SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN SUPERIOR
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ

INGENIERÍA ELÉCTRICA

REPORTE DE RESIDENCIA PROFESIONAL

MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA BOCHIL SUSTITUCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EXISTENTE DE 9.375 MVA A 20 MVA

ASESOR INTERNO:
ING. KARLOS VELAZQUEZ MORENO

ASESOR EXTERNO:
ING. RAMÓN PEÑA OVANDO

ALUMNOS:
EALY ISAEL DE LA CRUZ JIMENEZ
MARROQUIN DE LOS SANTOS JOSE CRUZ

TUXTLA GUTIÉRREZ CHIAPAS, A 11 DE NOVIEMBRE DE 2016

Índice **Página**

1. Introducción

1.1 Antecedentes…….. 1
1.2 Estado del arte……. 2
1.3 Justificación…… 3
1.4 Objetivos……... 3
1.5 Metodología……... 4

2. Fundamento teórico

2.1 Subestaciones eléctricas……. 5
2.1.1 Clasificación de las subestaciones……... 5
2.1.2 Clasificación de las subestaciones de acuerdo al tipo de instalación…….. 5
2.1.3 Características eléctricas…….. 6
2.1.4 Elementos de una subestación…….. 6
2.2 Transformadores…… 7
2.2.1 Generalidades…….. 7
2.2.2 Aspectos constructivos…… 7
2.2.3 Clasificación de los transformadores……... 11
2.2.4 El trasformador en sistemas eléctricos de potencia……. 14
2.2.5 Normas y especificaciones aplicables…….. 15
2.3 Pruebas a transformadores…….. 17
2.3.1 Pruebas al aceite del transformador……. 18
2.3.2 Prueba de resistencia de aislamiento…… 19
2.3.3 Medición de la resistencia de los devanados…… 20
2.3.4 Prueba de polaridad……. 20
2.3.5 Prueba de relación de transformación…….. 20
2.4 Elementos de protección de una subestación eléctrica…… 21
2.4.1 Cuchillas desconectadoras……... 21
2.4.2 Interruptores de potencia……. 22
2.4.3 Fusibles……... 27
2.4.4 Restauradores…….. 28
2.4.5 Transformadores de instrumento……. 29
2.4.6 Relevadores……. 31
2.5 Barras colectoras…… 33
2.5.1 Barras…….. 33
2.6 Aisladores en subestaciones eléctricas……... 34
2.6.1 Tipos de aisladores…….. 34
2.7 Capacitores……. 35
2.7.1 Banco de capacitores……... 35
2.8 Coordinación de aislamientos en subestaciones eléctricas…… 36
2.8.1 Distancias dieléctricas……. 37
2.8.2 Equipos de protección contra sobretensiones……. 37
2.9 Apartarrayos……... 38
2.10 Redes de tierra…….. 39
2.10.1 Factores a considerar al momento de diseñar una red de tierra…… 39

3. Desarrollo
3.1 Modernizar la S.E. BOCHIL…….. 41
3.2 Condiciones ambientales…… 41
3.3 Niveles de aislamiento……... 42
3.4 Distancia de diseño…… 42
3.5 Valores de cortocircuito……. 46
3.6 Sistemas de tierra…… 50
3.7 Calculo de apartarrayos…….. 60
3.8 Interruptores de potencia…… 63
3.9 Cables de control…… 64
4. Conclusión……. 65
Referencia Bibliográficas…… 66
Anexos
Anexo A: Relé Buchholz……. 67
Anexo B: Tipos de enfriamientos…… 68
Anexo C: Tabla de constantes para diferentes configuraciones de electrodos… 70
Anexo D: Tabla del Factor de corrección por presión a distintas altitudes……. 71
Anexo E: Tabla de Niveles de aislamiento…….. 72

MODERNIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA BOCHIL SUSTITUCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA EXISTENTE DE 9.375 MVA A 20 MVA

1. Introducción

1.1 Antecedentes

En las décadas de los 60 y 70 del siglo pasado se dieron unas condiciones de bonanza económica que impulsó un gran desarrollo de las redes eléctricas. En esas décadas se instalaron un gran número de transformadores en todo el mundo desarrollado, que en la actualidad se estima que están llegando al fin de su vida útil.

En vista del gran número de transformadores envejecidos en los actuales sistemas de potencia alrededor del mundo, muchas compañías están interesadas en conocer el tiempo de vida y el estado del aislamiento sólido de sus equipos, para tratar así de aumentar su tiempo de vida útil. La vida de esta máquina eléctrica es un factor decisivo para gestionar el riesgo asociado con la fiabilidad de la red de transmisión y por supuesto para brindar un servicio de calidad.

La evaluación de la vida de cualquier equipo tiene relación con su proceso de envejecimiento. Las máquinas eléctricas se deterioran de distintas maneras, de acuerdo con su diseño y propósito. Cualquier máquina está expuesta, a solicitaciones térmicos, mecánicos y eléctricos, provocados por el medio ambiente, el grado de carga, la tensión aplicada, etc. Por ello, la evaluación de la condición del transformador, mediante métodos de supervisión.

Un transformador llega al final de su vida cuando es incapaz de llevar a cabo su función: ser un enlace fiable entre las distintas partes de un sistema de potencia que están a diferentes niveles de tensión. Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy fiable que está diseñado para lograr una vida útil superior a los 30-40 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65ºC y 95 ºC.

Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado y en función de la fecha de fabricación, ya que se ha observado en transformadores producidos recientemente una edad promedio al fallo de 14,9 años en idénticas condiciones de trabajo.

Aunque los transformadores no tienen partes móviles a excepción del cambiador de tomas en carga y las bombas de aceites sus solicitaciones mecánicas son importantes, especialmente durante cortocircuitos. La expectativa de vida técnica de un transformador de potencia está determinada por varios factores: diseño del equipo, historia y futuros eventos, condiciones presentes y futuras de trabajo y el estado actual del aislamiento.

1.2 Estado del arte

Instituto de Energía Eléctrica, Universidad Nacional de San Juan, Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos físico-químicos. Se realiza una revisión de la correlación que existe entre el grado de polimerización y el contenido de furanos mostrándose las diferencias que existen entre estos modelos. También se muestran las ventajas y desventajas de los métodos utilizados para conocer la vida del aislamiento del transformador y se realiza una clasificación de las herramientas usadas en el análisis de vida de los transformadores de potencia [1].

V.R. García - Colon, A Nava G., Acapulco Guerrero del 2010, detección y evaluación de las deformaciones del devanado de un transformador de potencia mediante LVI y pruebas en sitio de descargas parciales''. Articulo a presentarse en la XIV reunión de verano de capítulo de potencia y aplicaciones industriales del IEEE sección México [2].

Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia, análisis de gases disueltos en transformadores de potencia, presenta las técnicas Dornenburg, gases claves, Rogers y Duval, las más empleadas para evaluar la condición de aislamiento de los transformadores de potencia, técnicas basadas en el análisis de gases disueltos en el aceite (DGA) e interpretación de resultados [3].

Universidad Carlos III de Madrid Escuela Politécnica Superior, Departamento de Ingeniería Eléctrica, evaluación del envejecimiento de transformadores a través del análisis de compuestos furánicos, Los transformadores de potencia son uno de los componentes más importantes y más caros en el sistema de energía eléctrica. Aunque la vida de un transformador depende de su forma de explotación y de la política de mantenimiento [4].

Dr. Vicente Rodolfo García Colón, Norma CFE K-00006, Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., Agosto de 1995. Transformadores de potencia de 10MVA y mayores", Realizó estudios de Doctorado de 1990 a 1994 en UMIST, sobre el diagnóstico de aislamientos eléctricos basado en descargas parciales, donde desarrolló un sistema de adquisición de datos y control de pruebas para evaluación de aislamientos a altas frecuencias UWB.
Actualmente participa en proyectos relacionados al diagnóstico en línea de equipos de subestación y la aplicación de celdas de combustible para generación distribuida. Es representante por parte del IIE ante el Comité de Transformadores de Potencia de Distribución CFE-Lapem-IIE y del Comité Consultivo Nacional de Normalización Eléctrica [5].

1.3 Justificación

En la subestación BOCHIL BANCO 1, se sustituye el transformador de potencia de 7.5/9.375 MVA que se encuentra en operación, con un nivel de transformación de 115/13.8 KV, el cual será sustituido por un transformador de potencia de 20 MVA, con las siguientes características 1T-3F-20 MVA 115/13.8 KV 0/4 A+1.2 Mvar, el cual se encuentra actualmente fuera de operación en la subestación SOYALO BANCO 1.

En la subestación SOYALO BANCO 1, las capacidades del transformador de potencia de 20 MVA estaba sobrado de acuerdo a la demanda que esta subestación sustenta. Mientras que en la subestación BOCHIL BANCO 1, se ha incrementado de la demanda en la subestación que actualmente tiene el transformador de potencia de 7.5/9.375 MVA, debido a esto el transformador está trabajando a su máxima capacidad.

De acuerdo al incremento de la demanda en la subestación BOCHIL BANCO 1, actualmente y las de los próximos años siguientes. La CFE se ve en la necesidad de hacer el cambio del transformador de potencia de 20 MVA a la subestación BOCHIL BANCO 1, para que de esta manera se pueda brindar una mejor calidad de la energía en los siguientes años y evitar fallas en esta subestación derivadas de la creciente demanda.

1.4 Objetivos

Atender la creciente demanda que actualmente tiene la subestación BOCHIL BANCO 1, mediante la sustitución del transformador de potencia existente de 9.375 a 20 MVA. Con la finalidad de satisfacer la demanda actualmente y responder a las demandas en los próximos años en la subestación BOCHIL BANCO 1.

Por lo tanto, en el presente trabajo, se realizará el proyecto ejecutivo, en el cual incluirá los cálculos y criterios de diseño, para su ejecución en una etapa posterior.

1.5 Metodología

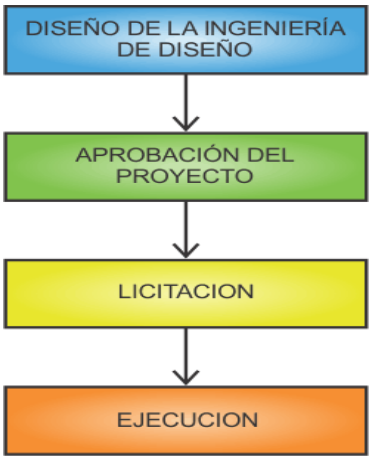


Figura 1.1 Diagrama de flujo del proceso para la realización del proyecto

2. Fundamento teórico

2.1 Subestaciones eléctricas

Se define como subestación eléctrica al conjunto de máquinas, aparatos y circuitos, los cuales tienen un solo objetivo modificar el potencial eléctrico en sus parámetros de (voltaje y corriente) y a su vez proveer un medio de interconexión y despacho entre las diferentes líneas de un sistema.

2.1.1 Clasificación de las subestaciones

- Subestaciones en las plantas generadoras o centrales eléctricas
  Se encuentran en las centrales eléctricas para modificar la potencia suministrada por los generadores, los cuales pueden suministrar la potencia entre los 5 a 25 KV, y elevarlas a las siguientes tensiones 69, 85, 115, 138, 230 y 400 KV, para poder transmitir en alta tensión.
- Subestaciones receptoras primarias
  Estas subestaciones están alimentadas directamente de las líneas de transmisión y reducen la tensión para que se alimenten los sistemas de subtransmisión o redes de distribución, los valores de tensión se encuentran en el orden de 115, 69 y también se pueden encontrar en el orden de 34.5, 13.2, 6.9 o 4.16 KV.
- Subestaciones receptoras secundarias
  Estas subestaciones se alimentan de las líneas de subtransmisión y estas alimentan a las redes de distribución en tensiones entre los 34.5 y 6.9 KV.

2.1.2 Clasificación de las subestaciones de acuerdo al tipo de instalación

- Subestaciones tipo intemperie
  Este tipo de subestaciones son construidas a la intemperie, y están diseñadas para operar bajo condiciones atmosféricas adversar. Por lo cual se requieren de un diseño, aparatos y máquinas que puedan funcionar bajo estas condiciones.
- Subestaciones tipo interior
  Caso contrario a la subestación anterior, están diseñadas para operar en interiores.
- Subestaciones tipo blindado
  Para este tipo de subestaciones los aparatos y maquinas se encuentran muy protegidos, necesita de poco espacio siendo utilizados en el interior de fábricas, hospitales auditorios, edificios y centros comerciales. Se usan por lo general en tensiones de distribución y utilización.

2.1.3 Características eléctricas

En un proyecto de subestaciones los parámetros a considerar son 4, los cuales nos ayudaran a la selección de las características constructivas, equipos y aparatos que se utilizaran en la subestación.

Los parámetros son los siguientes:

1. Las tensiones a que trabajara la instalación.
2. El nivel de aislamiento admisible a los aparatos a instalar.
3. La corriente máxima que se provee en el servicio continuo, o sea, la máxima potencia.
4. Corriente de corto circuito.

2.1.4 Elementos de una subestación

Los elementos que constituyen una subestación se puede clasificar en elementos primarios y elementos secundarios.

Elementos primarios

- Transformador
- Interruptor de potencia
- Restaurador
- Cuchillas fusibles
- Cuchillas desconectadoras
- Apartarrayo
- Tableros dúplex de control
- Condensadores
- Transformadores de instrumentos

Elementos secundarios

- Cables de potencia
- Cables de control
- Alumbrado
- Estructura
- Herrajes
- Equipo contra incendio
- Equipo de filtrado de aceite
- Sistema de tierras
- Carrier
- Intercomunicación
- Trincheras, ductos, conducto, drenajes
- Cercas

2.2 Transformadores

2.2.1 Generalidades

De manera general los transformadores se definen como maquinas estáticas, denominados así ya que no tienen partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro, por el principio de la inducción electromagnética.

Como se mencionó anteriormente un transformador es una maquina estática, el cual tiene dos devanados un inductor y un inducido, en el devanado inducido se conecta la fuente de c.a, el cual es llamado primario a una cierta frecuencia f_1, el devanado inducido detendrá una frecuencia $f_2=f_1$, esto entregar energía eléctrica a un circuito exterior por medio de conexiones fijas ($f_L=f_2$), el enrollamiento inducido se conoce como secundario.

Estos devanados se colocan en un núcleo cerrado común, el cual está construido de un apilamiento de chapas magnéticas de acero de silicio, como se observa en la **Figura 2.1**, esto se hace para aumentar la inducción magnética y también mejorar el acoplamiento de los devanados. Si el voltaje en el primario, V_1, es menor que la tensión secundaria, V_2, es un transformador elevador, para el caso contrario es un transformador reductor.

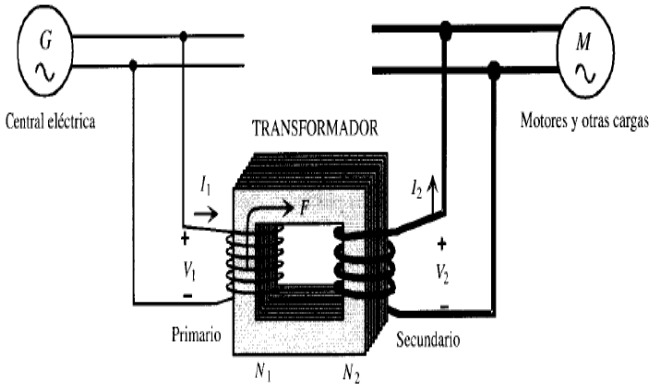


Figura 2.1. Transformador

2.2.2 Aspectos constructivos

Partes principales de un transformador: a) Núcleo, b) Devanados, c) Sistemas de refrigeración y aislamientos, d) Tanque e) Accesorios. En la **Figura 2.2**, se muestran los aspectos constructivos de un transformador.

