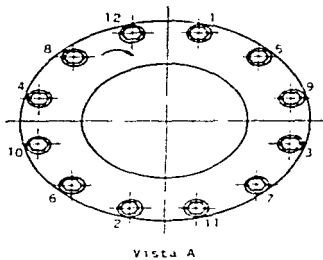
Vista A

Fig. 4



Leyenda:

- 11 Placa de ruptura
- 12 Aparato
- 14 Membrana
- 15 Junta
- 16 Tornillo de fijación
- 18 Brida



$M = 40Nm$

1 — 2 — 3 — 4 — 5 — 6
 7 — 8 — 9 — 10 — 11 — 12

Fig. 5

2. 12 SISTEMA DE MANDO LOCAL

ESTRUCTURA

Para cada celda de SF₆, se suministra un gabinete de mando local adaptado al ancho de dicha celda. Con ello, se crea un frente de tablero de mando cerrado que tiene la misma longitud de instalación de alta tensión.

El armario de mando local (ver fig 1) está constituido por armarios normalizados de dimensiones globales 2000mm o 1500 mm de ancho, 600mm de profundidad y 2200 mm de altura. El armario tiene, delante, 2 puertas con candado y empuñadura de palanca. Abajo, su fondo está abierto para facilitar la entrada de los cables que vienen por debajo del suelo.

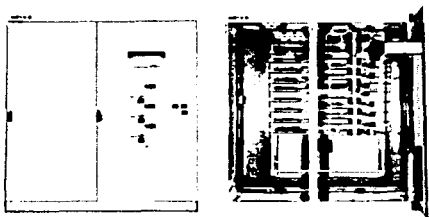


FIGURA 1. GABINETE DE MANDO LOCAL.

Un armario de mando comprende los elementos principales siguientes :

- Esquema sinóptico unifilar de la celda que contiene los órganos de mando y de vigilancia, como teclas de mando giratorias, indicadores de posición, conmutadores, así como la indicación de avisos de defecto.

- Conectores para los cables procedentes de la instalación destinados al mando y señalización de aparatos, así como para la vigilancia de los compartimentos de gas.

- Tablillas de conexiones para la conexión de cables que deberá suministrar el cliente (circuitos de transformadores de medición, telemando, señalización, alarmas, etc).

- Todos los relés para mando y enclavamiento, así como relés de acoplamiento para el telemando.

- Cortacircuitos automáticos de protección para mando, señalización, avisos de defecto, mecanismos de maniobra motorizados y eventuales transformadores de tensión.

FUNCIONAMIENTO

El mando local asegura la operación y vigilancia cerca de la celda con plena seguridad para el personal y el material.

MANDO, VIGILANCIA, SEÑALIZACIÓN

Los interruptores automáticos, las cuchillas y las cuchillas de puesta a tierra se mandan por medio de teclas giratorias dispuestas en las puertas frontales, impidiendo un bloqueo de manipulación doble incorporado, el mando simultáneo de 2 elementos de maniobra. En todas las ordenes de cierre y de apertura, se vigila la duración de la maniobra, y al mismo tiempo queda asegurada la simultaneidad de las 3 fases en el caso del mecanismo de maniobra monopolar. Se tiene un dispositivo anti-bombeo para evitar una maniobra repetida del interruptor automático. Existe la posibilidad de averiguar una eventual posición incorrecta entre las cuchillas y las cuchillas de puesta a tierra. Un conmutador local- remoto, maniobrable mediante llave, permite transferir los circuitos del mando local sobre un sistema de telemando a una sala de mando, sin restricción de funciones. La barra de señalización de posición de los aparatos están incorporados en el esquema sinóptico sobre la puerta.

Se encuentran disponibles contactos auxiliares galvanicamente separados, previamente cableados sobre bornes, para la teleseñalización. Unas lamparas pilotos, dispuestas encima del esquema sinóptico, reproducen la señalización de perturbaciones. Unos bornes previamente cableados, galvanicamente separados, permiten transmitir las señales individuales o agruparlas como señal colectiva.

ENCLAVAMIENTO

Los enclavamientos se realizan por contactores de multiples contactos, con control de posición: estos contactores funcionan generalmente según el principio de corriente de trabajo, a fin de mantener la seguridad incluso en caso de perturbaciones. Este sistema facilita la adaptación de la lógica de enclavamiento a una configuración cualquiera de la instalación y a toda exigencia particular del cliente.

Un interruptor de llave permite poner fuera de servicio la cadena lógica de enclavamientos, con finalidades de ensayo, o para hacer frente a una situación de emergencia.

TENSION AUXILIAR

El funcionamiento de la instalación blindada exige una tensión auxiliar de corriente continua o alterna. En principio, basta con una sola alimentación principal. Cada una de las secciones posee contactores automáticos, provistos de contactos de vigilancia, que son necesarios para el mando, la protección de los circuitos de maniobra y la señalización de defectos.

EJECUCION

Los gabinetes de mando local se estandarizaron en gran parte, permaneciendo no obstante adaptables a cualquier configuración de instalación. Ello permite, sin gastos elevados, completarlos o añadir intertrono paneles suplementarios. El gabinete estándar responde a la norma de protección IP 30. Su fondo está abierto para permitir la introducción de cables. Tanto el armario como el esquema sinóptico pueden pintarse con cualquier pintura normal RAL, según deseo del cliente la ejecución estándar comprende todos los aparatos requeridos para las funciones descritas, inclusive los reles de acoplamiento de telemando, así como los conectores y bornes necesarios. Todos los cables de conexión entre la celda de alta tensión y su armario de mando, preparados en fábrica para reducir la duración del montaje, forman parte del suministro. Todos estos cables están apantallados. El cableado del armario se realiza con cable flexible de aislamiento negro hasta un máximo de 1,5mm (secciones mayores para los circuitos de transformadores de medida, según las exigencias correspondientes). El gabinete ofrece un volumen suficiente para montar en él, en caso de demanda del cliente, instrumentos de medida, transductores de medida o aparatos de sincronización y otros equipos. Sobre pedido, el gabinete se realiza en ejecución estanca (IP 54), con chapas de fondo y entradas de cable estancas.

La documentación técnica responde a las normas DIN y comprende los dibujos de disposición, los esquemas desarrollados, así como las listas de cableado y de enclavamiento.

PRUEBAS EN FABRICA

Con la ayuda de un simulador especialmente concebido para probar gabinetes de mando local, la plataforma de pruebas en fábrica verifica todas las funciones como enclavamientos, duraciones de acoplamiento de mecanismos de maniobra, alarmas de peligro, densímetros, etc. Estas pruebas de gran convergadura reducen considerablemente el tiempo de puestas en servicio sobre el lugar.

2. 13 ENVOLVENTES Y AISLADORES

Las **envolventes** son piezas de fundición, hechas de aleación de aluminio, con excepción de las uniones rectas realizadas a partir de tubos extrusionados. Se escogieron aleaciones de baja resistividad con el fin de reducir los calentamientos debidos al paso de la corriente de retorno, y por su excelente comportamiento frente a la corrosión, cualquiera que sea la atmosfera ambiente (marítima, contaminación industrial, etc)

Las superficies exteriores se pintan para obtener un buen aspecto. Al contrario, las superficies internas se evitan desnudas para evitar los riesgos de cebados por escamas de pintura. La concepción de las envolventes debe cumplir, en particular, con el código europeo CENELEC de las envolventes de la aparatación eléctrica de prestación de gas.

AISLADORES

Los conductores y partes activas se mantienen por **aisladores** moldeados de resina epoxi. Sólo se necesitan dos tipos diferentes para todos los materiales, según que el aislador sirve también para delimitar un compartimento estanco al SF₆ o no.

La calidad de su fabricación y el rigor de los controles garantizan un excelente comportamiento dieléctrico. La alumina mezclada con la resina les confiere una excelente resistencia mecánica, cualquiera que sean las temperaturas de funcionamiento y previene cualquier ataque químico por los productos de descomposición del SF₆.

Los aisladores de compartimentación, dimensionados para soportar la plena presión sobre una cara, con el vacío sobre la otra, se posicionan para minimizar las consecuencias en caso de fuga o desmontaje. Resisten también a un arco interno e impiden su propagación a un compartimento vecino.

2. 14 MECANISMOS DE MANIOBRA.

Los módulos de maniobra se encargan de la maniobra de los aparatos de acoplamiento y emiten las señales necesarias para el mando y el enclavamiento. Los sistemas de maniobra mecánicos (ver fig 1) garantizan un máximo de fiabilidad con el mínimo posible de trabajos de mantenimiento. Los mecanismos de maniobra por resortes de los interruptores automáticos y de los interruptores-seccionadores de corte en carga, así como los de motor con reductor de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra son adaptables a las tensiones auxiliares disponibles para los motores y las bobinas. La naturaleza y el número de los contactos auxiliares permite prever la retroalimentación y las señalizaciones exigidas por el utilizador.

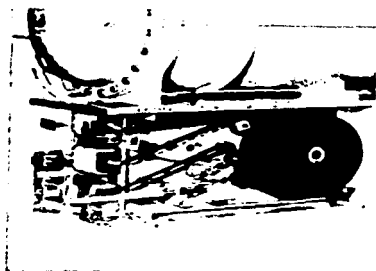


FIGURA 1. MECANISMO DE MANIOBRA

El mecanismo de mando por resortes(ver fig 2) comprende el resorte en espiral(3) como acumulador de energía. El motor(1) con reductor(2) arma el resorte(3). El trinquete de cierre(4), libera el resorte en espiral(3) y hace girar la leva(5). Esta mueve la palanca de rodillo(6) dispuesta sobre un eje independiente, así como el resorte de apertura(8) y los elementos de acoplamiento a la posición de cierre. El trinquete de apertura(7) mantiene entonces el sistema de apertura en esta posición. El motor de rearmado arranca inmediatamente para tensar de nuevo el resorte de cierre. En pocos segundos, se dispone de la energía requerida para reenganches rápidos. El proceso de apertura se libera por el trinquete de apertura(7) y se ejecuta con la energía acumulada en el resorte de apertura(8). Los interruptores auxiliares, están acoplados a la palanca de rodillo(6), y por consiguiente, al elemento de acoplamiento. Ello reproducen claramente la posición del interruptor.

El mecanismo de mando motorizado maniobra las cuchillas y las cuchillas de puesta a tierra. El motor, de corriente alterna o continua arrastra un husillo por una transmisión de engranajes, que actúa sobre el varillaje de los aparatos de acoplamiento. Los interruptores auxiliares y el indicador de posición están acoplados. El mecanismo de maniobra es universal para todos las cuchillas de puesta a tierra de las instalaciones SF₆ y posee una manivela de maniobra para casos de emergencia.

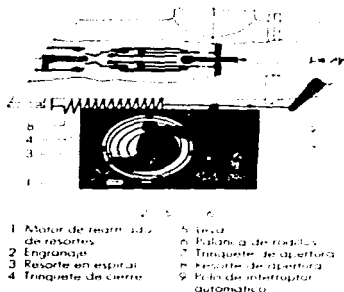


FIGURA 2. DISPOSICION DEL MECANISMO DE MANIOBRA

2.15 SALIDAS DE ALTA TENSION Y PARARRAYOS

SALIDAS DE ALTA TENSION

Las subestaciones blindadas pueden conectarse directamente con los cables de alta tensión, con los transformadores o con las líneas aéreas. En la figura 1 podemos apreciar esta situación.

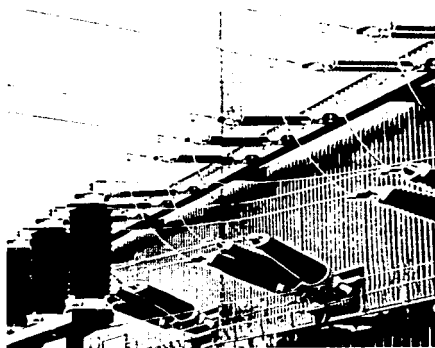


FIGURA 1. SALIDAS DE ALTA TENSION

SALIDA POR CABLE

Todos los cables, cualquiera que sea su tipo de aislamiento (papel y aceite o sólido tipo XLPE...) y cualquiera que sea la sección del conductor hasta 2000mm² pueden conectarse a la subestación.

La extremidad del cable está instalada dentro de un aislador estanco de SF₆, del estándar CIE 859, ampliamente conocido. Una barra móvil permite aislar fácilmente los cables de alta tensión de la subestación durante la realización de las pruebas dieléctricas tanto en los cables como en la subestación blindada. En la figura 2 se puede ver este tipo de salida.

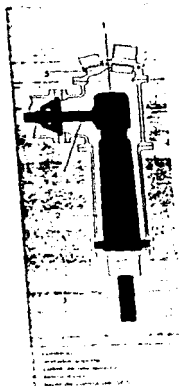


FIGURA 2. SALIDA DE ALTA TENSION POR CABLE

SALIDA POR LINEA AEREA

El aislamiento lo realiza directamente el gas SF₆ a la presión nominal de la subestación, sin recurrir a ningún aislante orgánico. Así se evita el riesgo del envejecimiento del aislante al paso del tiempo. Se utiliza el reparto natural del campo eléctrico ya que el comportamiento a las sobretensiones atmosféricas es muy bueno. Una selección adecuada de varios aisladores permite adaptar las longitudes de las líneas de fuga a las necesidades particulares de los utilizadores.

Los aisladores pasamuros pueden colocarse en posición vertical o inclinada para optimizar el trazado de las conexiones aéreas.

En la figura 3 se puede ver un ejemplo de salida de alta tensión por línea aérea.

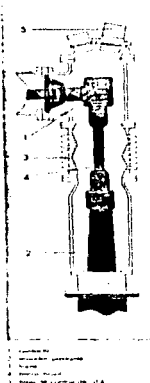


FIGURA 3. SALIDA DE ALTA TENSION POR LINEA AEREA

SALIDA DIRECTA SOBRE TRANSFORMADOR

Cada aislador pasamuros del transformador se puede encapuchar con una envolvente llena de SF₆. Ello materializa la frontera entre el transformador y la subestacion blindada, separando el SF₆ y el aceite de aislamiento del transformador. Este modo de conexión permite conservar las ventajas propias de las subestaciones blindadas, cualquiera que sea el modo de aislamiento del aislador pasante del transformador y su intensidad nominal. El fuele esta reforzado para poder aceptar amplias tolerancias de posición del transformador en el sitio.

Una barra móvil permite aislar la subestacion para realizar las pruebas dieléctricas.

PARARRAYOS

Las subestaciones blindadas en SF₆ pueden equiparse también con un pararrayos aislado con SF₆, el cual hay que colocarlo lo más cerca posible del aparato que hay que proteger, por ejemplo de un transformador de potencia, sin necesidad de ninguna conexión aérea. Esto permite optimizar la instalación global y economizar sitio.

La parte activa de estos pararrayos está constituida por resistencias no lineales, de Óxido de Zinc, sin descargadores.

En la figura 4 podemos apreciar un pararrayos típico para una sub-estación aislada en hexafluoruro de azufre.

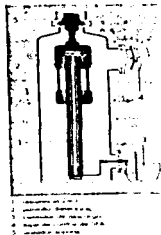


FIGURA 4. PARARRAYOS

2.16 INTERRUPTORES AUTOMÁTICOS E INTERRUPTORES-SECCIONADORES DE CORTE EN CARGA.

Del mismo modo que en las instalaciones clásicas, los interruptores automáticos y los interruptores-seccionadores de corte en carga aseguran el corte de corrientes de corto circuito y de corrientes de servicio respectivamente.

Los interruptores automáticos de las instalaciones en SF₆ son unos aparatos robustos y de construcción simple del tipo monopresión, con mecanismo de maniobra mecánico (ver figura 1). La disposición horizontal del interruptor automático de altura favorable para un montaje rápido y para la accesibilidad necesaria durante trabajos de mantenimiento, facilita la realización de instalaciones compactas. La construcción actual procede de varios años de operación con pleno éxito y de los perfeccionamientos aportados para la adaptación permanente a las exigencias más recientes.

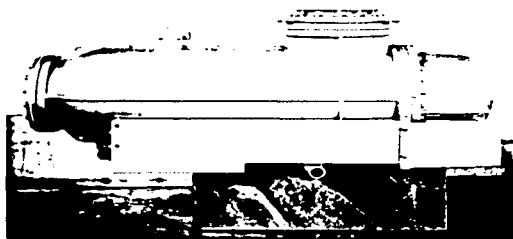


FIGURA 1. INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

Los elementos de corte son ahora los mismos que los de la gama de interruptores automáticos que las compañías fabricantes proveen en instalaciones exteriores clásica : El arco se encuentra sometido en ellas a un doble soplado axial. Pueden utilizarse en toda la gama de tensiones disponibles. La figura 2 representa una sección de un interruptor automático.

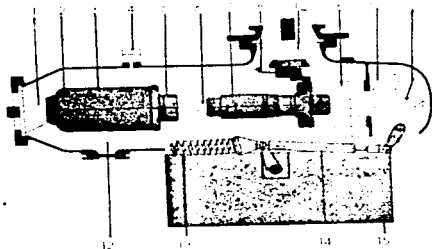


FIGURA 2. SECCION DE UN POLO DE UN INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

- 1.- Aisladores -soporte troncoconico
- 2.- Envolverte de interruptor automatico
- 3.- Recinto de expansion
- 4.- Densimetro
- 5.- Contacto principal fijo
- 6.- Tobera
- 7.- Cilindro de soplado
- 8.- Contacto de pinza
- 9.- Aislador soporte
- 10.- Absorbente
- 11.- Biela aislante
- 12.- Placa de descarga
- 13.- Muelle de desconexion
- 14.- Transmision
- 15.- Mecanismos de maniobra por resorte

En la envolverte del polo (2), el aislador troncoconico (1) soporta el contacto fijo principal (5) que va unido al cárter de expansion (3). El otro aislador troncoconico (1) lleva en su eje vertical, un contacto de pinza (8) que une el elemento de corte a la parte fija de la instalacion, permitiendo al mismo tiempo, para finalidades de inspeccion y revision, el desenchufado y la extraccion de la parte activa fijada a la tapa por dos aisladores cilindricos (9). La energia para generar el flujo de extincion en el cilindro de soplado (7) y tobera (6) se genera con la transmision (14) y la biela aislante de traccion (11). El densimetro (4) vigila el compartimiento del gas del polo, protegido contra una sobrepresion excesiva por una placa de descarga (12).

Ambos interruptores automaticos se conciben para largos intervalos de mantenimiento, pero, no obstante, son faciles de mantener, gracias a la disposicion favorable y a su construccion realmente simple. Basicamente el interruptor-seccionador de corte en carga es un interruptor automatico monopresion simplificado. Domina todas las maniobras de acoplamiento que puedan presentarse en la red, incluso el cierre sobre corto circuito. El contacto fijo y el contacto deslizante con el sistema de soplado del arco se encuentran dentro de una envolverte de aluminio. En el momento de la apertura, un cilindro-piston produce el flujo necesario de gas para la extincion.

El interruptor-seccionador de corte en carga esta provisto de un mecanismo de maniobra por resorte tripolar motorizado.

Como en el caso del interruptor automatico, cada uno de los polos constituye un compartimiento de gas separado. Los interruptores-seccionadores de corte en carga se utilizan a menudo como cuchillas longitudinales de juego de barras o como cuchillas de salida.

En caso de ampliacion de la instalacion pueden remplazarse por interruptores automaticos

INTRODUCCION

En todas las instalaciones eléctricas, en forma invariable, tanto los equipos como los conductores eléctricos tienen un límite térmico dado principalmente por la naturaleza y tipo de materiales aislantes. Como se sabe, la corriente eléctrica produce las llamadas pérdidas por efecto Joule ($R I^2$) que se manifiestan en forma de calor, debido a esto en un conductor eléctrico, debido a su resistencia, se calienta y es por esta razón que las normas técnicas para instalaciones eléctricas y el reglamento para obras e instalaciones eléctricas limitan la cantidad de corriente permisible en un conductor (Ampacidad) a un valor en que el calor se pueda disipar en forma segura, y es así como en las tablas de capacidad de conducción de corriente eléctrica de los conductores se asocia la sección o calibre del conductor, con la corriente que pueden conducir en tubo conduit, para considerar el espacio o cantidad de aire disponible. También se considera la elevación de temperatura ambiente.

Como se mencionó, si un conductor que tiene una resistencia R conduce una corriente I , el calentamiento resultante es proporcional a $R I^2$ de manera que si por ejemplo el conductor conduce una corriente del doble ($2I$) el calentamiento es $R (2I)^2 = 4 R I^2$, es decir se incrementa cuatro veces esto significa que el aumento de la corriente en un conductor, el calentamiento sube mucho más, debido a que crece con el cuadrado de la corriente.

El calentamiento excesivo como resultado de una corriente excesiva, causa que el aislamiento del conductor se degrade rápidamente, lo que conduce a una falla del aislamiento y al subsecuente corto circuito de línea a tierra o de línea a línea (entre conductores), también el calentamiento excesivo puede producir fuego e incendios cuando se encuentra cerca del material inflamable.

Por otra parte, las corrientes de cortocircuito pueden tener tal magnitud que producen explosiones en los tableros y grandes daños en equipo, con riesgo frecuente para el personal. Estos daños en el equipo y riesgo para el personal se pueden prevenir con una adecuada protección contra sobrecorrientes y corto circuito.

Los fusibles e interruptores son los dispositivos que se usan normalmente para proteger las instalaciones y equipos contra sobrecorrientes y cortocircuitos, operan básicamente abriendo (liberando) los circuitos antes de que los valores de corriente excedan la corriente permisible en los conductores.

Antes de iniciar el estudio de corto circuito se hará una breve revisión de las características de los elementos de protección y sus aplicaciones recomendadas en las instalaciones eléctricas.

3.1 CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES PARA EL CALCULO DE FALLAS

La selección apropiada de los dispositivos protectores y de su activación selectiva se basa en los cálculos de corto circuito. Un dispositivo de protección contra corto circuito puede definirse como un dispositivo eléctrico que se instala en un circuito para protegerlo contra daños ocasionados por una sobre carga o corto circuito. Esto se logra mediante la interrupción automática de cualquier corriente que exceda la capacidad contra corto circuito del dispositivo.

Los dispositivos principales de protección contra corto circuito son los interruptores y los fusibles. Los interruptores protegen al circuito automáticamente por medio de relevadores (por separado e integrados) que detectan las corrientes anormales y hacen que el interruptor se active. Los fusibles detectan la corriente anormal y a la vez la interrumpen mediante un elemento que al fundirse abre el circuito.

La protección inadecuada contra corto circuito es frecuentemente la causa de fallas de gran magnitud que ocasionan daños cuantiosos, interrupción de energía, lesiones al personal e interrupciones costosas de producción. Inversamente, los dispositivos protectores arbitrariamente exagerados o sobre estimados constituyen un desperdicio de equipo costoso e innecesario. Por lo tanto, es sumamente importante determinar con exactitud la índole del corto circuito en un sistema de potencia eléctrica. La capacidad interruptiva es la corriente máxima de corto circuito que un sistema de alimentación hace fluir a través de un interruptor o fusible al ocurrir una falla en el circuito. Además, los elementos no interruptores tales como cables, barras conductoras y dispositivos de desconexión deben resistir los esfuerzos térmicos y mecánicos de las elevadas corrientes de corto circuito.

Para que el uso de interruptores y fusibles sea adecuado, la elección se hace en base a criterios de operación apropiada y segura teniendo en cuenta la corriente continua normal que conducen los mismos. Las fallas por corto circuito son de **fase a fase** en sistemas sin conexión a tierra y de **fase a fase así como fase a tierra** en sistemas con conexión a tierra.

La magnitud del sistema de potencia que alimenta la carga determina la cantidad de corriente de corto circuito. En condiciones normales de operación la carga consume una corriente proporcional al voltaje aplicado y a la impedancia de la carga. Si se presenta un corto circuito, el voltaje se aplica sólo a través de la baja impedancia de los conductores y del transformador, desde la fuente de voltaje hasta el punto del corto circuito, y ya no se le opone la impedancia normal de la carga.

Los interruptores seleccionados con base en la corriente que conducen en forma continua deben poder interrumpir las elevadas corrientes de corto circuito que se presentan. La corriente normal que conduce el interruptor determina la corriente de carga, y ésta no depende de la capacidad del sistema que la alimenta. Sin embargo, la magnitud de la corriente de corto circuito depende de la capacidad del sistema de suministro y es independiente de la carga normal.

El grado de la magnitud, los efectos de los corto circuitos y los factores de los que dependen se ilustran con un ejemplo sencillo del cálculo de una corriente de falla. Supóngase una fuente de capacidad infinita y un transformador monofásico de 50 KVA que alimenta a un motor de 10 HP, como se muestra en la figura 1

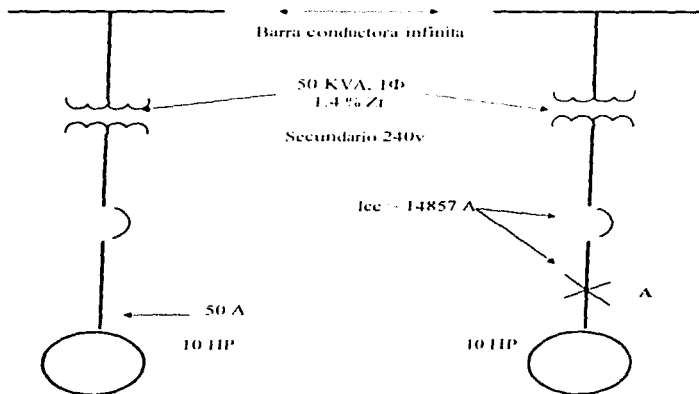


FIGURA 1

El transformador tiene un voltaje en su secundario de 240 v y una impedancia $Z_t = 1.4\%$. Para simplificar, no se toma en cuenta la impedancia de la línea entre la falla en el punto A y el transformador.

En condiciones normales de operación el motor consume 50 A, o sea la corriente que percibe el interruptor de protección. Supóngase que ocurre una falla por corto circuito total en el punto A. La corriente máxima de corto circuito, considerando la impedancia del transformador, se calcula fácilmente con la fórmula $I_{cc \text{ máx}} = (100\% / Z_t) I_n$, en la que $I_{cc \text{ máx}}$ es la corriente máxima de corto circuito, I_n es la corriente de carga total del secundario del transformador, y $\% Z_t$ es el por ciento de la impedancia del transformador.

La corriente de carga total del secundario del transformador $= 50 \text{ KVA} \cdot 1000 / 240 \text{ v} = 208 \text{ Amp}$. Entonces la corriente máxima de corto circuito, $I_{cc \text{ máx}} = (100/1.4) \cdot 208 = 14857 \text{ Amp}$. El interruptor que protege al alimentador y al motor no sólo debe permitir el paso de la carga normal de 50 Amp; sino que debe resistir la máxima corriente posible, es decir 14857 Amp.

Hasta ahora no se ha tomado en cuenta la naturaleza asimétrica de las corrientes de corto circuito. En realidad, estas corrientes aumentan en valor, dependiendo de la relación de la resistencia a la reactancia del circuito considerado. Supongase ahora que en lugar del transformador seleccionado de 50 KVA, se tiene un transformador de 500KVA con una impedancia $\% Z_t = 2.2$ que alimenta al mismo motor de 10 HP como se muestra en la fig 2.

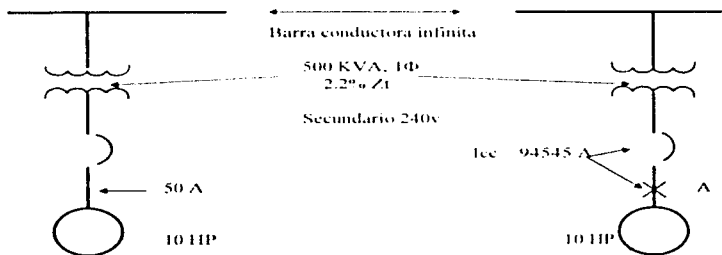


FIGURA 2

La corriente de carga total del secundario del transformador es : $500\text{KVA} \cdot 1000 / 240 \text{ v} = 2080 \text{ Amp}$. Si ocurre la misma falla en el punto A, la corriente de corto circuito será : $I_{cc \text{ max}} = (100 / 2.2) \cdot 2080 = 94545 \text{ Amp}$. La carga normal del interruptor que protege al alimentador y al motor es la misma que en la fig 1, pero el interruptor se debe seleccionar ahora para resistir los 94545 Amp simétricos de corto circuito en lugar de los 14857 Amp simétricos. Este ejemplo numérico demuestra que la magnitud de la corriente de corto circuito depende principalmente de la capacidad del sistema de suministro de potencia.

También demuestra que la posibilidad de que ocurran corto circuitos en un sistema es determinante para elegir la capacidad adecuada de interruptores y fusibles. Los dispositivos elegidos deben poder interrumpir con seguridad la corriente máxima de corto circuito que descarga el sistema sin que se destruyan.

Se puede establecer una analogía entre la función de un dispositivo interruptor a prueba de corto circuito y un dispositivo a prueba de explosión destinado a áreas riesgosas. El dispositivo debe ejecutar cierta función independientemente de que se produzca una explosión en su interior y a la vez resista los esfuerzos térmicos y mecánicos que acompañan a la misma. Además de trabajar normalmente, el dispositivo debe ser a prueba de explosión en la misma forma que un dispositivo interruptor. Este dispositivo también debe ser a prueba de corto circuito para evitar la destrucción del mismo y la posible propagación de efectos térmicos y mecánicos.

La comparación de cargas normales y corrientes de corto circuito, con el flujo de agua en las plantas hidroeléctricas, ilustra otra analogía. La carga normal de la turbina determina el flujo de agua en condiciones normales de operación y no tiene relación con la magnitud del embalse que está atrás del muro de contención. Si éste se rompe, la cantidad de agua que fluye depende de la magnitud del embalse y no tiene relación con la carga normal de las turbinas. El flujo normal de agua se compara al flujo normal de corriente eléctrica. Si el muro de contención se rompe, este flujo de agua es similar al flujo de corriente de corto circuito que produce efectos indeseables. Los dispositivos interruptores evitan tales percances debido a que tienen la capacidad adecuada de corto circuito.

La protección selectiva coordinada que se usa en los sistemas modernos de alimentación asegura el aislamiento efectivo de las secciones dañadas de un sistema, permitiendo que el resto del mismo opere en forma normal. El aislamiento de la falla mediante los interruptores cercanos a la misma se logra efectuando los pasos siguientes: cálculo cuidadoso del corto circuito, estudio detallado de las características de tiempo y corriente de los dispositivos protectores y selección de la capacidad adecuada para resistir el corto circuito.

Las consecuencias de una selección inadecuada de los dispositivos de interrupción y protección pueden ser desastrosas. Cuando el equipo de protección contra corto circuito no se selecciona adecuadamente o cuando se elige en base al ahorro en el costo de la instalación, se obtiene una protección inadecuada. Si los dispositivos fallan aunque sea una vez durante su vida útil, entonces toda la inversión que se ha hecho en estos dispositivos es inútil.

Para disponer de una protección adecuada contra corto circuito y evitar accidentes debe tomarse en cuenta lo siguiente :

(1) Determinar con exactitud la corriente de corto circuito que se puede presentar, para así poder seleccionar con minuciosidad los dispositivos de protección contra corto circuito.

(2) Tener presente el incremento en la carga de la planta y el hecho de que la capacidad de corto circuito de los interruptores depende de la magnitud del sistema de alimentación. La selección de los mismos debe hacerse con miras a un futuro crecimiento; de lo contrario estos dispositivos tendrán que reemplazarse cuando se amplie la planta.

(3) Verificar todos los esfuerzos de los circuitos tales como los de las barras de distribución. Estos esfuerzos son proporcionales al cuadrado de la corriente de corto circuito.

(4) Verificar el calibre de los cables y su capacidad para resistir el calentamiento en caso de corto circuito, además del causado por la corriente de la carga normal.

(5) Verificar todo el sistema de alimentación desde el punto de suministro hasta el último lugar donde se tenga conectada una carga.

(6) Solucionar el problema de la determinación de corto circuitos en base a la ingeniería y no en base a la "buena suerte". "Desear" que no haya fallas es una mala política. Éstos se demuestra con las incontables pruebas de daños causados por dispositivos de interrupción inadecuados.

3.2 COMPORTAMIENTO DE LAS CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Las fuentes de las corrientes de corto circuito y las componentes de los circuitos que las limitan; naturaleza y forma de las ondas de corriente de corto circuito; y comportamiento y magnitud de las corrientes de corto circuito.

La magnitud de las corrientes depende de las diversas fuentes que la generan, de sus reactancias y de las reactancias del sistema hasta el punto de falla. Las fuentes de corrientes de corto circuito son: sistemas de suministro público, generadores, motores síncronos y de inducción. Esto lo podemos observar en la figura 1.

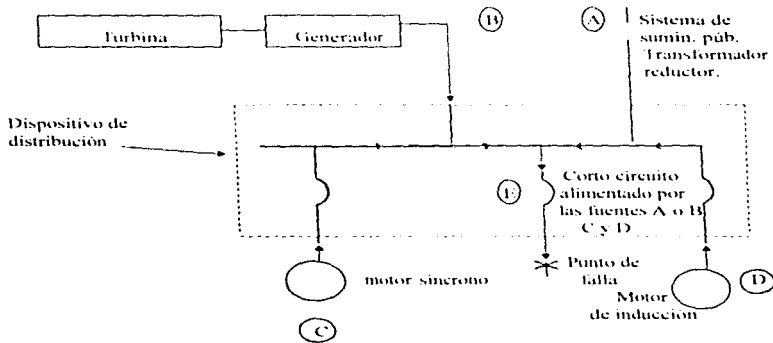


FIGURA 1.

El sistema de suministro público proporciona energía generalmente a través de transformadores reductores al voltaje deseado por el usuario. Aunque algunas veces se considera a los transformadores como fuentes de corriente de corto circuito, en realidad esto es falso. Los transformadores cambian las magnitudes de voltaje y corriente pero no las generan. La corriente de corto circuito que se proporciona mediante un transformador depende de la relación de voltaje nominal de su secundario y de su porcentaje de reactancia. También depende de la reactancia de los generadores y del sistema hasta las terminales del transformador, así como de la reactancia que tiene el circuito entre el transformador y la falla. El porcentaje de reactancia de un transformador es el porcentaje de voltaje nominal aplicado al primario del transformador para producir la corriente nominal total de carga en el secundario con corto circuito. El porcentaje de reactancia es una medida porcentual de voltaje, no una impedancia.

La compañía de suministro público generalmente proporciona información acerca de su posible corriente de corto circuito. Debido a que el sistema de suministro público es mucho mayor que el sistema del usuario, la disminución de corriente simétrica de corto circuito se percibe muy poco o nada durante la falla (ver A fig 2).

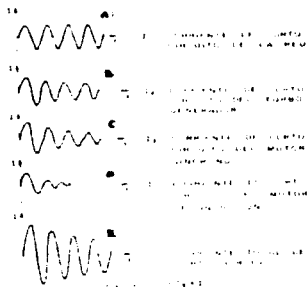


FIGURA 2. DIAGRAMAS DE CORTO CIRCUITO DE LAS DISTINTAS FUENTES DE ALIMENTACION

Tratándose de una corriente de corto circuito, existe una relación con las mediciones de la raíz media cuadrática(rmc) o valor efectivo de su onda senoidal. Estas ondas de corriente se clasifican en 2 grupos:

- Una onda de corriente senoidal *simétrica* es una corriente alterna en equilibrio con respecto a la línea cero; en este caso el eje de la onda(fig 3)

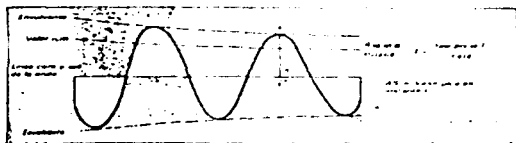


FIGURA 3

- Una onda de corriente senoidal *asimétrica* es una corriente alterna no equilibrada con respecto a la línea cero, que en este caso no coincide con el eje de la onda (fig 4)

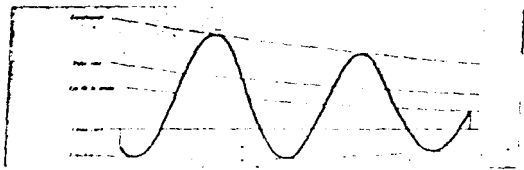


FIGURA 4

Los generadores del sistema del usuario pueden ser una fuente de corriente de corto circuito, estos están impulsados por motores primarios, como turbinas de vapor o gas, motores diésel o ruedas hidráulicas. Cuando se presenta un corto circuito, la energía primaria impulsa al generador y éste continúa produciendo voltaje, ya que la excitación del campo se mantiene debido a la rotación del generador a velocidad normal.

El voltaje generado produce un corto circuito con una corriente de gran magnitud que fluye hacia la falla. Solamente la reactancia del generador y la del circuito entre el generador y el punto de falla limitan este flujo. La reactancia de un generador cambia con el tiempo después del inicio de la falla.

La reactancia se compone de los siguientes valores :

X⁰ . *Reactancia subtransitoria*, la cual determina la corriente de corto circuito inmediatamente después del inicio de la falla. Este valor dura unos cuantos ciclos después de que ocurre la falla y se incrementa al siguiente valor en aproximadamente 0.1 segundo.

X¹ . *Reactancia transitoria*, que dura aproximadamente dos segundos y va aumentando hasta alcanzar el valor definitivo.

X² . *Reactancia sincrónica*, la cual determina el flujo de corriente después de que alcanza una condición de estado estacionario. No es efectiva hasta varios segundos después de que ocurrió el corto circuito.

Los generadores tienen una reactancia variable que aumenta en magnitud con el tiempo. Por consiguiente, la corriente de corto circuito disminuye exponencialmente con el tiempo desde un valor inicial alto a un nivel en estado constante más bajo como se indica en B en la fig 2.

La velocidad de disminución depende de las constantes del generador. La información proporcionada por el fabricante del generador incluye los valores mínimos de X''_a y X'_a . Estos se usan para calcular la máxima corriente de corto circuito posible.

Los motores síncronos se comportan en forma similar a los generadores síncronos. Cuando ocurre una falla y el voltaje del sistema se reduce a un valor muy bajo, el motor síncrono deja de tomar energía del sistema para continuar su rotación y comienza a disminuir su velocidad, pero la inercia de la carga tiende a evitar que esta disminución sea muy rápida. De este modo la inercia hace las veces de un motor primario y dado que la excitación se mantiene, el motor se comporta como un generador suministrando corriente de corto circuito durante varios ciclos después de que ocurre el corto circuito, como se ilustra en C de la fig 2.

Las reactancias variables de los motores síncronos se describen de la misma manera que las de un generador. Sin embargo, los valores de X''_a , X'_a y X_a son diferentes. La magnitud de la corriente de corto circuito debida a los motores síncronos también depende de la capacidad en HP, voltaje nominal y reactancia de los motores, así como la reactancia del sistema hasta el punto de falla.

Los motores de inducción aportan corriente de corto circuito cuando después de ocurrir la falla, el motor continúa en movimiento debido a la inercia de la carga y el rotor, y se comporta como un generador. Pero hay una gran diferencia en la forma en que contribuyen a la corriente de corto circuito los motores de inducción y los síncronos. El flujo de campo del motor de inducción se produce por la inducción del estator y no por el devanado del campo de CC. Debido a que este flujo disminuye rápidamente después de la falla, la aportación del motor de inducción disminuye también con rapidez y desaparece por completo después de uno o 2 ciclos. No hay aportación de corriente de falla en estado estacionario, y por lo tanto, a los motores de inducción se les asigna solo un valor de reactancia subtransitoria, X''_a .

El valor de X''_a es casi igual al de reactancia presente con el rotor estático. De ahí que el valor simétrico inicial de la corriente de corto circuito es casi igual al del voltaje total de la corriente de arranque del motor, que tiene un valor entre 600% y 900% de la corriente de carga normal (ver D fig 2).

La corriente total simétrica de corto circuito es una combinación de todas las fuentes de corriente de corto circuito que se han descrito. La red de suministro público, los generadores, los motores síncronos y de inducción; todos ellos contribuyen con corriente de corto circuito durante la falla. El flujo de las máquinas disminuye con el tiempo después del inicio de la falla, por lo tanto su aportación de corriente de falla también disminuye con el tiempo. Por consiguiente, la suma total resultante de corriente de corto circuito disminuye con el tiempo, como se muestra en E de la fig 2. La magnitud de corriente tiene el valor más alto durante el primer medio ciclo, disminuyendo este valor después de unos cuantos ciclos. Después de uno o dos ciclos la aportación del motor de inducción desaparece.

Hasta ahora se ha considerado sólo la componente simétrica de la aportación de corriente de corto circuito, pero además hay que tomar en cuenta que la magnitud de esta corriente se aumenta aún más durante los primeros ciclos debido a la componente llamada de CC, como se verá más adelante. La componente de CC causa que la onda de corriente de corto circuito sea asimétrica y disminuya con el tiempo, lo que ocasiona una diferencia aún mayor en magnitud entre el primer ciclo (después del inicio de la falla) y varios ciclos más tarde.

Debido a que la magnitud de corriente de corto circuito varía con el tiempo, todo procedimiento para el cálculo del corto circuito debe determinar la magnitud de la corriente presente en diferentes instantes después del inicio de la falla.

Las componentes que limitan la corriente durante los corto circuitos son las impedancias de los transformadores, los reactores, cables, barras conductoras, fusibles, limitadores de corriente y cualesquiera otras impedancias del circuito. Debido a su reactancia, los transformadores reducen la magnitud de las corrientes de corto circuito producidas por las fuentes a las cuales están conectados.

Los reactores se usan para limitar las corrientes de corto circuito mediante la inserción deliberada de una reactancia en el circuito. Sin embargo los reactores tienen algunas desventajas muy marcadas. Producen caídas de voltaje que pueden ser el motivo de disminuciones momentáneas de voltaje en el sistema cuando ocurre una falla, o cuando se arrancan motores de gran capacidad. Pueden afectar desfavorablemente la regulación de voltaje y pueden activar los dispositivos de bajo voltaje, además de consumir energía. Estas desventajas deben tomarse en cuenta cuando hay que elegir entre reactores, interruptores de mayor capacidad de interrupción o fusibles limitadores de corriente.

Los cables o barras conductoras son parte de la conexión entre las fuentes de corriente de corto circuito y el punto de falla. Su impedancia natural limita la corriente de corto circuito, y la **cantidad** de la limitación depende de la naturaleza, calibre y longitud del cable. Algunos diseños de barras conductoras se prestan para incrementar la impedancia deliberadamente. Los valores de resistencia, reactancia e impedancia de cables y barras conductoras se encuentran en los catálogos de los fabricantes.

Los fusibles limitadores de corriente abren el circuito antes de que la corriente de corto circuito alcance su valor pico (fig 5). La interrupción sucede generalmente en el primer cuarto de ciclo, el tiempo total de interrupción es la suma de un tiempo de fusión mientras que el elemento del fusible se calienta y se funde, y un tiempo de arco luego de que el elemento se funde y los productos gaseosos del arco se enfrían debido a los efectos de los componentes adicionales del fusible. El arco origina impedancia, la cual limita la corriente reduciéndola finalmente a cero. El fusible limitador de corriente tiene una baja impedancia hasta que una corriente muy alta empieza a fluir a través del mismo. Es a la vez un dispositivo limitador de corriente e interruptor de corriente de corto circuito, mientras que los fusibles normales sólo son dispositivos interruptores.

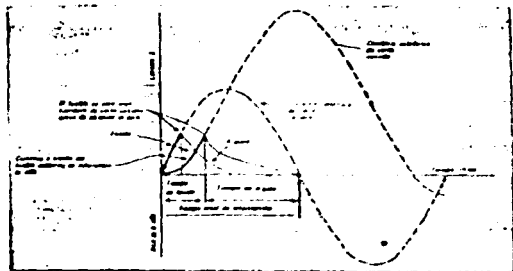


FIGURA 5. LOS FUSIBLES LIMITADORES DE CORRIENTE INTERRUMPEN EN $\frac{1}{2}$ DE CICLO LA FALLA DE AMBAS CORRIENTES DE CC, SIMÉTRICAS Y ASIMÉTRICAS

Un corto circuito tiene 3 clases de componentes principales : (1) fuentes que tienen reactancias variables con el tiempo y que producen corrientes de corto circuito, (2) componentes de circuito con reactancias constantes que limitan la magnitud de la corriente de corto circuito y (3) interruptores y fusibles que interrumpen el flujo de la corriente de corto circuito. En el caso de una falla específica, el primer paso en el cálculo de corto circuito es la determinación de sus reactancias. La corriente de corto circuito en el primer medio ciclo se determina mediante las reactancias subtransitorias, X''_a . Estas determinan el esfuerzo instantáneo de interruptores y fusibles, que es el mayor esfuerzo que deben resistir.

Las ondas de corriente de corto circuito en los sistemas industriales de alimentación son principalmente de forma senoidal (fig 3 y 4). La resistencia de los circuitos de potencia normales es de poca importancia en comparación con su reactancia. Además, cuando ocurre un corto circuito la mayor parte de la resistencia se elimina permaneciendo un circuito altamente reactivo.

Si en este circuito ocurre una falla en el instante del voltaje pico de la onda, la corriente de corto circuito comienza casi en cero y su onda senoidal que debe estar 90 grados fuera de fase con respecto a la del voltaje, es totalmente simétrica con respecto al eje cero (fig 6)

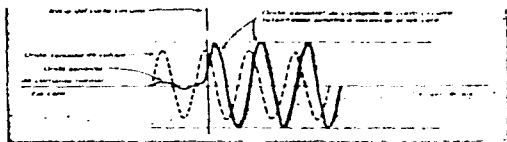


FIGURA 6. CUANDO EL CC OCURRE EN EL INSTANTE DE UN VOLTAJE PICO Y EL CC ES TOTALMENTE REACTIVO, LA ONDA DE CC ES SIMÉTRICA EN TORNO AL EJE CERO

Si el corto circuito ocurre en el punto cero de la onda de voltaje, la corriente, también con inicio en cero, no se puede incrementar con el voltaje ni permanecer en fase con él. La onda de corriente debe retrasarse 90 grados con respecto al voltaje, y por lo tanto se desplaza del eje cero. A medida que el voltaje se aproxima a su pico, la onda de corriente continúa incrementándose hasta que el voltaje se vuelve cero, produciendo una corriente de corto circuito totalmente asimétrica. (fig 7)

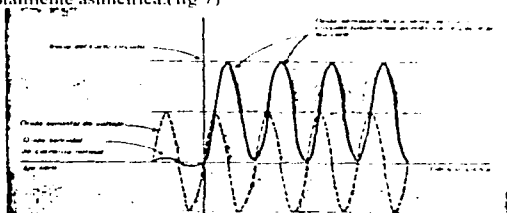


FIGURA 7. AL MOMENTO DE UN CC Y UN VOLTAJE CERO Y ES TOTALMENTE REACTIVO, LA ONDA DE CC NO TIENE SIMETRÍA CON RESPECTO AL EJE CERO.

Se puede concebir la corriente asimétrica total como una corriente simétrica que tiene sobrepuesta una componente de CC (fig 8). La componente de CC representa el desplazamiento de la onda senoidal desde el eje cero. Un corto circuito se puede presentar en cualquier punto entre los valores cero y pico de voltaje. El desplazamiento de la onda de corriente de corto circuito tiene lugar entre los 2 extremos, dependiendo del punto de la onda de voltaje en la cual ocurre el corto circuito (fig 9).

Todo circuito real tiene resistencia, y ésta causa que la componente de CC disminuya a cero varios ciclos después de que se inicia la falla. El efecto resultante es la transformación de una corriente inicial asimétrica a una simétrica. Se considera que la componente de CC se genera en el sistema de CA y no por alguna fuente externa. Por lo tanto, su energía se disipará como una pérdida de $I^2 R$ en la resistencia del circuito (fig 10).

El factor X/R es la relación de la reactancia a la resistencia del circuito considerado. La disminución (o decremento) de la componente de CC depende de la relación X/R . X corresponde a la reactancia y R a la resistencia de todos los componentes del circuito entre la fuente y la falla. Si $R = 0$, la relación es infinita y la componente CC nunca disminuye (fig 8).

Si $X = 0$, la relación es cero y la componente de CC disminuye instantáneamente. En el caso de relaciones intermedias, la componente de CC disminuye con el transcurso del tiempo a cero, dependiendo la duración de este lapso de la relación específica X/R (fig 10).

A mayor reactancia con respecto a la resistencia, más tiempo tardará en disminuir la componente de CC.

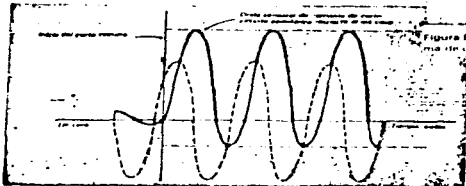


Figura 9. En un circuito real, el corto circuito ocurre casi siempre en algún punto entre los valores cero y pico de la onda de voltaje. El circuito mostrado es totalmente reactivo.

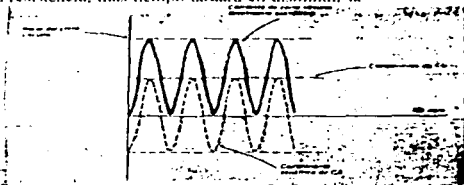


Figura 10. La corriente asimétrica de corto circuito se puede considerar como la suma de una corriente alterna simétrica y una componente de CC superpuesta a ella.

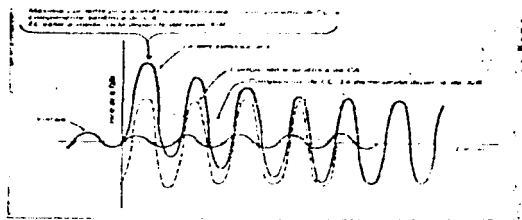


Figura 10. Corriente simétrica y asimétrica durante una falla. La corriente asimétrica es mayor que la corriente simétrica debido a la presencia de la componente de corriente continua que se genera durante la falla.

Es muy importante calcular con precisión la corriente simétrica (i_{sym}) existente en diferentes instantes después del inicio de la falla. Se deben conocer los datos exactos de la velocidad de variación de las reactancias aparentes de los generadores y los datos del decremento de las componentes de CC. La obtención de las componentes de CC se simplifica mediante el uso de multiplicadores aceptados. Estos multiplicadores convierten los amperes (i_{sym}) simétricos calculados a amperes (i_{asym}) asimétricos, incluyendo la simétrica de CC.

En la aplicación de los dispositivos protectores contra corto circuito, sólo se consideran las componentes máximas de CC para el esfuerzo momentáneo de interruptores y fusibles. Así, se tiene la seguridad de que los dispositivos protectores instalados resistirán la corriente máxima de corto circuito que puede ocurrir en el sistema.

Para el esfuerzo momentáneo, todas las reactancias subtransitorias de las fuentes deben considerarse en el primer medio ciclo de la corriente simétrica de corto circuito, antes de usar el multiplicador. Para efectuar cálculos prácticos generalmente se usa un multiplicador de 1.5 a 1.6 en circuitos de voltaje medio y alto, y aproximadamente de 1.25 en circuitos de bajo voltaje.

La tabla mostrada es una lista abreviada de multiplicadores publicada por la NEMA. La figura 11 muestra los multiplicadores para diferentes valores de X/R, de cero a siete ciclos después del inicio de la falla.

Facta de aduante de ysto casado %	Notas de A H de caso casado	Medias de algunas de las variables		
		No. de instancias muestras P. 0.4MP	Ataque P. 0.4MP mue. P. 2	Procesos P. 0.4MP mue. P. 2
5	15.974	2.675	1.568	1.101
10	9.2301	2.455	1.436	1.229
15	6.5212	2.309	1.330	1.171
20	4.8290	2.183	1.247	1.127
25	3.8730	2.074	1.181	1.093
30	3.1358	1.978	1.140	1.066
35	2.6264	1.893	1.091	1.046
40	2.2413	1.819	1.060	1.031
45	1.9445	1.753	1.041	1.020
50	1.7321	1.694	1.026	1.013
55	1.5185	1.641	1.015	1.008
60	1.3133	1.594	1.009	1.004
65	1.1691	1.551	1.004	1.002
70	1.0.02	1.517	1.002	1.001

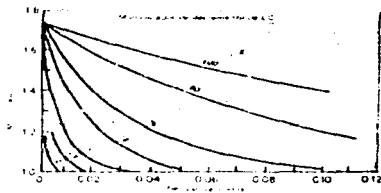


Figura 11. Multiplicadas a diferentes relaciones de X, H y y otros en los 5 casados del grupo de la facta que aparece en la columna anterior a la facta.

El esfuerzo de interrupción se basa en la magnitud de la corriente de corto circuito en el momento en que se separan los contactos del interruptor o en el que el fusible se funde. El interruptor corta el flujo de corriente después de 3, 5 u 8 ciclos. En las plantas industriales generalmente se usan los interruptores de 8 ciclos. Después de 8 ciclos, la aportación de los motores de inducción desaparece y la reactancia de los motores síncronos pasa de subtransitoria a transitoria. Este es el motivo por el cual para obtener el esfuerzo de interrupción de los disyuntores para más de 600 volts, se emplea la reactancia subtransitoria de los generadores y la reactancia transitoria de los motores síncronos, sin tomar en cuenta a los motores de inducción. La componente de CC casi desaparece después de 8 ciclos, y por lo tanto se usa un multiplicador de 1.0 para estos interruptores.

3. 3 EL METODO UNITARIO APLICADO A CALCULOS DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Fundamento para clasificar los disyuntores y fusibles de CA, el método unitario aplicado a cálculos de corto circuito y conversión de valores unitarios a reactancia equivalente total.

La protección selectiva de los sistemas eléctricos de potencia se inicia con cálculos de corto circuito. El objetivo de hacer estos cálculos es lograr una selección adecuada de los dispositivos protectores como interruptores y fusibles.

La clasificación de los interruptores de potencia (600 volts) se complica debido a los pocos ciclos que necesita el interruptor para hacer la interrupción después del inicio del corto circuito. Este lapso es la suma de los tiempos necesarios para que el relevador de protección cierre sus contactos, la bobina de disparo del disyuntor active su mecanismo de operación, los contactos del interruptor se separen y el arco se interrumpa dentro de su cámara.

Los mayores esfuerzos mecánicos, se producen durante el primer medio ciclo debido a la componente de CC y a las aportaciones de corriente de los motores y generadores.

Desde el inicio del corto circuito hasta la separación de los contactos del interruptor, la corriente disminuye debido al decremento de la componente de CC y a las modificaciones en los valores de las reactancias de los motores. Por lo tanto, la corriente que el interruptor debe cortar a los 4, 5 u 8 ciclos después de que se origina la falla, es menor que el valor máximo durante el primer medio ciclo. Debido a que la magnitud de la corriente se modifica con el tiempo, deben considerarse dos tipos de capacidades de corriente de corto circuito en los interruptores de potencia:

La capacidad momentánea se considera como la capacidad del interruptor para permanecer cerrado y resistir los esfuerzos térmicos y mecánicos producidos por la corriente máxima de corto circuito del primer medio ciclo de la falla.

La capacidad interruptiva se considera como la capacidad del interruptor para cortar el flujo de la corriente de corto circuito mediante su elemento interruptor después de 4, 5 u 8 ciclos, de acuerdo con el tipo de interruptor.

Las capacidades nominales de los interruptores de potencia se especifican de acuerdo con las normas ANSI y NEMA y las clasificaciones de IEEE y se clasifican tomando en cuenta el tipo de interruptor, voltaje, corriente y capacidad interruptiva. La tabla 1, da características de interruptores de potencia.

Columna 1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Tipo de interruptor	Voltaje nominal			Prueba de resistencia del nivel de aislamiento		Capacidades nominales de interrupción			Capacidad nominal de interrupción			Tiempo nominal de interrupción en ciclos (base de 60 Hz)
	kV máx. reales	Diseño máximo kV	kV límites de campo según los MVA de los circuitos	Base de prueba kV rms	Prueba de ruptura kV	Corriente máxima (rms)	Corriente máxima (instantánea)	Cuatro segundos	MVA interruptores de potencia	Amperes de interrupción	Capacidad nominal máxima	
4.16-7.5	4.16	4.76	3.5	19	60	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
4.16-250	4.16	4.76	3.85	19	60	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
4.16-250B	4.16	4.76	3.85	19	60	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
4.16-350	4.16	4.76	4.0	19	60	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
7.2-500	7.2	8.25	6.6	16	95	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
13.8-500	13.8	15.0	11.5	16	95	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
13.8-500B	13.8	15.0	11.5	16	95	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
13.8-750	13.8	15.0	11.5	16	95	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
13.8-750B	13.8	15.0	11.5	16	95	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8
13.8-1000	13.8	15.0	11.5	16	95	1200	20 000	17 500	75	10 500	12 500	8

TABLA 1. CARACTERÍSTICAS DE INTERRUPTORES DE POTENCIA

Hay cuatro límites que nunca deben excederse al seleccionar un interruptor de potencia:

el voltaje de operación (columna 3), la corriente momentánea (columna 8), los MVA de interrupción (columna 10) y la capacidad máxima de interrupción en amperes (columna 12). Para un disyuntor de potencia, designado comúnmente como un interruptor de 4160 v y 250 MVA, los cuatro valores correspondientes son :

- el voltaje de operación, enlistado como el de diseño máximo en KV , tiene un valor de 4,76 KV y es el voltaje (rms) más alto a la frecuencia nominal para la cual se diseño el interruptor.

- la corriente momentánea es de 60,000 Amp y es la corriente máxima asimétrica(rmc) que resiste el interruptor, incluyendo la corriente de corto circuito de todas las fuentes y la componente de CC. Esta corriente es la máxima existente durante el primer medio ciclo después del inicio de la falla y define la capacidad del interruptor para permanecer cerrado y resistir los esfuerzos mecánicos producidos por la mayor descarga de corriente de corto circuito. Esto es importante porque los esfuerzos mecánicos varían con el cuadrado de la corriente. Los interruptores de potencia están calibrados de tal forma que su capacidad nominal momentánea es de aproximadamente 1.6 o más veces la capacidad nominal máxima de interrupción en amperes.

- los MVA de interrupción, enlistados como el valor de los MVA trifásicos, tienen un valor de 250 MVA(de interrupción al voltaje especificado). Este valor es producto de los KV a los cuales opera el interruptor, por el valor de la corriente de corto circuito en KA que debe interrumpir, por la raíz cuadrada de tres.