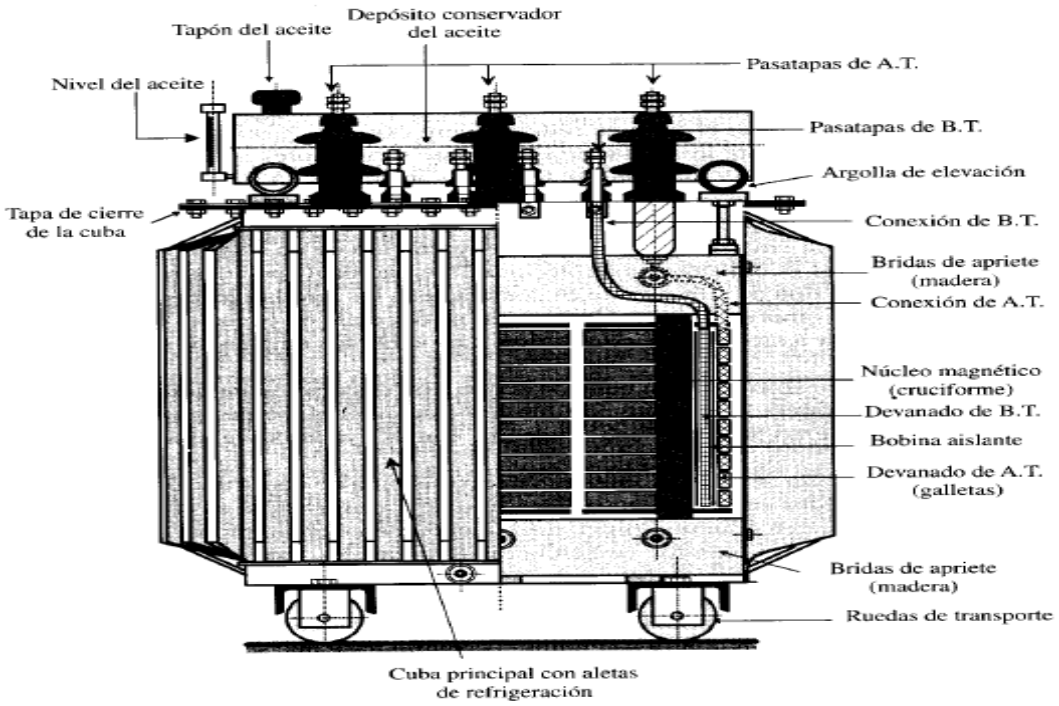


Figura 2.2 Aspectos constructivos de un transformador

a) Núcleo (Circuito magnético)

Es el sistema que forma su circuito magnético, su función conducir el flujo magnético generado, donde se concatenará magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador, fabricado con chapas de acero de silicio, modernamente fabricadas en frio (grano orientado). Las láminas están aisladas de ambos lados, mediante aislante inorgánico llamado "carlite", este aislante se aplica en el proceso de planchado y recocido, el cual es una capa aislante muy delgada (0.01 mm), reduciendo perdidas en el hierro.

En los transformadores monofásicos se pueden encontrar dos tipos de núcleos, acorazados y de columna.

- Núcleo tipo acorazado. Los devanados primario y secundario se colocan en el centro del núcleo, como se observa en la **Figura 2.3.a**.
- Núcleo tipo columna. Los devanados son colocados en cada una de las columnas del núcleo, como se observa en la **Figura 2.3.b**.

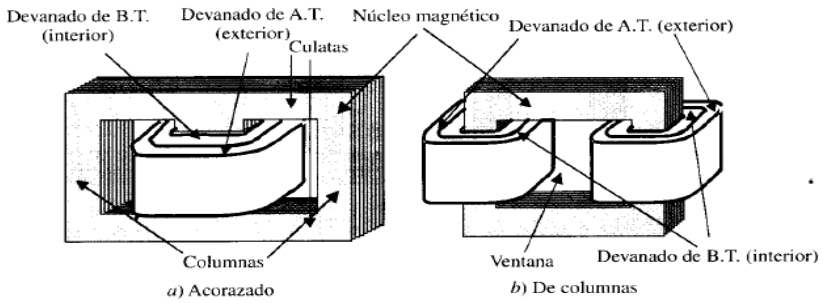


Figura 2.3. Circuitos magnéticos de transformadores monofásicos.

En los transformadores trifásicos, el núcleo consta de tres columnas idénticas, como se observa en la **Figura 2.4**.

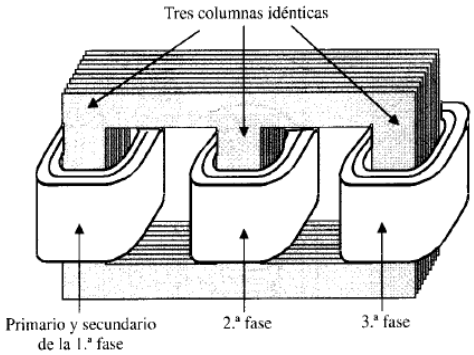


Figura 2.4 Circuito magnético y devanados de un transformador trifásico.

b) Devanados

Conforman el circuito eléctrico del transformador, el devanado primario crea un flujo magnético para inducir en el secundario una fuerza electromotriz y de esta manera transmitir potencia eléctrica del devanado primario al secundario, gracias al principio de inducción electromagnética. Los materiales con los que se fabrican los devanados son diversos, dependiendo de las necesidades del diseño, los materiales que se utilizan son el cobre y el aluminio.

Se deben considerar las características del cobre y del aluminio al momento de diseñar un devanado, la **Tabla 2.1**, presenta datos específicos de ciertas propiedades de estos dos materiales.

Propiedad	Aluminio	Cobre
Conductividad eléctrica a 20°C recocido	62 %	100 %
Peso específico por gramo por centímetro cubico a 20°C	2.7	8.89
Calor especifico	0.21	0.094
Punto de fusión °C	660	1083
Conductividad térmica a 20°C (calorías/°C/cm^2/cm)	0.53	0.941
Esfuerzo mecánico a la tensión en kg/mm^2	16	25
Peso total de un transformador de 2500 kVA con devanado de A.T a 44 kV (kg)	6318	6682

Tabla 2.1 Comparación de las propiedades físicas del aluminio y el cobre

c) Sistemas de refrigeración y aislamientos

- Sistemas de refrigeración

  Debido que los transformadores existen perdidas que se transforma en calor haciendo que se caliente, dañando la vida útil de los aislamientos, por esta razón es necesario dotar al transformador de un sistema de enfriamiento. Los transformadores de potencia pequeña, su superficie externa es suficiente para disipar el calor, dando paso a los llamados transformadores en seco.

Para potencias elevadas como medio de refrigeración se utiliza el aceite, dando paso a los transformadores de baño de aceite, donde el aislante tiene dos funciones como refrigerante y aislante. También se hace uso de aceites sintéticos como pyranol, pytaleno, etc. Modernamente se utilizan aceites de siliconas.

A medida del aumento de la potencia, se añade radiadores externos, para potencias aún más elevadas se inyecta aire hacia los radiadores mediante ventiladores, en los transformadores del orden de MVA se utilizan intercambiadores de calor aceite-agua. El tipo de refrigerancion están designadas por las Normas CEI (Comisión Electrotécnica Internacional).

- Aislamientos

  Son muchos materiales aislantes que puede contener un transformador, el cual también depende del tipo de transformador. Los materiales que pueden incluir se enlistan a continuación:

  - Cartón prensado (pressboard)
  - Papel kraft normal o tratado (insuldur)
  - Papel manila y corrugado
  - Cartón prensado de alta densidad
  - Collares de cartón prensado y aislamientos finales
  - Partes de cartón prensado laminados
  - Esmaltes y barnices
  - Recubrimientos orgánicos e inorgánicos para la laminación del núcleo
  - Porcelana (Boquillas).
  - Recubrimiento de polvo epóxido
  - Madera de maple o machiche para armados
  - Fibra vulcanizada
  - Algodón (hilos, cintas)
  - Plásticos y cementos, telas y cintas adhesivas, cintas de fibra de vidrio, etc.
  - Fluido liquido dieléctrico (excepto equipos aislados en aire o gas) que puede ser aceite mineral, aceite de siliconas o t-temp
  -

La función de los aislamientos es aislar los devanados entre ellos y a tierra, como también las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero que forman la estructura.

d) Tanque
En taque para un transformador tiene que ser hermético, ya que se debe preservar el aceite, porque el aceite tiene la función de dieléctrico y en su caso de refrigerante, del conjunto núcleo-bobina.

e) Accesorios
Los accesorios más importantes para los transformadores de distribución, están:

- Boquillas de porcelana de A.T y B.T
- Cambiador de derivaciones (o taps)
- Terminales de cobre para A.T y B.T
- Válvulas de muestro de aceite

Para los transformadores de potencia se tiene que incluir los siguientes:

- Termómetros con contacto y sin contacto de alarma
- Niveles de aceite con contacto y sin contacto de alarma
- Relé de Buchholz
- Ventiladores

2.2.3 Clasificación de los transformadores

Los transformadores se pueden clasificar según la base de operación, la construcción o la utilización:

a) Por la operación

- Transformadores de distribución. Tienen capacidades desde 5 hasta 500 KVA (Monofásicos y/o Trifásicos)
- Transformador de potencia. Tienen capacidades mayores de 500 KVA

b) **Por el número de fases**

- Monofásicos. Pueden ser transformadores de potencia o distribución, los cuales son conectados a una fase y un neutro o tierra. Tienen un devanado en alta tensión y un devanado en baja tensión, se denota con 1ϕ, en la **Figura 2.5** se muestra el esquema eléctrico de este tipo de transformador.

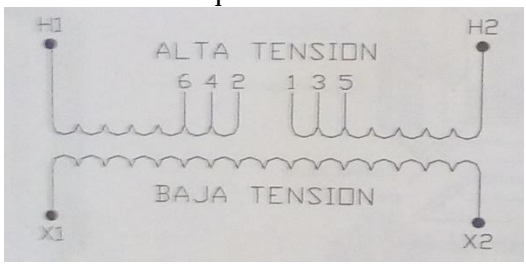


Figura 2.5 Esquema eléctrico de un transformador monofásico

- Trifásicos. Pueden ser transformadores de potencia o distribución, los cuales son conectados a tres fases, pueden estar o no conectados a un neutro común o tierra. Tienen tres devanados en alta tensión y tres devanados en baja

tensión, se denota con 3ϕ, en la **Figura 2.6** se muestra el esquema eléctrico de este tipo de transformador.

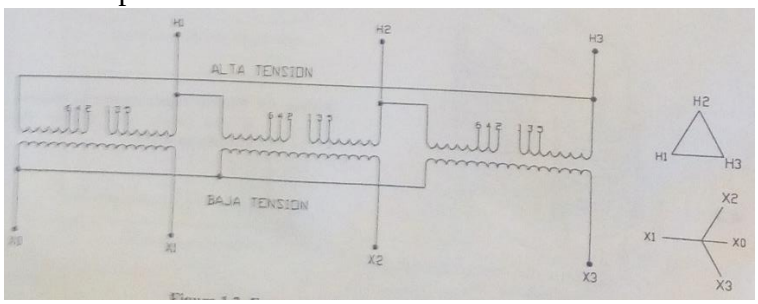


Figura 2.6 Esquema eléctrico, transformador trifásico

c) **Por su utilización.**

- Transformador para generador. Transformadores de potencias que están conectados a la salida del generador, proporcionando la energía a la línea de transmisión.
- Transformadores de subestación. Permiten la reducción de subtransmisión a tensiones aplicables en zonas de consumo.
- Transformadores especiales. Transformares de potencia, que pueden ser: reguladoras de tensión, transformadores para rectificador, transformares para horno de arco eléctrico, transformadores defasadores; autotransformadores para mina; transformadores para prueba; transformadores para fuentes de corriente directa, entre otros.
- Transformadores de instrumentos. Son utilizados en la medición, en la protección y en el control, siendo estos de dos tipos de potencial y de corriente.

d) **Por la construcción o forma de núcleo**

- Núcleo acorazado. Conocido también como “Shell”, el núcleo se encuentra cubriendo los devanados de baja y alta tensión.
- Núcleo no acorazado. Conocido también como tipo columna o “core”, las bobinas abarcan una parte considerable del circuito magnético.

e) **En función de las condiciones de servicio:**

- Para su uso exterior
- Para uso a la intemperie

f) **En función de los lugares de instalación:**

- Tipo poste
- Tipo subestación
- Tipo pedestal
- Tipo de bóveda o sumergible

g) **De acuerdo al tipo de enfriamiento.** Existen de dos tipos sumergidos en aceite y los tipos secos. En el anexo B, se explica más a detalle cada uno de los tipos de enfriamiento.

- Sumergidos en aceite, se tiene:
  - Tipo OA.
  - Tipo OA/FA.
  - Tipo OA/FA/FOA.
  - Tipo FOA.
  - Tipo OW.
  - Tipo FOW.

- Tipo secos, se tiene:
  - Tipo AA.
  - Tipo AFA.
  - Tipo AA/FA.

2.2.4 El trasformador en sistemas eléctricos de potencia

Para el transporte de grandes cantidades de fluido eléctrico desde las plantas generadoras hasta los usuarios finales, no sería posible sin la implementación de algunos equipos eléctricos, como es el caso característico de los transformadores.

A medida que aumentaba la demanda, se presentaba el problema de trasladar este tipo de energía eléctrica de un lugar a otro, en un principio, se generaba a c.d, a baja tensión para alimentar circuitos de alumbrados y fuerza motriz. Este prácticamente era ineficiente para poderlo transmitir a largas distancias y en gran cantidad de energía, es por ello que se elevó la tensión desde las plantas generadoras para poder permitir la transmisión de energía y después reducirlos al llegar a los centros de carga o de consumo.

El transformador es el dispositivo ideal para realizar esta tarea, esto también dio paso a la transmisión en ca, debido a que este dispositivo funciona en c.a. En la **Figura 2.7** se puede observar el esquema general de un sistema eléctrico, el cual se muestra por medio de un Diagrama Unifilar, se representa desde la generación hasta la utilización de la potencia eléctrica.

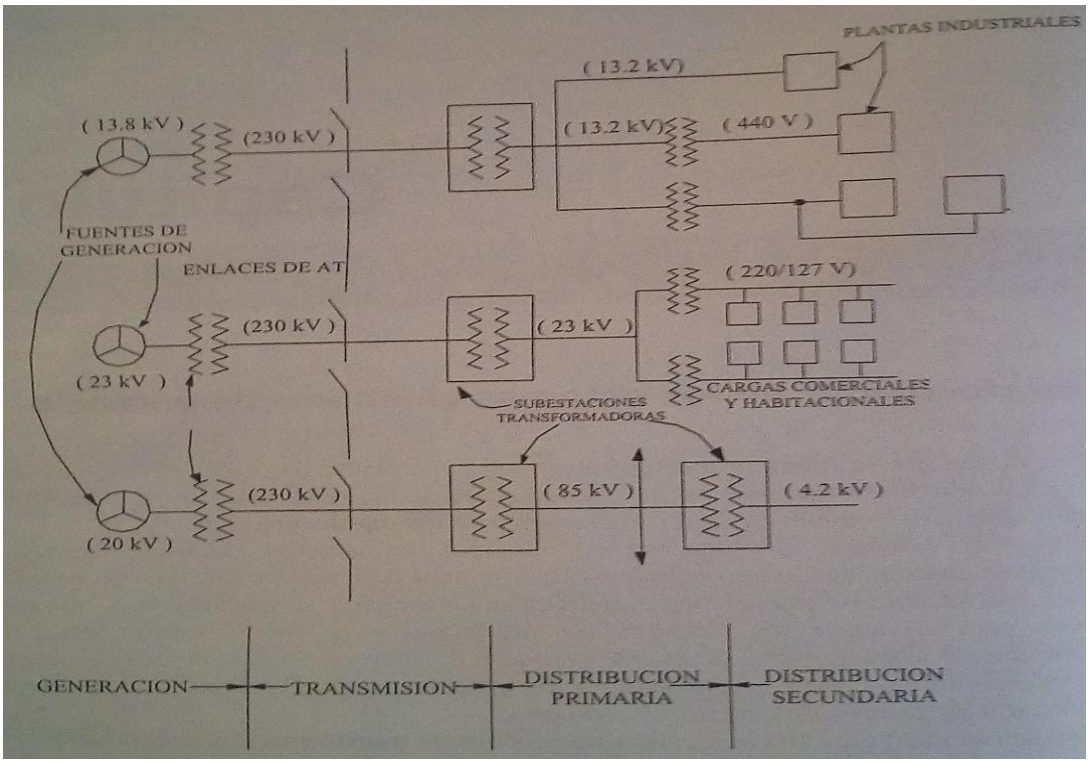


Figura 2.7 Esquema representativo de un sistema eléctrico de potencia

Estos transformadores, son llamados según el empleo que se les dé, ya sean transformadores de potencia o de distribución, pudiendo ser elevadores, reductores o de enlace (relación 1/1). Siendo así, los transformadores una parte fundamental en los sistemas eléctricos.