- la capacidad máxima de interrupción en amperes es de 37,500 A y es la corriente máxima (rmc) que el interruptor puede cortar sin importar que tan bajo sea el voltaje.

Cuando no hay aportación de corriente de corto circuito debida a motores, solo es necesario verificar el esfuerzo de interrupción(MVA). Si este valor no excede el valor de la columna 10, entonces la corriente máxima de corto circuito, incluyendo la componente de CC, estará dentro de la capacidad momentánea del interruptor. Si hay una aportación considerable en la carga de corriente de corto circuito debida a motores, se debe verificar tanto el esfuerzo momentáneo como el de interrupción.

El esfuerzo máximo momentáneo del interruptor de potencia se obtiene determinando la corriente en el primer medio ciclo. La corriente de corto circuito durante este lapso incluye las aportaciones de todas las fuentes de corto circuito como generadores, motores síncronos y de inducción y la conexión del sistema de suministro del exterior. Las reactancias subtransitorias de los generadores y motores síncronos y de inducción se tienen que tomar en cuenta en el diagrama de reactancias total. La componente de CC, que tiene su valor máximo en el primer medio ciclo, también se puede tomar en cuenta aplicando un multiplicador, el cual es 1.6 en el caso general como se muestra en la tabla 3. Para el caso especial, en donde el esfuerzo simétrico calculado excede de los 500 MVA y el circuito se alimenta directamente de los generadores o totalmente a través de reactores limitadores de corriente, el multiplicador es 1.5.

El esfuerzo que debe realizar interruptor de potencia se verifica determinando la corriente de corto circuito en el instante en que los contactos del disyuntor se separan. A menor número de ciclos requeridos para que se separen los contactos, mayor será la corriente que se interrumpe.

En consecuencia, los interruptores de potencia se agrupan en clases correspondientes a la velocidad de operación de los mismos. En vez de tomar en cuenta el tiempo al que la corriente de corto circuito debe calcularse, se usa un multiplicador (tabla 3) para obtener las reactancias de los motores en ese instante.

Normalmente, la aportación de los motores de inducción desaparece y las reactancias de los motores síncronos pasan de valores subtransitorios a transitorios antes de que se separen los contactos. Por lo tanto, para el cálculo del esfuerzo de interrupción, se toman en cuenta las reactancias subtransitorias del generador y las reactancias del motor síncrono, no así las del motor de inducción. En el instante en que los contactos del interruptor se separan (después de 8 ciclos), casi toda la componente de CC* a desaparecido, razón por la cual se usa un multiplicador de 1.0.

En los sistemas de potencia de gran capacidad, donde el esfuerzo simétrico de interrupción es de 500 MVA o mayor y el circuito se alimenta principalmente de los generadores, o totalmente a través de reactores limitadores de corriente, se usan los multiplicadores para casos especiales proporcionados en la tabla 3. En este caso especial, puede haber un residuo de la componente de CC, cuando los contactos del disyuntor se separan.

Tipo de disyuntor	Voltaje		Capacidad nominal de interrupción [†]		Capacidad nominal de interrupción ^{††}		Tiempo del arqueo, cuando la corriente actual empieza
	AC	CC	Asimétrica	Simétrica	Asimétrica	Simétrica	
15	600 481	250 y menos	15 000	14 000	15 000	14 000	225
15	480 241	—	25 000	22 000	15 000	14 000	225
15	240 y menos	—	30 000	25 000	15 000	14 000	225
25	600 481	250 y menos	25 000	22 000	25 000	22 000	600
25	480 241	—	35 000	30 000	25 000	22 000	600
25	240 y menos	—	50 000	42 000	25 000	22 000	600
50	600 481	250 y menos	50 000	42 000	50 000	42 000	1600
50	480 241	—	60 000	50 000	50 000	42 000	1600
50	240 y menos	—	75 000	65 000	50 000	42 000	1600
75	600 481	250 y menos	75 000	65 000	75 000	65 000	3000
75	480 241	—	90 000	75 000	75 000	65 000	3000
75	240 y menos	—	100 000	85 000	75 000	65 000	3000
100	600 481	250 y menos	100 000	85 000	100 000	85 000	4000
100	480 241	—	100 000	85 000	100 000	85 000	4000
100	240 y menos	—	150 000	130 000	100 000	85 000	4000

* Corriente media en el instante de la interrupción de la falla.

†† Se refiere al tipo de disyuntor de interrupción en serie.

TABLA 2. CAPACIDADES NOMINALES ESTANDAR DE INTERRUPTORES DE BAJO VOLTAJE

FUSIBLES

Los fusibles de alto voltaje son de 2 tipos : limitadores de corriente, que efectúan la interrupción antes del primer valor pico de la corriente, y no limitadores de corriente, que abren el circuito 1 a 2 ciclos después del inicio de la falla. Los fusibles se clasifican en base a la máxima corriente (i_{mc}) que fluye en el primer ciclo después de que ocurre el corto circuito y en términos de corriente de corto circuito posible, la que se determina mediante las reactancias subtransitorias de todos los generadores, motores de inducción, motores síncronos y fuentes de suministro del exterior, y estableciendo un multiplicador de 1.6 para la componente máxima de CC. En el caso especial, en el que el voltaje de operación es de 15 KV o menor, los fusibles no son limitadores de corriente y la relación X/R es menor de 4, el multiplicador a usar es 1.2. Por consiguiente, la capacidad de interrupción en amperes de los fusibles de potencia se calcula en la misma forma que la capacidad momentánea de los interruptores de potencia.

Los interruptores de bajo voltaje (hasta 600V) son diferentes a los interruptores de alto voltaje porque son casi instantáneos cuando operan con corrientes cercanas a su capacidad de interrupción. Los contactos de estos disyuntores de bajo voltaje se separan durante el primer ciclo de la corriente de corto circuito, y debido a esta operación rápida, el esfuerzo momentáneo se considera igual al de interrupción.

La corriente de corto circuito que se debe determinar es la corriente en el primer medio ciclo. Deben usarse las reactancias subtransitorias de los generadores así como las de los motores síncronos y de inducción, y se debe tomar en cuenta la componente de CC. El multiplicador es menor que en los interruptores de alto voltaje debido a que la relación X/R es menor en los circuitos de bajo voltaje. La menor relación X/R da como resultado una disminución más rápida de la componente de CC en comparación con circuitos de mayor voltaje.

Anteriormente, las capacidades interruptivas de los interruptores de bajo voltaje se basaban en la corriente (i_{mc}) total asimétrica del primer medio ciclo como un promedio de las tres fases. Las normas de la NEMA y el IEEE han establecido un multiplicador de 1.25 basado en una relación X/R de 11.72. Este multiplicador se aplica a la corriente simétrica de corto circuito del primer medio ciclo.

Durante varios años las normas NEMA se han establecido en base a la interrupción de corrientes simétricas. Los interruptores se prueban bajo condiciones de asimetría máxima con un circuito de prueba que tiene una relación X/R no menor de 6.6, correspondiente a un multiplicador promedio de 1.17. Este multiplicador se usa en la mayoría de los sistemas de bajo voltaje alimentado por transformadores de baño de aceite. En los transformadores de tipo seco, la relación X/R puede ser mayor de 6.6, y en estos casos los interruptores se seleccionan en base a sus capacidades nominales asimétricas.

Tipo de equipo Estruza de interrupción	Reactancias a usar			Multiplicadores	
	Generadores externos	Motores de inducción	Motores de tracción	Caso general	Caso especial
Disruptores de potencia con tiempos de interrupción de					
8 ciclos	Subtransmisión	Trasformador	Inductancia	1.0	1.1*
5 ciclos	Subtransmisión	Trasformador	Inductancia	1.1	1.2*
3 ciclos	Subtransmisión	Trasformador	Inductancia	1.2	1.3*
2 ciclos	Subtransmisión	Trasformador	Inductancia	1.3	1.5*
Disruptores de potencia de bajo voltaje	Subtransmisión	Subtransmisión	Subtransmisión	1.0†	—
Disruptores de capacidad e interruptores de fusión	Subtransmisión	Subtransmisión	Subtransmisión	1.0	—
Fusibles e interruptores de fusibles (mayores de 1500 volts)	Subtransmisión	Subtransmisión	Subtransmisión	1.0	1.2
Fusibles de bajo voltaje (600 V y menores)	Subtransmisión	Subtransmisión	Subtransmisión	1.0†	—
Control de motores de bajo voltaje con fusibles e interruptores de barras móvil integrados	Subtransmisión	Subtransmisión	Subtransmisión	1.25	—
Disruptores de potencia de fuerza momentánea	Subtransmisión	Subtransmisión	Subtransmisión	1.5	1.5*

* El valor de la multiplicación es el producto de la impedancia de la línea a tierra y la impedancia de la línea a neutro, expresada en ohms por milla, multiplicada por el número de millas entre la fuente y el punto de falla. El valor de la multiplicación es el producto de la impedancia de la línea a tierra y la impedancia de la línea a neutro, expresada en ohms por milla, multiplicada por el número de millas entre la fuente y el punto de falla. El valor de la multiplicación es el producto de la impedancia de la línea a tierra y la impedancia de la línea a neutro, expresada en ohms por milla, multiplicada por el número de millas entre la fuente y el punto de falla.

TABLA 3. REACTANCIAS DE MAQUINAS Y MULTIPLICADORES USADOS EN CALCULOS SIMPLIFICADOS

El método unitario se usa con profusión en cálculos de corto circuito. Puesto que las corrientes de corto circuito dependen de las reactancias X , desde e incluyendo las fuentes hasta el punto de falla, el problema principal en el cálculo es la determinación de la reactancia total. Para obtenerla, primero se debe determinar la reactancia de cada fuente y elemento del circuito y entonces combinarlas en serie y en paralelo. Después de obtener la reactancia total, se calcula la corriente simétrica de corto circuito. E es el voltaje del sistema y Z la impedancia total. El voltaje I es el voltaje de línea a neutro, es decir el voltaje de línea a línea dividido entre raíz de 3.

La impedancia Z se expresa mediante la fórmula $Z = \sqrt{R^2 + X^2}$. Sin embargo, la resistencia no se toma en cuenta en cálculo de fallas mayores de 600v, resultando un pequeño error de porcentaje que se considera insignificante. En sistemas mayores de 600v la resistencia de los cables es relativamente pequeña, y generalmente no se toma en cuenta. En sistemas de 600v y menores, la resistencia de los alimentadores y barras conductoras debe tomarse en cuenta si su valor es mayor de $\frac{1}{3}$ del valor de la reactancia entre la fuente y el punto de falla.

Hay tres sistemas principales para expresar la reactancia de los elementos de un circuito. Las reactancia pueden expresarse en ohms en porcentaje, o en unidades tomando como base un valor elegido en KVA.

Las reactancias expresadas en valores unitarios se pueden combinar fácilmente si se usa más de un nivel de voltaje (no es necesario efectuar la conversión de un nivel de voltaje a otro). El método unitario se emplea en publicaciones de IEEE.

El sistema unitario es un medio conveniente para expresar diferentes números, facilitando su comparación. El valor unitario es igual a la relación :

$$\text{Valor unitario} = \frac{\text{Un número}}{\text{Un número base elegido}}$$

El método unitario aplicado a cálculos de corto circuito convierte todas las diferentes reactivancias de un circuito a una relación con base en un número convenientemente elegido. Este número base es un valor en KVA, frecuentemente el del transformador de mayor capacidad en el circuito, y es un número entero como 1000, 10000 KVA.

Las siguientes fórmulas son necesarias para convertir los datos de reactivancia a valores unitarios y combinar éstos en una reactivancia unitaria total sobre una base elegida. En las fórmulas, ohms es el valor del conductor unifilar al neutro, IVA es la base elegida en KVA trifásicos y KV es el voltaje de línea a línea.

La fórmula 1 se usa para convertir las reactivancias de cables, barras conductoras y otros elementos en ohms, a valores unitarios :

$$\text{Reactivancia unitaria} = \frac{\text{ohms} \times \text{KVA}}{1000 \times \text{KV}^2} \quad (1)$$

La fórmula 2 se usa para convertir la reactivancia en por ciento en reactivancia unitaria :

$$\text{Reactivancia unitaria} = \frac{\text{reactancia en \%}}{100} \quad (2)$$

La fórmula 3 se usa para obtener, si se requiere, la reactivancia en por ciento :

$$\text{Reactivancia en por ciento} = \text{reactancia unitaria} \times 100 \quad (3)$$

La fórmula 4 se usa para convertir la reactivancia unitaria basada en la capacidad nominal de un equipo, a reactivancia unitaria sobre la base elegida en KVA. La reactivancia de motores, generadores y transformadores generalmente se expresa en por ciento de su propia capacidad nominal en KVA, la que puede convertirse a unitaria mediante la fórmula 2, usando después la fórmula 4

$$\text{Reactivancia unitaria} = \frac{\text{reactancia unitaria} \times \text{KVA}}{\text{capacidad nominal en KVA}} \quad (4)$$

Por ejemplo, en un transformador de 1000 KVA que tiene una reactivancia de 5.75%, Cuál es su reactivancia sobre una base de 10000 KVA. Si se aplica la fórmula 2, la reactivancia unitaria sobre la capacidad nominal en KVA = $5.75/100 = 0.0575$, y aplicando la fórmula 4, la reactivancia unitaria sobre la base elegida en IVA = $(0.0575 \times 10000) / 1000 = 0.575$.

La fórmula 5 se usa para convertir los KVA posibles de corto circuito del servicio de suministro público a reactancia unitaria :

$$\text{Reactancia unitaria} = \frac{\text{KVA}}{\text{KVA posibles de corto circuito}} \quad (5)$$

En los sistemas de bajo voltaje, la compañía de suministro público puede expresar la corriente posible de corto circuito en amperes. Se debe determinar si este valor es simétrico o asimétrico, así como el valor de X/R en la toma del servicio. Si la corriente de corto circuito se expresa en amperes asimétricos, se debe buscar en las tablas el multiplicador apropiado para el valor X/R.

La fórmula 6 convierte amperes asimétricos a amperes simétricos :

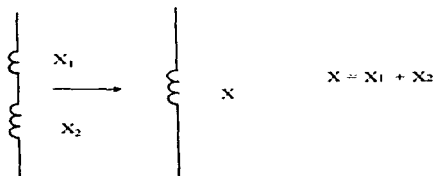
$$\text{Amp}_{\text{sim}} = \frac{\text{Amp}_{\text{asim}}}{\text{multiplicador simetrico}} \quad (6)$$

La fórmula 7 convierte amperes(rms) simétricos a reactancia unitaria :

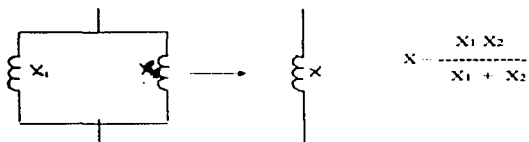
$$\text{Reactancia unitaria} = \frac{\text{KVA}}{\text{A}_{\text{sim}} \times \text{KV} \sqrt{3}} \quad (7)$$

Una vez que todas las reactancias se convierten a valores unitarios sobre la base elegida en IVA , se deben combinar en serie y en paralelo para obtener la reactancia unitaria total equivalente. Esto se efectúa mediante las fórmulas 8 a 12 mostradas a continuación :

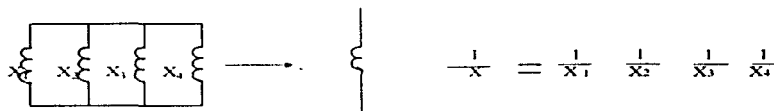
Fórmula 8 - combinación de ramas en serie :



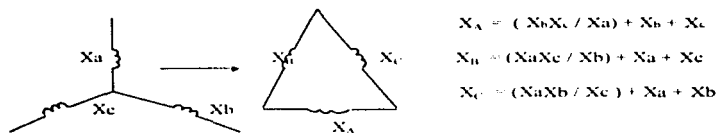
Fórmula 9 - combinación de 2 ramas en paralelo :



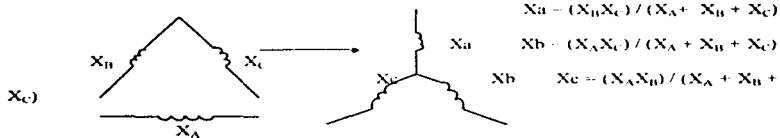
Fórmula 10 - combinación de varias ramas en paralelo :



Fórmula 11 - transformación de Y a delta



Fórmula 12 - transformación de delta a estrella



La fórmula 13 se usa para calcular los KVA simétricos de corto circuito a partir de la reactancia unitaria total :

$$IVA = \text{simétricos de corto circuito} = \frac{KVA}{\text{Reactancia unit. total}}$$

La fórmula 14 se usa si se necesitan amperes(rms) simétricos :

$$\text{Ampers sim. de corto circuito} = \frac{KVA}{\text{Reactancia unit. total} \times KV \times \sqrt{3}}$$

Los esfuerzos de interrupción y momentáneo se obtienen aplicando los multiplicadores correctos de la tabla 3 a los valores simétricos calculados.

3.4 CÁLULO DE CORRIENTES DE CORTO CIRCUITO

Información necesaria para el cálculo simplificado de corriente de falla y ejemplo para determinar el valor inicial de la corriente (rmc) simétrica.

Ya se examinaron los principios básicos de cálculos de fallas, así como la aplicación de los dispositivos protectores. Ahora se puede aplicar un método de cálculo simplificado y confiable para seleccionar los dispositivos interruptores. Este método puede usarse en lugar de los métodos complicados que utilizan las curvas de decremento y que con frecuencia son innecesarios.

Para hacer un estudio de corto circuito se siguen los siete pasos que se mencionan a continuación:

(1) Trazar un diagrama unifilar del sistema, (2) Seleccionar una base conveniente en KVA, (3) Obtener la información que proporcionan los fabricantes, los valores adecuados de las reactancias de todos los componentes del equipo, (4) Convertir el diagrama unifilar a un diagrama de reactancias basado en valores unitarios, (5) Combinar las reactancias en una sola reactancia equivalente, (6) Determinar la corriente simétrica de corto circuito y los KVA y (7) Determinar la corriente asimétrica de corto circuito y los KVA.

Paso 1 Trazar un diagrama unifilar mostrando todas las fuentes de corto circuito y todos los elementos de impedancia (fig 1). El diagrama unifilar debe incluir el suministro del exterior, generadores, motores sincrónicos y de inducción, así como los elementos importantes por su impedancia tales como transformadores, reactores, cables, barras conductoras y disyuntores.

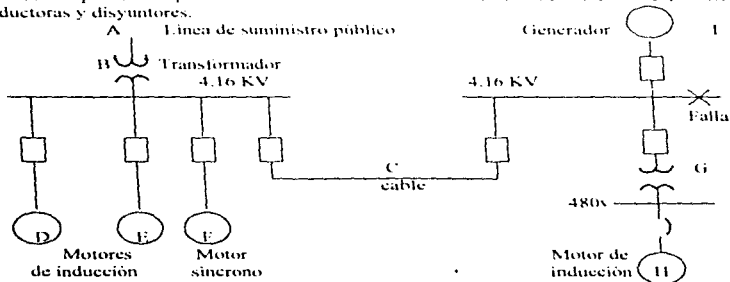


FIGURA 1. DIAGRAMA UNIFILAR MUESTRA TODAS LAS FUENTES DE CORTO CIRCUITO Y LOS ELEMENTOS DE IMPEDANCIA

Paso 2 Seleccionar una base apropiada en KVA que sea común para todos los niveles de voltaje. Se puede usar un número entero como 1000, 10000 ó 100000. Se seleccionan voltajes básicos distintos para cada nivel de voltaje nominal. Generalmente se seleccionan los voltajes de los transformadores como valores base.

Paso 3 Obtener los valores correctos de reactancia preferentemente de la información que proporcionan el fabricante. Las tablas 1,2,3, y 4 muestran valores típicos de reactancias. En las fuentes de máquinas rotatorias de CA la reactancia se modifica dentro de un lapso muy corto después del inicio de la falla, desde la reactancia subtransitoria a la reactancia transitoria y hasta la reactancia sincrona. Los motores de inducción sólo tienen asignada la reactancia subtransitoria y sólo se les toma en cuenta para el cálculo de la capacidad momentánea de los interruptores y fusibles. No se toman en cuenta para cálculos del esfuerzo de interrupción de los interruptores para más de 600v, y deben eliminarse en el diagrama de reactancias.

La selección de la reactancia subtransitoria y transitoria en equipo rotatorio que aporta corriente de corto circuito se estudió en las secciones 3.2 y 3.3. La tabla 3 de la sección 3.3 es una guía para seleccionar correctamente los valores de reactancia. Los valores seleccionados de reactancia se incluyen en el diagrama de reactancia después de convertirse a la base elegida en KVA por el método unitario.

Paso 4 Trazar un diagrama de reactancia convirtiendo el diagrama unifilar a valores unitarios sobre una base seleccionada. Este diagrama debe incluir todas las reactancias y resistencias importantes. Se usan principalmente reactancias porque si se utilizan impedancias, se hace necesario usar el cálculo vectorial para combinar resistencias con reactancias. Generalmente, la resistencia de la mayoría de los componentes de los sistemas es un reducido porcentaje de la reactancia correspondiente, y se comete un error insignificante al ignorar la resistencia. Esta es la regla para más de 600v, pero a 600v o menos, la resistencia de los alimentadores y circuitos ramales puede ser importante.

En la fig 2 se muestra un diagrama típico de reactancias. Este se obtiene dibujando una barra conductora de reactancia cero (barra conductora fuente) y conectando a ella todas las fuentes de corriente de corto circuito. Entonces, se agregan todas las reactancias importantes, y se obtiene un diagrama completo de reactancias que refleja todas las reactancias en el punto de falla.

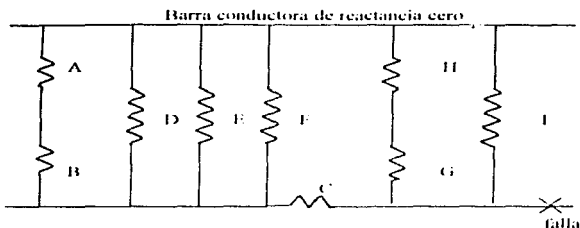


FIGURA 2. UN DIAGRAMA TÍPICO DE REACTANCIA SE DERIVA DEL DIAGRAMA UNIFILAR

Paso 5 Integrar todas las reactancias en una línea equivalente que incluya todas las reactancias entre la barra conductora de reactancia cero y el punto de falla, usando las fórmulas de la No 8 a la No 12. La reactancia total equivalente expresada unitariamente sobre una base seleccionada, se usa para determinar la corriente de corto circuito y los KVA en el punto de falla.

Paso 6 Determinar el valor de la corriente simétrica de corto circuito o KVA. La corriente simétrica de corto circuito se obtiene de la fórmula 14, para obtener los KVA simétricos usar la fórmula 13.

Paso 7 Determinar el valor de la corriente asimétrica de corto circuito o KVA aplicando los multiplicadores de desplazamiento. La tabla 3 (sección 3.3) proporciona los multiplicadores apropiados para varias aplicaciones. La fig II (sección 3.2) proporciona los multiplicadores para la corriente (i_{rms}) asimétrica existente durante un corto tiempo después del inicio de la falla y para varias relaciones de X/R.

Un ejemplo numérico de cálculo de corto circuito en un sistema industrial de alimentación de voltaje medio y bajo se puede efectuar ahora.

Paso 1. La figura 3 muestra el diagrama unifilar de un sistema industrial de alimentación en el que una línea de suministro público y un generador independiente pueden alimentar la planta simultáneamente. La subestación, de 4.16KV a 480v, tiene un transformador de 1000 KVA con una impedancia de 8%. Los motores de inducción alimentados por esta subestación se consideran con un kVA igual al de la subestación y con 25% de reactancia subtransitoria (X''_d). Esto elimina el ramal de la subestación. Los cables son de tres conductores entrelazados, del tipo con forro de acero. Las capacidades y reactancias del resto del equipo se muestran en el diagrama unifilar de la fig 3.

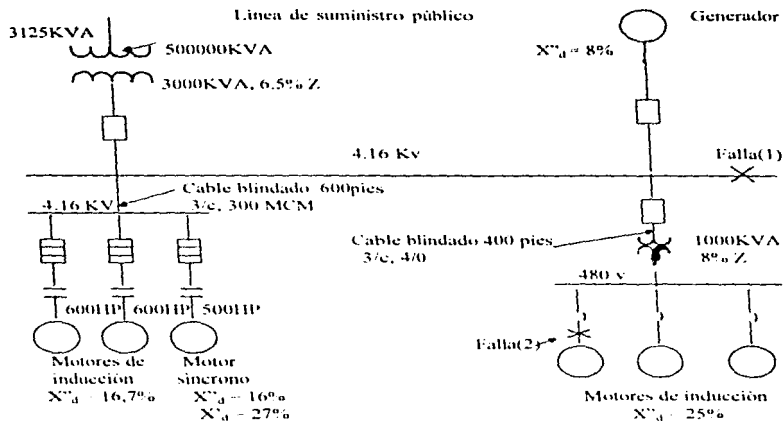


FIGURA 3. DIAGRAMA UNIFILAR QUE CORRESPONDE A UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Paso 3. Convertir los diferentes valores de reactancia del diagrama unifilar a valores unitarios sobre la base en KV/Aelegida .

Los valores calculados de reactancia unitaria se enlistan a continuación en la siguiente tabla.

CALCULOS DE CONVERSION DE REACTANCIA

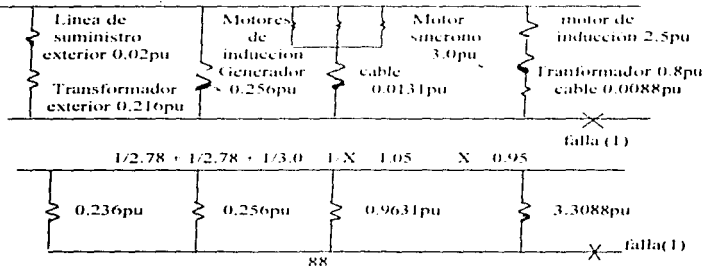
ELEMENTO DE CIRCUITO	REACTANCIA SOBRE LA BASE DE LA CAPACIDAD NOMINAL	REACTANCIA UNITARIA SOBRE LA BASE SELECCIONADA
Línea de suministro público	500 MVA existentes	$10000/500000 = 0.02$ (5)
Transf del suministro público	$6.5^{\circ}a = 0.065$ pu (2)	$0.065 \times (10000/300) = 0.216$ (4)
Generador de 3125 KVA	$8^{\circ}a = 0.08$ pu (2)	$0.08 \times (10000/3125) = 0.365$ (4)
S.E. de 1000 KVA	$8^{\circ}a = 0.08$ pu (2)	$0.08 \times (10000/1000) = 0.8$ (4)
Motor de inducción de 4KV	$16.7^{\circ}a = 0.167$ (2)	$0.167 \times (10000/600) = 2.78$ (4)
Motor síncrono de 4000v	$X^{\circ}a = 16^{\circ}a = 0.16$ pu (2) $X^{\circ}a = 27^{\circ}a = 0.27$ pu (2)	$0.16 \times (10000/500) \times (4000/4160)^2 = 3.0$ (4) $0.27 \times (10000/500) \times (4000/4160)^2 = 4.8$ (4)
Motor de inducción de 480v	$X^{\circ}a = 25^{\circ}a = 0.25$ pu (2)	$0.25 \times (10000/1000) = 2.5$ (4)
Cables p/motores de 4 KV	$(600ft/1000) \times 0.377 \times \text{ohms}$	$(\text{ohms} \times 10000) / (1000 \times 4.16) = 0.0131 \times$ (1)
Cables p/transf de 1000 KVA	$(400ft/1000) \times (0.381 \times \text{ohms})$	$(\text{ohms} \times 10000) / (1000 \times 4.16) = 0.0088 \times$ (1)

Los números entre paréntesis se refieren a las fórmulas de la sección precedente 3.3

Paso 4. Convertir el diagrama unifilar a un diagrama de reactancia

Paso 5, 6 y 7. Integrar las reactancias en una reactancia de valor único equivalente.

4. Calcular el esfuerzo momentáneo en la falla (1) sobre la barra conductora de 4.16 KV usando reactancias subtransitorias para todo el equipo rotatorio. El diagrama de reactancia resultante y la reactancia unitaria total integrada se muestra en las siguientes figuras.



$$1/0.236 + 1/0.256 + 1/0.9631 + 1/3.3088 = 1/X_1 = 9.47 \quad X_1 = 0.105 \text{ pu}$$

Amperes simétricos momentáneos de corto circuito = $(10000/0.105 \times 4.16 \times 3) = 13200 \text{ Amp.}$

Amperes asimétricos momentáneos de corto circuito = $1.6 \times 13200 = 21\,100 \text{ Amp.}$

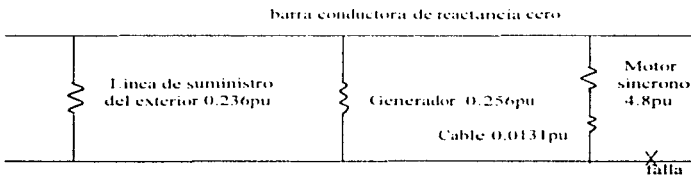
KVA simétricos momentáneos = $10000 \times 0.105 = 95\,000 \text{ KVA}$

KVA asimétricos momentáneos = $1.6 \times 95\,000 = 152\,000 \text{ KVA}$

3. Calcular el esfuerzo de interrupción en el punto de falla(1) de la barra conductora de 4.16KV. Para el esfuerzo de interrupción no se toma en cuenta la aportación de los motores de inducción, y no se indica en el diagrama de reactivancias. El motor síncrono se toma en cuenta con un valor de reactivancia transitoria. Esto elimina el ramal de la subestación y modifica el valor de reactivancia del motor síncrono. Los ramales del suministro exterior y del generador permanecen iguales. El diagrama de reactivancia para el esfuerzo de interrupción y la reactivancia unitaria total integrada se muestran en la figura 4.

Amperes de esfuerzo de interrupción de corto circuito = $10000 / (0.12 \times 4.16 \times 3) = 11600 \text{ Amp.} \quad (14)$

KVA de esfuerzo de interrupción de corto circuito = $10\,000 \times 0.12 = 83\,500 \text{ KVA}$



$$(1/0.236) + (1/0.256) + (1/4.8131) = (1/X_1) = 8.338$$

$$X_1 = 0.12 \text{ pu}$$

FIGURA 4. EL ESFUERZO DE INTERRUPTCIÓN DE LA FALLA (1) EN LA BARRA CONDUCTORA DE 4.16KV REQUIERE UN DIAGRAMA DE ESTE TIPO

C. Calcular la corriente de corto circuito en la falla (2) sobre la barra conductora de 480 v. El diseño actual de los interruptores de bajo voltaje difiere del de los interruptores de voltaje medio y alto. Los de bajo voltaje, son prácticamente instantáneos, separándose sus contactos a menudo durante el primer ciclo. Por lo tanto, la corriente de corto circuito debe determinarse en el primer medio ciclo, y esto se hace sobre la misma base que la usada para verificar el esfuerzo momentáneo de los disyuntores de voltaje medio y alto. Es decir, utilizando las reactivancias subtransitorias de los generadores y los motores síncronos de inducción.

Sobre esta base, se muestra en la figura 5 el diagrama de reactancias y la reactancia unitaria total integrada.

Amperes simétricos de corto circuito = $(10\,000 / 0.71 \times 0.48 \times 3) = 17\,000$ Amp.

Amperes asimétricos de corto circuito = $1.25 \times 17\,000 = 21\,200$ Amp.

La selección de interruptores puede hacerse ahora utilizando las tablas de la sección 3.3. Los interruptores deben seleccionarse tomando como base su corriente nominal, voltaje y capacidad para resistir los esfuerzos momentáneos y de interrupción calculados.

El siguiente paso es coordinar adecuadamente la activación de los relevadores de los interruptores para que operen secuencialmente siguiendo un orden predeterminado. Los interruptores cercanos a la falla deben activarse primero para aislar la sección averiada del resto del sistema. Los dispositivos protectores instalados en dirección a la fuente de potencia deben servir como protección de reserva en el caso de que los más cercanos a la falla no la aislen del sistema.

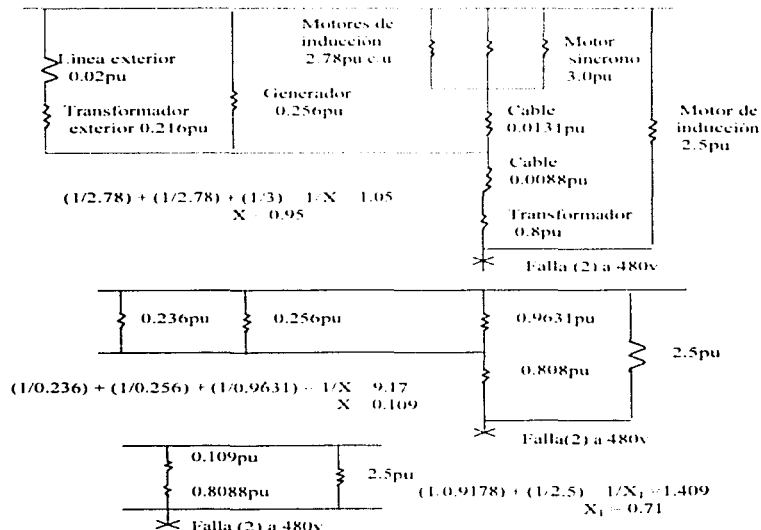


FIG 5. ESTE DIAGRAMA DE REACTANCIAS SE USA PARA LA FALLA (2)

TABLA 2 Reactancias de motor, valor unitario aproximado X en los KVA nominales

	SUBTRANSITORIA	TRANSITORIA
Motor sincrono individual grande de 6 polos, 8 a 14 polos,	0.10	0.15
Grupos de motores sincronos, 600v o menos de 600v	0.25	0.33
Motor de inducción grande	0.25	-----
Grupos de motores de inducción, 600v o menos más de 600v	0.20	-----

TABLA 3 Reactancia de transformadores, valor unitario por los KVA base del transf.

Centros de carga trifásicos, primario de 13.8 KV o menos, sec. de bajo voltaje	
300 a 500 KV	0.050
750 a 2500 KV	0.055
Transformadores de potencia trifásicos, secundario mayor de 2.4KV más de 500KVA	
KV primarios	valor unitario por KVA base
11 - 23	0.055
34.5	0.060
46	0.065
69	0.070
Transformadores de potencia monofásicos, sec. mayor de 2.4KV, más de 500 KVA	
KV primarios	valor unitario por KVA base
2.2 a 25	0.055
25.1 a 34.5	0.060
34.6 a 46	0.065
46.1 a 69	0.070

3.5 COMPONENTES SIMÉTRICAS

Las fallas trifásicas sin conexión a tierra generalmente imponen los esfuerzos más severos a los dispositivos protectores. El método simplificado de cálculo que se estudió con anterioridad muestra estas fallas equilibradas. Sin embargo, un sistema de alimentación trifásico puede estar sujeto a fallas de fase a tierra, fase a fase sin conexión a tierra y fase a fase con conexión a tierra. Una falla de fase a tierra a veces produce una corriente mayor que la producida por una corriente trifásica, si existen determinados valores de reactancia.

Un corto circuito trifásico en un sistema trifásico equilibrado produce una falla trifásica equilibrada. Las fallas de línea a línea o línea a tierra producen fallas trifásicas desequilibradas. El método de las componentes simétricas consiste en la conversión de un sistema desequilibrado de fasores (que representan volts o amperes) a tres sistemas equilibrados de fasores que se designan como componentes de secuencia positiva, negativa y cero.

Un sistema trifásico desequilibrado es aquel en el cual las tres fases están separadas 120 grados entre sí y las cantidades correspondientes a cada una de estas fases son iguales en magnitud. Si ocurre una falla trifásica en tal sistema, su efecto sobre voltajes y corrientes se puede representar como se ilustra en la figura 1 a la izquierda. Una falla de fase a fase o fase a tierra produce un sistema trifásico desequilibrado (fig 1 derecha).

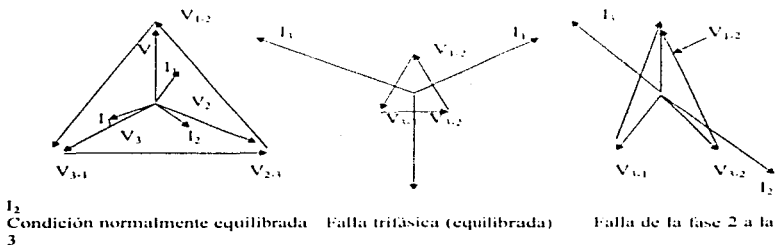


FIGURA 1. LOS DIAGRAMAS DE FASORES MUESTRAN LAS RELACIONES ENTRE CORRIENTES Y VOLTAJES PARA CORRIENTES EQUILIBRADAS Y DESEQUILIBRADAS

El método de las componentes simétricas permite expresar las cantidades de las tres fases desequilibradas como la suma de tres componentes, dos de las cuales son sistemas trifásicos equilibrados o simétricos (fig 2). Las tres cantidades del sistema de secuencia cero son iguales y están en fase.

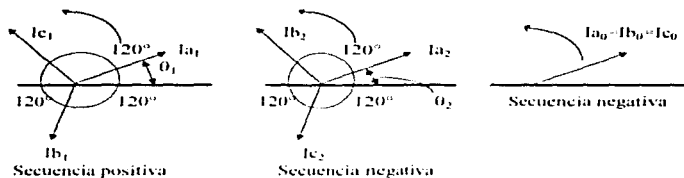


FIGURA 2

En un sistema de alimentación equilibrado (simétrico) los voltajes generados por la maquinaria rotatoria son iguales en magnitud y están defasados 120 grados. En dicho sistema las impedancias en todas las fases se consideran iguales hasta el punto de falla. Las corrientes de secuencia negativa producen caídas de voltaje negativas y las corrientes de secuencia cero producen caídas de voltaje de secuencia cero. No existe interacción entre secuencias de fase.

Las reactancias de secuencia se designan como $X_1 =$ reactancias de secuencia positiva, $X_2 =$ reactancias de secuencia negativa. Estos valores representan las reactancias del sistema al flujo de corrientes positivas, negativas y de secuencia cero.

La maquinaria síncrona tiene valores típicos de reactancia (síncrona, transitoria y subtransitoria) que son reactancias de secuencia positiva. La reactancia de secuencia negativa generalmente es igual a la subtransitoria, excepto en el caso del generador con rueda hidráulica sin devanado amortiguador. La reactancia de secuencia cero (X_0) generalmente es menor que las otras, como se muestra en la siguiente tabla :

APARATO	SINCRONA Xd	TRANSITORIA X'd	SECUENCIA POSITIVA, SUBTRANS- TORIA X''d	SECUENCIA NEGATIVA, X2	SECUENCIA CERO X0
Generador de 2 polos (enfriado interiormente con H ₂ , 2 a 45 l.b/pulg 2)	1.22 - 1.91* 1.65*	0.20 - 0.35 0.27	0.17 - 0.25 0.21	0.17 - 0.25 0.21	0.04 - 0.14 0.093
Generador de 2 polos. (enfriado con H ₂ a 30l.b/pulg2)	1.61 - 1.86 1.72	0.188 - 0.303 0.23	0.116 - 0.17 0.14	0.116 - 0.17 0.14	0.03 - 0.073 0.042
Generador de 4 polos	1.36 - 1.67 1.49	0.265 - 0.30 0.281	0.169 - 0.208 0.19	0.169 - 0.208 0.19	0.041 - 0.1825 0.106
Generador de polos salientes y motores con amortiguadores	0.6 - 1.5 1.25	0.2 - 0.5 0.3	0.13 - 0.32 0.2	0.13 - 0.32 0.2	0.03 - 0.24 0.18
Generadores de polos salientes sin amortiguadores	0.6 - 1.5 1.25	0.2 - 0.5 0.3	0.2 - 0.5 0.3	0.35 - 0.65 0.48	0.03 - 0.24 0.19
Condensadores sincrónicos (enfriados por aire)	1.25 - 2.20 1.85	0.3 - 0.5 0.4	0.19 - 0.3 0.27	0.18 - 0.4 0.25	0.025 - 0.15 0.12
Condensadores sincrónicos (enfriados con H ₂ , 1/2 l.b/pulg2)	1.5 - 2.65 2.2	0.36 - 0.6 0.48	0.24 - 0.36 0.32	0.22 - 0.48 0.31	0.03 - 0.18 0.11

Los valores superiores corresponden a la gama, los inferiores al promedio.

Los transformadores tienen reactancias de secuencia positiva y negativas idénticas. La reactancia de secuencia cero también tiene el mismo valor, salvo en los transformadores trifásicos del tipo con núcleo, cuando se hacen las conexiones para bloquear la corriente de secuencia cero. Las corrientes de secuencia cero no fluyen si la terminal neutra del transformador no está conectada a tierra. Cuando la corriente de secuencia cero no fluye, X₀ se considera infinita.

En la mayoría de los casos en que las corrientes de secuencia cero pueden fluir, X₀ es igual a la reactancia de secuencia positiva.

En los transformadores conectados Y - delta, la corriente de secuencia cero puede fluir a través de la conexión neutra de la Y si el neutro se conecta a tierra. No hay corrientes de secuencia cero que fluyan en el lado de conexión delta. En un transformador conectado en Y - Y las corrientes de secuencia cero fluyen tanto en el primario como en el secundario, a condición de que hayan las suficientes conexiones de neutro a tierra para proporcionar vías de corriente. La resistencia de los devanados del transformador normalmente no se toma en cuenta en los cálculos de corto circuito.

En los cables y líneas de transmisión las reactancias de secuencia positiva y negativa se consideran iguales. En las líneas de transmisión, la reactancia de secuencia cero es diferente porque la corriente de secuencia cero retorna vía la tierra por el cable aéreo de tierra.

La reactancia de secuencia cero generalmente es mayor que la de secuencia positiva y negativa. Con respecto a los cables, la reactancia de secuencia cero del cable trifásico es mayor que las reactancias de secuencia positiva y negativa porque la separación entre los conductores de salida y de retorno es mayor en el circuito de secuencia cero que en los de secuencia positiva o negativa. La vía de retorno a través de un conductor forrado o de distribución a tierra puede conducir todas las corrientes de secuencia cero. Esto da lugar a una caída de voltaje tres veces mayor que la producida si la vía de retorno condujera la corriente de un sólo conductor de salida. A la vía de retorno en el circuito de secuencia cero se le asigna una impedancia que es el triple de su impedancia real.

Se hace necesaria la determinación exacta de las reactancias de secuencia cero de cables y líneas de transmisión. Para obtener estimaciones apropiadas, las relaciones X_0/X_1 , proporcionan valores mínimos.

Por ejemplo, un cable de tres conductores con toro metálico o conduit y un retorno de tierra con conductividad promedio distribuida tendrá una relación X_0/X_1 , entre 3 y 5.

Los diagramas de secuencia se trazan para hacer cálculos (fig 3 y 4). Puesto que las tres componentes de secuencia son independientes hasta el punto de falla, se necesitan tres diagramas de redes. (fase a neutro del sistema de alimentación).

La red de secuencia positiva muestra voltajes de generadores, así como reactancias de generadores, transformadores y líneas.

La red de secuencia negativa generalmente es una copia de la red de secuencia positiva con excepción de : (1) No se muestran voltajes de generadores ya que ningún generador sincrónico opera con un orden inverso de fase. (2) Las reactancias de secuencia negativa de la maquinaria sincrónica ocasionalmente puede diferir de la reactancia de secuencia positiva.

La red de secuencia cero generalmente es similar a la red de secuencia negativa con excepción de : (1) Se presta atención especial a las conexiones de los transformadores. Los transformadores con conexión a tierra Y-Y permiten el flujo de corriente de secuencia cero de un lado al otro del banco. Los bancos conectados en Y-delta permiten que la corriente fluya en el neutro conectado a tierra, pero bloquean el paso de la corriente de secuencia cero de un lado al otro del banco. (2) Las resistencias y los reactores conectados entre los neutros de las máquinas o los transformadores y tierra se ilustran al triple de su valor nominal.

Las corrientes de secuencia cero o negativa no pueden fluir en sistemas equilibrados porque las máquinas sincrónicas o de inducción sólo generan voltajes de secuencia positiva. Cuando ocurre una falla, esta hace las veces de un convertidor que cambia los voltajes de secuencia positiva a voltajes de secuencia positiva y cero. Las componentes de secuencia negativa y cero se determinan instalando redes con una sola fuente de voltajes en la falla.

El cálculo de fallas desequilibradas se ilustra en la figura 3. La red de secuencia positiva incluye los voltajes generados E_S y E_V así como el voltaje de secuencia positiva E_{f1} en el punto de falla. Las redes de secuencia negativa y cero incluyen los voltajes E_{f2} y E_{f0} producidos por la conversión en el punto de falla.

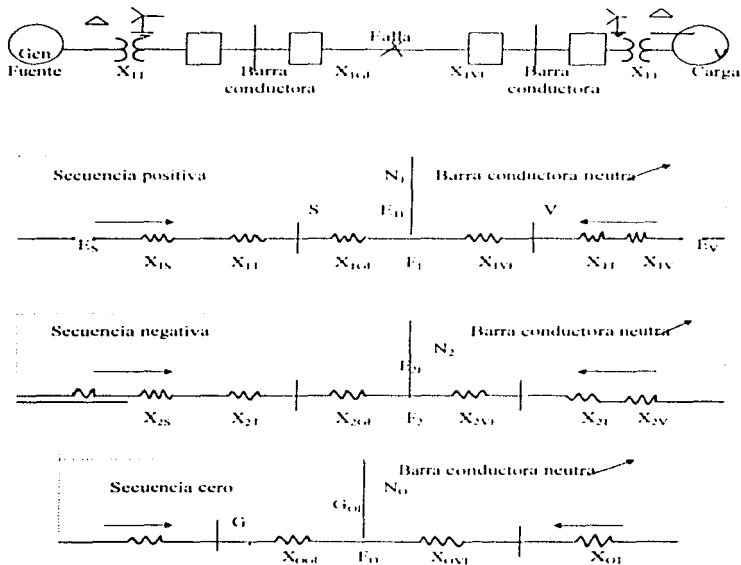


FIGURA 3. EL DIAGRAMA UNIFILAR ILUSTRAR UN SISTEMA ELECTRICO TRIFASICO Y TIPICO.

Después de convertir todas las reactancias a una reactancia equivalente única para los valores de las redes de secuencia positiva, negativa y cero, se aplican las siguientes fórmulas:

$$\text{Falla de una línea a tierra} = (3E\phi - N) / (X_1 + X_2 + X_0) \dots\dots\dots (1)$$

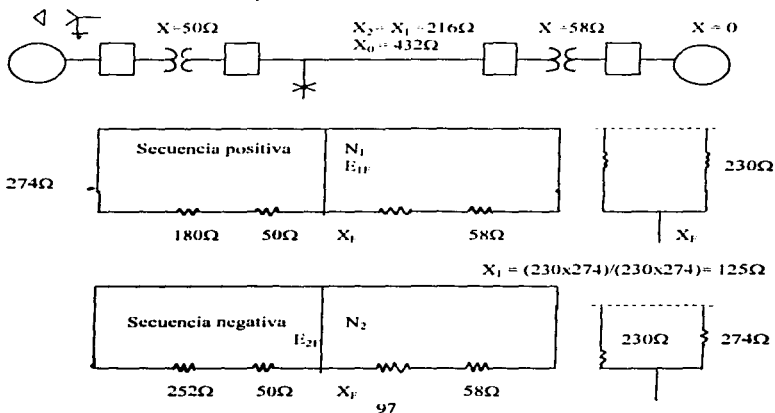
$$\text{Falla de línea a tierra} = (E\phi - N\sqrt{3}) / (X_1 + X_2) \dots\dots\dots (2)$$

$$\text{Falla de dos líneas a tierra} = (3E\phi - N - X_2) / (X_1 X_2 + X_0(X_1 + X_2)) \dots\dots\dots (3)$$

$$\text{Falla trifásica} = E\phi - N / X_1 \dots\dots\dots (4)$$

Si las redes se establecen en ohms sobre voltajes base, las corrientes se obtendrán directamente al voltaje base con estas fórmulas. Las reactancias de las máquinas y transformadores generalmente se expresan en valores porcentuales o unitarios en función de su capacidad nominal en KVA. Debido a que pueden intervenir distintas unidades, es necesario expresarlas todas en una base en KVA.

En la figura 4 se muestra un ejemplo numérico de cálculo de corto circuito por el método de las componentes simétricas. El sistema se compone de una estación generadora, una línea de transmisión de 120 KV y un sistema de generación infinito. La reactancia mostrada está en ohms referidos a los 120 KV de fase a fase seleccionados como base todas las resistencias carecen de importancia.



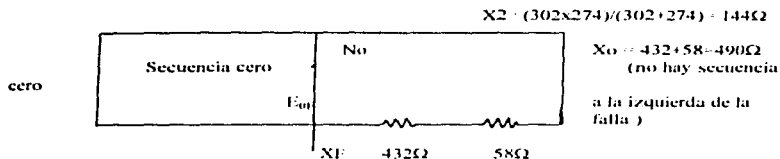


FIGURA 4. DIAGRAMAS DE SECUENCIAS POSITIVA, NEGATIVAS Y CERO, DEL EJEMPLO NUMERICO QUE SE BASA EN UNA LINEA DE TRANSMISION DE 120 KV

El voltaje de la linea de transmisión al neutro es :

$$V_{\phi-N} = 120 \sqrt{3} = 69.3 \text{ Kv}$$

$$\text{Falla de una linea a tierra} = (3 \times 69300) / (125 + 144 + 490) = 274 \text{ Amp}$$

$$\text{Falla de linea a tierra} = (120000 / 269) = 446 \text{ Amp.}$$

$$\text{Falla de dos lineas a tierra} = (3 \times 69300 \times 144) / (125 \times 144 + (125 + 144)) = 200 \text{ Amp.}$$

$$\text{Falla trifásica} = 69300 / 125 = 554 \text{ Amp.}$$

3.6 FALLA DOBLE LINEA (FDL)

La siguiente figura muestra las condiciones de una FDL en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):

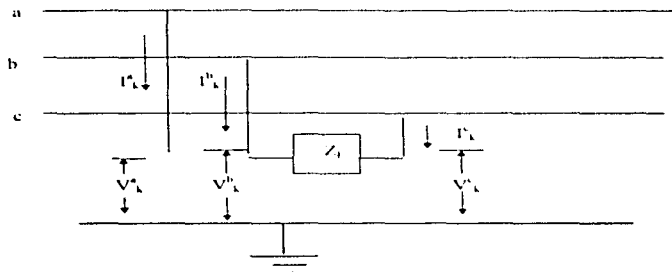


FIGURA 1. CONDICIONES DE UNA FDL EN UN SEP

Las condiciones de falla son:

$$I^a_k = 0 \quad (1)$$

$$I^b_k = -I^c_k \quad (2)$$

$$I^b_k = Z_1 I^c_k + V^c_k \quad (3)$$

Las corrientes en las fases en el bus k (bus de falla) son:

$$\begin{bmatrix} I^{abc}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^{012}_k \end{bmatrix} \quad (4)$$

De (1), (2), (3) y (4) se obtiene:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I^b_k \\ -I^b_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^0_k \\ I^1_k \\ I^2_k \end{bmatrix} \quad (5)$$

De acuerdo con (5) :

$$I_k^0 + I_k^1 + I_k^2 = 0 \text{ ----- } -I_k^1 - I_k^2 = 0 \quad (6)$$

Además :

$$I_k^b = I_k^0 + a^2 I_k^1 + a I_k^2 = -I_k^0 - a I_k^1 - a^2 I_k^2$$

Por lo que puede escribirse :

$$2I_k^0 + \underbrace{(a^2 + a)}_{\substack{\uparrow \\ -1}} I_k^1 + \underbrace{(a + a^2)}_{\substack{\uparrow \\ -1}} I_k^2 = 0$$

$$2I_k^0 - I_k^1 - I_k^2 = 0 \quad (7)$$

De (6) y (7) se obtiene :

$$2I_k^0 + I_k^0 = 0 \longrightarrow I_k^0 = 0 \quad (8)$$

Por lo tanto, EN UNA FALLA DOBLE LINEA NO EXISTE CORRIENTE NI RED DE SECUENCIA CERO

Substituyendo (8) en (6) resulta :

$$-I_k^1 - I_k^2 = 0 \longrightarrow I_k^1 = -I_k^2 \quad (9)$$

Puesto que :

$$V_k^b = V_k^0 + a^2 V_k^1 + a V_k^2 \quad (10)$$

$$I_k^b = I_k^0 + a^2 I_k^1 + a I_k^2 \quad (11)$$

$$V_k^c = V_k^0 + a V_k^1 + a^2 V_k^2 \quad (12)$$

De acuerdo con (10), (11) y (12), la condición de falla :

$$V_{bk} = Z_f I_k^b + V_k^c \quad (3)$$

Puede escribirse en la forma :

$$V_k^0 + a^2 V_k^1 + a V_k^2 = Z_f (I_k^0 + a^2 I_k^1 + a I_k^2) + V_k^0 + a V_k^1 + a^2 V_k^2$$

Como $I_k^0 = 0$ e $I_k^1 = -I_k^2$ se puede escribir la ecuación anterior en la forma :

$$a^2 V_k^1 + a V_k^2 = Z_f I_k^1 (a^2 - a) + a V_k^1 + a^2 V_k^2$$

$$V_k^1 (a^2 - a) = Z_f I_k^1 (a^2 - a) + V_k^2 (a^2 - a)$$

$$V_k^1 = Z_f I_k^1 + V_k^2 \quad (13)$$

Las tensiones de secuencias positiva y negativa en el bus de falla son :

$$V_k^1 = E^1 - Z_{1kk} I_k^1 \quad (14)$$

$$V_k^2 = -Z_{2kk} I_k^2 = -Z_{2kk} I_k^1 \quad (15)$$

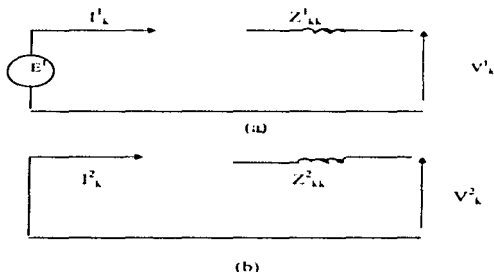


FIGURA 2. REDES DE SECUENCIA a) POSITIVA Y b) NEGATIVA, PARA UNA FDL

De (13), (14) y (15) se obtiene :

$$E^1 - Z_{1kk} I_k^1 = I_k^1 Z_f + Z_{2kk} I_k^1$$

Tomando en cuenta que $E^1 = 1 + j0$ p.u. y que $Z_{1kk} = Z_{2kk}$, se puede escribir :

$$I_k^1 = 1 / (2 Z_{1kk} + Z_f) \quad (16)$$

Las corrientes de fase en el bus de falla k, se obtienen de acuerdo a la expresión :

$$\begin{bmatrix} I^{abc}_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I^{012}_k \end{bmatrix} \quad (17)$$

Por tanto :

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ I_k^b \\ I_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ I_k^1 \\ -I_k^1 \end{bmatrix} \quad (18)$$

De donde se obtiene :

$$\left. \begin{aligned} I_k^a &= 0 + I_k^1 - I_k^1 & 0 \\ I_k^b &= (a^2 - a) I_k^1 & \\ I_k^c &= (a - a^2) I_k^1 & \end{aligned} \right\} \quad (19)$$

Las ecuaciones (19) pueden escribirse en forma matricial como sigue :

$$\begin{bmatrix} I_k^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ a^2 - a \\ a - a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_k^1 \end{bmatrix} \quad (20)$$

Substituyendo el valor de I_k^1 dado por (16) en (20), se obtiene :

$$\begin{bmatrix} I_k^{abc} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ a^2 - a \\ a - a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \frac{1}{2Z_{kk}^1 + Z_0} \end{bmatrix} \quad (21)$$

Los voltajes de fase a neutro en el bus de falla k , son :

$$\begin{bmatrix} V_{012k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Lambda \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Y^{012} \end{bmatrix} \quad (22)$$

Donde:

$$(Z_{kk}^1 = Z_{kk}^2)$$

$$\begin{bmatrix} V_{012k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 - Z_{1kk} H_k \\ Z_{1kk} H_k \end{bmatrix} \quad (23)$$

Los voltajes de secuencias en el bus n debidos a una falla en el bus k son :

$$\begin{bmatrix} V^{012}_{nk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 1 - Z_{1nk} / I_{1k} \\ Z_{1nk} / I_{1k} \end{bmatrix} \quad (24)$$

Los voltajes de fase a neutro en el bus "n" debidos a una falla en el bus k son :

$$\begin{bmatrix} V^{abc}_{nk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V^{012}_{nk} \end{bmatrix} \quad (25)$$

Las contribuciones de corriente en el bus "n" y el bus k debidos a una falla en el bus k estan dados por :

$$\begin{bmatrix} I^{abc}_{(n-k)k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V^{012}_{(n-k)k} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Donde :

$$\begin{bmatrix} I^{012}_{(n-k)k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ (V^1_{nk} - V^1_{kk}) / (Z^1_{nk} R I D) \\ (V^2_{nk} - V^2_{kk}) / (Z^1_{nk} R I D) \end{bmatrix} \quad (27)$$

3.7 FALLA DOBLE LINEA A TIERRA

La figura 1 muestra las condiciones de Falla Doble Línea Tierra (FDLT) de un sistema eléctrico de potencia :

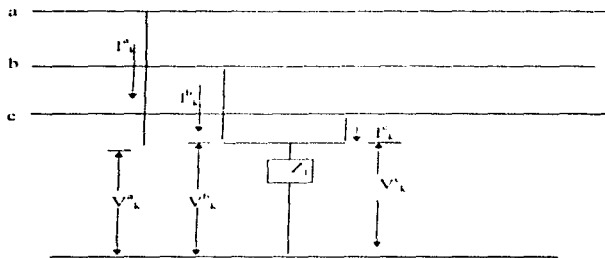


FIGURA 1. CONDICIONES DE UNA FDLT EN UN SEP

De acuerdo a la figura :

$$I_k^a = 0 \quad (1)$$

$$I_k^b = V_k^b \quad (2)$$

$$V_k^b = (I_k^b + I_k^c) Z_0 \quad (3)$$

Las corrientes de fase en el bus de falla k son :

$$[I^{abc}_k] = [A] [I^{012}_k] \quad (4)$$

De (1) y (4) se obtiene :

$$\begin{bmatrix} 0 \\ I_k^b \\ I_k^c \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I_k^0 \\ I_k^1 \\ I_k^2 \end{bmatrix} \quad (5)$$