2.2.5 Normas y especificaciones aplicables

Todos los transformadores son diseñados y fabricados y aprobados, cumpliendo con las siguientes normas y especificaciones.

- Normas nacionales
  - NOM (Norma Oficial Mexicana) y NMX (Normas Mexicanas)
    - NOM-002-SEDE-1999 Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución.
    - NOM-008-SCFI Sistema general de unidades.
    - NOM-024-SCFI Información comercial para empaques, instructivos y garantía de los productos electrónicos, eléctricos y electromecánicos.
    - NMX-J-116-ANCE Productos eléctricos-Transformadores-Transformadores tipo poste y tipo subestación-Especificaciones.
    - NMX-J-169-ANCE Productos eléctricos-Transformadores y autotransformadores de distribución y de potencia. Métodos de prueba.
    - NOM-J-284 Transformadores de potencia.
    - NMX-J-285-ANCE-1996 Productos eléctricos-Transformadores de distribución tipo pedestal, monofásicos y trifásicos para distribución subterránea-Especificaciones.
    - NOM-J-271 Técnicas de prueba de alta tensión.
    - NMX-J-273/I-ANCE-1999(IEC-296) Productos eléctricos-Transformadores-aceites minerales aislantes para transformador-parte 1. Especificaciones.
    - NOM-J-153 Clasificación de materiales aislantes.

  - C.F.E K-0000 (Especificaciones de Comisión Federal de Electricidad).
    - K-0000-01 Transformadores de distribución tipo poste.
    - K-0000-02 Inspección por muestreo de transformadores de distribución.
    - K-0000-03 Criterios de evaluación de pérdidas para concursos y penalizaciones.
    - K-0000-04 Transformadores de potencia de 10 MVA y menores.
    - K-0000-06 Transformadores de potencia de 10 MVA y mayores.
    - K-0000-10 Reparación de transformadores de potencia.

- Normas internacionales
  - ANSI (American National Standard Institute).
    - C57.12.00 General requirements for distribution. Power and regulating transformers.
    - C57.12.00 a, b Thermal and short circuit requirement supplement to ANSI C57.12.00.
    - C57.12.10 Requirements for Transformers 230000 vols, and below 833/958 through 83333/10417 Kva, single phase, and 750/862 through 60000/80000/100000 Kva, three phase.
    - C57.12.90 Test code for distribution, power and regulating Transformers.
    - C57.13 Requirements for instrument Transformers.
    - C62.1 Surge arresters and test code for outdoor apparatus bushings.
    - C76.2 Electrical dimensional ant related requirements for outdoor apparatus bushings.

2.3 Pruebas a transformadores

Las pruebas que se le realiza tanto al transformador como a sus accesorios, se realiza por distintas razones, durante su fabricación, para verificar la condición de sus componentes, durante la entrega, durante su operación como parte del mantenimiento, después de su reparación, etc.

Estas pruebas pueden variar dependiendo del tipo de transformador. Existen diferentes clasificaciones de las pruebas, como pueden ser, pruebas de baja tensión y alta tensión, como también se puede clasificar como pruebas preliminares, intermedias y de verificación (finales).

Pruebas preliminares

Esta prueba se realiza cuando el transformador se ha puesto fuera de operación para mantenimiento programado o revisión programada o en su caso por alguna falla, las pruebas realizadas son:

1. Prueba al aceite del transformador
2. Medición de la resistencia de aislamiento de los devanados
3. Medición de la resistencia óhmica de los devanados
4. Determinación de las características del aislamiento

Pruebas intermedias

Estas pruebas se realizan durante la reparación o en las etapas intermedias de la fabricación, cuando el transformador está en proceso de armado o desarmado, normalmente estas pruebas se realizan cuando las bobinas no has sido montadas o desmontadas, las pruebas realizadas son:

1. Medición de la resistencia de aislamiento de tronillos y herrajes contra el núcleo
2. Prueba de resistencia de aislamiento de tronillos y herrajes por voltaje aplicado
3. Prueba de boquillas median voltaje aplicado

Pruebas finales

Se realizan en transformadores terminados de fábrica o armados totalmente después de una reparación, las pruebas realizadas son:

1. Prueba al aceite del transformador
2. Medición de la resistencia de aislamiento
3. Prueba de relación de transformación
4. Determinación del desplazamiento de fase de los grupos de bobinas
5. Determinación de las características del aislamiento
6. Prueba del aislamiento por voltaje inducido
7. Prueba para la determinación de las perdidas en vacío y corto circuito (determinación de la impedancia)
8. Prueba del aislamiento entre espiras por voltaje inducido
9. Medición de la corriente de vacío y la corriente de excitación

2.3.1 Pruebas al aceite del transformador

Normalmente el aceite de un transformador se somete a pruebas de rigidez dieléctrica, pruebas de perdidas dieléctricas y en ciertas ocasiones análisis químico.

Prueba de rigidez dieléctrica del aceite

Esta prueba se realiza con un probador llamado "Probador de rigidez dieléctrica del aceite", como se observa en la **Figura 2.8**. La muestra del aceite se toma directamente de la válvula de drenaje del transformador, este aceite se vacía en recipiente llamado "copa estándar", se tiene que esperar 20 minutos para que se eliminen las burbujas de aire del aceite antes de aplicar el voltaje.

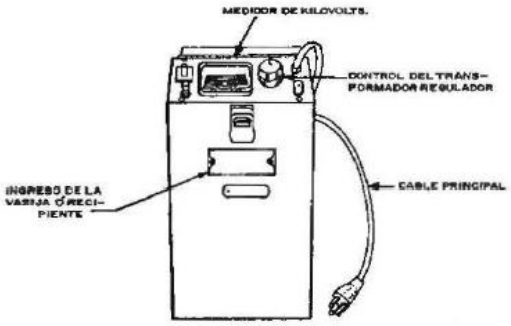


Figura 2.8 Probador de rigidez dieléctrica del aceite

El aparato se alimenta directamente de la fuente de alimentación, el voltaje se eleva gradualmente por medio de un perilla o manivela del probador, la tensión o voltaje de ruptura se mide a través de un voltmetro graduado en kilovolts. Por lo general se pueden aplicar seis rupturas dieléctricas con intervalos de 10 minutos, la primera no se toma en cuenta y el promedio de las cinco se toma como voltaje de ruptura o rigidez dieléctrica.

La rigidez dieléctrica en los aceites aislantes se debe comportar en la forma siguiente:

- Aceites degradados y contaminados de 10 a 28 kV
- Aceites carbonizados no degradados de 28 a 33 kV
- Aceite nuevo sin desgasificar de 33 a 40 kV
- Aceite nuevo desgasificado de 40 a 50 kV
- Aceite regenerado de 50 a 60 kV

Estos valores están aplicados de acuerdo a las normas de pruebas de acuerdo al electrodo, en electrodos de 25.4 mm de diámetro con una separación de 2.54 mm la tensión de ruptura debe ser por lo menos 25 kV en aceites usados y 35 kV en aceites nuevos. Si se usan electrodos de disco semiesféricos con separación 1.016 mm la tensión de ruptura debe ser por lo menos 20 kV en aceites usados y 30 kV en aceites nuevos.

Prueba de factor de potencia del aceite

Con esta prueba se conoce que tan contaminado o deteriorado está el aceite, el concepto de factor de potencia es el mismo empleado para los circuitos eléctricos. Esto da la corriente fuga a través del aceite, la cual a su vez se interpreta como una medición de contaminación y deterioro del aceite. Un valor alto de factor de potencia indica deterioro o contaminación con humedad, carbón materias conductoras, barniz.

Un valor de factor de potencia de 0.5% es considerado satisfactorio para operación y cuando se encuentra entre 0.6 y 2%, el aceite se considera como riesgoso, es recomendable que sea reacondicionado o reemplazado.

De manera general los valores aceptables son:

- 0.5 porciento de factor de potencia refinados a 20°C para transformadores nuevos
- 1 porciento de factor de potencia refinados a 20°C para transformadores usados

2.3.2 Prueba de resistencia de aislamiento

Con esta prueba se verifica la calidad del aislamiento, también sirve para verificar el grado de humedad y en ocasiones defectos severos en el aislamiento. La resistencia de aislamiento se mide con un aparato llamado "Megger", **Figura 2.9**, consiste básicamente de una fuente de alimentación de corriente directa y un sistema de medición, esta fuente se puede accionar de manera manual o eléctricamente, se encuentra en forma comercial Megger de 250 Volts, 1000 Volts y 2500 Volts, la escala esta graduada para leer resistencia de aislamiento en el rango de 0 a 10,000 Megohms.

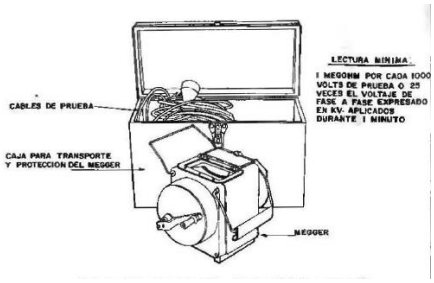


Figura 2.9 Megger

Para realizar la prueba en un transformador se mide entre los devanados todos conectados entre sí, contra el tanque conectado a tierra y entre cada devanado y el tanque, con el resto de los devanados conectado a tierra.

Para determinar el valor mínimo aceptable de resistencia de aislamiento consiste en multiplica los kV de fase a fase por 25 para saber el valor mínimo a 20°C o se puede aceptar 1000 Megaohms a 20°C para voltajes superiores a 69 kV aplicados durante 1 minuto.

2.3.3 Medición de la resistencia de los devanados

Se realiza para medir la resistencia de cada devanado, para verificar el cálculo de las pérdidas de efecto Joule, también la componente de caída de voltaje por resistencia y el aumento de la temperatura bajo carga, se puede verificar que las conexiones internas estén hechas correctamente.

Estas mediciones se llevan a cabo, mediante una fuente de corriente directa con voltímetros y amperímetros, durante la medición se debe tomar la temperatura, la resistencia de cada devanado se obtiene aplicando la ley de ohm R= E/I, dividiendo el voltaje aplicado ente la corriente que circula.

2.3.4 Prueba de polaridad

Se realiza para determinar cómo se encuentran devanadas unas con respecto de otras las bobinas de un transformador de tal manera que la dirección del voltaje secundario se pueda conocer cuando se conectan en paralelo los transformadores o bien formando bancos polifásicos. En la **Figura 2.10**, se observa la conexión para determinar la polaridad de un transformador.

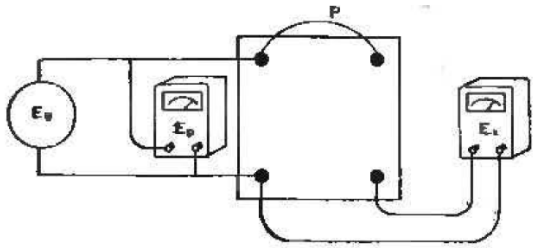


Figura 2.10 Determinación de la polaridad de un transformador usando una fuente de C.A

Si E_x es mayor que E_p la polaridad es aditiva
Si E_x es menor que E_p la polaridad es sustractiva

2.3.5 Prueba de relación de transformación

La relación de transformación consiste en la relación del voltaje del devanado de alta con el devanado de baja, para transformadores de dos devanados cuando se tienen más devanados existen varias relaciones de transformación. Se puede determinar la relación de transformación mediante dos métodos.
El primero se emplea voltmetros conectados a los devanados de alto y bajo voltaje, se fija un valor de voltaje en el devanado de alto voltaje y se toma la lectura del voltaje en el lado de baja, este procedimiento se repite con varios valores de voltaje, para transformadores trifásicos se utiliza una fuente trifásica.El segundo método es emplear un equipo llamado TTR (Transformer Test-Turn Ratio).

2.4 Elementos de protección de una subestación eléctrica

2.4.1 Cuchillas desconectadoras

Sirven para desconectar o conectar diversas partes de una instalación eléctrica, estas cuchillas pueden abrir un circuito bajo tensión nominal, siempre y cuando no este fluyendo corriente sobre estas, ya que tienen una capacidad interruptiva casi nula.

Estos dispositivos deben cumplir los siguientes requisitos:

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura. Por lo generar se requiere entre puntos de apertura de la cuchilla un 15 o 20% de exceso en el nivel de aislamiento con relación al nivel de aislamiento a tierra.
- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que existe una elevación de temperatura en las diferentes partes de la cuchilla y en particular los contactos.
- Soportar por un tiempo especificado (1 seg.) los efectos térmicos y dinámicos en las corrientes de corto circuito.
- Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad, es decir, sin la posibilidad de que se presenten falsos contactos aun en condiciones atmosféricas desfavorables.

Tipos de cuchillas desconectadoras

1. Cuchillas unipolares
2. Cuchillas Tripolares
3. Cuchilla unipolar de rotación
4. Cuchilla desconectadora tripolar giratoria
5. Cuchilla tripolar de apertura vertical
6. Cuchillas desconectadoras tipo pantógrafo

Para la mayoría de los tipos de cuchillas mencionadas, se pueden accionar de las siguientes maneras:

- Manual directo o con pértiga
- Manual con mando por varilla y palanca
- A control remoto

2.4.2 Interruptores de potencia

El disyuntor o interruptor de potencia es un dispositivo eléctrico, el cual interrumpe la conducción de corriente en un circuito bajo condiciones normales, vacío o cortocircuito, es decir, en condiciones normales y anormales.

El tiempo de interrupción puede durar de 3 a 8 ciclos en los sistemas de 60 Hz. Para la interrupción de grandes corrientes se tiene que garantizar la rápida deionización del arco y un enfriamiento rápido. Evitando así daños en las líneas de transmisión y los equipos, la activación de este dispositivo se realiza por medio de un relevador de sobrecarga al detectar condiciones anormales. En la **Figura 2.11**, se muestra un circuito de activación del relé.

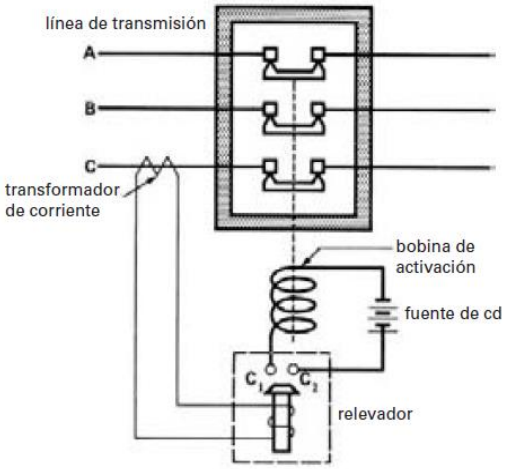


Figura 2.11 Circuito activador

Se construyen en los tipos generales:

a) Interruptores de aceite
b) Interruptores neumáticos
c) Interruptores de hexafluoruro de azufre

Los siguientes parámetros son considerados al momento del cierre-apertura de un interruptor de potencia:

1. Voltaje nominal.
2. Corriente inicial de cortocircuito.
3. Corriente de ruptura.
4. Capacidad interruptiva P.
5. Voltaje de restablecimiento.

Interruptores de aceite

Interruptores de gran volumen de aceite

Interrumpen elevadas intensidades de corriente a tensiones elevadas. Tienen un recipiente de acero lleno de aceite, el aceite tiene dos funciones la primera como aislante y la segunda como medio de extinción. Para operar tensiones pequeñas se utilizan los interruptores trifásicos y para operar tensiones elevadas se utilizan interruptores monofásicos. **En la Figura 2.12**, un interruptor en aceite.

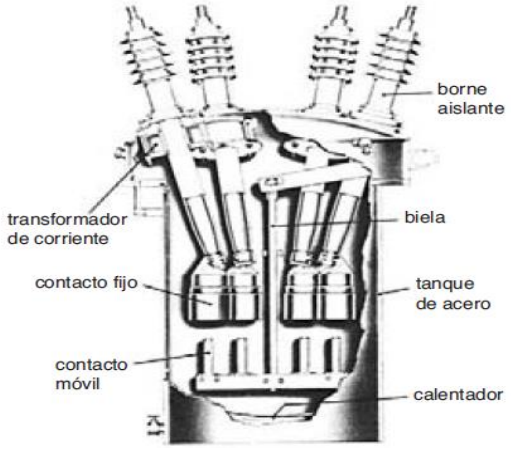


Figura. 2.12 Corte transversal de un interruptor de aceite

Al momento que se produce una sobrecarga, la bobina de activación libera un resorte que tira de la biela aislada, haciendo que los contactos se abran, esta separación crea un violento arco eléctrico, el cual volatiza al aceite circundante, la presión de los gases calientes crea una turbulencia alrededor de los contactos, esto provoca que el aceite frio gire alrededor del arco, haciendo que se extinga.

Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción

Estos interruptores originan fuertes presiones internas que algunas veces pueden ocasionar explosiones, para evitar este problema se creó el dispositivo llamado cámara de extracción, donde se forman burbujas de gas, el cual reduce las presiones a un volumen menor, dentro de estas cámaras se extingue el arco. En la **Figura 2.13**, se observa este tipo de interruptor.

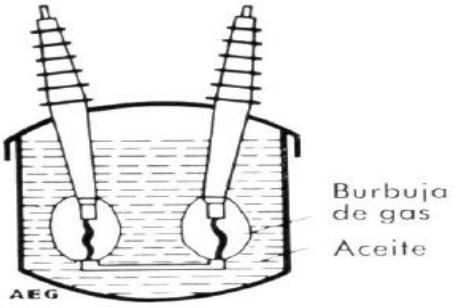


Figura 2.13 Interruptores de gran volumen de aceite con cámara de extinción

Interruptores de bajo volumen de aceite

Utilizan relativamente una pequeña cantidad de aceite ya que para extinguir el arco solo hacía falta una cantidad pequeña de aceite. Su construcción es básicamente una cámara de extinción modificada permitiendo mayor flexibilidad de operación. En la **Figura 2.14**, se muestra un interruptor de bajo volumen de aceite.

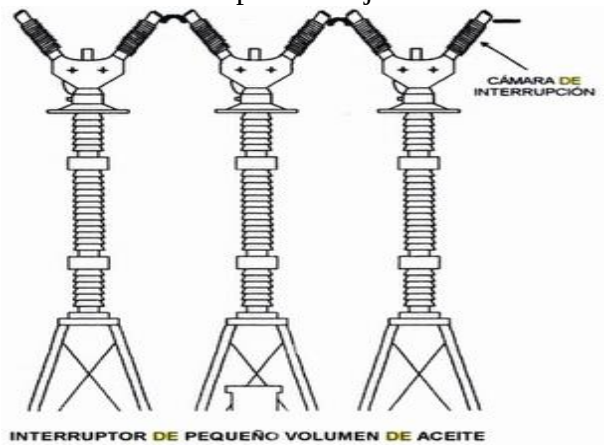


Figura 2.14 Interruptor de pequeño volumen de aceite

Interruptores de aire comprimido

Los contactos se abren inyectando aire comprimido a una velocidad supersónica a través de los contactos de apertura, este aire comprimido está almacenado en depósitos de una presión de 3 MPa, teniendo un compreso ubicado en la misma subestación, la **Figura 2.15**, se observa un interruptor trifásico de aire comprimido.

Figura. 2.15 Interruptor de ráfaga de aire

La extinción del arco se lleva acabo inyectando aire comprimido sobre el arco, permitiendo que el arco se alargue y se enfría con una gran eficacia, el gas ionizado se sustituye rápidamente para recuperar las características dieléctricas entre los contactos, para evitar posibles arqueos.

Interruptores de vacío

Están cerrados herméticamente, no contienen ningún tipo de gas, están limitados por la capacidad de interrupción, se suelen utilizar en serie para utilizarse en voltajes elevados. El arco eléctrico es extinguido mediante un chorro de aire comprimido que sale de un orificio. En la **Figura 2.16**, se observa un cortacircuitos de vacío.

Figura 2.16 Interruptor trifásico de vacío

Como medio de extinción utiliza un vacío de hasta 10^{-5} Torr, la distancia de separación entre los contactos es mínima permitiendo un tiempo minio de desconexión.

Hexafluoruro de Azufre (SF_6)

Utiliza SF_6, ya que tiene una rigidez dieléctrica es muy elevada, también existen otros gases con esta característica. Ya que el SF_6 es un gas electroquímico, el arco eléctrico en el interruptor se des ioniza rápidamente. En la **Figura 2.17**, se observa este tipo de interruptores.

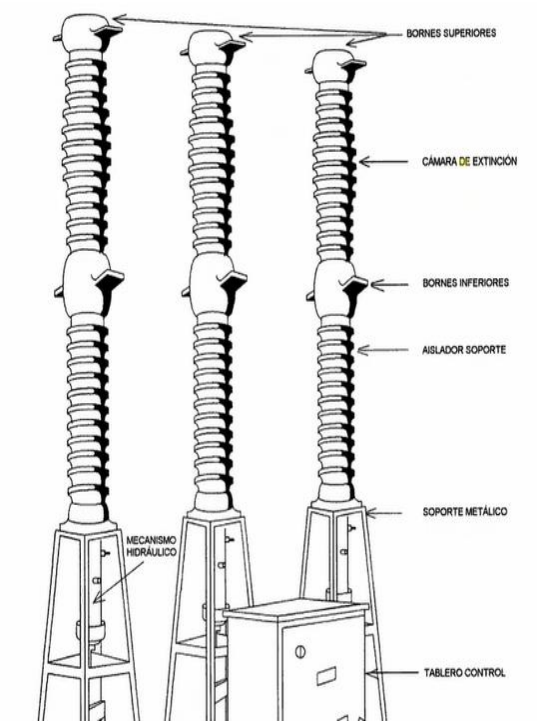


Figura 2.17 Interruptor de SF_6.

Las versiones se encuentran dependiendo el voltaje y la capacidad interruptiva, las cuales:

- Como cámara sencilla hasta 245 kV y 50 kV.
- Como dos cámaras y columna sencilla entre 245-550 kV y 63 kV.
- Como cuatro cámaras y dos columnas hasta 800 kV y 63 kV.

Es utilizado en subestaciones electricas de alta tensión y también en mediana tensión.

2.4.3 Fusibles

Tienen como función interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente. La interrupción se lleva a cabo por la fusión del elemento fusible.
Para los fusibles en alta tensión, está formado por tres polos.

Características principales:

- Tensión nominal
- Corriente nominal
- Capacidad interruptiva

Tipos de Fusibles

1. Expulsión
   Aprovecha la generación y expulsión de un gas a alta presión, el cual al ser inyectado a través del arco produce la fusión del elemento fusible. El fusible es de ácido bórico, sustancia utilizada para la generación del gas.
2. Limitador de corriente
   Tiene doble acción, reduce la corriente de falla por medio de una resistencia elevada en el circuito, al aumentar la resistencia pasa de un circuito de bajo factor de potencia a uno alto. Como no expulsan gases pueden ser instalados en lugares reducidos.
3. Vacío
   La interrupción se produce al separarse los contactos dentro de un recipiente hermético en el que se ha hecho el vacío, a medida que se separan los contactos, la corriente se concentra en los puntos calientes de la superficie de los contactos y cesa cuando se evapora el ultimo puente entre los dos contactos.

2.4.4 Restauradores

Es un interruptor de operación automático, está construido para que un disparo o cierre esta calibrado de antemano y opera mediante una secuencia de lógica determinada. Está constituidos normalmente para funcionar mediante tres operaciones de cierre y cuatro aperturas. En la cámara de extinción se extingue el arco, ya que los contactos se encuentran dentro de la cámara.

Los restauradores más utilizados son del tipo R y W.

- Restaurador tipo R

  Son empleados en capacidades menores, algunos datos de este restaurador:

  Voltaje nominal 2.4 – 14.4 kV.
  Corriente nominal 25 – 400 Amp.
  Voltaje de diseño 15.5 kV.

- Restaurador tipo W

  Se construyen en trifásico, son más robustos que el tipo R, algunos datos de este restaurador:

  Voltaje nominal 2.4 – 14.4 kV.
  Corriente nominal 100 – 560 Amp.
  Voltaje de diseño 15.5 kV.

2.4.5 Transformadores de instrumento

Los niveles de tensión en sistemas de potencias son muy elevados, se necesita un método exacto que suministre una representación de bajo nivel de estas tensiones. Para esta tarea se utilizan transformadores especializados, llamados transformadores de corriente TC y transformadores de potencia TP, estos dos transformadores son llamados transformadores de instrumentación.

Para la selección de un transformador de instrumento ya sea de potencial o corriente se debe considerar los siguientes aspectos:

- Tipo de instalación
- Tipo de aislamiento
- Potencia
- Clase de precisión

Transformador de corriente

Reduce la corriente en función de la relación de transformación, para que de esta manera el valor de la corriente sea a escalas de los instrumentos, normalmente 5A, se conecta en serie con la línea, y los instrumentos de medición (amperímetros y bobinas perimétricas) van conectados en serie con el secundario. A su vez se utiliza para protección del sistema.

Tiene una relación de las corrientes precisa y un ángulo de fase pequeño, menor a un grado, esto se logra manteniendo la corriente de excitación pequeña. Se utiliza para la medición y protección de sistemas, la relación de transformación es inversamente proporcional al número de vueltas en el devanado primario y secundario.

Es de suma importancia utilizar este dispositivo cuando se mide corriente en líneas de transmisión. Los aislamientos entre sus devanados deben ser lo suficientemente grande para soportar el voltaje de línea a neutro, también debe soportar sobre corrientes de línea. En la **Figura.2.18**, se observa un transformador de corriente, la función de la boquilla grande es aislar la línea de alta tensión con la de tierra. Es necesario que una de las terminales del secundario esté conectada a tierra.

Figura 2.18 Transformador de corriente

Transformadores de corriente tipo toroidal

Este tipo de transformador de corriente, en ocasiones se utiliza cuando la corriente de línea es superior a los 100 A. Consta de un devanado primario que es un conductor que pasa en el centro del anillo, **Figura 2.19**. El núcleo anular laminado que contiene el devanado secundario. La relación de transformación es N vueltas del secundario. También se encuentran en boquillas cortocircuitos para monitorear las corrientes de líneas, de tal forma que, si este excede una corriente determinada, el transformador activa el corto circuito.

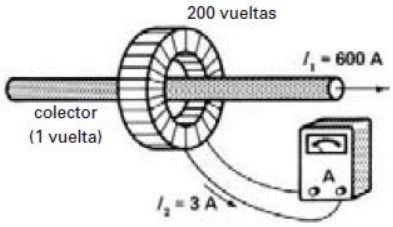


Figura 2.19 Transformador toroidal

Transformador de potencial

Se utilizan para medir y monitorear los voltajes de las líneas de transmisión y para aislar el equipo de medición de esta. El voltaje nominal en el secundario es de 115 V, esto permite usar instrumentos estándar y relevadores. La construcción para este tipo de transformadores es similar a las de los transformadores convencionales, con la diferencia que el aislamiento entre los devanados es mucho mayor, para soportar la tensión de la línea.

Mide el voltaje de línea a neutro, es por ello, que solo utiliza una boquilla en alta tensión ya que un lado del primario se conecta a tierra. En la **figura 2.20**, se muestra un transformador de potencial.

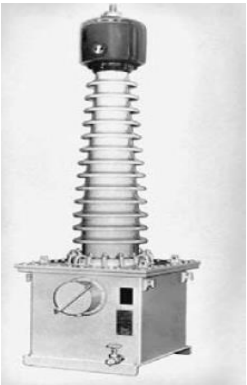


Figura 2.20 Transformador de potencial

2.4.6 Relevadores

Es un dispositivo electromagnético o electrónico diseñados para iniciar la desconexión de una parte de una instalación eléctrica o bien, para operar una señal de alarma, en caso de una condición anormal de operación o durante una falla. Estos dispositivos protegen, al interactuar con otros equipos de protección, encargados de reducir el daño debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Clasificación de los relevadores

1. Atracción electromecánica
2. Inducción electromecánica
3. Estado solido

Los tres pueden operar con las siguientes señales recibidas:

a) Tensión
b) Corriente
c) Mixtos

Relevadores usados en subestaciones

Relevadores de sobre corriente

Es el más utilizado en subestaciones, son de disparo instantáneo y disparo temporizado, con una bobina de corriente de 4 a 16 Amperes para los de fase y de 0.5 a 2 Amperes para los de tierra.

Relevadores diferenciales

Tienen tres bobinas, dos de restricción y una de operación, trabajan mediante la diferencia de las corrientes entrantes con las salientes del área protegida. Operan cuando se produce una diferencia entre estas corrientes. Uno de los más usado son los relevadores diferenciales de porcentaje. En la **Figura 2.21** se muestra la conexión de este relevador, donde se observa la bobina O de operación y las dos bobinas R de restricción.

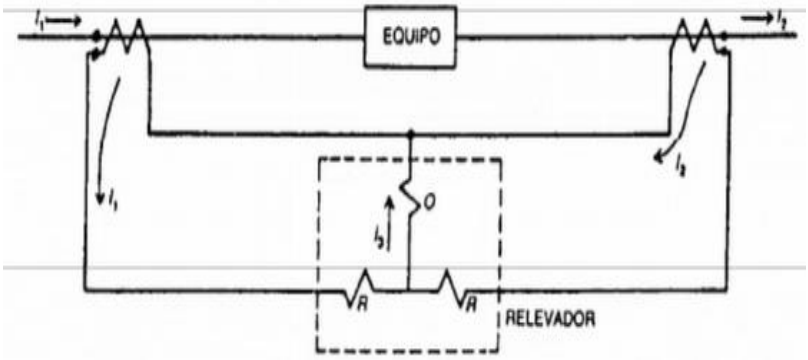


Figura 2. 21 Conexión de un relevador diferencial

Relevadores de distancia
Compara la corriente de falla, con la tensión proporcionada por un transformador de potencial, con el cual se mide la impedancia de la línea al punto de falla.
Los relevadores de distancia más utilizados son:

- Tipo impedancia
- Tipo admitancia (Mho)

Relevador direccional
Son alimentados por dos fuentes independientes, comparan las magnitudes o ángulos de fase y distinguen el sentido de las corrientes.

Tipos de relevares direccionales

- Relevador corriente-corriente
- Relevador tensión corriente
- Relevador tensión-tensión

Relevador de hilopiloto
Es un relevador diferencial adaptado cuando los transformadores extremos de corriente se encuentran muy alejados, se compara las corrientes entrantes y salientes de una línea de transmisión y cuando la diferencia es apreciable, la protección envía la orden de apertura a los dos interruptores extremos de línea.

2.5 Barras colectoras

Se le conoce barras colectoras, al conjunto de conductores eléctricos utilizados para la conexión común de los diferentes circuitos con los que cuenta una subestación, los circuitos pueden ser, los generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, bancos de tierra, etc.

Generalmente los componentes de las barras colectoras son:

- Conductores eléctricos
- Aisladores
- Conectores y herrajes

Para el diseño de estas barras se debe considerar la selección del conductor, en lo referente al material, tipo y forma del mismo, los aisladores y sus accesorios, distancias entre apoyos y entre fases.

2.5.1 Barras

Cada barra consta de muchos conductores como fases o polos que componen el circuito, ya sea en corriente alterna o directa.

Tipos de barras

Los mas usados normalmente son los siguientes:

- Cables
  Es un conductor formados por alambres trenzados de forma helicoidal, siendo este tipo de barra el más utilizado, el material usados para este cable es el cobre y aluminio reforzado con acero.
- Tubos
  Se utiliza para llevar grandes cantidades de corriente, requiere estructuras más ligeras, el material usado para tubos es el cobre y aluminio.
- Soleras
  La barra más usada para llevar grandes cantidades de corriente (especialmente en instalaciones en interiores) es la solera de cobre o aluminio.

Accesorios de las barras

Son los elementos que sirven para unir los elementos conductores, fijar los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos.

- Conectores
- Juntas de expansión
- Herrajes

2.6 Aisladores en subestaciones eléctricas

Los aisladores en las subestaciones eléctricas se emplean para el montaje y sujeción de barras y conductores.