Los voltajes de fase a neutro en el bus k de falla son :

$$[\mathbf{V}^{abc}_k] = [\mathbf{A}] [\mathbf{V}^{012}_k] \quad (6)$$

Es decir :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{V}^a_k \\ \mathbf{V}^b_k \\ \mathbf{V}^c_k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}^0_k \\ \mathbf{V}^1_k \\ \mathbf{V}^2_k \end{bmatrix} \quad (6')$$

De (6') resulta :

$$\mathbf{V}^a_k = \mathbf{V}^0_k + a^2 \mathbf{V}^1_k + a \mathbf{V}^2_k \quad (7)$$

$$\mathbf{V}^c_k = \mathbf{V}^0_k + a \mathbf{V}^1_k + a^2 \mathbf{V}^2_k \quad (8)$$

De (2), (7) y (8) se obtiene :

$$\begin{aligned} \mathbf{V}^0_k + a^2 \mathbf{V}^1_k + a \mathbf{V}^2_k &= \mathbf{V}^0_k + a \mathbf{V}^1_k + a^2 \mathbf{V}^2_k \\ (a^2 - a) \mathbf{V}^1_k &= (a^2 - a) \mathbf{V}^2_k \longrightarrow \mathbf{V}^1_k = \mathbf{V}^2_k \quad (9) \end{aligned}$$

De (3), (5) y (7) se obtiene :

$$(10) \quad \mathbf{V}^0_k + a^2 \mathbf{V}^1_k + a \mathbf{V}^2_k = (I^0_k + a^2 I^1_k + a I^2_k + I^0_k + a I^1_k + a^2 I^2_k) Z_f$$

$$\mathbf{V}^0_k + (a^2 + a) \mathbf{V}^1_k = [2I^1_k + (a^2 + a) I^2_k] Z_f$$

$$\mathbf{V}^0_k - \mathbf{V}^1_k = [2I^0_k - I^1_k - I^2_k] Z_f \quad (11)$$

De (5) se obtiene :

$$-I^1_k - I^2_k = I^0_k \quad (12)$$

De (11) y (12) :

$$V^0_k - V^1_k = 3I^0_k Z_f \quad (13)$$

Es decir : si $Z_f = 0$, entonces $V^0_k = V^1_k$

De acuerdo con (5) :

$$I^0_k + I^1_k + I^2_k = 0 \quad (14)$$

De acuerdo a las redes de secuencia del SLP se tiene :

$$V^0_k = -I^0_k Z^0_{kk} \quad (15); \quad V^1_k = I^1_k Z^1_{kk} \quad (16)$$

$$V^2_k = -Z^2_{kk} I^2_k \quad (17)$$

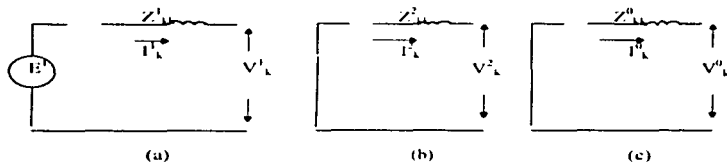


FIGURA 2 REDES DE SECUENCIA PARA UNA FDEL: a) SEC (+); b) SEC (-); Y c) SEC (0)

Substituyendo (15) en (13) resulta :

$$-I^0_k Z^0_{kk} - V^1_k = 3I^0_k Z_f, \quad \text{por lo tanto}$$

$$I^0_k = (-V^1_k / Z^0_{kk} + 3Z_f) \quad (18)$$

De (16) se obtiene :

$$I^1_k = (1 - V^1_k) / Z^1_{kk} \quad (16')$$

De 17 resulta :

$$I_k^2 = - (V_k^2 / Z_{kk}^2) = - (V_k^1 / Z_{kk}^1) \approx - (V_k^1 / Z_{kk}^1) \quad (17'); \quad (Z_{kk}^1 = Z_{kk}^2)$$

Substituyendo (18), (16') y (17) en (14) se obtiene :

$$[- (V_k^1 / Z_{kk}^0 3Z_f)] + [(1 - V_k^1) / Z_{kk}^1] + [(-V_k^1 / Z_{kk}^1)] = 0$$

Por lo que se obtiene :

$$V_k^1 = \frac{1}{\frac{Z_{kk}^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f} + \frac{2}{Z_{kk}^1}} \quad (14)$$

Que también puede escribirse de la forma :

$$V_k^1 = \frac{Z_{kk}^0 + 3Z_f}{k} \quad (20)$$

Donde :

$$k = Z_{kk}^1 + 2(3Z_f + Z_{kk}^0) \quad (21)$$

En estas condiciones las corrientes de secuencia en el bus de falla k son :

$$\begin{bmatrix} I_k^{012} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{-V_k^1}{Z_{kk}^0 + 3Z_f} \\ \frac{1 - V_k^1}{Z_{kk}^1} \\ \frac{-V_k^1}{Z_{kk}^1} \end{bmatrix} \quad (22)$$

Las corrientes de fase en el bus de falla k son :

$$[I_k^{abc}] = [A] [I_k^{012}] \quad (23)$$

Los voltajes de secuencia en el bus n debidos a una falla en el bus k son :

$$[V_{nk}^{012}] = \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 & I_k^0 \\ 1 - Z_{nk}^1 & I_k^1 \\ -Z_{nk}^1 & I_k^2 \end{bmatrix} \quad (24) ; \quad (Z_{nk}^1 = Z_{nk}^2)$$

Los voltajes de fase a neutro en el bus "n" debidos a una falla en el bus k son :

$$[V_{nk}^{abc}] = [\Delta] [V_{nk}^{012}] \quad (25)$$

Las corrientes de secuencia que fluyen del bus "n" al bus k al ocurrir una falla en este último son :

$$[I_{(n-k)}^{012}] = \begin{bmatrix} \frac{V_{nk}^0 - V_{kk}^0}{Z_{nk}^0 \text{ RLD}} \\ \frac{V_{nk}^1 - V_{kk}^1}{Z_{nk}^1 \text{ RLD}} \\ \frac{V_{nk}^2 - V_{kk}^2}{Z_{nk}^2 \text{ RLD}} \end{bmatrix} \quad (26)$$

Las corrientes de fase que fluyen del bus "n" al k cuando ocurre una FDLT en este último son :

$$[I_{(n-k)}^{abc}] = [\Delta] [I_{(n-k)}^{012}]$$

3.8 : FALLA LINEA A TIERRA

La figura 1 muestra las condiciones de la Falla Línea a Tierra (FLT) en un sistema de potencia :

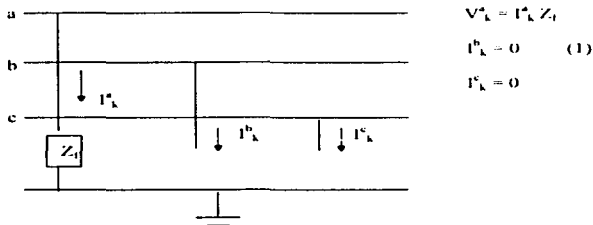


FIGURA 1. CONDICIONES DE LA FALLA LINEA A TIERRA

Puesto que :

$$[I^{abc}_k] = [A] [I^{012}_k] \quad (2)$$

De (1) y (2) se obtiene :

$$\begin{bmatrix} I_k^a \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 & I_k^0 \\ 1 & a^2 & a & I_k^1 \\ 1 & a & a^2 & I_k^2 \end{bmatrix} \quad (3)$$

De donde se obtiene :

$$I_k^0 + a^2 I_k^1 + a I_k^2 = 0 = I_k^0 + a I_k^1 + a^2 I_k^2 \quad (4)$$

$$I_k^1 (a^2 - a) = I_k^2 (a^2 - a) + I_k^0 (1 - 1)$$

$$I_k^1 = I_k^2 \quad (5)$$

Sustituyendo (5) en (4) resulta :

$$\begin{aligned}
 0 &= I_k^0 + a^2 I_k^1 + a I_k^2 \\
 I_k^0 &= -(a_2 + a) I_k^1 \\
 I_k^0 &= -I_k^1 \quad (6)
 \end{aligned}$$

De (5) y (6) se obtiene :

$$I_k^0 = I_k^1 = I_k^2 \quad (7)$$

Es decir, las corrientes de secuencia en una FLT son iguales.

Como :

$$I_k^a = I_k^0 + I_k^1 + I_k^2 \quad (8)$$

De (7) y (8) resulta :

$$I_k^a = 3 I_k^1 \quad (9)$$

El voltaje en el bus de falla es :

$$V_k^a = V_k^1 + V_k^2 + V_k^0 \quad (10)$$

Donde :

$$\left. \begin{aligned}
 V_k^0 &= -Z_{kk}^0 I_k^0 = -Z_{kk}^0 I_k^1 \\
 V_k^1 &= E^1 - Z_{kk}^1 I_k^1 ; E^1 = E^a \\
 V_k^2 &= -Z_{kk}^2 I_k^2 = -Z_{kk}^2 I_k^1
 \end{aligned} \right\} \longrightarrow (11)$$

De (1), (9), (10) y (11) resulta :

$$-Z_{kk}^0 I_k^1 + E^1 - Z_{kk}^1 I_k^1 - Z_{kk}^2 I_k^1 = \underbrace{\frac{3I_k^1}{I_k^a} Z_{kk}^0}_{V_k^a}$$

Por tanto :

$$I_k^1 = \frac{E^1}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \quad 1 + j0 \quad (12)$$

Las corrientes de fase en el bus de falla son :

$$[I^{abc}_k] = \begin{bmatrix} \frac{3}{Z_{kk}^0 + Z_{kk}^1 + Z_{kk}^2 + 3Z_f} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (13)$$

Las tensiones de secuencia en el bus "n" debidas a una falla en el bus "k" son :

$$[V^{012}_{nk}] = \begin{bmatrix} -Z_{nk}^0 I_k^1 \\ 1 - Z_{nk}^1 I_k^1 \\ -Z_{nk}^2 I_k^1 \end{bmatrix} \quad (14)$$

Las corrientes de secuencia entre los buses "m" y "n" debidas a una falla en el bus "k" se determinan por la expresión :

$$[I^{012}_{(m-n)k}] = \begin{bmatrix} \frac{V_{mfk}^0 - V_{nfk}^0}{Z_{mn\text{red}}^0} \\ \frac{V_{mfk}^1 - V_{nfk}^1}{Z_{mn\text{red}}^1} \\ \frac{V_{mfk}^2 - V_{nfk}^2}{Z_{mn\text{red}}^2} \end{bmatrix}$$

Las corrientes de fase entre los buses "m" y "n" debidas a una falla en el bus "k" se obtienen por la expresión :

$$\left[I^{abc}_{(m-n)k} \right] = \left[\Lambda \right] \left[I^{012}_{(m-n)k} \right]$$

4.1 INTRODUCCION

Los sistemas eléctricos de potencia están conectados a tierra (mediante elementos metálicos directamente enterrados) debido a un diverso número de razones :

- 1.- Para garantizar la operación correcta de algunos dispositivos.
- 2.- Para proporcionar seguridad al personal y al equipo sensible en condiciones normales y de falla.
- 3.- Para estabilizar el voltaje durante condiciones transitorias y con ello minimizar la probabilidad de falla debida a sobretensiones.
- 4.- Para disipar la corriente asociada a las descargas atmosféricas.

En general, se dice que una estructura se encuentra conectado a tierra si ella está eléctricamente unida a elementos metálicos directamente enterrados en el suelo. Los elementos directamente enterrados en el suelo (electrodos) integran el sistema de conexión a tierra y proporcionan una trayectoria conductora para la corriente eléctrica a tierra. Un sistema de conexión a tierra típico de una sub-estación eléctrica, está formado por un conjunto de conductores horizontales (malla de tierra), elementos verticales (varillas de tierra) y diversos elementos metálicos enterrados. El sistema de conexión a tierra típico de una estructura de transmisión, está formado por elementos metálicos enterrados, varillas a tierra y en algunos casos conductores horizontales que emergen radialmente de las patas de la estructura (counterpoises).

El propósito del sistema de conexión a tierra es proporcionar una trayectoria de baja impedancia entre el neutro del sistema eléctrico y el suelo. Idealmente, el potencial entre el neutro de un sistema eléctrico trifásico y el suelo debería de ser cero. Bajo estas circunstancias, las personas y los animales que intencional o accidentalmente establecen contacto con las estructuras metálicas directamente unidas al sistema de conexión a tierra se encontrarán en condiciones de seguridad absoluta. En la práctica, desafortunadamente la impedancia de un sistema de conexión a tierra es siempre un valor finito, originando que siempre exista una diferencia de potencial entre las estructuras directamente unidas al sistema de conexión a tierra y el suelo, particularmente en condiciones anormales de operación del sistema eléctrico como son el desbalanceo excesivo y las fallas a tierra.

Dependiendo de la magnitud de la diferencia de potencial entre las estructuras y el suelo, pueden existir condiciones peligrosas para las personas o los animales. Las situaciones que pueden presentarse dan origen a dos condiciones:

- Una persona tocando una estructura que se encuentra a un voltaje diferente al del suelo sobre el que esta parado, será sometida a una diferencia de potencial que producirá la circulación de una corriente a través de su cuerpo. El voltaje producido de esta diferencia de potencial se conoce como *voltaje de toque*.

- Una persona caminando sobre la superficie del suelo cercano al sistema de conexión a tierra, será sometida a una diferencia de potencial entre sus pies, la cual producirá la circulación de una corriente a través de sus piernas. El voltaje producido de esta diferencia de potencial se conoce como *voltaje de paso*.

La circulación de corriente a través del cuerpo humano constituye un peligro. Los límites tolerables de esta corriente bajo las dos situaciones indicadas anteriormente han sido estudiados y definidos en normas; en consecuencia, los sistemas de conexión a tierra deberán ser diseñados para controlar, bajo las distintas condiciones de operación del sistema eléctrico, la magnitud de la corriente que circulará a través de las personas como producto de las tensiones de paso y de contacto.

En forma práctica, el comportamiento de un sistema de conexión a tierra se realiza a través de dos parámetros. El primero es la elevación de potencial de la red (E-PR) bajo las condiciones más desfavorables de operación del sistema eléctrico, lo que se presenta bajo la presencia de la falla a tierra que inyecta la mayor cantidad de corriente a través del sistema de conexión a tierra. El segundo parámetro para el análisis, lo constituye la evaluación de la corriente máxima que se espera circulará a través de una persona que se encuentra en la región donde la elevación de tensión modifica el potencial natural del suelo.

Durante la última década, el desarrollo y aplicación de modelos y técnicas de evaluación para los estudios de sistemas de potencia han mejorado considerablemente y este ha sido el principal objetivo de muchas publicaciones.

Uno de estos estudios es el diseño de sistemas de tierra para las subestaciones eléctricas. Si bien la necesidad de un adecuado diseño del sistema de tierra ha sido reconocido por muchos años, los criterios normalizados de diseño fueron establecidos hace solo 27 años con la publicación en 1961 de la norma IEEE Std 80 Guide for Safety in Substation Grounding.

Desde esa fecha se han publicado muchos trabajos que han mejorado los criterios de diseño y han desarrollado mejores métodos de análisis para determinar la eficacia de los sistemas de tierra.

En 1976 aparece la edición de la norma IEEE Std 80 conteniendo solo algunos cambios de la edición anterior, siendo el principal, la revisión de un valor más estricto para la corriente permisible en el cuerpo humano.

La edición de 1986 de la norma IEEE Std 80 contiene mayores cambios en los pasos a seguir en el procedimiento de diseño. Se revisan las normas establecidas en cuanto a la máxima resistencia permitida en el suelo que va a ocupar la sub-estación, haciendo cada vez más estricta esta parte de la norma.

La Norma Oficial Mexicana de Instalaciones Eléctricas permite los siguientes valores de resistencia total del sistema de tierra (incluyendo todos los elementos que forman el sistema) : menor a 25Ω para sub-estaciones hasta 250 KVA y 34.5 Kv, 10Ω en sub-estaciones mayores de 250 KVA y hasta 34.5 Kv y de 5Ω en subestaciones que operen con tensiones mayores de 34.5 Kv.

4.2. ANALISIS DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO. MEDICIONES DE CAMPO.

La resistividad eléctrica del suelo que rodea a una varilla o electrodo de tierra es uno de los parámetros más críticos que el diseñador tiene que determinar, debido a la gran influencia que tiene sobre la resistencia del electrodo y sobre los gradientes de voltaje en la superficie del área de la sub-estación.

El principal objetivo del diseño de una red de tierras es limitar estos parámetros a valores seguros.

RESISTIVIDAD DEL TERRENO. DEFINICION Y UNIDADES.

La resistividad eléctrica o resistencia específica de un terreno, es la resistencia de un volumen de este, el cual tiene un área con sección transversal y longitud unitarias.

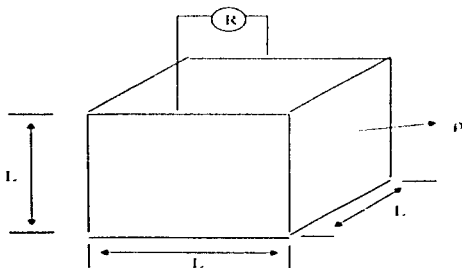


FIGURA 1

De la ecuación :

$$R = \rho \frac{L}{A}$$

Despejando a ρ :

$$\rho = R \frac{A}{L} \text{ Ohms} \frac{\text{long} \times \text{long}}{\text{long}} = \text{Ohms} \times \text{long}$$

En el sistema métrico :

ρ = Resistividad del terreno en Ohms-metro

R = Resistividad en Ohms

A = Area de la sección transversal en m^2

L = Longitud en metros

La resistividad del terreno para un diseño de tierras generalmente se determina con datos de campo, ya que la resistividad del terreno varía tanto horizontal como verticalmente, los datos generalmente conocidos como "perfil de resistividad aparente del suelo", se obtienen por pruebas y en varios lugares hasta una cierta profundidad en el terreno que va a ocupar la sub-estación.

Un modelo del terreno con sus parámetros empleados en el diseño, puede determinarse por simples técnicas o por los métodos más sofisticados de computadora.

CARACTERISTICAS DEL SUELO.

El comportamiento de una varilla o electrodo de tierra enterrada en el suelo, puede analizarse por medio del circuito mostrado en la figura 2:

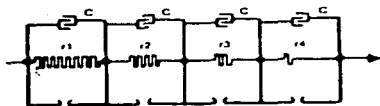


FIGURA 2

Como se muestra, la mayoría de los suelos se comportan como un conductor de resistencia r y como un dieléctrico; excepto para ondas de alta frecuencia y frente con mucha pendiente penetrando un suelo de material muy resistivo, la corriente de carga es despreciable en comparación con la corriente de fuga y la tierra puede representarse por una resistencia pura.

EFFECTO DEL GRADIENTE DE VOLTAJE

La resistividad del suelo no se afecta por el gradiente de voltaje a menos que este exceda un cierto valor crítico. El valor algunas veces varía con el tipo de material del suelo, generalmente tiene una magnitud de varios Kilovolts por centímetro.

Una vez excedido el gradiente de voltaje, se desarrollará un arco en la superficie del electrodo que avanzará hacia tierra a fin de incrementar el tamaño efectivo del electrodo, hasta que los gradientes son reducidos a valores que el material del suelo pueda soportar.

Esta condición se ilustra con la presencia de gaps en la figura 2.

Ya que el sistema de tierras de la sub-estación en SF₆ se diseña para cumplir con criterios más rigurosos de límites de voltaje de paso y de contacto, el gradiente puede suponerse que está por debajo del valor crítico.

EFFECTO DE LA MAGNITUD DE CORRIENTE

La resistividad del suelo en la vecindad de una varilla o electrodo de tierra puede afectarse por las corrientes que fluyen de los electrodos hacia el terreno que rodea a la misma.

Las características térmicas y el contenido de humedad del suelo determinarán si la corriente de una magnitud y duración causara que el terreno pierda humedad y se incremente su resistividad. Un valor conservador de densidad de corriente no debe exceder de 200 Amp/m² en un segundo.

EFFECTO DE LA HUMEDAD, TEMPERATURA Y CONTENIDO QUIMICO SOBRE LA RESISTIVIDAD

La resistividad de la mayoría de los suelos se eleva considerablemente cuando el contenido de humedad se reduce a menos del 15% del peso del suelo. La cantidad de agua en el suelo depende del tamaño de las partículas, su compactación y su variabilidad. Sin embargo como se muestra en la figura 3, curva 2, la resistividad se afecta muy poco una vez que el contenido de humedad excede el 22%.

La curva 3 de la figura 3, muestra la variación típica de la resistividad del suelo con respecto a la temperatura para un suelo arcilloso conteniendo 15.2% de humedad por peso. El efecto de la temperatura sobre la resistividad del suelo puede considerarse despreciable para temperaturas arriba del punto de congelación. A 0° C el agua en el suelo se empieza a congelar e incrementar su resistividad rápidamente.

La composición y la cantidad de sales solubles, ácidos o alkalis presentes en el suelo, pueden afectar considerablemente su resistividad. La curva 1 de la figura 3, ilustra el efecto típico de la sal (cloruro de sodio) sobre la resistividad del suelo que contiene 30% de humedad por peso.

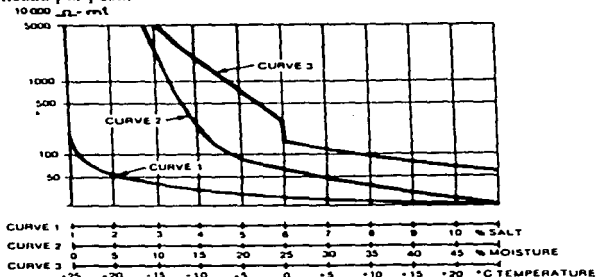


FIGURA 3

TECNICAS DE MEDICION

La investigación del terreno de una SE, es esencial para determinar tanto la composición general del suelo como la obtención de algunas ideas básicas acerca de su homogeneidad. Generalmente excavaciones y otros trabajos de ingeniería Civil están ya en desarrollo en o cerca del sitio donde se localizara la malla de tierras.

La resistividad del suelo para el diseño de una red de tierras generalmente se determina recopilando datos de campo en el sitio en cuestión. Ya que existen variaciones tanto horizontal como verticalmente en la composición de un suelo, es conveniente realizar

las pruebas de campo en varios lugares del terreno. La mayor cantidad posible de datos obtenidos en las pruebas nos permitirá seleccionar con precisión el modelo del suelo a usar en el diseño de nuestra red. Existen 2 métodos que a lo largo del tiempo han probado ser los más efectivos para realizar mediciones de la resistividad del terreno :

a) METODO DE LOS 4 PUNTOS O METODO DE WENNER.

Este método es el más usado para la medición de la resistividad promedio del terreno.

Se entierran pequeños electrodos a una profundidad "b" y espaciados a intervalos "a". Se hace circular una corriente de prueba I entre los dos electrodos exteriores y se mide con un voltmetro de alta impedancia el voltaje entre los dos electrodos interiores. La relación V/I nos dará la resistencia en ohms.

Existen 2 variaciones en este método:

a) ELECTRODOS IGUALMENTE ESPACIADOS O ARREGLO DE WENNER

Con este arreglo los electrodos están igualmente espaciados como se muestra en la figura 4-a.

Sea "a" la distancia entre dos electrodos adyacentes, entonces la resistividad en términos de las longitudes "a" y "b" que podemos medir será :

$$\rho = \frac{4 \pi a r}{I \left(\frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}} \right)}$$

La localización de los electrodos es sobre una línea recta.

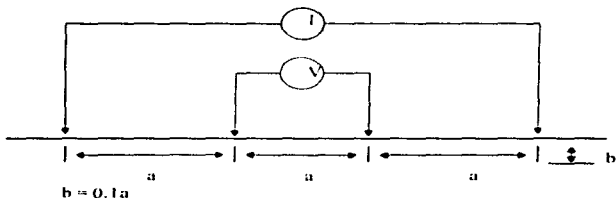


FIGURA 4 - a

Si la longitud "b" es mucho menor que la longitud "a", puede despreciarse y la fórmula se reduce a :

$$\rho = 2 \pi a r$$

y da aproximadamente, la resistividad promedio (también conocida como resistividad aparente) del terreno. Las lecturas obtenidas en campo pueden graficarse en función de su espaciamiento, indicándonos donde existen capas de diferente suelo con sus respectivas resistividades y profundidades.

b) ELECTRODOS NO IGUALMENTE ESPACIADOS O ARREGLO DE SCHLUMBERG - PALMER

Una desventaja del método de Wenner es el decremento rápido en la magnitud del voltaje entre los 2 electrodos interiores cuando su espaciamiento se incrementa a valores muy grandes. Para medir la resistividad con espaciamiento grande entre los electrodos de corriente, puede usarse el arreglo mostrado en la figura 4-b.

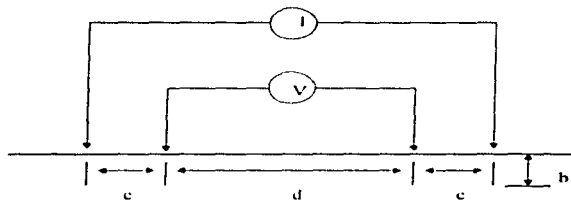


FIGURA 4 - b

Los electrodos de potencial se localizan lo más cerca de los correspondientes electrodos de corriente, esto incrementa el potencial medido.

La fórmula empleada en este caso puede determinarse fácilmente. Si la profundidad "b" de los electrodos es pequeña comparada con la separación "d" y "c", entonces la resistividad aparente puede calcularse como :

$$\rho = \frac{\pi c (c + d) r}{d}$$

Además con valores grandes de $(d / (2c + d))$, las variaciones de la resistividades medidas debidas a irregularidades en la superficie son reducidas a un mínimo, dando mediciones más precisas.

c) METODO DE TRES PUNTOS O DE CAIDA DE POTENCIAL.

El diagrama de conexiones para este método se muestra en la figura 4-e :

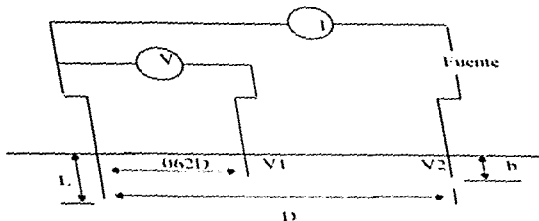


FIGURA 4 - e

En este método la profundidad L , de la varilla de prueba localizada en el terreno es variable. Las otras 2 varillas de referencia ($V1$ Y $V2$) se entierran a poca profundidad " b " y espaciadas sobre una línea recta; con la varilla de voltaje localizada a 62% de la distancia entre la varilla de corriente y la varilla de prueba.

Para minimizar la interferencia inter-electrodos, la varilla de corriente deberá localizarse al menos a una distancia $5l_{max}$ alejada de la varilla de prueba.

Estas especificaciones para la localización de las varillas de referencia están basadas en la suposición de un suelo uniforme.

Para un suelo uniforme, la resistencia de una varilla de longitud L , y diámetro D enterrada en suelo de resistividad ρ está dada por :

$$r = \frac{\rho}{2 \pi L} \ln \frac{2,943L}{D}$$

Para cada longitud L , de la varilla, la resistencia r medida determina el valor de resistividad aparente, el cual cuando se grafica contra L , es de gran ayuda para determinar las variaciones de la resistividad de terreno con la profundidad.

4.3- TECNICAS UTILES PARA REDUCIR LA RESISTIVIDAD ELECTRICA DE UN TERRENO.

Como se ha visto, dependiendo de la naturaleza del terreno, se tienen distintos valores de resistividad eléctrica. Cuando estos valores son superiores a los especificados en las tablas, se debe aplicar un método para abatir la resistividad eléctrica, y de esta manera obtener una red de tierra con un valor razonablemente bajo de resistencia.

La NTE (Norma Técnica para Instalaciones Eléctricas) especifica que para mallas de tierra en subestaciones eléctricas, la resistencia total no debe exceder los 10 ohms, pero desde luego, es preferible alcanzar la mínima resistencia posible.

Para lograr lo anterior, debe de hacerse un estudio minucioso del terreno, con el objeto de aplicar un método que reduzca la resistividad eléctrica; teniendo en cuenta que cada método se aplica sólo para un determinado tipo de terreno en particular y que no es aplicable en cualquier otro. A continuación se describen los métodos más comúnmente usados para abatir la resistividad eléctrica de un terreno o sea la resistencia de la red de puesta a tierra.

ELECTRODOS PROFUNDOS

Este método se utiliza para reducir la resistencia eléctrica de la red de tierra y es usado en terrenos con alta resistividad eléctrica (zonas rocosas, zonas volcánicas, etc). Consiste en hacer perforaciones profundas hasta encontrar terrenos de baja resistividad eléctrica, introduciéndose electrodos especiales (seccionados o empalmados) uno encima de otro). La técnica de implantación de este tipo de electrodos consiste en colocar uno encima de otro, unidos a través de un conector con rosca hembra.

Al aumentar la profundidad, disminuye la resistividad eléctrica, por tanto es aconsejable realizar perforaciones de hasta 100m de profundidad para obtener una resistividad eléctrica baja. El aspecto más importante de este método es que la resistividad obtenida de este modo es estable e independiente de las variaciones estacionales.

ELECTRODOS MULTIPLES EN PARALELO

La aplicación de este método consiste en colocar múltiples electrodos en distintas configuraciones (en forma de anillo, de estrella, de malla, etc) a una distancia entre sí, de por lo menos igual, a la longitud del electrodo más grande. Si la configuración de los electrodos tiene la distancia adecuada, se cumplirá la Ley de Las Resistencias en Paralelo, es decir, los electrodos tendrán la mitad de la resistencia de uno solo, y esta dependerá de la uniformidad del terreno.

TRATAMIENTOS QUIMICOS

Cuando la resistividad en algunos terrenos es muy elevada y no puede abatirse con los métodos antes mencionados, se tendrán que diseñar redes de tierra con dimensiones enormes a un costo muy elevado, y debido que en el caso de una instalación aislada en Hexafluoruro de Azufre las limitantes de terreno son demasiadas no es posible diseñar una red de tierra de gran tamaño. Por lo que se debe recurrir a reducir artificialmente la resistividad eléctrica del terreno a través de tratamientos químicos.

El tratamiento químico de un terreno consiste en agregar soluciones especiales (sales minerales, carbon, sulfatos, etc), disueltas en agua y vertidos sobre el terreno próximo al electrodo, o directamente sobre este si es del tipo tubular. Estas soluciones originan precipitados que dan origen a formaciones de masas pelatinosas, estas se desparraman sobre el terreno produciendo numerosas ramificaciones de agua. De esta manera, resulta aumentada la conductividad del terreno y la superficie de contacto con el electrodo.

El problema básico en el tratamiento químico del terreno es, por una parte, la corrosión a que es sometido el electrodo con este tipo de soluciones, pues los resultados obtenidos no siempre corresponden a lo previsto; y por otra parte, algunas de estas soluciones contienen productos tóxicos cuya manipulación exige de mucho cuidado.

Los métodos para el tratamiento químico del terreno más frecuentemente empleados son:

AGREGADO DE SALES

Es un método típico para el tratamiento químico del terreno mediante sales minerales, y consiste en cavar una zanja circular rodeando el electrodo sin entrar en contacto directo con él (ver figura 1), a la zanja se le agregan las sales minerales que pueden ser: sulfato de Mg, sulfato de Cu, NaCl , CaCl_2 posteriormente se tapa con tierra. Lo anterior se hace con el fin de minimizar el efecto corrosivo que producen las sales en el electrodo, además de lograr una mejor distribución de dichas sales sobre el terreno.

Se recomienda usar el Sulfato de Magnesio por ser el menos corrosivo, sin embargo la sal común es la más económica.

El inconveniente de este método es que sus efectos no son permanentes en el tiempo, ya que las sales agregadas al terreno se disuelven a través del filtraje de agua producido por las lluvias estacionales. Por lo anterior, las sales deben reponerse después de un determinado período de tiempo, dependiendo del régimen de lluvias y de las propiedades mismas del terreno.

Debido a lo anterior, este método es poco aconsejable, ya que actualmente se dispone de métodos más eficientes, de gran permanencia y menos corrosivos.

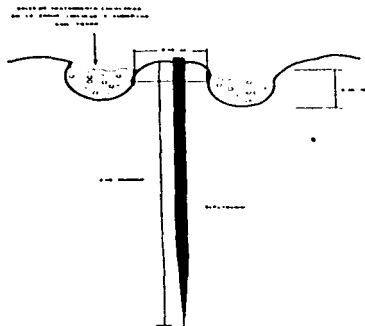


FIGURA 1. METODO AGREGADO DE SALES SIMILES

AGREGADO DE SALES TIPO GEL

Tratando de superar el inconveniente del método anterior (la permanencia de sales en el terreno), se desarrolló este método; el cual consiste en regar el terreno con dos o más sales en una solución acuosa, que acompañadas de un catalizador en la proporción adecuada, reaccionan entre sí formando un precipitado en forma de gel insoluble. Lo anterior, le confiere al tratamiento químico del terreno una gran permanencia en el tiempo (debido a la insolubilidad del gel); una elevada conductividad eléctrica y una alta resistencia a los ácidos del terreno.

Las soluciones químicas empleadas más comúnmente en este método son :

1.- Acrylamida.

Contiene una resistividad aproximada de 1 ohm-metro y el inconveniente principal es que tanto la sal como el catalizador son altamente tóxicos.

2.- Gel de Silicato.

Es una solución de silicato de sodio con catalizadores adecuados que producen un gel de ácido silícico de baja resistividad (aprox 0.23 ohms-metro).

3.- Método Sanick.

Es un gel que se forma con la combinación de sulfato de cobre y ferrocianuro de sodio. Su resistividad es del orden de los 0.2 ohms-metro. El inconveniente principal de este gel, es que sus soluciones deben aportarse al terreno en forma separada, ya que el tiempo de formación del gel es muy corto.

AGREGADOS DE CARBON

La resistividad del carbón es del orden e los 0.3 ohms-metro, inferior en forma significativa a la mayoría de los suelos y es además independiente del contenido de humedad.

Este método consiste en colocar carbon sobre la excavacion que se hace para colocar el electrodo, de este modo se esta reemplazando el terreno de alta resistividad eléctrica en contacto con dicho electrodo por una sustancia de baja resistividad. Se consigue una apreciable reducción de la resistividad del terreno, aunque no independientemente de la humedad del mismo, ya que la cantidad de carbón es limitada con respecto al volúmen del terreno y la variacion de la resistividad en funcion de la humedad aparece casi en la misma proporecion que en electrodos instalados sin tratamiento artificial.

Comparado con el agregado de sales minerales simples, el agregadode carbon tiene la ventaja de ser permanente en el tiempo.

AGREGADO DE BENTONITA.

Uno de los sistemas mas económicos y efectivos para lograr abatir la resistividad eléctrica, es tratar el terreno en base a la absorción de humedad de la Bentonita Sódica. La bentonita es un mineral de composición compleja, de notables características higróscopicas; buen conductor de la electricidad y que además protege a los electrodos ferrosos. Este método puede emplearse en cualquier tipo de terreno con características desfavorables.

La preparación consiste en hacer una mezcla de bentonita con agua de acuerdo a la siguiente proporción :

Por cada kg de bentonita se deben de agregar 1.5lt de agua mezclarse perfectamente hasta obtener una masa uniforme y gelatinosa. El agregado de esta mezcla sobre el terreno debe de hacerse de acuerdo al típo de red de tierras que desea implementarse.

A continuación se describe este método para dos tipos de redes de tierra.

1.- Redes de tierra con varillas. Para el uso de la bentonita en este sistema, se recomienda excavar la cepa donde se insertará el electrodo con las siguientes dimensiones :

0.45mt de diámetro por 1.5 mt de profundidad. Una vez inmerso el electrodo en el terreno, se procede a colocar la mezcla de agua y bentonita en el interior de la cepa hasta llenarla completamente.

2.- Tratamiento de terrenos rocosos. Para el uso de la bentonita en este tipo de terrenos, se efectúan perforaciones con equipo neumático en el terreno rocoso donde planea instalarse la red de tierras con brocas de 5.08 cm de diámetro por 150cm de longitud. A continuación se elabora una parrilla con alambre de cobre semiduro desnudo, del calibre 6 AWG de una pieza SIN EMPALMES para insertarse en las perforaciones el número de perforaciones depende del valor de la resistividad descadañ, unidos con entorche. Las zanjas y perforaciones se llenan con la mezcla de agua y bentonita, y la parte superior de la zanja se cubre con material de excavación.

A modo de orientación, se tienen a continuación dos tablas de valores de resistividad. La tabla 1 incluye valores de resistividad de los materiales que forman los terrenos; y la tabla 2 da valores de resistividad en función de la naturaleza del terreno

MATERIALES	RESISTIVIDAD
	OHM x mt
SAL GEMA	10^{11}
CUARZO	10^7
ARSENISCA, GUJARROS, PIEDRA	$10^6 - 10^7$
CEMENTO, ESQUEJITOS	
CARBÓN	$10^4 - 10^6$
BASALTO, CASCAJO, GRANITO, TERRENO ROCOSO, CALIZOS	1.5:3 - 5:4
YESO SECO, ARENA FINA, GRAVA Y ARENA GRUESA	5:2 - 10:2
ARENA ARCILLOSA, GRAVA Y ARENA GRUESA HUMEDA, TIERRA ARENOSA CON HUMEDAD, BARRO ARENOSO	1.5:2 - 4:2
MARGAS, TURBAS, HUMUS SECOS	30 - 50
AGUA DE MAR	1
SOLUCION SALINA	0.01 - 0.1
GRAFITOS Y MINERALES CONDUCTORES	0.0001 - 0.01

TABLA 1

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMS X m
TERRENO PANTANOSO	DE ALGUNAS UNIDADES A 30
LIMO	20 A 100
HUMUS	10 A 150
TURBA HUMEDA	5 A 100
ARCILLA PLASTICA	50
MARGAS Y ARCILLAS COMPACTAS	100 A 200
MARGAS DEL JURASICO	30 A 40
ARENA ARCILLOSA	50 A 500
ARENA SILICEA	200 A 3000
SUULO PEDREGOSO CON CUSPID	300 A 500
SUULO PEDREGOSO DLSNUDO	1500 A 3000
CALIZAS BLANDAS	100 A 300
CALIZAS AGRIETADAS	500 A 1000
PIZARRAS	50 A 300
ROCAS Y MICAS DE CUARZO	800

LABIA 2

4.4.- LIMITES DE CORRIENTE TOLERABLES POR EL CUERPO HUMANO

La conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas debidas a disturbios atmosféricos o a fallas del equipo obliga a tomar precauciones para que los gradientes eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro a los operadores o en general al personal que labora en el recinto de una sub-estacion ya sea convencional o en SF₆.

Intensidades del orden de KAm producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto o puntos de contacto a tierra y si además se da la circunstancia de que algún ser viviente se apoye en dos puntos entre los cuales exista este gradiente, puede sufrir una descarga que sobrepase el limite de engarrotamiento muscular.

En tal situación la corriente que circula por su cuerpo y si esta pasa por algún órgano vital como el corazón puede resultar en fibrilación ventricular y sobrevenir la muerte.

El umbral de percepción se acepta generalmente en un mA. Si el camino de la corriente incluye la mano y el antebrazo, las contracciones musculares, el malestar y el dolor aumentan al crecer la corriente y bastan intensidades de unos cuantos mA para evitar que el sujeto pueda soltar el electrodo con la mano, lo cual es la condición de engarrotamiento mencionado.

Se pueden soportar intensidades de corrientes superiores sin producir fibrilación si la duración es muy corta una ecuación que relaciona la magnitud de la corriente y el tiempo tolerable es:

$$I_k = \frac{0.165}{\sqrt{t}} \quad (1)$$

I_k = valor efectivo de la corriente(A) que circula por el cuerpo
 t = duración del contacto en segundos

Las diferencias de potencial tolerables se determinan de acuerdo a los conceptos de:

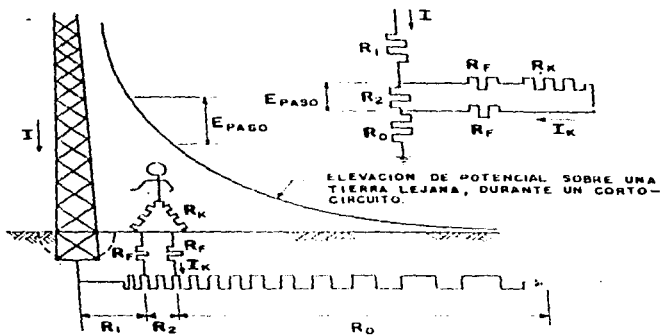
TENSION DE PASO
TENSION DE CONTACTO
TENSION DE TRANSFERENCIA

En las figuras 1,2 y 3 se muestran las situaciones para cada uno de estas tensiones así como el circuito equivalente al momento de ocurrir la falla. Estos circuitos incluyen las resistencias del sistema de electrodos de tierras R_1 , R_2 y R_0 , las resistencias de contacto de la mano y de los zapatos(se consideran despreciables), la resistencia R_f del terreno inmediato debajo de cada pie y la resistencia del cuerpo R_k para fines prácticos se considerará R_f .

$$Rf = 3 \rho_s$$

Para cada pie donde ρ_s es la resistencia superficial(ohms/metro) que toca el pie. El valor de la resistencia del cuerpo humano R_k es variable, recomendándose tomar de 1000 ohms para la resistencia entre 2 pies y entre pies y manos.

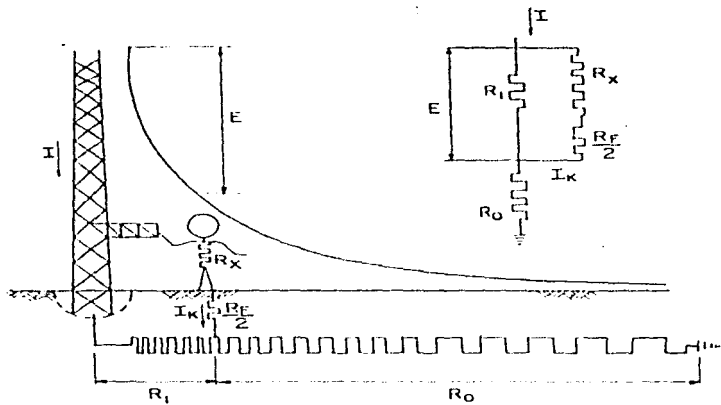
Sustituyendo las constantes y los valores de la ecuación (1) se obtiene:



RESISTENCIAS DEL SISTEMA DE ELECTRODOS DE TIERRA R_1, R_2, R_0
 RESISTENCIA DEL TERRENO INMEDIATO R_f
 RESISTENCIA DEL CUERPO R_k

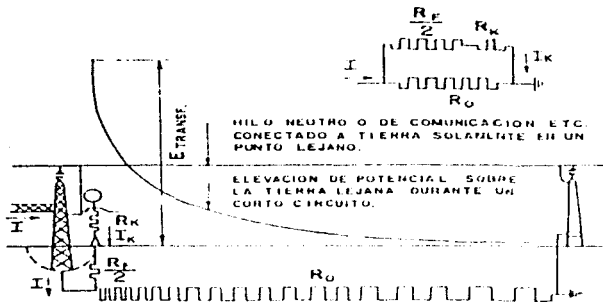
TENSIONES DE PAGO, CERCA DE UNA ESTRUCTURA CONECTADA A TIERRA.

FIGURA I



TENSIONES DE CONTACTO

FIGURA 2



EJEMPLO DEL PELIGRO LIBRADO A POTENCIALES TRANSFERIDOS.

FIGURA 3

$$E_{\text{pasos}} = (Rk + 2Rl) Ik = (1000 + \rho_s) \frac{0.165}{l}$$

$$E_{\text{pasos}} = \frac{165 + \rho_s}{l} \quad (2)$$

$$E_{\text{contacto}} = (Rk + Rl/2) Ik = (1000 + 1.5\rho_s) \frac{0.165}{\sqrt{l}}$$

$$E_{\text{contacto}} = \frac{165 + 0.25\rho_s}{\sqrt{l}} \quad (3)$$

4.5 ELEMENTOS DE LA RED DE TIERRA

CONDUCTORES

Los conductores utilizados en los sistemas de tierra son de cable de cobre de calibres arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que se utilice. Se ha escogido el calibre mínimo de 4/0 AWG en cobre, por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse calibres hasta 2 AWG(Cu).

Para sistemas de anillo se ha usado cable de cobre de 1000 MCM y en cambio para el sistema de red se está usando en la actualidad cable de cobre 4/0 AWG.

Se utiliza el cobre por su mejor conductividad, tanto eléctrica y sobre todo por ser resistente a la corrosión esto debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar en la cercanía del enclavamiento.

Cada elemento del sistema de tierra deben diseñarse de manera que :

- 1.- Resistan la fusión y el deterioro de las juntas eléctricas bajo la combinación de la corriente de falla y duración de la misma.
- 2.- Ser mecánicamente robustos, especialmente en lugares expuestos al daño físico.
- 3.- Tener suficiente conductividad.

CONDUCTOR PARA DESCARGAS ATMOSFERICAS

El tamaño del alambre necesario en caso de que pueda descargar un rayo que incida directamente sobre él es considerablemente mayor que el que requiere para conducir la descarga a través de él, no existe ningún registro de que un alambre mayor del 10 AWG de cobre haya sido fundido debido al paso directo de una corriente de rayo. Entonces el problema es principalmente de protección y fuerza mecánica.

Para la conexión a tierra de los apartarrayos, la sección de los conductores no debe ser inferior a:

$$\begin{array}{ll} \text{Para conductores de cobre} & S = 24 \cdot 0.4V_n \text{ (mm}^2\text{)} \\ \text{Para conductores de aluminio} & S = 40 \cdot 0.6V_n \text{ (mm}^2\text{)} \end{array}$$

donde :

S = sección del conductor en mm²

V_n = es la tensión de designación del apartarrayo en Kv

TAMAÑO DE LOS CONDUCTORES A TIERRA

Para seleccionar el diámetro del conductor de cobre y sus juntas contra la fusión, puede determinarse de la tabla 1 o de la ecuación desarrollada por Onderdonk en la cual se basa la tabla :

$$I_f = A \sqrt{\log_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} \cdot I_a \cdot t + 1 \right)}$$
$$A = \frac{I_f}{\sqrt{\log_{10} \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} \cdot I_a \cdot t + 1 \right)}}$$

donde : I_f = corriente de falla, en Amp

A = sección transversal del cobre, en CM

T_m = temperatura máxima permisible , en °C

T_a = temperatura ambiente, en °C

Todo el calor retenido en el conductor es de corto tiempo de duración, se considera una temperatura ambiente de 40° C. La temperatura de fusión del cobre es de 1083° C, para uniones con soldadura de bronce la temperatura permisible es de 450° C y para juntas atornilladas de 250° C.

En la actualidad con los dispositivos modernos de protección electrónica, se puede considerar un tiempo corto de 3seg de duración de calor retenido por el conductor.

CALIBRES MINIMOS DE CONDUCTORES DE COBRE PARA EVITAR SOBRECALENTAMIENTO

DURACION DE LA FALLA EN SEG.	CIRCULAR MILS POR AMPERES		
	CABLE DESNUDO	CABLE DESNUDO CON UNIONES SOLDADAS	CABLE DESNUDO CON JUNTAS ATORNILLADAS
30	40	50	65
4	14	20	24
1	7	10.4	12
0.5	5	7.4	8.5

TABLA I

Para cálculos simplificados, se puede usar la misma fórmula de Onderdonk que se acepta industrialmente como sigue :

$$A = K I \sqrt{t}$$

donde :

I = corriente de falla en Amp

A = sección transversal del cobre, en CM

t = tiempo de duración de la falla en seg

K = constante del conductor que varía entre la máxima temperatura que resisten los conductores

K = 6.96 para conexión soldada en cobre, 9.12 para conexión soldada en bronce y 11.54 para conexión mecánica

ELECTRODOS

Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos para encontrar zonas más húmedas y por lo tanto con menor resistividad eléctrica. Son especialmente importantes en terrenos desprotegidos de vegetación y cuya superficie al quedar expuesta a los rayos del sol está completamente seca.

Los electrodos pueden ser fabricados de tubos o varillas de hierro galvanizado o bien de varillas Copperweld. En el caso de hierro galvanizado, se puede usar sólo en terrenos cuya composición química no ataque a dicho material. Si el terreno es corrosivo se usa el Copperweld.

BARRAS PARA PARRARAYOS

Son el conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de la SE y sirven para complementar la red de cables de guarda que se extienden sobre los copetes de la SE para protegerla de las descargas atmosféricas.

Se fabrican normalmente de hierro galvanizado de unos 40mm de diámetro y 3 mt de largo atornillados a la estructura de la SE y cortados en bisel para producir el efecto de punta. Debido a que las descargas atmosféricas son de alta frecuencia, se recomienda que las terminales de descarga de la red de hilo de guarda así como las de pararrayos deban tener, como mínimo el mismo calibre del cable de la red de tierras y lo ideal es usar un cable de descarga de las barras que proteja para evitar el reflejo de ondas que provoca un aumento en la amplitud de choque.

CONECTORES Y ACCESORIOS

Son los elementos que nos sirven para unir a la red de tierra, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros del equipo, etc.

Los conectores utilizados se clasifican en :

- a) CONECTORES ATORNILLADOS
- b) CONECTORES A PRESION
- c) CONECTORES SOLDADOS.

Todos ellos deben soportar la corriente de la red de tierra en forma continua. Los electrodos atornillados se fabrican con bronce de alto contenido de cobre, formando 2 piezas que se unen por medio de tornillos los cuales son de bronce al silicio para alta resistencia mecánica y a la corrosión.

Los conectores a presión son más económicos que los atornillados y dan mayor garantía de contacto. Los conectores soldados sólo se usan en la actualidad para conectar a tierra los rieles de los transformadores. Su uso se descontinuó debido a que la fusión de las uniones de los cables era irregular y formaba grandes zonas huecas con falsos contactos.

Los conectores para sistemas de tierra difieren de los usados en barras colectoras, en que se fabrican para unir los electrodos de tierra al cable de la estructura. En general se usan en los siguientes tipos de conexiones atornilladas :

- a) Del electrodo al cable de cobre de la malla, tomando en cuenta si el cable es paralelo o perpendicular al electrodo.
- b) Del electrodo a 2 cables verticales
- c) De un cable a un tubo o columna
- d) De 2 cables a un tubo perpendicular a ellos
- e) Zapata para conexión a diferentes equipos
- f) Conector T de cable a cable
- g) Del electrodo a 3 cables verticales
- h) De un cable a placa
- i) De 2 cables a placa
- j) De 3 cables a placa
- k) De varilla a placa.

4.6.- CORRIENTE MÁXIMA DE LA MALLA

DETERMINACIÓN DE LA CORRIENTE MÁXIMA DE LA MALLA

Para determinar el valor correcto de la corriente máxima de malla I_m para el cálculo de la red de tierra de la SE, se seguirán los siguientes pasos :

a) Evaluar el tipo y localización de aquellas fallas a tierra que probablemente producirán los mayores flujos de corriente entre la malla y el terreno circundante, produciendo la mayor elevación de potencial de la malla con respecto a tierra (GIPR) y los mayores gradientes de potencial en el área de la SE.

b) Determinar por cálculo, el factor de división de la corriente de falla S_f para cada uno de los tipos de falla seleccionada en el inciso a) y establecer los valores correspondientes de corriente simétrica de falla I_g .

c) Para cada uno de los tipos de falla y basado en su tiempo de duración t_f , determinar el valor del factor de decremento DF para los efectos de asimetría de la onda de corriente de falla.

d) Seleccionar el valor más grande del producto $D_f I_g$ y por lo tanto la peor condición de falla; establecer el valor del factor de proyección C_p para obtener los márgenes para crecimiento futuro del sistema.

CORRIENTE SIMÉTRICA DE MALLA

Es una parte de la corriente simétrica de falla a tierra que fluye de la malla de tierra hacia el terreno que la rodea. Puede expresarse como :

$$I_g = S_f I_f$$

Donde : I_g = corriente simétrica de malla en Amp

I_f = valor rms de la corriente simétrica de falla a tierra en Amp

S_f = factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla con la corriente que fluye de la malla hacia el terreno.

CORRIENTE MÁXIMA DE MALLA

El valor de la corriente máxima de malla se define como :

$$I_{cm} = C_p DF I_g$$

Donde :

I_{cm} = corriente máxima de malla en Amp

DF = factor de decremento para un tiempo de duración total de la falla t_f en segs.

C_p = factor de proyección que toma en cuenta los incrementos relativos de la corriente de falla a lo largo de la vida útil de la instalación, cuando no existirán incrementos en la corriente de falla, $C_p = 1$

I_g = corriente simétrica de malla(rms) en Amp.

EFFECTO DE LA ASIMETRIA. FACTOR DE DECREMENTO

La máxima corriente de malla I_t , como se describió anteriormente, es la máxima corriente asimétrica que fluye entre la malla de tierra y el terreno que la rodea.

Esta corriente incluye la corriente simétrica I_g , así como una corrección para la componente de DC. Esta componente decae exponencialmente y se conoce como desplazamiento de la corriente DC.

Ya que el diseño de la red de tierra debe considerar la corriente asimétrica, debemos encontrar un factor llamado de Decremento D_f el cual tomará en cuenta el efecto de desplazamiento de la componente de DC.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{I_a}{I_t} [1 - e^{-0.0018 I_a t_f}]}$$

La relación X''/R es la relación X/R en el punto de falla y para un determinado tipo de falla. Se presenta la siguiente tabla para D_f y diferentes valores de X/R :

Duración de la falla t_f (seg)	Ciclos (60)	Factor de decremento D_f			
		$X/R=10$	$X/R=20$	$X/R=30$	$X/R=40$
0.0083	0.5	1.576	1.648	1.675	1.688
0.05	3	1.232	1.378	1.462	1.515
0.10	6	1.125	1.232	1.316	1.378
0.20	12	1.064	1.125	1.181	1.232
0.30	18	1.043	1.085	1.125	1.163
0.40	24	1.033	1.064	1.095	1.125
0.50	30	1.026	1.052	1.077	1.101
0.75	45	1.018	1.035	1.052	1.068
1.00	60	1.013	1.026	1.039	1.052

FACTOR DE DIVISION DE LA CORRIENTE DE FALLA.

Se define como :

$$SF = I_g / 3I_0 = I_g / I_f$$

Donde :

I_g = corriente simétrica de malla

I_0 = corriente de secuencia cero en el punto de falla.

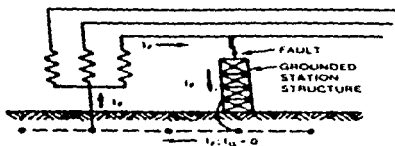


Figura 1

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado localmente

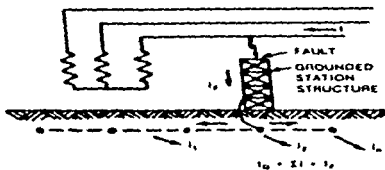


Figura 2

Falla local en la subestación
Neutro aterrizado remotamente

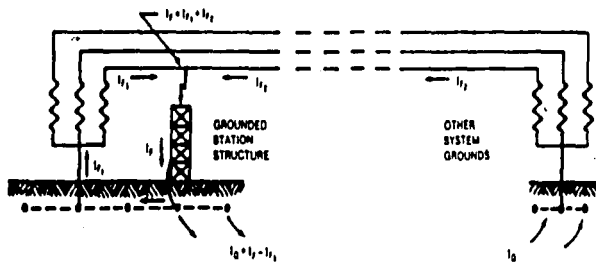


Figura 3

Falla local en la subestación, sistema aterrizado localmente
y en otros puntos

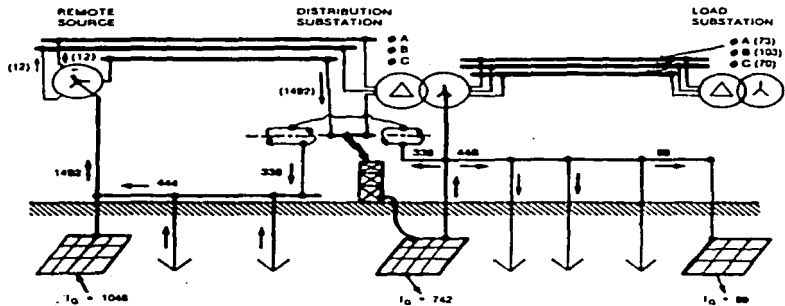


Figura 4

División de corrientes para una falla en el lado de alta tensión de una subestación de distribución

TIPOS DE FALLA A TIERRA

Pueden ocurrir diferentes tipos de falla en el sistema, pero desafortunadamente es difícil determinar que tipo de falla y su localización, proporcionarán el mayor flujo de corriente entre la malla de tierra y el terreno que la rodea. (Corriente I_0 , en las figuras 1, 2, 3 y 4). En la determinación de los tipos de falla deberá considerarse la probabilidad de que ocurra la falla mas grave. Para propósitos prácticos se recomienda que la investigación sobre máximas corrientes se realice únicamente con la falla de línea a tierra (monofásica) y de dos líneas a tierra (bifásica).

Las fórmulas para calcularlas son respectivamente :

$$I_0 = \frac{E}{X_1 + X_2 + X_0}$$

$$I_0 = \frac{E X_2}{X_1(X_0 + X_2) + X_2 X_0}$$

Donde :

I_0 = corriente rms simétrica de secuencia cero en el punto de falla

E = voltaje en el punto de falla

X_1 = reactancia equivalente de sec. positiva en el punto de falla

X_2 = reactancia equivalente de sec. negativa en el punto de falla

X_0 = reactancia equivalente de sec. cero en el punto de falla.

EFFECTO DE LA RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA.

En la mayoría de los casos, es suficiente calcular la corriente máxima de malla I_G como se describió en los párrafos anteriores, despreciando las resistencias de los elementos del sistema eléctrico, la resistencia a tierra de la malla y la impedancia de la falla. El error que se introduce es despreciable dando mas margen de seguridad a la red, ya que la corriente calculada es ligeramente mayor.