2.6.1 Tipos de aisladores

1. Soporte

   Son montados en el alfiler de acero con rosca recubierta con plomo o simple sujeción a base tornillos, según sea la tensión de operación. En la **Figura 2.22**, se observa aisladores de soporte para barras.

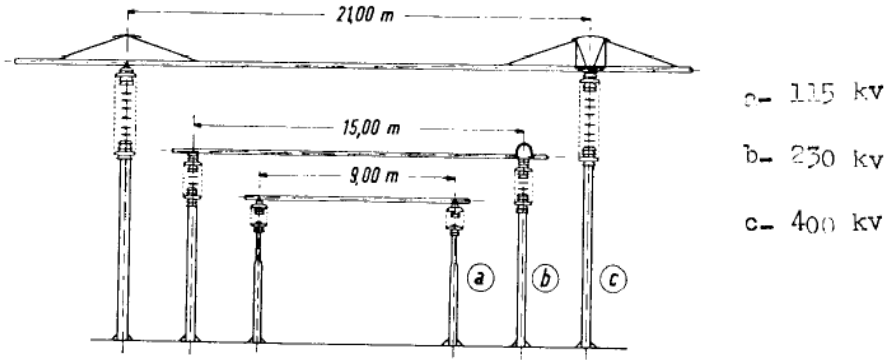


Figura 2.22 Aisladores para soporte de barras

2. Suspensión

   Son semejantes a los utilizados las líneas de transmisión. En la **Figura 2.23**, se observan algunos aisladores de suspensión.

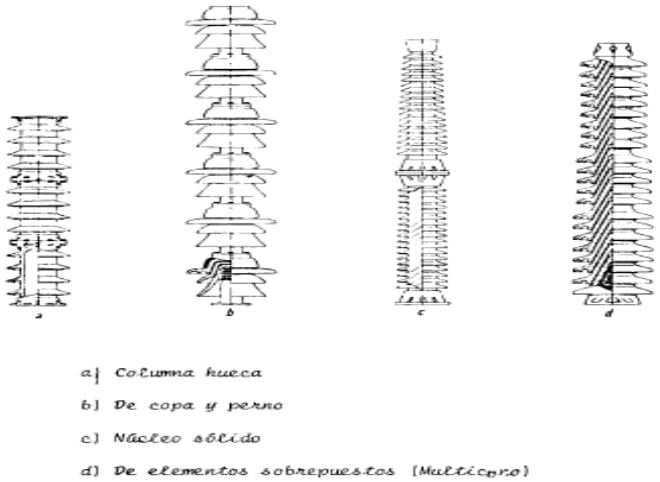


Figura 2.23 Aisladores usados con soporte en subestaciones eléctricas

El uso de estos dos tipos de aisladores, viene en función del conductor usado en el sistema de barras de la subestación. Son fabricados por lo general de vidrio y porcelana, ya sea para uso interior o intemperie.

2.7 Capacitores

Es un dispositivo eléctrico, formado por dos laminas conductoras separadas por una lámina dieléctrica y al aplicarle una diferencia de tensión almacena carga eléctrica. Los capacitores de alta tensión están sumergidos en líquidos dieléctricos, dentro de un tanque pequeño, cerrado herméticamente, las dos terminales salen a través de dos boquillas de porcelana, se fabrican en unidades monofásicas y trifásicas.

Se utiliza para corregir el factor de potencia, para que de esta manera se aumente la capacidad de transmisión de las líneas, un mejor aprovechamiento de la capacidad del transformador y la regulación del voltaje.

2.7.1 Banco de capacitores

Son capacitores que se instalan en grupos, los bancos de capacitores de alta tensión son conectados generalmente en estrella con neutro flotante y en ocasiones con neutro conectado a tierra, la conexión del neutro, depende de las siguientes consideraciones:

1. Conexión del sistema de tierra
2. Fusibles del capacitor
3. Dispositivos de conexión y desconexión
4. Armónicas

2.8 Coordinación de aislamientos en subestaciones eléctricas

Se le llama coordinación de aislamiento de una subestación eléctrica, al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal forma que cuando ocurre una sobretensión, esta se descargue en el dispositivo adecuado, sin producir arqueo en los equipos adyacentes.

Es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación, se puede considerar tres niveles de aislamiento, como se observa en la **Figura 2.24**.

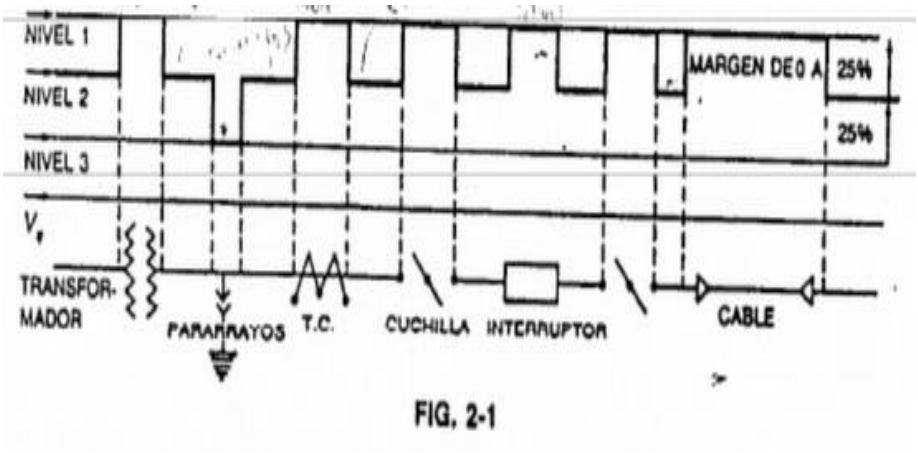


Figura 2.24 Niveles de aislamiento

En la figura anterior se observa los niveles de sobretensiones considerados en la coordinación de aislamiento de cada equipo, V_n es la tensión nominal del sistema. El Nivel 1, es llamado nivel alto, es utilizado en los aislamientos internos, no auto recuperables de equipos como: transformadores, cables o interruptores.

El Nivel 2, es llamado nivel medio o de seguridad, está constituido por nivel de aislamiento auto recuperables de las partes vivas de los equipos, que están en contacto con el aire. Es utilizado en todos los aisladores de los aparatos, buses y pasa muros de las subestaciones que están en contacto con el aire

El Nivel 3, es llamado nivel bajo o de protección, constituido por el nivel de operación explosor del apartarrayos de protección.

2.8.1 Distancias dieléctricas

Para tener una buena coordinación de aislamiento, se deben fijar las distancias a través del aire, entre las partes vivas de las fases diferentes y entre parte viva de fase a tierra.

Entendemos la coordinación de aislamiento al proceso de correlacionar la resistencia eléctrica de un equipo, con las características y funcionamiento de los dispositivos de protección de acuerdo con las sobretensiones esperados.

Protección contra sobre corrientes en subestaciones eléctricas

La protección de las subestaciones, consiste básicamente en bayonetas en las estructuras, hilos de guarda y apartarrayos, que estos elementos serán la protección contra sobretensiones de origen externo o contra sobretensiones por operaciones de maniobra (switcheo).

Para protección adicional a los equipos y al personal de operación, se tiene la red de tierras, donde el diseño debe estar en función de la corriente de falla a tierra, la corriente de rayo y la forma en que se encuentra el equipo conectado a tierra

2.8.2 Equipos de protección contra sobretensiones

a) Hilos de guarda y bayonetas
b) Cuernos de arqueo (Gaps)
c) Apartarrayo

2.9 Apartarrayos

Es un dispositivo primario de protección usado en la coordinación de aislamiento, su función es limitar la sobretensión aplicada al equipo para dar protección al aislamiento.

Las funciones específicas del apartarrayo son:

1. Operar sin sufrir daño por tensiones en el sistema y corrientes que circulen por él.
2. Reducir las sobretensiones peligrosas a valores que no dañen el aislamiento del equipo.

Para seleccionar un apartarrayo debe estar de acuerdo al criterio de protección establecido en la instalación en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado, para la protección de sobretensión atmosféricas y por maniobra de interrupción.

Para seleccionar un apartarrayo se debe considerar las siguientes características:

- Tensión nominal
- Corriente nominal de descarga

2.10 Redes de tierra

Disponer de una red de tierra adecuada, en una subestación es muy importante para la protección contra sobretensiones, es estas redes se conectan los neutros de equipos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos, etc., los cuales deben estar a potencial de tierra.

Una red de tierra debe cumplir con las siguientes funciones:

a) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra.
b) Evitar que, durante la circulación de las corrientes de tierra, puedan producirse diferencia de potencial entre distintos puntos de la subestación.
c) Facilitar mediante sistemas de relevadores, la eliminación de las fallas a tierra de los sistemas eléctricos.
d) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Sistemas de redes de tierra

- Sistema radial
- Sistema de anillo
- Sistema de red

2.10.1 Factores a considerar al momento de diseñar una red de tierra

Características del terreno

Para el estudio del suelo, se obtienen muestras a una cierta profundidad razonable, que permita determinar la homogeneidad o condiciones de humedad. Este estudio determinara la resistividad eléctrica, para ello, es conveniente hacer las mediciones con métodos y equipos para este fin. Las mediciones deben incluir datos como temperatura y condiciones de humedad a la hora de realizar la medición, tipo de terreno, profundidad de la medición y las concentraciones de sales en el suelo.

Corrientes máximas de corto circuito a tierra

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra, utilizada en el cálculo de sistemas de tierra, se necesita:

a) Determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el máximo flujo de corriente entre la malla del sistema de tierra y la tierra adyacente, y por lo tanto su mayor elevación de potencial y los mayores gradientes locales en el área de la subestación.
b) Determinar por computo o analizadores, el máximo valor efectivo de corriente simétrica de falla a tierra, entre la malla de tierras y la tierra circundante al momento de iniciarse la falla.

Factores de correlación considerados en el cálculo de las corrientes de corta circuito

Los factores de correlación se usan en los siguientes casos:

a) Cuando sea necesario tomar en cuenta el desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla.
b) Cuando sea pertinente tomar en cuenta los aumentos de falla a tierra debido al crecimiento del sistema eléctrico.

3. Desarrollo

3.1 Modernizar la S.E. BOCHIL

La obra se realizará dentro del terreno que actualmente ocupa la subestación. Modificando algunas zonas de esta sobre todo en la obra civil, ya que en la obra electromecánica únicamente se adicionan algunos dispositivos.

Diseño de la subestación

En el área de 115 Kv, existe una percha de fierro tipo ABASCO en la cual se encuentran instalados los siguientes dispositivos:

- Cuchillas de operación en grupo tipo "V"
- Equipo de seccionamiento
- Fusibles de potencia que protegen al transformador existente

En la bahía de 13.8 kV, la cual está conformada por postes de concreto PCR-11-700, crucetas de ángulo y canal, en la cual se encuentran instalados los siguientes:

- Interruptor de banco
- 3 interruptores de circuito en media tensión
- Equipo de seccionamiento y protección
- Transformadores de potencial
- Transformador de servicios propios

La S.E BCH actualmente opera con un transformador como Bco.T1-115-13.8 kV, 7.5/9.375 MVA alimentado en 115 kV, con LAT MMT-73660-CRI, desde la S.E MMT.
Con el diseño nuevo se resuelve la problemática del incremento de la demanda para esta subestación, de la siguiente manera:

- Aumento de la capacidad de 9.35 a 20 MVA.
- Adición de un circuito nuevo en media tensión de 13.8 kV, de los tres ya existentes

Elementos nuevos para la subestación

- En el lado primario un interruptor de potencia en SF6 tipo tanque muerto de 1250 Amperes
- En el lado secundario un interruptor de potencia de 1250 Amperes
- Banco de capacitores de 13.8 kV – 1.2 MVAR
- Cuchilla monopolar de operación con pértiga
- Cuchilla tripolar de operación en grupo
- Apartarrayos ASOM-12-E

3.2 Condiciones ambientales

Altitud:	1146 m.s.n.m.
Temperatura ambiente:	Minima: 18 °C, Maxima: 30 °C
Velocidad máxima del viento:	100 Km/h
Área sísmica:	No
Humedad relativa promedio:	75 %
Nivel ceraunico:	7 Tormentas/dia-año
Presencia de hielo:	No
Contaminación:	Media

3.3 Niveles de aislamiento

	Tensión primaria	Tensión secundaria
Tensión nominal:	115 kV	13.8 kV
Tensión máxima:	123 kV	15 kV
NBAI:	550 kV	110 kV

3.4 Distancia de diseño

Distancia mínima de fase a tierra

	Alta tensión	Baja tensión
Voltaje nominal	115 kV	13.8 kV
NBAI	550 kV	110 kV
Altitud	1200	
Factor de electrodos gaps k_3	550 (Tabla Anexo C)	
Factor de corrección δ	0.866 (Tabla Anexo D)	

Fórmula para calcular la Tensión Critica de Flameo estándar:

$$TCF_{std} = \frac{NBAI}{0.961}$$

Donde:

TCF_{std}= Tensión Critica de Flameo estándar

NBAI= Nivel Básico de Aislamiento al Impulso

Tensión Critica de Flameo estándar

Para 115 kV

$$TCF_{std} = \frac{550\ kV}{0.961}$$

$$\boldsymbol{TCF_{std}} = 572.32\ kV$$

Para 13.8 kV

$$TCF_{std} = \frac{110\ kV}{0.961}$$

$$\boldsymbol{TCF_{std}} = 114.46\ kV$$

Dado que la subestación estará a una altitud de 1,146, para fines de cálculo se tomará una altitud de 1200 m.s.n.m. Para ello la Tensión Critica de Flameo se calcula como sigue:

$$TCF = \frac{TCF_{std}}{Factor\ de\ correccion\ \delta}$$

Tensión Critica de Flameo

Para 115 kV

$$TCF = \frac{572.32\ kV}{0.866}$$

$$\boldsymbol{TCF} = 660.87\ kV$$

Para 13.8 kV

$$TCF = \frac{114.46\ kV}{0.866}$$

$$\boldsymbol{TCF} = 132.17\ kV$$

Fórmula para calcular la distancia de fase a tierra:

$$d_{F-T} = \frac{TCF}{k_3}$$

Donde:

d_{F-T} = distancia fase-tierra en m

k_3 = factor de electrodos gaps

Distancia fase-tierra (d_{F-T})

Para 115 kV

$$d_{F-T} = \frac{660.87\ kV}{550}$$

$$\boldsymbol{d_{F-T} = 1.20\ m}$$

Para 13.8 kV

$$d_{F-T} = \frac{132.17\ kV}{550}$$

$$\boldsymbol{d_{F-T} = 0.24\ m}$$

Distancia fase a fase

Formula:

$$d_{F-F} = 1.25 * d_{F-T}$$

Distancia fase-tierra (d_{F-F})

Para 115 kV

$$d_{F-F} = 1.25 * 1.2$$

$$\boldsymbol{d_{F-F} = 1.5\ m}$$

Para 13.8 kV

$$d_{F-F} = 1.25 * 0.24$$

$$\boldsymbol{d_{F-F} = 0.3\ m}$$

Determinar el aislamiento

- **Tensión critica de flameo**

  Para determinar el aislamiento en las cadenas de aisladores, se incrementa una distancia del 5%, para que de esta manera quede incluido las longitudes del herraje utilizado.

  El número de aisladores se calcula con la siguiente fórmula:

$$No.aisladores = \frac{(Distancia\ fase - tierra + 5\%)\ mm}{Distancia\ del\ aislador}$$

Numero de aisladores

Para 115 kV

$$No.aisladores = \frac{1200 +\ 60\ mm}{146\ mm}$$

$$No.aisladores = \frac{1260\ mm}{146\ mm}$$

$$No.aisladores = 8.63\ piezas.$$

Por lo tanto, se instalarán 9 aisladores.

En la práctica CFE considera instalar 10 aisladores por fase, por lo tanto:

$$\boldsymbol{No.aisladores} = 10\ piezas.$$

Para 13.8 kV

$$No.aisladores = \frac{240 +\ 12\ mm}{146\ mm}$$

$$No.aisladores = \frac{252\ mm}{146\ mm}$$

$$No.aisladores = 1.72\ piezas.$$

Por lo tanto, se instalarán 2 aisladores.