4.7. CALCULO DE POTENCIAS EN LA MALLA

POTENCIAL DE CONTACTO (POTENCIAL DE MALLA)

Se calcula con la siguiente expresión :

$$E_m = \rho K_m K_i I_e / l$$

Es el producto del factor geométrico K_m , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado I_e / l .

Cálculo del factor K_m :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \log \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \log \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \right]$$

El número de factores en el segundo término es de dos menos que el número de conductores paralelos en la red básica, excluyendo las conexiones transversales.

Donde :

K_i = factor de corrección por irregularidades para tomar en cuenta el flujo de corriente no uniforme de diversa partes de la red.

ρ = resistividad media del terreno

I_e = corriente total efectiva máxima que fluye entre la red de tierra y la tierra.

l = longitud total del conductor enterrado, en metros

D = separación entre conductores de la malla, en metros

d = diámetro de los conductores que forman la malla, en metros

h = profundidad a la que está enterrada la malla, en metros

CALCULO DEL FACTOR K_i :

$K_i = 0.656 + 0.172n$, en la figura 1 se muestran algunos valores de K_i y K_m para diferentes arreglos de malla de tierra.

El factor de irregularidad K_i , fluctúa entre 1.0 y algo más de 2 y depende de la geometría de la red. En la figura 1, nótese que los valores más altos de $K_m \times K_i$ resultan en las esquinas de la red, debiéndose al hecho de que la corriente se concentra más en los lados y en las esquinas.

CALCULO DE LA LONGITUD L :

Para mallas con varillas de tierra: $L = L_e + 1.15L_r$

Donde :

L_e es la longitud de conductores enterrados en la malla y L_r representa la longitud total de las varillas de tierra. El factor de multiplicación 1.15 toma en cuenta que la densidad de corriente es mucho mayor en las varillas cerca del perímetro que en los conductores

Para mallas sin varillas o solamente algunas localizadas en la malla pero lejos del perímetro :

$$L = L_e + L_r$$

POTENCIAL DE PASO

Se calcula con la siguiente expresión :

$$E_s = \rho K_s K_i I_a / L$$

Es el producto del factor geométrico K_s , el factor de corrección K_i , la resistividad del terreno y la densidad de corriente promedio por unidad de conductor enterrado I_a / L .

1.83

MALLA A

1.74	1.74
1.74	1.74

MALLA B

1.73	1.33	1.33	1.73
1.33	1.16	1.16	1.33
1.33	1.16	1.16	1.33
1.73	1.33	1.33	1.73

MALLA C

1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9
1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6
1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4
1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
1.2	1.1	1.0	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2
1.4	1.1	1.1	1.0	1.0	1.1	1.1	1.4
1.6	1.2	1.1	1.1	1.1	1.1	1.2	1.6
1.9	1.6	1.4	1.2	1.2	1.4	1.6	1.9

MALLA D

0.0	0.0	0.0	0.0	1.82
0.0	0.7	0.7	0.7	
0.0	0.7	0.6	0.7	
0.0	0.7	0.7	0.7	
2.13		2.23		

1.0	0.0	0.0	0.0	1.82
0.0	0.7	0.6	0.7	
0.0	0.6	0.7	0.6	
0.0	0.7	0.6	0.7	
2.13		2.23		

MALLA E

MALLA F

Las cifras en los diagramas son los productos de los coeficientes Km x Ki determinados de datos experimentales obtenidos por Koch.

MALLA	A	B	C	D	E	F
Valor máximo de Km x Ki	1.63	1.74	1.73	1.90	2.23	2.23
Coefficiente Km calculado por el método descrito	1.82	1.50	1.18	0.85	1.50	1.50
Ki = (Km x Ki E x p) / Km	1.00	1.16	1.47	2.21	1.49	1.49

Notese que Ki para las malla A,B,C, y D se calculan muy aproximadamente por $Ki = 0.650 + 0.172n$, donde n es el número de conductores paralelos de la malla.

Cálculo del factor Ks :

$$Ks = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{1h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \frac{1}{4D} \dots \right]$$

El número de términos dentro del paréntesis es igual al número de conductores transversales(los de menor longitud) en la malla básica, excluyendo las conexiones de los conductores paralelos(los de mayor longitud)

El uso de las diferentes ecuaciones para Ks depende de la profundidad de la malla, ya que el potencial de paso decrece rápidamente cuando se incrementa la profundidad.

LONGITUD MINIMA DE CONDUCTOR EN LA MALLA

Puede desarrollarse una ecuación que permita determinar de manera preliminar, la cantidad de conductor necesaria para mantener el potencial de contacto bajo límites seguros.

Igualando el valor de E malla al máximo valor tolerable se obtiene :

$$\frac{K_m K_i I_p \sqrt{l}}{L} = \frac{165 + 0.25 \rho_s}{\sqrt{l}}$$

Despejando L :

$$L = \frac{K_m K_i I_p \sqrt{l}}{165 + 0.25 \rho_s}$$

4.8.- PROTECCION CATODICA

La corrosión se ha definido como la rápida alteración de los metales producida por acciones químicas, electroquímicas, físicas y microbiológicas.

La corrosión de los metales en contacto con medios electroquímicamente activos, conductores, derivan de corrientes eléctricas que recorren circuitos, algunas veces brevísimos, los cuales comprenden en parte el metal y en parte el medio. Tales corrosiones siempre tienen lugar donde la corriente abandona el metal para entrar en el medio (regiones anódicas del metal).

CORROSION ATMOSFERICA.- Una de las causas más comunes de las corrosiones de los metales en contacto con medios electroquímicamente conductores deriva de la llamada "aeración diferencial". Esta tiene lugar cuando algunas moléculas de oxígeno de la atmósfera, eventualmente liberadas por los líquidos en que estaban disueltas, llegan sobre la superficie del metal, mientras las regiones próximas a dicha superficie se hallan recubiertas por sustancias impermeables al gas (óxidos insolubles, arcilla compacta, arena, trozos de madera, tejidos, hojas, etc), pero que sin embargo son conductores, ya que están impregnadas de electrolitos. Debido a que las moléculas de oxígeno gaseoso tiende a absorber electrones (es decir, a ionizarse), el metal los cede a las que llegan a su contacto, adquiriendo así localmente una polaridad respecto a las regiones recubiertas) apta para generar corrientes eléctricas cuyos circuitos se hallan parcialmente comprendidos en el metal y en el medio. Sin embargo, su dirección es tal que origina corrosiones sobre las superficies metálicas recubiertas.

Los materiales más usados para conductores eléctricos son el cobre y el aluminio, son altamente resistentes a la corrosión atmosférica, esta corrosión produce una capa de óxido sobre el material, que lo aísla de la atmósfera, protegiéndolo y deteniendo el proceso corrosivo. En el caso del acero, esta capa de óxido no es protectora, por lo que la acción corrosiva continúa, invisiblemente, debajo de la primera capa hasta la destrucción total del metal.

CORROSION GALVANICA.- Es debida a la acción electroquímica de un metal electro-positivo, cuando dos o más metales diferentes entran en contacto en presencia de un electrolito. La corrosión galvánica en zonas salinas e industriales adquiere grandes proporciones en comparación con la que se presenta en zonas rurales.

Para inhibir la corrosión o retrasar de algún modo sus efectos entre el aluminio y el cobre se recomienda lo siguiente :

1.- Aislando el material del medio ambiente externo, mediante revestimientos de materiales no metálicos como por ejemplo , los materiales cerámicos, las materias plásticas, los cauchos sintéticos, los esmaltes , las pinturas, etc.

2.- Sellar las superficies de contacto con pasta anticorrosiva , estas pastas sellan la conexión entre la oxidación y corrosión evitando que la humedad del medio ambiente, penetre en la conexión.

3.- La corrosión de un material puede obstaculizarse a expensas de la corrosión de otro. Así en estructuras galvanizadas, el zinc protege al hierro, puesto que la corrosión ataca preferentemente al zinc.

4.- La protección catódica, es una técnica para proteger a las estructuras metálicas de la corrosión tomando la estructura como el cátodo (-) de una celda electroquímica por medio de corriente directa impresa o instalando un ánodo (+) de sacrificio.

4.9.- FACTORES CONSIDERADOS EN EL DISEÑO DE UNA RED DE TIERRA

La importancia de un sistema de conexión a tierra bien diseñado para lograr una operación adecuada y segura ha sido reconocido desde los inicios de las redes eléctricas. Desafortunadamente los procedimientos de diseño resultan complejos debido a diversos factores que resultan difíciles de cuantificar. Con base en la experiencia y expresiones analíticas simples, el primer documento útil para el diseño de un sistema de conexión a tierra se editó en 1961: la guía 80 del IEEE. Este documento y sus revisiones en 1976 y en 1986, constituye el elemento básico de apoyo para el diseño y el análisis de los sistemas de conexión a tierra.

El comportamiento de un sistema de conexión a tierra depende de varios parámetros, entre los que destacan:

- 1.- La resistividad del terreno en el área donde se instalan los electrodos que integran el sistema de conexión a tierra.
- 2.- El área y la geometría de la red de conexión a tierra.
- 3.- La estructura y los parámetros de la conectividad del sistema eléctrico, incluido las conexiones del neutro del transformador, los cables de guarda y los neutros del sistema, la conexión a tierra de las estructuras de transmisión y las características de los sistemas subterráneos.

El análisis de un sistema de conexión a tierra se inicia con la determinación de las características de la resistividad del terreno donde se ubicará la instalación, la determinación de la magnitud máxima de la corriente que circulará por los conductores que integran el sistema de conexión a tierra, incluida su duración, la distribución del equipo y de las estructuras de la sub-estación. A partir de estos parámetros, se propone un sistema de conexión a tierra preliminar, el que se evalúa determinando la elevación de potencial y los voltajes de toque y de paso. Si el sistema preliminar no cumple con los criterios de seguridad, se proponen modificaciones y se repite el proceso de análisis de seguridad, lo que conduce a un proceso iterativo.

El criterio básico para el diseño del sistema de conexión a tierra de un sub-estación esta determinado por : (a) la seguridad de las personas y de los animales que pueden tener contacto con elementos de la instalación o que pueden encontrarse en la vecindad de la instalación, y (b) minimizar la elevación de potencial de la red, lo que facilita la protección del equipo de comunicaciones y control ubicado en la instalación.

El diagrama a bloques de la figura 1 ilustra la secuencia para diseñar una malla de tierra.

Paso 1. DATOS DE CAMPO

Area ocupada por la malla de tierra (A) y resistividad del terreno (ρ). El área que ocupará la malla podrá determinarse a partir del plano general del arreglo de la sub-estacion, en el cual estaran indicados los limites y la disposicion de equipos.

La resistividad del terreno podrá determinarse con alguno de los metodos indicados anteriormente o a partir de datos promedio proporcionados por las tablas.

Las pruebas de resistividad determinaran el perfil de resistividad y el modelo a utilizar(suelo uniforme o modelo de dos capas).

Paso 2. DIMENSIONAMIENTO DEL CONDUCTOR

Cálculo de la corriente de falla. Tiempo de duración de la falla y diámetro del conductor de la malla.

El tamaño del conductor se determina con las ecuaciones anteriormente descritas para este propósito. Igualmente la corriente de falla podrá calcularse con las fórmulas anteriores y será la máxima que podrá conducir cualquier conductor en el sistema de tierra. El tiempo de duración de la falla reflejará el tiempo máximo posible para la liberación de la falla, incluido el tiempo de una protección de respaldo.

El diámetro del conductor de la malla se calculará a partir de la sección del conductor.

Paso 3. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO TOLERABLES.

Los voltajes de paso y de contacto tolerables se calcularán con las ecuaciones anteriormente descritas. La selección del tiempo ts está basado en el criterio del ingeniero de diseño apoyado en la norma.

Paso 4.- DISEÑO INICIAL DE LA MALLA

El diseño preliminar de la malla deberá incluir un conductor rodeando el área completa de la sub-estación, además de conductores cruzados en dos direcciones formando una retícula para permitir la conexión a tierra de los diferentes equipos.

Paso 5.- RESISTENCIA A TIERRA DE LA MALLA

Puede determinarse un valor preliminar de la resistencia con las ecuaciones que aquí hemos explicado. Para el diseño final pueden encontrarse estimaciones más precisas de esta resistencia, especialmente cuando se usan varillas para alcanzar capas de mayor conductividad en el subsuelo. Para esto se usarán las ecuaciones que incluyen el efecto de las dos diferentes resistividades en el cálculo de la resistencia de la red y grupo electrodos a tierra.

Paso 6.- CORRIENTE DE MALLA

La corriente I_m se determina por las ecuaciones estudiadas anteriormente. Para evitar un sobredimensionamiento del sistema de tierra, deberá usarse en el diseño de la malla solamente aquella parte de la corriente total de falla I_{f0} que fluye de la malla hacia el terreno y contribuye a los voltajes de paso y de malla, y a la elevación de potencial de la malla).

La corriente I_m deberá reflejar la peor condición de falla (tipo y localización), el factor de decremento y cualquier expansión futura del sistema eléctrico.

PASO 7. COMPARACION DE POTENCIALES.

Si la máxima elevación de potencial en la malla del diseño preliminar está por debajo del valor del voltaje de contactotolerable, ya no es necesario hacer más cálculos, únicamente se agregarán si se requieren conductores adicionales para puesta a tierra de equipos.

PASO 8. CALCULO DE POTENCIALES DE PASO Y DE CONTACTO EN LA MALLA.

Los potenciales de paso y de contacto en la malla, se calcularán con las ecuaciones descritas en los párrafos anteriores de este mismo capítulo.

PASO 9. COMPARACION DEL POTENCIAL DE CONTACTO EN LA MALLA, CON EL POTENCIAL DE CONTACTO TOLERABLE.

En este paso se comparara el potencial de contacto en la malla llamado también potencial de malla, con el potencial de contacto tolerable calculado con anterioridad. Si el potencial de malla es menor que el potencial de contacto toleable, el diseno puede completarse(ver paso 10) y si no, tendrá que modificarse el diseno preliminar(ver paso 11).

PASO 10. Si los voltajes de paso y de contacto en la malla son menores a los voltaje tolerables, el diseño necesitará solamente conductores adicionales para puesta a tierra de equipos, si no, tendrá que revisarse el diseño preliminar.

PASO 11. Si se exceden los límites de los potenciales terables, se requerirá de una revisión en el diseno de la malla. Esta revisión incluirá espaciamientos más pequeños entre conductores, varillas de tierra adicional, etc.

PASO 12. DETALLES EN EL DISEÑO.

Después de satisfacer los requerimientos para cumplir con los voltajes tolerables,deberá revisarse el diseño final para incluir conductores que hagan falta cerca de los equipos que se van a conectar a tierra, o adicionar varillas en las bases de los apartarayos o en los neutros de los transformadores, etc.

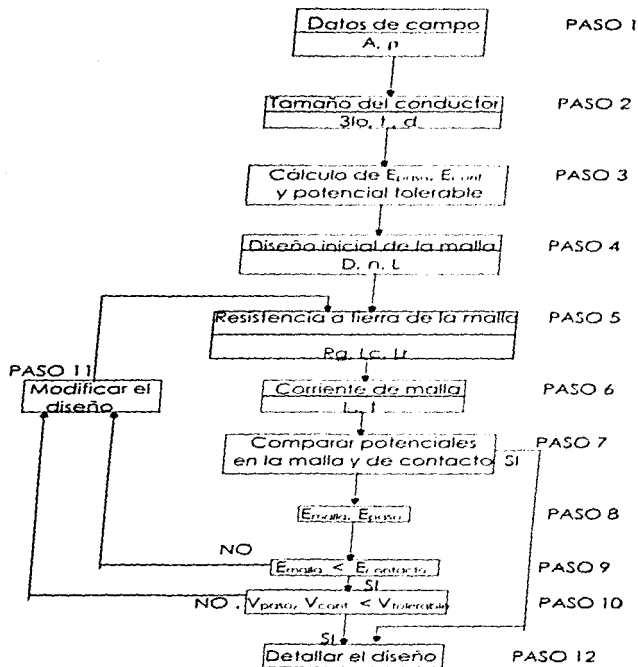


FIGURA 1
148

4.10 CALCULOS DE SISTEMAS DE TIERRA

El cálculo de sistemas de tierra puede resumirse en los pasos siguientes :

MALLA UNICAMENTE.

- 1.- Investigación de las características del terreno.
- 2.- Determinación de la corriente máxima de falla a tierra. Esta corriente deberá calcularse en los casos mas desfavorables.
- 3.- Diseño preliminar del sistema de tierra. La malla de tierra debe diseñarse basandose en las condiciones siguientes :
 - a) Un cable continuo debe ser el perimetro de la malla abarcando la mayor área posible.
 - b) Los cables de la malla deberán colocarse paralelamente a una distancia conveniente, procurando llevarlos cerca de las estructuras metálicas, columnas, carezas de motores, generadores, neutros, etc.
 - c) Deberá ajustarse la longitud total de los conductores enterrados, incluyendo varillas de tal modo que, sea mayor o igual a la longitud dada por la ecuación :

$$L = (Km K_{ip} \sqrt{I}) / (116 + 0.174 \rho_s)$$

donde :

L = longitud total del conductor enterrado, en metros

Km = coeficiente que toma en cuenta los conductores de la malla, en disposición, calibre y número.

$$Km = \frac{1}{2\pi} \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \frac{1}{n} \left[\begin{array}{ccc} 3 & 5 & 7 \\ \hline 4 & 6 & 8 \end{array} \right] \dots$$

D = separación entre los conductores de la malla, en metros

d = diámetro de los conductores que forman la malla, en metros

h = profundidad a la que esta enterrada la malla, en metros

El número de factores para $1/n$ en el segundo término, debe ser igual a $(n-2)$, siendo n el número de conductores paralelos en la rejilla básica, tomados en una sola dirección.

$K_{ip} = 0.65 + 0.172n$ (factor de no uniformidad)

ρ = resistividad promedio del terreno, en ohms-metro

ρ_s = resistividad del terreno en la superficie, en ohms-metro

I = corriente de falla, en Amp

t = duración de la descarga o falla, en segundos.

Para encontrar el calibre del conductor, se utiliza la ecuación siguiente :

$$A = \sqrt{\frac{I_t}{334 \log_{10} \frac{T_m - T_a}{2.34 + T_a} + 1}}$$

Para un sistema de tierra típico, se coloca el cable entre 0,30 y 1,0 metro por debajo de la superficie del piso. Con los datos ya encontrados, se procede al diseño básico de la red de tierra, de acuerdo con la topografía del terreno y la localización de todos y cada uno de los aparatos y estructuras metálicas, definiendo el espaciamiento entre conductores que forman la malla.

La longitud propuesta en el diseño básico debe ser mayor a la longitud obtenida en la fórmula, cuando ocurre lo contrario, es necesario hacer otra propuesta de diseño básico, variando la profundidad (h), separación (D), número de conductores (n), diámetro del conductor (d), resistividad superficial (ps).

4.- Tensiones de paso en el exterior inmediato a la red, es la tensión que se presenta entre los pies de una persona al dar un paso largo cuando esta circulando la corriente máxima de falla :

$$E_s = K_s K_f I_t / L$$

K_s = coeficiente que toma en cuenta el efecto del espaciamiento D, profundidad H y número de conductores paralelos de la red .

$$K_s = \frac{1}{\pi} (1/2h) + (1/D)(h) + (1/2D) + (1/3D) + (1/4D) + \dots$$

El número de términos dentro del paréntesis debe ser igual a n.

Se calcula el V_{paso} tolerable de acuerdo con la ecuación siguiente :

$$V_{paso} = (116 + 0.696ps) / \sqrt{I}$$

El potencial encontrado para Es, no debe superar al V_{perm} , si lo supera, deberá rediseñarse la red de tierra, aumentando la longitud efectiva de los conductores, hasta el valor máximo aceptado.

5.- Resistencia del sistema de tierras, una vez diseñada la red se necesita calcular la resistencia de la conexión a tierra. Se debe considerar toda la malla equivalente a una superficie conductora circular, con área igual al área cubierta por la malla.

$$R = (\rho / 4r) + (\rho / L)$$

Donde :

R = resistencia de la red, en Ohms

ρ = resistividad del terreno, en Ohms-metro

r = radio del círculo que tendría la misma área que la ocupada por el sistema de tierra, en metros

L = longitud del cable enterrado, en metros

6.- Máximo aumento de potencial en la red, el aumento máximo de potencial en la red respecto a tierra absoluta, se calcula mediante la siguiente ecuación :

$$E_{\text{PR}} = R_t I_t$$

Si el potencial encontrado es mayor del nivel de aislamiento del equipo de comunicaciones y control, se rediseñará la red para disminuir la resistencia a tierra.

MALLA CON ELECTRODOS

Para calcular el número de electrodos de tierra que se necesitan se requiere de la siguiente ecuación :

$$n = (\rho / 2\pi R_t L) \text{ Log } (2L / a)$$

Donde :

R_t = resistencia de tierra, en ohms

ρ = resistividad promedio del terreno, en ohms-metro

n = número de electrodos de tierra

L = longitud del electrodo, en metros

a = radio del electrodo, en metros

La resistencia del los "n" electrodos, se define con la ecuación :

$$R = \frac{\rho}{4r} = \frac{\rho}{4\sqrt{\Lambda/\pi}}$$

Donde :

r = radio equivalente de un círculo que cubre el área, en metros

Λ = Área, en metros cuadrados

La distancia mínima entre 2 varillas es $2r_1$, donde r_1 es el área protegida por una varilla. Cuando se utilizan electrodos la longitud mínima del conductor será :

$$L = 2n \sqrt{\Lambda / \pi n}$$

4. 11.- EJEMPLO CON MALLA UNICAMENTE Y DE MALLA CON ELECTRODOS

MALLA UNICAMENTE

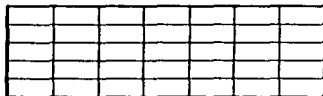
Los datos que se consideran par el cálculo de la red son los siguientes :

DATOS:

- $\rho = 170$ ohms-metro
- $\rho_s = 3000$ ohms-metro (grava triturada)
- $I_1 = 3000$ Amp₂
- $A = 70 \times 50$ m²
- $h = 0.4$ metros
- $t = 0.5$ segundos

El aislamiento del equipo de comunicaciones y control = 5 Kv
Se utilizarán conexiones tipo soldadas

1.- MALLA PROPUESTA



$$d = 10 \text{ mt} , \quad n = 6$$

Longitud propuesta : conductores horizontales = 420 metros
conductores verticales = 400 metros

total = 820 metros

2.- Calibre del conductor : sustituyendo los valor en la ecuación para calcular el calibre del conductor se tiene lo siguiente :

$$A = \frac{3000}{\sqrt{\frac{\log \frac{1083 \times 10}{234 \times 40} + 1}{33 \times 0.5}}}$$

$$A = 14\,757.864 \text{ circular mils}$$

El cable de cobre calibre 8 AWG tiene 16510 circular mils; se utilizará un cable de calibre 2/0 AWG debido a su robustez mecánica con un diámetro de 10.64 mm

3.- Longitud del conductor :

$$L = \frac{0.5684 \times 1.682 \times 170 \times 3000 \sqrt{0.5}}{116 + (0.174 \times 3000)}$$

$$L = 540.40 \text{ metros}$$

$$K_m = \frac{(1/2\pi) \ln \frac{10^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{(3/4)(5/6)(7/8)(9/10)}{\pi} \right]}$$

$$K_m = 0.5684$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 (6)$$

$$K_i = 1.682$$

$$\text{Por lo tanto : } I_{\text{propuesta}} \geq I_{\text{calculada}}$$

4.- Tensión en la periferia, de acuerdo a las siguientes ecuaciones :

$$E_s = (0.4693 \times 1.682 \times 170 \times 3000) / 540.4$$

$$E_s = 744.957 \text{ volts}$$

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.4} + \frac{1}{10 + 0.4} + \frac{1}{2 \times 10} + \frac{1}{3 \times 10} + \frac{1}{4 \times 10} + \frac{1}{5 \times 10} \right]$$

$$K_s = 0.4639$$

5.- Voltaje de paso de acuerdo a la siguiente expresión :

$$V_{\text{paso}} = (116 + 0.696 \times 3000) \sqrt{0.5}$$

$$V_{\text{paso}} = 3116.93 \text{ volts}$$

$$E_s = V_{\text{paso}}$$

6.- Para calcular la resistencia, se sustituyen valores en la siguiente ecuación :

$$R = (\rho / 4r) + (\rho / L)$$

$$R = (170 / (4 \times 33.378)) + (170 / 540.4)$$

$$R = 1.5878 \text{ Ohms}$$

7.- Para calcular la elevación máxima de la red se sustituyen valores en la ecuación

$$E_{pr} = R \times \rho_s$$

$$E_{pr} = 1.5878 \times 3000$$

$$E_{pr} = 4763.4 \text{ volts}$$

La elevación máxima de la red es menor que el aislamiento del equipo de comunicaciones y control por lo que no es necesario rediseñar el sistema de tierra. Se utilizan varillas de tierra con registros en las esquinas de la red, con la finalidad de que en posibles ampliaciones se pueda localizar con facilidad la red de tierra.

8.- Lista de materiales.

Número	Concepto	cantidad	unidad
1	Cable de cobre desnudo, semiduro, calibre 2/0 AWG	820	mt
2	Cable de cobre desnudo, semiduro, 1/0 AWG, (conexión de los equipos a la malla principal)	30	mt
3	Molde para hacer conexiones en "X" de 2 cables de cobre calibre 2 0 AWG	24	conexiones
4	Molde para hacer conexiones en "1" de 2 cables de cobre calibre 2 0 AWG	20	conexiones
5	Molde para hacer conexiones en "1" de cable de cobre 2 0 AWG de paso y de cable de cobre 1 0AWG de paso	23	conexiones
6	Varilla de tierra de 16mm de diámetro y 3mt de longitud	4	pieza
7	Molde para hacer conexiones de cable de cobre calibre 2 0AWG a varilla de tierra	4	pieza
8	Cartuchos para conexiones	62	pieza
9	Tubo conduit de PVC de 51mm de diámetro	30	metros
10	Chispero	2	pieza
11	Conector mecánico p/estructuras	8	pieza
12	Manijas	2	pieza
13	Registros de tierras	4	pieza

En este ejemplo se suponen 15 equipos a conectar a tierra y 8 estructuras metálicas.

EJEMPLO DE MALLA CON ELECTRODOS

Se consideran los datos siguientes :

DATOS :

$$\rho = 100 \text{ OHMS-METRO}$$

$$L = 3 \text{ mt}$$

$$a = 0,016 \text{ mt}$$

$$A = 30 \times 20 \text{ mt}^2$$

$$R_1 = 1.08 \text{ ohms}$$

1.- Se sustituyen en las ecuaciones para encontrar el número de varillas necesarias

$$n = \frac{100}{2\pi \times 1.08 \times 3} \log \frac{2 \times 3}{0.016} = 7.54$$

$$n = 8 \text{ varillas}$$

La resistencia de las varillas la calculamos de la siguiente forma :

$$R = \frac{100}{4 \sqrt{\frac{600}{\pi}}} = 1.81 \Omega$$

2.- Para la longitud mínima del conductor se utiliza la siguiente ecuación :

$$L = (8 \times 2) \sqrt{600/8\pi}$$

$$L = 78.2 \text{ metros.}$$

4.12 INDICACIONES PARA MEJORAR LA OPERACION DE LA RED

Para mejorar la operación de una red de tierra deben seguirse las siguientes indicaciones :

1.- La disminución de la resistencia total de la red reducirá el aumento de potencial máximo de transferencia. La manera más efectiva para disminuir la resistencia de la red es aumentar el área de la misma.

Aunque en el caso de una instalación en gas el área disponible es restringida y por los consiguiente un método adecuado es el de enterrar varillas a mayor profundidad y la conexión a tubos de pozos profundos pueden ayudar a disminuir la resistencia cuando el área disponible no pueda ser aumentada.

2.- Reduciendo el espaciamiento de los conductores que forman las mallas, permite eliminar potenciales peligrosos acercándose a la condición de una placa metálica. El problema del aumento del voltaje perimetral, principalmente a resistividades altas, puede eliminarse extendiendo a la malla enterrada más allá del enrejado de la sub-estación.

Un método poco usado consiste en enterrar dos o más conductores paralelos a lo largo del perímetro de la malla a profundidades mayores.

3.- Agregar capas de roca triturada de alta resistividad en la superficie para aumentar la resistencia en serie con el cuerpo. Este medio permite reducir las corrientes a través del cuerpo.

4.- Prever pasos adicionales a las corrientes de falla a tierra por medio de conductores neutros, hilos de guarda de líneas de transmisión, conectándolos a la red.

5.- Limitando, cuando sea posible, las corrientes de falla a tierra sin aumentar los tiempos de interrupción, ya que en general este hecho tiene un efecto adverso a la seguridad.

6.- Debe prohibirse el paso a las áreas limitadas donde sea difícil eliminar las diferencias de potencial excesivas durante las fallas a tierra.

7.- Deben evitarse dobles redes de tierra independientes en una sub-estación.

8.- La conexión a tierra de rejas que bordean una sub-estación debe de hacerse, ya que aparecen ahí las más peligrosas tensiones de contacto por estar accesibles al público en general y porque el enrejado puede ocupar una posición en la periferia de la malla de tierra, donde resultan máximos los gradientes de potencial superficiales.

Al aumentar la extensión de la red excluyendo la reja dentro de su territorio, se obtiene la ventaja de abatir la resistencia total de la malla a tierra y, por lo tanto, también la elevación de tensión durante las fallas. Es recomendable que el perímetro de la malla se extienda más allá de la reja de 1 a 1.5 metros.

9.- Los pararrayos requieren para su correcta operación de una conexión a tierra de baja resistencia que sea confiable. Deben colocarse tan cerca como sea el equipo que deben proteger, y cuando quedan montados en la propia estructura del aparato que protegen, está debe de ser conectada a tierra en forma efectiva.

10.- Para los circuitos de comunicación se han desarrollado esquemas que incluyen apacatos de protección y transformadores de aislamiento y de neutralización para proteger al personal y al equipo terminal.

Es de enfatizarse la importancia de un aislamiento adecuado y evitar contactos accidentales con esta clase de equipo, pues es frecuente olvidar que pueden alcanzar tensiones elevadas con respecto a tierras locales.

11.- Las tuberías de agua deben de ser amarradas a la red de tierra, preferiblemente en varios puntos, para evitar riesgos dentro del área. La misma regla debe seguirse con tuberías de gas y con las chaquetas metálicas o armaduras de cables que estén en contacto con el terreno.

12.- Los edificios auxiliares, pueden ser tratados como parte de la sub-estación desde el punto de vista de conexiones a tierra, o como instalaciones separadas dependiendo de las circunstancias. Si están relativamente cercanos y especialmente si están unidos directamente a la sub-estación por tuberías de agua, forros de cable, líneas telefónicas, etc; resulta apropiado tratar tales construcciones como parte de la sub-estación.

Si se encuentran localizados remotamente, es propio tratar tales edificios como unidades separadas, con sus propias redes de seguridad.

4.13 DETALLES DE INSTALACION Y CONEXION**ESQUEMAS FISICOS GENERALES:**

FIGURA No	TIPO DE CONEXION	DESCRIPCION
1	SOLDADA	CABLE A CABLE HORIZONTAL
2	SOLDADA	"L" HORIZONTAL
3	SOLDADA	"X" HORIZONTAL
4	SOLDADA	PARALELAS DE PASO
5	SOLDADA	PARALELA DE PASO Y TOPE
6	SOLDADA	PARALELA DE PASO Y TOPE 45°
7	MECANICO	TUBO A CABLE VERTICALES
8	MECANICO	TUBO VERTICAL A CABLE HORIZONTAL
9	MECANICO	"X" HORIZONTAL
10	MECANICO	TUBO VERTICAL A CABLE FLEXIBLE
11	SOLDADA	CABLE A TOPE CON VARILLA A TIERRA
12	SOLDADA	CABLE DE PASO A VARILLA DE TIERRA
13		INSTALACION DE VARILLA DE TIERRA CON REGISTRO Y ANCLAJES GRALES.

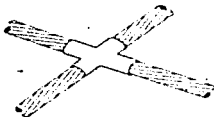
CONEXIONES TIPO



1



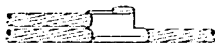
2



3



4

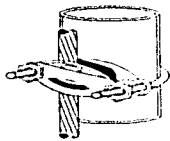


5

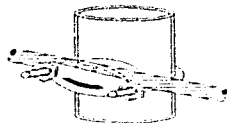


6

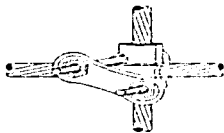
CONEXIONES TIPO



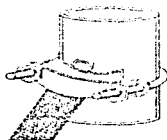
7



8



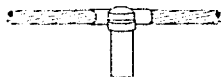
9



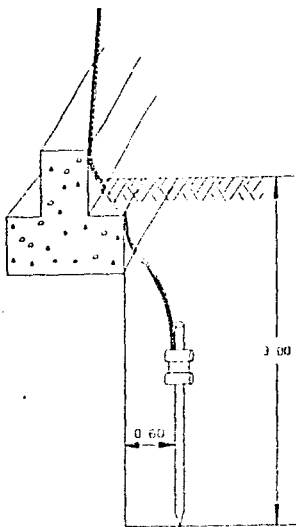
10



11

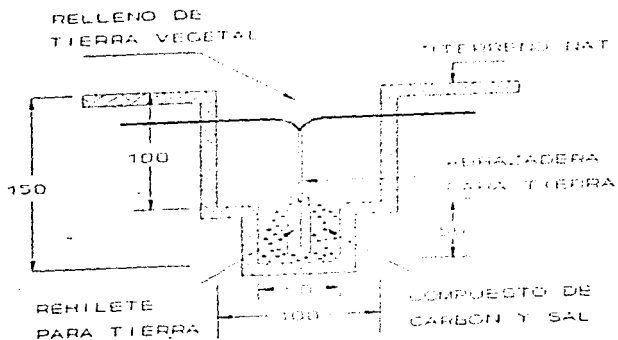


12



13

VARILLA DE TIERRA



REGISTRO

PROBLEMA DE APLICACION

En esta parte es donde se aplicarán todos los puntos antes desarrollados en el presente trabajo de tesis. Es aquí donde se culmina una tarea de investigación, que da como resultado el poder tener unas buenas bases para poder desarrollar y diseñar una red de tierras para una sub-estación aislada en Hexafluoruro de Azufre y que dicha red de tierras pueda proporcionar la seguridad que marcan las normas internacionales al personal de la instalación.

La sub-estación que nos ocupa en este problema de aplicación, es la Sub-estación Estrella de alta tensión (SEAT- Estrella), esta sub-estacion alimenta unica y exclusivamente a la línea 8 del Sistema Colectivo de Transporte Metro (SCT). La instalacion se encuentra ubicada en la esquina que forman la Av. Ermita Iztapalapa y la Av. Cinco de Mayo, esto en la Delegación Iztapalapa.

Para realizar el cálculo del sistema de tierras de la sub-estacion se puede seguir paso a paso el procedimiento que se indica a continuación.

5.1.- DETERMINACIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DEL TERRENO

Composición química del terreno en donde se instalará la sub-estación : al terreno se le adicionó una capa de roca triturada. Esto para mejorar la resistividad del terreno que va a ocupar la sub-estación.

Temperatura : 43° C

Humedad : 95%

Resistividad del terreno : de acuerdo a las mediciones realizadas por personal del SCT, se obtuvo un valor promedio de 10 ohms-metro, por lo que este valor es el que se considerará para los cálculos subsecuentes

5.2. - DETERMINACION DE LA CORRIENTE MAXIMA DE FALLA A TIERRA (ICC).

Para determinar el máximo valor de esta corriente se puede hacer uso de cualquiera de los métodos anteriormente descritos, pero no se debe olvidar que el cálculo que se realice debe ser para encontrar el valor máximo de corriente esperado, es decir se debe considerar la peor condición de falla, que como ya pudimos ver se trata de la Falla Línea a Tierra.

En este caso el valor máximo de corriente esperado durante un segundo es de 40 KAmperios, este valor fue proporcionado por personal operativo de la sub-estación.

Posteriormente se debe modificar el valor de la I_{cc} aplicando los factores de corrección siguientes :

Factor por decremento (FD).

Considerando el tiempo de operación de los interruptores, se estimara como tiempo de duración de la falla $t = 0.1$ seg. Y se estimara un tiempo de la falla y del choque eléctrico de $t = 0.1$ seg, al que le corresponde un factor por decremento de 1.25, por lo tanto $FD = 1.25$.

Factor de crecimiento (FC).

El factor de crecimiento puede llegar a tener un valor que va desde 1.0 hasta 1.5, para considerar un futuro aumento de la corriente de falla a tierra.

Como la sub-estación Estrella proporciona energía única y exclusivamente a la línea 8 del metro, el factor de crecimiento se tomará como 1, por lo tanto $FC = 1.0$

$$I_{cc_{total}} = I_{cc} \times FD \times FC$$

$$I_{cc_{total}} = 40000 \times 1.25 \times 1.0$$

$$I_{cc_{total}} = 50 \text{ KAmperios.}$$

5.3.- DISEÑO PRELIMINAR DE LA RED DE TIERRAS.

Proponer una malla con "n" conductores paralelos y "m" conductores transversales colocados a distancias razonables (espaciamientos) y uniformes dentro del área a proteger, así como un determinado número de varillas enterradas (electrodos de tierra).

Longitud del área de la red de tierra (L) : 20 metros

Ancho del área de la red de tierra (A) : 17 metros

Considerando una separación entre cables de 1.5 mt. Tendremos :

No de cables longitudinales = $(A / 3) + 1 = (17 / 1.5) + 1 = 11.3 + 1 = 12.33 = 12$

No de cables transversales = $(L / 3) + 1 = (20 / 1.5) + 1 = 13.3 + 1 = 14.33 = 14$

Considerar los siguientes factores :

- Las uniones entre los conductores de la malla no se deben fundir o deteriorar cuando circule la máxima corriente de falla, además de ser mecánicamente resistentes y tener conductividad suficiente para no contribuir a la producción de diferencias de potencial, por lo que utilizarán conectores del tipo soldable y mecánico.

- La profundidad mínima de instalación de la red será de 0.60 metros.

- El conductor de la red será cable de cobre desnudo, con un calibre mínimo de 4/0 AWG.

- Determinar la longitud total propuesta (L.p) de los conductores de la malla, incluyendo varillas, debe ser superior a la longitud (L.) calculada.

Cables longitudinales : 12 ----- (12 x 20) = 240

Cables transversales : 14 ----- (14 x 17) = 280

Longitud de las varillas : ----- (6 x 3) = 18

Longitud de la red propuesta (L.p) :

$$L.p = 520 + 18 = 538 \text{ metros.}$$

5.4.- CALCULO DE EL CALIBRE MINIMO DE CONDUCTOR DE LA RED DE TIERRAS.

El calibre mínimo para el conductor de la red de tierra para una sub-estación eléctrica, según el artículo 2403-2 inciso C de la Norma Oficial Mexicana para Instalaciones Eléctricas, debe ser de 107.2 mm² de cobre desnudo, esto equivale a que el calibre mínimo a ser usado debe ser de 4/0 AWG.

Por cálculo :

$$A = \frac{I_{cc}}{\sqrt{\frac{\log \left[\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right]}{33 S}}}$$

$$A = \frac{50000}{\sqrt{\frac{\log \left[\frac{450 - 40}{234 + 40} + 1 \right]}{(33 \times 0.5)}}}$$

$$A = \frac{50000}{\sqrt{\frac{\log 2.49635}{16.5}}}$$

$$A = \frac{50000}{\sqrt{\frac{0.3973}{16.5}}}$$

$$A = \frac{50000}{0.15517448}$$

$$A = 322217.928 \text{ CM} = 322.217 \text{ KCM}$$

El calibre inmediato superior es el de 350 KCM con un diámetro de 17.29mm.

Con el propósito de que las uniones eléctricas no se fundan y que todos los elementos sean mecánicamente resistentes, sobre todo si quedan expuestos a daños físicos y que tengan suficiente conductividad para evitar diferencias de potenciales locales, se tomara como tiempo de duración de la falla $S = 0.5$ segundos solamente para la selección del calibre del conductor de la red, por lo tanto $I_a = 40'' C$.

Como las conexiones de la red serán del tipo soldables y el tiempo de duración de la falla es de 0.5 segundos, de acuerdo a la tabla 1 del capítulo 4 (*Elementos de la red de tierra*), se requieren 6.5 CM por Ampere de falla. Entonces, la selección requerida será :

$$A = 6.5 \times 50000$$

$$A = 325\ 000 \text{ CM} = 325 \text{ KCM}$$

Se observa que los valores calculados del calibre del conductor (A), son semejantes, por lo que existen 2 formas, por medio de la fórmula y por tablas, de poder determinar dicho calibre del conductor, y además es una forma de comprobar que los resultados obtenidos son los correctos.

5.5.- CALCULO DE LA LONGITUD MINIMA "L" DE CONDUCTOR REQUERIDA EN LA RED DE TIERRAS.

Verificar que se cumpla la siguiente condición : $L_p > L$

$$L = (Km \ K_i \ \rho \ I_{cc} \sqrt{t}) / (116 - 0.17 \ \rho_s) \text{ metros}$$

Donde: $I_{cc} = 50000$ Amperes

K_m = coeficiente que toma en cuenta el número de conductores paralelos "n" ($n=12$), su diámetro "d" ($d = 0.01729$ mm), profundidad a la que se enterrara la malla de tierra "h" ($h = 0.6$ mt) y el espaciamiento entre los conductores de la malla "D" ($D = 1.5$ mt)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \dots \right]$$

La cantidad de factores en el parentesis en el segundo termino es de dos menos el número de conductores paralelos "n". Como "n" es igual a 12, por lo tanto, seran 10 factores.

ρ = Resistividad promedio del terreno, en ohms-metro

t = máxima duracion del choque, en segundos. Para efectos de cálculo en este procedimiento considerar $t = 0.1$ segundos

ρ_s = Resistividad superficial del terreno, en ohms-metro. Considerar un valor de 3000 ohms-metro

K_i = factor de correccion por irregularidades

$$K_i = 0.65 + 0.172n$$

Sustituyendo valores en la fórmula del coeficiente K_m , se tiene :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left[\frac{1.5^2}{16 \times 0.6 \times 0.01729} \right] + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \frac{9}{10} \cdot \frac{11}{12} \cdot \frac{13}{14} \cdot \frac{15}{16} \cdot \frac{17}{18} \cdot \frac{19}{20} \cdot \frac{21}{22} \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln (13.555) + \frac{1}{\pi} \ln (0.336376)$$

$$K_m = 0.41487 + (-0.346639)$$

$$K_m = 0.068231$$

K_m = coeficiente que toma en cuenta el número de conductores paralelos "n" (n=12), su diámetro "d" (d = 0.01729 mm), profundidad a la que se enterrara la malla de tierra "h" (h = 0.6 mt) y el espaciamento entre los conductores de la malla "D" (D = 1.5mt)

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \frac{D^2}{16hd} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \dots \right]$$

La cantidad de factores en el paréntesis en el segundo término es de dos menos el número de conductores paralelos "n". Como "n" es igual a 12, por lo tanto, serán 10 factores.

ρ = Resistividad promedio del terreno, en ohms-metro

t = máxima duración del choque, en segundos. Para efectos de cálculo en este procedimiento considerar t = 0.1 segundos

ρ_s = Resistividad superficial del terreno, en ohms-metro. Considerar un valor de 3000 ohms-metro

K_i = factor de corrección por irregularidades

$$K_i = 0.65 + 0.172n$$

Sustituyendo valores en la fórmula del coeficiente K_m , se tiene :

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left[\frac{1.5^2}{16 \times 0.6 \times 0.01729} \right] + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \cdot \frac{5}{6} \cdot \frac{7}{8} \cdot \frac{9}{10} \cdot \frac{11}{12} \cdot \frac{13}{14} \cdot \frac{15}{16} \cdot \frac{17}{18} \cdot \frac{19}{20} \cdot \frac{21}{22} \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln (13.555) + \frac{1}{\pi} \ln (0.336376)$$

$$K_m = 0.41487 + (-0.346639)$$

$$K_m = 0.068231$$

$$K_i = 0.65 + 0.172n$$

$$K_i = 0.65 + 0.172(12)$$

$$K_i = 2.741$$

Sustituyendo valores para encontrar la longitud L :

$$L = (K_m K_i \rho_{ice} \sqrt{t}) / (116 + 0.174 \rho_s)$$
$$L = \frac{0.068231 \times 2.741 \times 10 \times 50000 \sqrt{0.1}}{116 + (0.174 \times 3000)}$$

$$L = 46.35 \text{ metros}$$

De el resultado obtenido se ve claramente que se cumple la relacion : $L_p > L$

5.6.- CALCULO DE LA RESISTENCIA "R" DE LA RED DE TIERRAS.

Para obtener la resistencia de la red de tierra podemos aplicar la siguiente fórmula :

$$r = (Ar / \pi)$$

$$R = (\rho / 4r) / (\rho / L.p)$$

Donde :

Ar = área total encerrada por la malla propuesta, en metros cuadrado

$$Ar = \text{ancho} \times \text{largo} = 17 \times 20 = 340\text{m}^2$$

r = radio de círculo con igual área a la sub-estación.

$$r = (Ar / \pi) = 340 / 3.1416$$

$$r = 10.4 \text{ mt}$$

Entonces la resistencia de la red será :

$$R = \frac{10}{4 \times 10.4} + \frac{10}{538}$$

$$R = 0.0426 \text{ ohms.}$$

5.7.- CALCULO DE EL MÁXIMO AUMENTO DE POTENCIAL "E" EN LA RED DE TIERRAS.

Para poder obtener el valor del máximo aumento de potencial en la red haremos uso de las siguientes fórmulas :

$$E = I_{cc} \times R \text{ [volts]}$$

$$E = 50000 \times 0.0426$$

$$E = 2130 \text{ volts}$$

5.8.- CALCULO DE LOS POTENCIALES TOLERABLES.

A fin de poder calcular estos valores se recurrirá a las siguientes fórmulas :

$$EPT = (116 + 0.696 \rho_v) / \sqrt{t} \text{ [volts]}$$

$$ECT = (116 + 0.174 \rho_c) / \sqrt{t} \text{ [volts]}$$

Donde :

EPT = potencial de paso tolerable

ECT = potencial de contacto tolerable

$$EPT = \frac{116 + (0.696 \times 30000)}{\sqrt{0.1}}$$

$$EPT = 6969.65 \text{ volts}$$

$$ECT = \frac{116 + (0,174 \times 3000)}{\sqrt{0,1}}$$

$$ECT = 1980 \text{ volts}$$

5.9.- CALCULO DE LOS POTENCIALES PROBABLES EN LA RED DE TIERRAS.

Para poder calcular adecuadamente estos potenciales debemos hacer uso de las siguientes expresiones :

$$EPP = (Ks Ki \rho Icc) / I p \quad [\text{volts}]$$

$$ECP = (Km Ki \rho Icc) / I p \quad [\text{volts}]$$

Donde :

EPP = potencial de paso en la red, en volts

ECP = potencial de malla, en volts

Ks = coeficiente que toma en cuenta la geometria de la red, diámetro del conductor, profundidad de instalación de la malla de tierra y espaciamiento de los conductores de la malla.

$$Ks = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{15+h} + \frac{1}{2D} + \frac{1}{3D} + \dots \right]$$

El número de términos en el paréntesis es igual al de conductores en paralelos ("n") de la malla, (n = 12)

Así, sustituyendo valores en la fórmula tenemos lo siguiente :

$$Ks = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0,6} + \frac{1}{1,5 \times 0,6} + \frac{1}{2 \times 1,5} + \frac{1}{3 \times 1,5} + \frac{1}{4 \times 1,5} + \frac{1}{5 \times 1,5} + \frac{1}{6 \times 1,5} + \frac{1}{7 \times 1,5} + \dots \right]$$

$$\left[\frac{1}{8 \times 1.5} + \frac{1}{9 \times 1.5} + \frac{1}{10 \times 1.5} + \frac{1}{11 \times 1.5} \right]$$

$$K_s = 0.3183 (0.833 + 0.48 + 0.33 + 0.22 + 0.16 + 0.13 + 0.11 + 0.095 + 0.083 + 0.074 + 0.066 + 0.060)$$

$$K_s = 0.3183 \times 2.641$$

$$K_s = 0.840$$

Ahora, sustituyendo valores en las fórmulas de EPP y ECP, se tiene lo siguiente :

$$EPP = \frac{0.840 \times 2.741 \times 10 \times 50000}{538}$$

$$EPP = 2140 \text{ volts}$$

$$ECP = \frac{0.068231 \times 2.741 \times 10 \times 50000}{538}$$

$$ECP = 173.80 \text{ volts}$$

5.10.- VERIFICACION DE LAS CONDICIONES DE SEGURIDAD EN LA RED DE TIERRAS.

a) El potencial de paso en la malla debe ser menor que el potencial de paso tolerable.

$$EPP < EPT$$

$$2140 < 6969.65 \text{ [volts]}$$

b) El potencial de malla debe ser menor que el potencial de contacto tolerable.

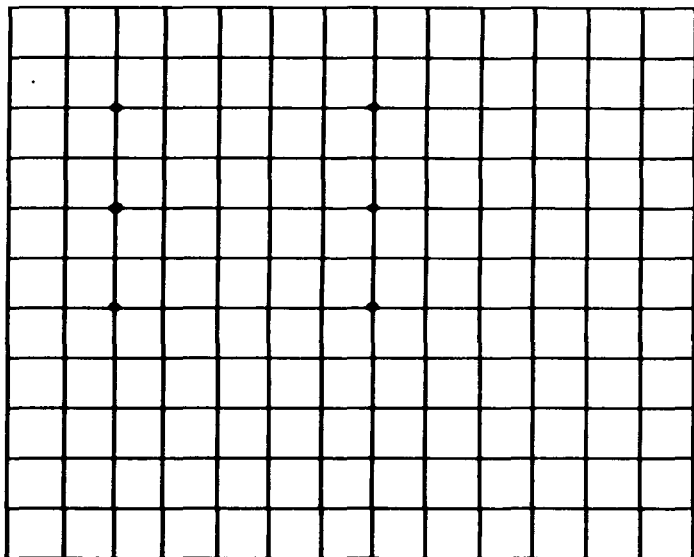
$V_{CP} - V_{CT}$

$173.80 < 1980$ (volts)

LUEGO LA RED DE TIERRAS ES SEGURA.

A manera de conclusión y basándonos en los resultados obtenidos, para las condiciones de seguridad en lo que se refiere a los potenciales de paso y de contacto, se puede afirmar que la red de Tierra para la Sub-estación Estrella de la línea 8 del Metro es segura y cumple con las condiciones de seguridad establecidas para proteger y salvaguardar la seguridad tanto del personal operativo, equipo de medición y telecomunicaciones y de la gente que transite por los alrededores de la instalación.

Cabe hacer mención que la red de tierra considera la protección contra elevaciones de voltaje aproximadamente a 1.5 metros más allá del límite del terreno que ocupa esta. O sea que la gente que en un momento dado llegase a pasar cerca de la sub-estación en el momento en que ocurra un corto circuito se encuentra debidamente protegida contra cualquier daño que la excesiva corriente pudiera ocasionarle.



● electrodos (varillas Coperwelld) de tierra de 3mt de longitud

DISEÑO FINAL DE LA RED DE TIERRAS PARA LA SUB-ESTACION

CONCLUSIONES

Cuando terminamos los estudios en la facultad y se nos planteó el siguiente paso a dar, el cual consistía en la realización del trabajo de tesis, para poder aspirar a obtener el título de Ingeniero Mecánico Eléctrico y de esta forma concluir con 5 años de estudios, esfuerzos y que todo este trabajo realizado a lo largo de este tiempo tuviera su recompensa.

El problema así planteado era difícil de resolver, ya que no teníamos ni la menor idea de como es que debíamos empezar a realizar la elaboración del trabajo de tesis.

Después, cuando por casualidad contactamos con el Ing. José Raúl Martín, que se desempeña como profesor en la Facultad de Ingeniería Mecánica Eléctrica en C.T.I., fueron aclarandose gracias a su asesoría las dudas que hasta ese momento nos impedían iniciar en la elaboración de la tesis.

Lo primero que nos planteó fue una serie de temas sobre los cuales tendríamos que analizarlos y en cuyo caso escoger alguno para tomarlo como base y desarrollarlo.

Uno de estos temas planteados fue: **EL DISEÑO DE LA RED DE TIERRAS PARA UNA SUB-ESTACION AISLADA EN RENAFI-MORIRÓ DE AGUIFRE (SF₆)**.

El cual desde un principio fue el tema que más llamó nuestra atención, ya que el tipo de sub-estación a la que se le debía diseñar la red de tierras era para nosotros totalmente desconocida.

Sub-estación aislada en SF₆, pero ¿qué era el SF₆? esto fue algo de lo que más llamó nuestra atención y aunque hubo otros temas que también resultaban atractivos ninguno logró interesarnos tanto como el que a fin de cuentas elegimos para desarrollarlo como tesis.

Pero el desarrollar dicho tema no fue tan fácil como pensamos en un principio, ya que nos resultó un tanto difícil el obtener información acerca de este tipo de sub-estación, debido principalmente a que la tecnología usada para fabricar estas instalaciones es muy costosa y por esta razón no es muy fácil de obtener información acerca de ellas. Debido a esto recurrimos a la opción de acudir directamente con los fabricantes de estas sub-estaciones a fin de poder obtener la mejor información posible.

Fue así como se fueron abriendo varias opciones y poco a poco se fueron despejando varias de las dudas que creíamos, en un momento dado, no poder resolver y que estuvieron a punto de obligarnos a abandonar el tema.

Otra opción a la que recurrimos, a fin de recabar información, fue la de realizar visitas a las empresas que cuentan con sub-estaciones de este tipo. De estas visitas obtuvimos información de parte del personal que labora en las sub-estaciones en 570 , y los cuales nos orientaron sobre como es que diseñaron su red de tierras.

De estas visitas pudimos concluir que aunque se tiene un concepto muy claro de lo que debe ser la seguridad en una sub-estación, sea del tipo que sea, el diseño de la red de tierras ha sido un poco descuidado a lo largo de los años, a pesar de que de un buen diseño de la red de tierras depende el salvar a la vida del personal operativo y al mismo equipo de la sub-estación en caso de presentarse un corto circuito.

Aunque afortunadamente pudimos comprobar que el buen diseño de la red de tierras cada vez se la va dando más la importancia que tiene y también los reglamentos que norman este diseño van sendo cada vez más estrictos.

Se pueden obtener varias conclusiones después de haber realizado una extensa investigación tanto en campo como bibliográficamente. Pero una de las conclusiones más importantes que podemos dar es la de que el diseño de la red de tierras para una sub-estación aislada en 570 , en general se le puede tratar con los mismos criterios de diseño que rigen a una red de tierras para una sub-estación convencional, pero también cabe hacer notar que se deben de tener algunas consideraciones más estrictas de las que se tienen comúnmente.

Como pudimos ver a lo largo de la tesis y principalmente en el Capítulo 1 sección 1.4, el área que ocupa una sub-estación aislada en 570 es mucho menor que el área que ocupa una sub-estación convencional, aunque en ambos casos el voltaje y la corriente nominal y de corto circuito son las mismas.

Este detalle del área ocupada por una sub-estación en 570 se convierte en un gran problema al momento de empezar a diseñar la Red de Tierras ya que la corriente de corto circuito tendrá mucho menos espacio para dispersarse que el espacio que tiene en una sub-estación convencional.

Dicha restricción de área obliga al diseñador a ser mucho más preciso y seguramente el diseño final de la malla requiera de un "tejado" más cerrado a diferencia del que se requiere convencionalmente y también el calibre del conductor que integrará la red de tierras seguramente será un calibre elevado esto con el objetivo de que la red de tierras pueda soportar los esfuerzos mecánicos y el calentamiento provocados por la circulación de una corriente de corto circuito.

Algunas empresas, como por ejemplo PEMEX que cuentan con grandes recursos económicos, además de colocar la Red de Tierras colocan encima de esta una película de un material sintético con el fin de conseguir una mayor seguridad para el personal presente en la sub-estación en caso de ocurrir una falla.

Podemos decir después de haber desarrollado este tema de tesis que cuando se tenga que diseñar una Red de Tierras para una sub-estación aislada en SF6 se debe ser lo más estricto posible y por ningún motivo se debe descuidar ningún detalle ya que esto implicaría el diseñar una Red de Tierras insegura.

En la actualidad se ha desarrollado en alto grado el diseño de redes de tierra, tanto así que ya se cuenta con algoritmos de computadora que nos ayudan a un mejor diseño y por lo consiguiente obtener la mayor seguridad dentro de la instalación.

Finalmente, se ha comprobado que un buen diseño de la Red de Tierras para una sub-estación puede ser la diferencia entre la vida o la muerte del personal operativo además de que la Red de Tierras debe proteger incluso a personas que estén en la periferia de la sub-estación.

BIBLIOGRAFIA

Diseño de sub-estaciones eléctricas.

José Raúl Martín

Editorial McGraw Hill

*IV CURSO INTERNACIONAL DE SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA.*

Módulo III, diseño de sub-estaciones eléctricas

Palacio de Minería

NORMAS TÉCNICAS DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS

(Norma Oficial Mexicana 1994)

Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal

*- Instalaciones blindadas de Alta Tensión
con aislamiento de SF₆*

SPRECHER ENERGIE

*- Sub-estaciones blindadas para redes de alta tensión
y muy alta tensión.*

G&C - ALSTHOM

*- Manual de montaje y servicio para una sub-estación
aislada en SF₆*

SPRECHER SCHUH

- Apuntes sobre diseño de redes de tierras.

Ing. Francisco Tolato.

UAM - AZCAPOTZALCO

- Curso de Sistemas Eléctricos de Potencia II

Ing. Juan Méndez Moreno (+)

E.N.E.P. - ARAQUÓN

- *Cálculo de sistemas de tierras para sub-estaciones eléctricas*

SELMEC

- *Guía de diseño de la red de tierras para una sub-estación eléctrica aislada en S₃*

*INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ELÉCTRICAS
(Elektra No 151)*

- *Sistemas de conexión a tierra en roles eléctricas*

Ing. Raúl Velázquez Sánchez.

Instituto de Investigaciones Eléctricas.

- *Conexiones a tierra en sub-estaciones eléctricas aisladas en S₃*

J.E.E.E.