En la práctica CFE considera instalar 3 aisladores por fase, por lo tanto:

$$\boldsymbol{No.aisladores} = 3\ piezas.$$

- **Nivel de contaminación del área donde se construirá la subestación**

  De acuerdo a la CFE el nivel de contaminación para esta área es una contaminación media, en la tabla del anexo E de las normas de coordinación de aislamiento de la CFE, de describen las condiciones ambientales y distancia de fuga recomendadas para los diferentes niveles de contaminación.

Datos:

Voltaje nominal	115 kV	13.8 kV
Voltaje máximo	123 kV	15 kV
Distancia de fuga	3.5 cm./kV fase-tierra	
Aislamiento	Tipo suspensión	
Distancia mínima de fuga	292 mm	

Fórmula para calcular la distancia de fuga necesaria:

$$Distancia\ de\ fuga\ necesaria: \frac{Voltaje\ maximo * Distancia\ de\ fuga}{\sqrt{3}}$$

Distancia de fuga necesaria

Para 115 kV

$$Dist.de\ fuga\ necesaria = \frac{123 * 3.5}{\sqrt{3}}$$

$$Dist.de\ fuga\ necesaria = 248.54\ cm$$

$$\boldsymbol{Dist.de\ fuga\ necesaria = 2485.4\ mm}$$

Para 13.8 kV

$$Dist.de\ fuga\ necesaria = \frac{15 * 3.5}{\sqrt{3}}$$

$$Dist.de\ fuga\ necesaria = 30.31\ cm$$

$$\boldsymbol{Dist.de\ fuga\ necesaria = 303.1\ mm}$$

Estas son las distancias de fuga que se necesita para el aislamiento para evitar fallas en condiciones de llovizna o niebla.

Calculo del No. Aisladores en estas condiciones:

$$No.aisladores = \frac{Distancia\ de\ fuga\ necesaria}{Distancia\ de\ fuga\ del\ aislador}$$

Numero de aisladores

Para 115 kV

$$No.aisladores = \frac{2485.4\ mm}{292\ mm}$$

$$No.aisladores = 8.51\ piezas.$$

Por lo tanto, se instalarán 9 aisladores.

En la práctica CFE considera instalar 10 aisladores por fase, por lo tanto:

$$\boldsymbol{No.aisladores} = 10\ piezas.$$

Para 13.8 kV

$$No.aisladores = \frac{303.1\ mm}{292\ mm}$$

$$No.aisladores = 1.03\ piezas.$$

Por lo tanto, se instalarán 2 aisladores.

En la práctica CFE considera instalar 3 aisladores por fase, por lo tanto:

$$\boldsymbol{No.aisladores} = 3\ piezas.$$

Con los dos cálculos obtenidos para el numero de aisladores tanto para 115 kV y 13.8 kV, y por normativa de CFE se utilizarán 10 piezas. de aislador tipo 25SVC111 en cadenas de aislador para 115 kV y 3 piezas de aisladores para 13.8 kV.

Altura de los equipos

Fórmula para calcular la altura de las partes vivas:

$$He = 2.30 + 0.0105 * Tension\ maxima$$

Donde:

He = altura de parte viva de los equipos al nivel de piso terminado (NTP)

El segundo factor es válido a una altitud de 1000 m.s.n.m. para altitudes mayores será afectado por el factor de corrección de la tabla del anexo D.

En nuestro caso el factor de corrección es de 0.866

$$\frac{0.0105}{0.866} = 0.01212$$

Altura de parte viva de los equipos al nivel de piso terminado

Para 115 kV

$$He = 2.30 + 0.01212 * 123$$

$$He = 3.78\ \text{m}$$

Para 13.8 kV

$$He = 2.30 + 0.01212 * 15$$

$$He = 3\ m$$

Por consideración se deja a 3 m.

La altura no puede ser inferior a 3 m.

Distancias de seguridad

Los espacios libres que permiten circular y efectuar maniobras al personal dentro de la subestación, partiendo de que las partes vivas queden fuera del alcance del personal.

La distancia de seguridad pertinente viene determinada por las distancias mínimas de fase-tierra y una distancia adicional que está dado por las dimensiones de un operador dentro de una subestación, se muestra en la siguiente **Figura 3.1**.

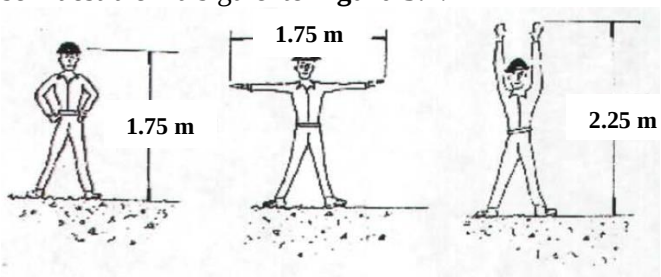


Figura 3.1 Dimensiones de un operador para de determinar las distancias de seguridad

A continuación, se presentan las distancias de seguridad para las tensiones de 115 y 13.8 kV.

Distancias de seguridad

Para 115 kV

Distancias horizontales de seguridad

$D_h = d_{F-T} + 0.9\ m$

$D_h = 1.20\ m + 0.90\ m$

$\boldsymbol{D_h = 2.1\ m}$

Distancias verticales de seguridad

$H_v = d_{F-T} + 2.25\ m$

$H_v = 1.20\ m + 2.25\ m$

$\boldsymbol{H_v = 3.5\ m}$

Distancias mínimas para vehículos

$D = d_{F-T} + 0.7 + 0.9\ m$

$D = 1.20\ m + 0.7 + 0.9\ m$

$\boldsymbol{D = 2.8\ m}$

$H = d_{F-T} + 0.7 + 2.25\ m$

$H = 1.20\ m + 0.7 + 2.25\ m$

$\boldsymbol{H = 4.45\ m}$

Distancias mínimas para maniobras

$D = d_{F-T} + 1.75 + 0.9\ m$

$D = 1.20\ m + 1.75 + 0.9\ m$

$\boldsymbol{D = 3.85\ m}$

$H = d_{F-T} + 1.25 + 2.25\ m$

$H = 1.20\ m + 1.25 + 2.25\ m$

$\boldsymbol{H = 4.7\ m}$

Para 13.8 kV

Distancias horizontales de seguridad

$D_h = d_{F-T} + 0.90\ m$

$D_h = 0.24\ m + 0.90\ m$

$\boldsymbol{D_h = 1.14\ m}$

Distancias verticales de seguridad

$H_v = d_{F-T} + 2.25\ m$

$H_v = 0.24\ m + 2.25\ m$

$\boldsymbol{H_v = 2.49\ m}\ se\ considera\ 3\ m$

Distancias mínimas para vehículos

$D = d_{F-T} + 0.7 + 0.9\ m$

$D = 0.24\ m + 0.7 + 0.9\ m$

$\boldsymbol{D = 1.84\ m}$

$H = d_{F-T} + 0.7 + 2.25\ m$

$H = 0.24\ m + 0.7 + 2.25\ m$

$\boldsymbol{H = 3.19\ m}$

Distancias mínimas para maniobras

$D = d_{F-T} + 1.75 + 0.9\ m$

$D = 0.24\ m + 1.75 + 0.9\ m$

$\boldsymbol{D = 2.89\ m}$

$H = d_{F-T} + 1.25 + 2.25\ m$

$H = 0.24\ m + 1.25 + 2.25\ m$

$\boldsymbol{H = 3.74\ m}$

3.5 Valores de cortocircuito

El objetivo del cálculo de corto circuito en el lado de primario (115 kV) y en lado secundario (13.8 kV), es con el fin de calcular el sistema de barras, malla de puesta a tierra de la subestación y capacidad interrupción de los interruptores.

En el cálculo únicamente se considera la falla en el lado de alta y baja ya que como el transformador a instalar es de mayor capacidad que el existente, se tienen que sustituir los interruptores de potencias existentes. Ya en las demás protecciones que tiene actualmente la subestación no se sustituirá quedaran como están hasta ahora.

Tomando en cuenta el diagrama unifilar de la subestacion S.E Bochil, como se puede observar en la **Figura 3.2**, unicamente con los elementos suministradores de corto circuito, como pueden ser en este caso, la linea de 115 kV y los transformadores de potencia y transformador de servicios propios.

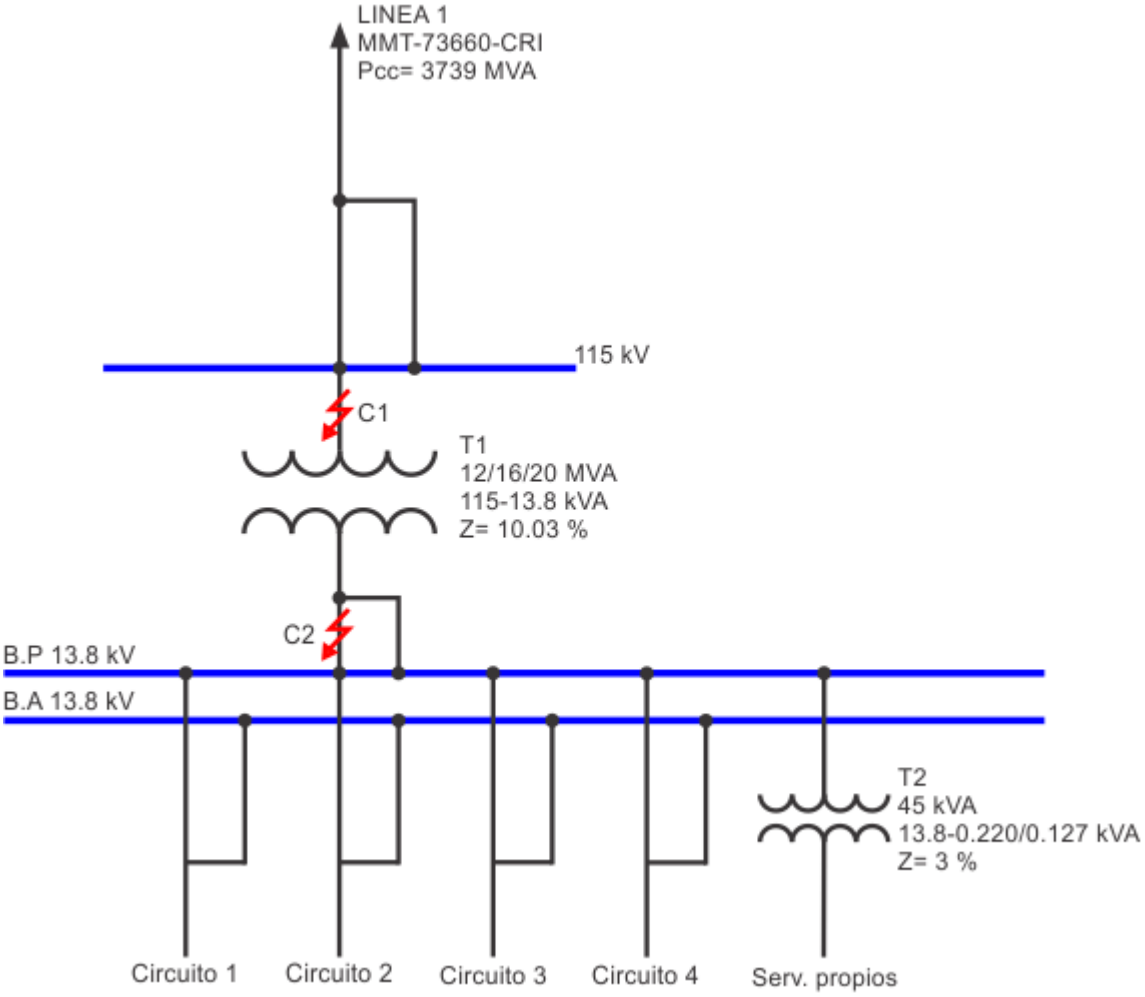


Figura 3.2. Diagrama unifilar de la S.E Bochil sin protecciones

Obtenemos los MVA en corto circuito de cada de elemento:
Para ello aplicamos la siguiente formula:

$$MVA_{CC} = \frac{MVA}{Z\ p.u.}$$

Donde:

$MVA_{CC} = Potencia\ de\ corto\ circuito\ en\ MVA$
$Z = Impedancia\ en\ por\ unidad$
$MVA = Potencia\ en\ MVA$

Para la línea:

$$MVA_{CC} = \frac{3{,}739}{1} = 3{,}739\ MVA$$

Para el transformador de potencia (T1):
Z = 10.03 %
Lo convertimos a p.u.

$$Z = \frac{10.03}{100} = 0.1003$$

$$MVA_{CC} = \frac{20}{0.1003} = 199.4\ MVA$$

Para el transformador de servicios propios (T2):
Z = 3 %
Lo convertimos a p.u.

$$Z = \frac{3}{100} = 0.03$$

$$MVA_{CC} = \frac{0.045}{0.03} = 1.5\ MVA$$

Con estos cálculos obtenemos los valores de MVA para realizar el diagrama de MVA, **Figura. 3.3**.

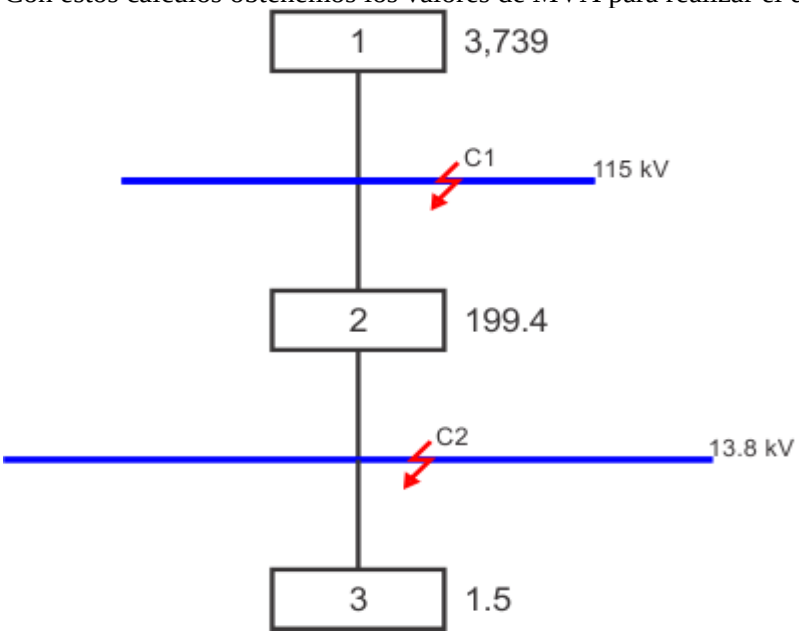


Figura 3.3. Diagrama de MVA

Para el cortocircuito en el punto C1
Realizamos la combinación en serie de 2 y 3.

$$MVA_{23} = \frac{MVA_2 * MVA_3}{MVA_2 + MVA_3}$$

Por lo tanto:

$$MVA_{23} = \frac{199.4 * 1.5}{199.4 + 1.5} = 1.48$$

Sumamos 2,3 + 1:

$$MVA = MVA_1 + MVA_{23}$$

$$MVA = 1.48 + 3{,}790 = 3{,}740.48$$

De esta manera obtenemos los MVA de cortocircuito **Figura 3.4**, en el punto de falla para el lado de alta.

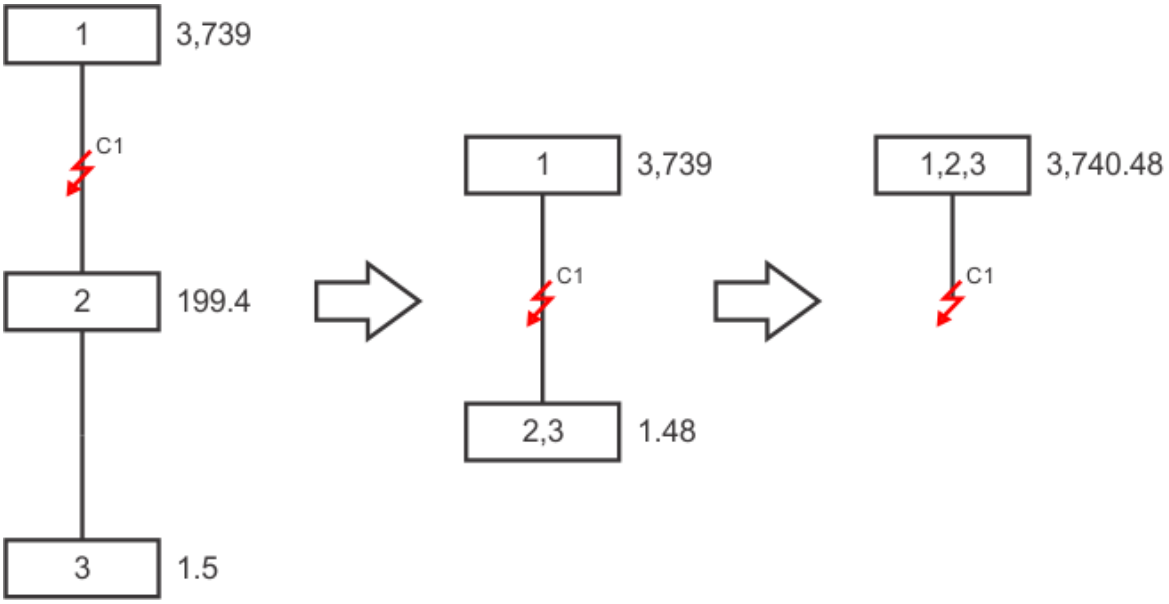


Figura 3.4 Diagrama de MVA en el punto de falla

Calculamos la corriente de cortocircuito en el lado de alta (115 kV).
Para ello aplicamos la siguiente formula:

$$I_{CC} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV}$$

Donde:

$MVA = MVA\ equivalente\ en\ el\ punto\ de\ falla$

$KV = Tension\ en\ el\ mismo\ punto\ de\ falla$

Sustituyendo valores tenemos:

$$I_{CC} = \frac{3{,}740.48}{\sqrt{3} * 115} = 18.8\ kA$$

Para el cortocircuito en el punto C2
Realizamos la combinación en serie de 1 y 2.

$$MVA_{12} = \frac{MVA_1 * MVA_2}{MVA_1 + MVA_2}$$

Por lo tanto:

$$MVA_{12} = \frac{3{,}739 * 199.4}{3{,}739 + 199.4} = 189.3$$

Sumamos 1,2 + 3:

$$MVA = MVA_1 + MVA_{12}$$
$$MVA = 189.3 + 1.5 = 190.8$$

De esta manera obtenemos los MVA de cortocircuito **Figura 3.5**, en el punto de falla para el lado de baja.

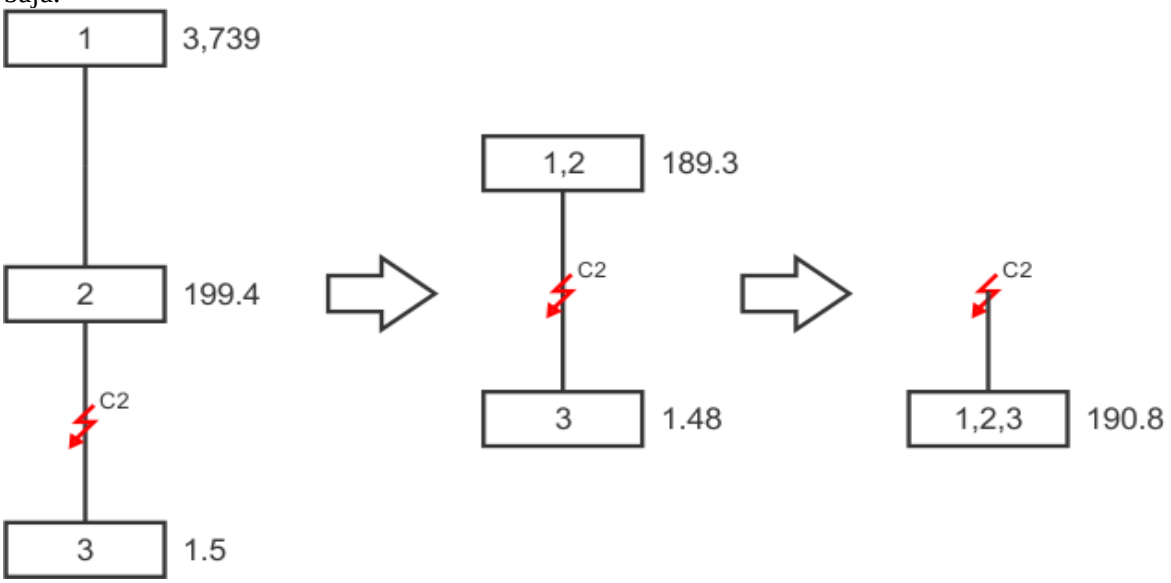


Figura 3.5 Diagrama de MVA en el punto de falla

Calculamos la corriente de cortocircuito en el lado de bajo (13.8 kV).
Para ello aplicamos la siguiente formula:

$$I_{CC} = \frac{MVA}{\sqrt{3} * KV}$$

Donde:

$MVA = MVA\ equivalente\ en\ el\ punto\ de\ falla$
$KV = Tension\ en\ el\ mismo\ punto\ de\ falla$

Sustituyendo valores tenemos:

$$I_{CC} = \frac{190.8}{\sqrt{3} * 13.8} = 7.99\ kA$$

De manera general tenemos la corriente de cortocircuito simétrica para 115 y 13.8 kV.
La corriente de corto circuito simétrica para el bus de 115 kV es:

$$\boldsymbol{Icc_{SIM} = 18.8\ kA}$$

La potencia de cortocircuito en el lado de alta tensión (13.8 kV) es de 189.02 MVA

$$\boldsymbol{Icc_{SIM} = 7.99\ kA}$$

3.6 Sistemas de tierra

Datos técnicos:

- **Resistividad del terreno**
  $\rho = 50\ \Omega$–m
- **Capa superficial de grava de:**
  $\rho s = 5000\ \Omega$–m
- **Corriente de corto circuito**
  $I_{cc} = 25$ kA

Calculo de la sección transversal del conductor de la rejilla para tierra

La fórmula es la siguiente:

$$Amm^2 = I \frac{1}{\sqrt{\frac{TCAPx10^{-4}}{t_c\, a_r\, \rho_r}\ ln\frac{K_o+T_m}{K_o+T_a}}}$$ Ec. 2 de la NRF-011-CFE

En donde:

$A = Seccion\ transversal\ del\ conductor\ en\ mm^2$
$I = Corriente\ rcm\ en\ kV\ (se\ debe\ considerar\ un\ incremeto\ futuro)$
$T_m = Temperatura\ maxima\ permisible\ en\ °C$
$T_a = Temperatura\ ambiente\ en\ °C$
$T_r = Temperatura\ de\ referencia\ para\ las\ constantes\ del\ mateial\ en\ °C$
$\alpha_o = Coeficiente\ termico\ de\ resistividad\ a\ 0\ °C\ en\ 1/°C$
$\alpha_r = Coeficiente\ termico\ a\ la\ temperatura\ de\ referencia\ Tr\ en\ 1/°C$
$\rho_r = Resistividad\ del\ conductor\ de\ tierra\ a\ la\ temperatura\ de\ referencia\ Tr\ en\ \mu\Omega–cm$
$t_c = Tiempo\ de\ duracion\ de\ la\ corriente\ en\ segundos$
$TCAP = Factor\ de\ capacidad\ termica\ por\ unidad\ de\ volumen\ (\boldsymbol{Tabla.3.1})en\ J/(cm^3/°C)$
$K_o = 1/\alpha_o\ o\ (1/\alpha_r) - Tr\ en\ °C$

Datos conocidos:

$I = 26.25\ kV$
$T_m = 1{,}084$
$T_a = 40\ °C$
$T_r = 20\ °C$
$\alpha_o = 0.00600$
$\alpha_r = 0.00381$
$\rho_r = 1.78$
$t_c = 1\ seg.$
$TCAP = 3.42$
$K_o = 242$

Sustituyendo valores en la formula anterior:

$$Amm^2 = 26.25 \frac{1}{\sqrt{\frac{3.42x10^{-4}}{1 * 0.00381 * 1.78}\ ln\ \frac{242 + 1{,}084}{242 + 40}}}$$

$A = 93.95\ mm^2$

Calibre del conductor: **4/0 AWG** (Indicado en la Norma Oficial Mexicana)

Corriente máxima de rejilla I_G

$I_g = S_f * I_f$ Ec. 3 de la NRF-011-CFE

$I_f = 3I_0$ Ec. 4 de la NRF-011-CFE

$S_f = \frac{I_g}{3I_0}$ Ec. 4 de la NRF-011-CFE

En donde:

$I_g =$ *Corriente simétrica de rejilla en A*

$I_f =$ *Corriente simétrica de falla a tierra en A (valor rcm y debe considerarse el incremento futuro de este valor)*

$S_f =$ *Factor de división de corriente que relaciona la magnitud de la corriente de falla con la parte de esta corriente que fluye de la rejilla hacia el terreno*

$I_0 =$ *Corriente de secuencia cero en A*

Teniendo $S_f = 0.48$, por lo tanto:

$I_g = 0.48 * 26.25$

$\boldsymbol{I_g = 12.6\ kA}$

Corriente máxima de rejilla I_G

$I_G = D_f * I_g$ Ec. 5 de la NRF-011-CFE

Donde:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{T_f}\left(1 - e^{\frac{-2t_f}{T_a}}\right)}$$ Ec. 6 de la NRF-011-CFE

En donde:

$I_G =$ *Corriente máxima de rejilla en A*

$I_g =$ *Corriente simétrica de rejilla en A*

$D_f =$ *Factor de decremento para el tiempo de duración de la dalla (t_c), que está en función del valor de la relación de reactancia (X) y de resistencia (R) en el punto de falla, véase* ***Tabla 3.2.*** *Si el tiempo de duración de la corriente es mayor o igual a 1s o la relación X/R en el punto de localización de la falla es menor a 5, el factor de decremento puede despreciarse, es decir $D_f = 1$.*

$t_f =$ Duración de la falla en segundos

$T_a =$ Constante de tiempo subtransitoria en segundos

$$T_a = \frac{X''}{WR}$$

Los valore típicos de t_f se recomiendan entre 0,25 a 1,0 s. Un valor usual es 0.5 s.

Siendo la duración de la falla a 1 s, el factor de decremento se desprecia, por lo tanto:

$D_f = \mathbf{1}$

$S_f = 0.48$

$I_0 = 26.25\ kV$

$t_f = 1\ s$

$T_a = 20\ s$

Por lo tanto, la corriente máxima de rejilla es:

$I_G = 1 * 12.6$

$\boldsymbol{I_G = 12.6\ kA}$

Calculo de la tensión de paso y tensión de contacto máximas permisibles por el cuerpo humano
El tiempo de exposición de la falla debe ser el máximo hasta que la falla se libere, normalmente el valor se encuentra en el intervalo de 0,1 a 1,0 s.
Corriente de no-fibrilación, está dada por:
$I_B = \frac{K}{t_s}$ Ec. 7 de la NRF-011-CFE
En donde:
$K = (S_B)^{1/2}$
S_B = 0.0315 Constante empírica del impacto de energía tolerado, cuando se aplica a un porciento de la población.
$t_s = Tiempo\ maximo\ de\ liberacion\ de\ la\ falla$
Teniendo:
$K = 0.1661895$

$$I_B = \frac{0.1661895}{1}$$
$$\boldsymbol{I_B = 0.1661895\ A}$$

Tensión de paso
$t_s = 1\ s$ Se calcula con la fórmula:
$E_{PASO} = (1000 + 6C_s\rho s)\frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$ $(volts)$ Ec. 9 de la NRF-011-CFE
$E_{CONTACTO} = (1000 + 1.5C_s\rho s)\frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$ $(volts)$ Ec. 10 de la NRF-011-CFE
En donde:
$C_s = Factor\ de\ reduccion$
$\rho s = resistividad\ de\ la\ capa\ superficial$
$\rho s = resistividad\ de\ la\ capa\ superficial$

Para personas con un peso aproximado de 50 kg se utiliza la constante 0.116
Para personas con un peso aproximado de 70 kg se utiliza la constante 0.157

Fórmula para determinar la constante de factor reducción (C_S) debido a la correlación realizada por la adición de la capa superficial con resistividad ρs:
$C_s = 1 - \frac{0.09(1-\frac{\rho}{\rho s})}{2h_s+0.09}$ Ec. 11 de la NRF-011-CFE
Donde:
ρ = resistividad del suelo Ω–m
$h_s = Espesor\ de\ la\ capa\ superficial$
Teniendo los valores de:
$\rho = 50$ Ω–m
$\rho s = 5000$ Ω–m
$h_s = 0.15\ m$
$t_s = 1\ s$

Calculando C_s:
$$C_s = 1 - \frac{0.09(1-\frac{50}{5000})}{2 * 0.15 + 0.09}$$
$$C_s = \mathbf{0.77}$$

El cálculo de tensión de paso y tensión de contacto, se realizará considerando personas con un peso aproximado de 70 Kg.

$$E_{PASO\ (70\ Kg)} = (1000 + 6 * 0.77 * 5000)\frac{0.157}{\sqrt{1}} \qquad (volts)$$

$$\boldsymbol{E_{PASO\ (70\ Kg)} = 3642.4\ volts}$$

$$E_{CONTACTO\ (70\ Kg)} = (1000 + 1.5 * 0.87 * 5000)\frac{0.157}{\sqrt{1}} \qquad (volts)$$

$$\boldsymbol{E_{CONTACTO\ (70\ Kg)} = 1063.67\ volts}$$

Diseño preliminar de la malla de tierra

$No. conductores\ horizontales = 13$
$No. conductores\ Verticales = 11$
$No. de\ electrodos\ propuesto = 25$
$Area\ de\ la\ rejilla\ para\ malla = 1499\ m^2$
$Longitud\ total\ de\ los\ conductores = 1048\ m$
$Longitud\ total\ de\ los\ electrodos = 76.25\ m$

Estimación de la resistencia de tierra preliminar en el sistema de tierras

$$R_g = \rho\left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}}\left(1 + \frac{1}{1+h\sqrt{\frac{20}{A}}}\right)\right] \qquad \text{Ec. 12 de la NRF-011-CFE}$$

Donde:
$h = profundidad\ de\ la\ rejilla\ para\ tierra\ en\ metros$
$A = Area\ de\ la\ rejilla\ para\ malla$
$L_T = Longitud\ total\ de\ los\ conductores$
ρ = Resistividad promedio del suelo en Ω–m

Teniendo los valores de:
$h = 0.7\ m$
$A = 1499\ m^2$
$L_T = 1048\ m$
ρ = 50 Ω–m

Sustituimos valores en la Ec.12

$$R_g = 50\left[\frac{1}{1048} + \frac{1}{\sqrt{20 * 1499}}\left(1 + \frac{1}{1 + 0.7\sqrt{\frac{20}{1499}}}\right)\right]$$

$$\boldsymbol{R_g = 0.6\ \Omega} \qquad Resistencia\ de\ tierra\ \text{sin}\ varilla$$

Caculo de la tensión de malla
La fórmula para calcula la tensión de malla es la siguiente:

$E_m = \frac{\rho\, K_m\, K_i I_G}{L_m}$ Ec. 17 de la NRF-011-CFE

Donde:

$\rho =$ *Resistividad promedio del suelo en* Ω–m
$K_m =$ *Factor geométrico (Ecuación 18)*
$K_i =$ *Factor de irregularidad (Ecuación 21)*
$\frac{I_G}{L_m} =$ *Relación de la corriente promedio por unidad de longitud de conductor efectivamente enterrado en el sistema de tierra (Ecuación 22)*

Fórmula para calcular K_m:

$K_m = \frac{1}{2\pi}\left[ln\left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d}\right) + \frac{K_{ii}}{K_h} ln\left[\frac{8}{\pi(2n-1)}\right]\right]$ Ec. 18 de la NRF-011-CFE

Donde:

$D =$ Espaciamiento entre conductores paraleles en metros
$h =$ $Profundidad\ de\ los\ conductores\ en\ la\ rejilla\ para\ tierra\ en\ metros$
$d =$ *Diámetro del conductor de la rejilla para tierra en metros*
$K_h =$ *Factor de corrección relacionado con la profundidad de la malla (Ecuación 19)*
$n =$ *Número de conductores equivalentes en cualquier dirección*

Calculo del K_{ii}

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}}$$

Calculo de K_h:

$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}}$ Ec. 19 de la NRF-011-CFE

Donde:

$h = profundidad\ de\ la\ rejilla\ para\ tierra\ en\ metros$
$h_O = profundidad\ de\ referencia\ y\ es\ igual\ a\ 1\ m$

Calculo de n:

$n = n_a * n_b * n_c * n_d$ Ec. 20 de la NRF-011-CFE

Donde:

$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p}\ Para\ rejillas\ cuadradas\ y\ rectangurares$

Donde:

$L_p = Longitud\ de\ conductores\ en\ la\ periferia\ de\ la\ rejilla\ para\ tierra, dada\ en\ metros.$
$n_b = 1\ Para\ rejillas\ para\ tierra\ cuadradas$

Para cualquier otro caso:

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}}$$

Donde:

$A = Area\ de\ la\ rejilla\ para\ malla\ en\ m^2$
$n_c = 1\ Para\ rejillas\ cuadradas\ y\ rectangulares$

$n_d = 1\ Para\ rejillas\ cuadradas\ y\ rectangulares$
Para la forma de rejilla de la CFE
$n = n_a n_b$

Factor de irregularidad K_i:
$K_i = 0.644 + 0.148 * n$ Ec. 21 de la NRF-011-CFE

Longitud efectiva del Conductor L_m es:

$$L_m = L_C + \left(1.55 + 1.22\left(\frac{L_r}{(L_x{}^2 + L_y{}^2)^{\frac{1}{2}}}\right)\right)L_R$$ Ec. 22 de la NRF-011-CFE

Donde:

$L_c =$ Longitud total de los conductores horizontales en la rejilla para tierra en metros
$L_r =$ Longitud de un solo electrodo vertical varilla de tierra en metros
$L_R =$ Longitud total de los electrodos verticales (Varillas para tierra) conectados a la rejilla en metros.
$L_x =$ Longitud máxima de la rejilla para tierra en la dirección x dada en metros
$L_y =$ Longitud máxima de la rejilla para tierra en la dirección y dada en metros

Calculo de la longitud efectiva del Conductor:
Datos
$L_c = 1048\ m$
$L_r = 3.05\ m$
$L_R = 76.25\ m$
$L_x = 40\ m$
$L_y = 48\ m$
Sustituyendo valores en la Ecuación 22

$$L_m = 1048 + \left(1.55 + 1.22\left(\frac{3.05}{(40^2 + 48^2)^{\frac{1}{2}}}\right)\right)76.25$$

$\boldsymbol{L_m = 1170.72\ m}$
Calculo de n:
Datos
$L_c = 902\ m$
$L_p = 176\ m$
$A = 1499\ m^2$

$$n_a = \frac{2 * 902}{176}$$

$n_a = 10.25$

$$n_b = \sqrt{\frac{176}{4 * \sqrt{1499}}}$$

$n_b = 1.06$
Para la forma de rejilla de la CFE
$n = n_a n_b$
Sustituyendo valores en la fórmula:
$n = 10.25 * 1.06$
$\boldsymbol{n = 10.86}$

Calculo de K_1:
Sustituyendo valores en la ec.21
$K_i = 0.644 + 0.148 * 10.86$
$\boldsymbol{K_i = 2.25}$

Calculo de K_h
Datos
$h = 0.7\ m$
$h_O = 1\ m$
Sustituyendo valores en la ec.19

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{0.7}{1}}$$

$\boldsymbol{K_h = 1.3}$

Calculo de K_{ii}:
$n = 10.86\ m$
Sustituyendo valores

$$K_{ii} = \frac{1}{(2 * 10.86)^{\frac{2}{10.86}}}$$

$\boldsymbol{K_{ii} = 0.56}$

Calculo del factor geométrico K_m
Datos:
$D = 4\ m$
$h = 0.7$
$d = 0.0134$
$K_h = 1.3$
$n = 10.86$
$K_{ii} = 0.56$

Sustituyendo valores en la Ec.18

$$K_m = \frac{1}{2\pi}\left[ln\left(\frac{4^2}{16 * 0.7 * 0.0134} + \frac{(4 + 2 * 0.7)^2}{8 * 4 * 0.0134} - \frac{0.7}{4 * 0.0134}\right) + \frac{0.56}{1.3} ln\left[\frac{8}{\pi(2 * 10.86 - 1)}\right]\right]$$

$\boldsymbol{K_m = 0.66}$

Calculo de la tensión de malla
Datos
$\rho = 50\ \Omega$–m
$K_m = 0.66$
$K_i = 2.25$
$I_G/L_m = 0.01076$
Sustituyendo valores en la ec.17

$$E_m = \frac{50 * 0.66 * 2.25 * 12.6}{1170.72}$$

$\boldsymbol{E_m = 799.61\ volts}$

Calculo de tensión de paso

La fórmula para calcular la tensión de paso:

$E_{PASO} = \frac{\rho I_G K_s K_i}{L_s}$ Ec. 23 de la NRF-011-CFE

Donde:

$K_s = Factor\ geometrico\ (Ec. 25)$

$K_i = Factor\ de\ correccion\ (Ec. 21)$

La longitud efectiva L_s de conductores enterrados es:

$L_s = 0.75L_c + 0.85L_R$ Ec.24 de la NRF-011-CFE

Fórmula para calcular K_S:

$K_s = \frac{1}{\pi}(\frac{1}{2*h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D}(1 - 0.5^{(n-2)}))$ Ec.25 de la NRF-011-CFE

Calcular L_S y L_S:

Datos

$L_c = 1048$

$L_R = 76.25$

$h = 0.7$

$D = 4$

$n = 10.86$

Sustituyendo valores en la Ec.24

$L_s = 0.75 * 1048 + 0.85 * 76.25$

$L_s = 850.81$

Sustituyendo valores en la Ec.25

$$K_s = \frac{1}{\pi}(\frac{1}{2 * 0.7} + \frac{1}{4 + 0.7} + \frac{1}{4}(1 - 0.5^{(10.86-2)}))$$

$K_s = 0.37$

Calcular la tensión de paso:

Datos:

$\rho = 50\ \Omega$–m

$I_G = 12.6$

$K_s = 0.37$

$L_s = 850.81$

$K_i = 2.25$

Sustituyendo valores en la fórmula:

$$E_{PASO} = \frac{50 * 12.6 * 0.37 * 2.25}{850.1}$$

$\boldsymbol{E_{PASO} = 616.95}$

Resultados finales para la red de tierra:

Número de conductores horizontales:	13
Número de conductores verticales:	11
Numero de varillas:	25 Pza.
Diámetro de las varillas:	0.01600 m
Calibre del conductor:	4/0
Longitud total del conductor:	1048 m
Longitud total de las varillas:	76.25 m
Potencial de paso tolerable:	3642.4 volts
Potencial de contacto tolerable:	1063.67 volts
Potencial de paso en la malla:	616.95 volts
Potencial de contacto en la malla:	799.61 volts
Resistencia a tierra de la red de tierra:	0.6 ohms

Descripción	Conductividad del material (%)	Factor α a 20 °C	K_s al 0 °C (0 °C)	Temperatura de fusión T_m (°C)	ρ_r 20 °C ($\mu\Omega \cdot$ cm)	Factor de capacidad térmica por unidad de volumen (d) TCAP [J/(cm^3·°C)]
Cobre recocido suave – inmersión	100,0	0,00393	234	1083	1,72	3,42
Cobre comercial inmersión – dura	97,0	0,00381	242	1084	1,78	3,42
Cobre revestido alambre de acero	40,0	0,00378	245	1084	4,40	3,85
Cable revestido alambre de acero	30,0	0,00378	245	1084	5,86	3,85
Cable revestido barra de acero	20,0	0,00378	245	1084	8,62	3,85
Acero 1020	10,8	0,00160	605	1510	15,90	3,28
Acero revestido barra de acero	9,8	0,00160	605	1400	17,50	4,44
Zinc bañado barra de acero	8,6	0,00320	293	419	20,10	3,93
Acero inoxidable 304	2,4	0,00130	749	1400	72,00	4,03

Tabla 3.1 Constantes de materiales

Duración de falla t_f		Factor de decremento D_f			
Segundos	Ciclos A 60 Hz	X/R = 10	X/R = 20	X/R = 30	X/R = 40
0,00833	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 *

Tabla 3.2 Valores típicos de factor de decremento D_f

3.7 Calculo de apartarrayos

Calculo de apartarrayos para 115 kV

Tensión nominal

$V_{nom} = V_{max} * K_0$

Sustituyendo valores:

$V_{nom} = 123 * 0.72$

$V_{nom} = 88.56\ kV$

Margen de seguridad del 5% para tensiones mayores a 100 kV

$V_{nom} = 88.56 * 1.05$

$\boldsymbol{V_{nom} = 92.93\ kV}$

Tensión máxima de red	Tensión nomi-nal	Tensión de trabajo continuo máxima 1)		Capacidad de sobretensiones temporales 2)		Tensión residual máxima con onda de corriente						
		según IEC	según ANSI/IEEE			30/60 µs			8/20 µs			
U_m kV_{rms}	U_r kV_{rms}	U_c kV_{rms}	MCOV kV_{rms}	1 s kV_{rms}	10 s kV_{rms}	0,5 kA kV_{pico}	1 kA kV_{pico}	2 kA kV_{pico}	5 kA kV_{pico}	10 kA kV_{pico}	20 kA kV_{pico}	40 kA kV_{pico}
243)	24	19.2	19.4	27.6	26.4	46.1	47.6	49.5	53.6	56.4	62.1	69.4
363)	30	24.0	24.4	34.5	33.0	57.6	59.5	61.8	67.0	70.5	77.6	86.8
	36	28.8	29.0	41.4	39.6	69.2	71.4	74.2	80.4	84.6	93.1	105
52	42	34	34.0	48.3	46.2	80.7	83.3	86.5	93.8	98.7	109	122
	48	38	39.0	55.2	52.8	92.2	95.1	98.9	108	113	125	139
	51	41	41.3	58.6	56.1	98.0	102	105	114	120	132	148
	54	43	43.0	62.1	59.4	104	107	112	121	127	140	157
	60	48	48.0	69.0	66.0	116	119	124	134	141	156	174
	72	58	58.0	82.8	79.2	139	143	149	161	170	187	209
72	54	43	43.0	62.1	59.4	104	107	112	121	127	140	157
	60	48	48.0	69.0	66.0	116	119	124	134	141	156	174
	66	53	53.4	75.9	72.6	127	131	136	148	156	171	191
	72	58	58.0	82.8	79.2	139	143	149	161	170	187	209
	75	60	60.7	86.2	82.5	144	149	155	168	177	194	217
	78	62	63.1	89.7	85.8	150	155	161	175	184	202	226
	81	65	65.6	93.1	89.1	156	161	167	181	191	210	235
	84	67	68.0	96.6	92.4	162	167	173	188	198	218	243
100	75	59	60.7	86.2	82.5	144	149	155	168	177	194	217
	78	61	63.1	89.7	85.8	150	155	161	175	184	202	226
	84	65	68.0	96.6	92.4	162	167	173	188	198	218	243
	90	69	72.0	103	99.0	173	179	186	201	212	233	261
	96	74	77.0	110	105	185	191	198	215	226	249	278
123	90	72	72.0	103	99.0	173	179	186	201	212	233	261
	96	77	77.0	110	105	185	191	198	215	226	249	278
	102	78	82.6	117	112	196	203	210	228	240	264	295

Tabla 3.3 Datos de protección garantizados de apartarrayos de la Mca.ABB

Tensión máxima de red	Tensión nominal	Revesti-miento	Distan-cia de fuga	Aislamiento externo *)				Dimensiones					
				1,2/50 µs seco	50 Hz húmedo (60s)	60 Hz húmedo (10s)	250/2.500 µs húmedo						
U_m kV_{rms}	U_r kV_{rms}		mm	kV_{pico}	kV_{rms}	kV_{rms}	kV_{pico}	Masa kg	$A_{máx.}$	B	C	D	Fig.
24	24	XV024	1363	283	126	126	242	16	481	-	-	-	1
36	30-36	XV036	1363	283	126	126	242	16	481	-	-	-	1
52	42-72	XV052	2270	400	187	187	330	24	736	-	-	-	1
72	54-72	XV072	2270	400	187	187	330	24	736	-	-	-	1
	75-84	XV072	3625	578	293	293	462	35	1080	-	-	-	1
100	75-96	XV100	3625	578	293	293	462	35	1080	-	-	-	1
123	90-120	XH123	3625	578	293	293	462	35	1080	-	-	-	1
	90-96	XV123	4540	800	374	374	660	46	1417	400	-	160	4
	108-144	XV123	4540	800	374	374	660	44	1397	-	-	-	3
	150	XV123	4988	861	419	419	704	47	1486	-	-	-	3

Tabla 3.4 Datos técnicos de los revestimientos de apartarrayos de la Mca.ABB

Verificación del margen de protección:
El margen debe estar por encima del 25%

$$MP = \left(\frac{NBAI}{V_m} - 1\right) * 100$$

$NBAI = 550$

$V_m = Tension\ maxima\ a\ frente\ de\ onda\ 1.2/50\ \mu s\ (catalago)$

Sustituyendo valores:

$$MP = \left(\frac{550}{226} - 1\right) * 100$$

$$\boldsymbol{MP = 143.36\%}$$

El margen de protección supera el 25%, el apartarrayos seleccionado, cumple con los márgenes de protección mínimas.

Localización del apartarrayos:

$$e = \frac{(V_x - V_p) * 300}{2 * s}$$

Donde:

$e = Distancia\ del\ apartarrayos\ del\ objeto$

$V_x = Tension\ maxima\ en\ el\ equipo\ a\ protejer, se\ considera\ un\ 80\%\ del\ NBAI$

$S = Tension\ de\ frente\ de\ onda\ en\ [kV/\mu seg]$

$$S = \left(\frac{Tension\ nominal\ del\ apartarrayos}{12}\right) * 100$$

Calcular S:

$$S = \left(\frac{96}{12}\right) * 100 = 800$$

Calculando distancia del apartarrayos:

$$e = \frac{((0.8 * 550) - 226) * 300}{2 * 800} = \boldsymbol{40.1\ m}$$

El apartarrayos se debe colocar a máximo a 40.1 m de distancia del equipo a proteger.

Calculo de apartarrayos para 13.8 kV

Tensión nominal

$V_{nom} = V_{max} * K_0$

Sustituyendo valores:

$V_{nom} = 15 * 0.72$

$V_{nom} = 10.8\ kV$

Margen de seguridad del 10% para tensiones menores a 100 kV

$V_{nom} = 10.8 * 1.1$

$\boldsymbol{V_{nom} = 11.88\ kV}$

TENSIÓN AGUANTE AL AISLAMIENTO

								Tensiones residuales máximas			
Catálogo IUSA	Descripción corta CFE	Nivel de contaminación	Tensión nominal de apartarrayos	Al impulso 1.2/50 μ (kV cresta)	60 Hz eficaz en húmedo 1 min (kV eficaz)	Distancia min. de fuga (mm)	T.C.O. (kV eficaz)	Al impulso de corriente por maniobra 30/60 μ (kV cresta)	Al impulso de corriente escarpado 1/20 μ (kV cresta)	Al impulso de corriente de rayo 8/20 μ (kV cresta)	Valor máx. de descargas parciales
APSIL-10	ADOM-10	MEDIA	10	75	24,0	495	8,4	29	36	40	10
	ADOMC-10	ALTA	10	75	24,0	495	8,4	29	36	40	10
APSIL-12	ADOM-12	MEDIA	12	85	27,0	495	10,2	35	44	48	10
	ADOMC-12	ALTA	12	85	27,0	495	10,2	35	44	48	10
APSIL-18	ADOM-18	MEDIA	18	125	36,0	830	15,3	53	65	72	10
	ADOMC-18	ALTA	18	125	36,0	830	15,3	53	65	72	10
APSIL-21	ADOM-21	MEDIA	21	125	36,0	830	17	61	76	84	10
	ADOMC-21	ALTA	21	125	36,0	830	17	61	76	84	10
APSIL-27	ADOM-27	MEDIA	27	150	60,0	1030	22	79	98	108	10
	ADOMC-27	ALTA	27	150	60,0	1030	22	79	98	108	10
APSIL-30	ADOM-30	MEDIA	30	150	60,0	1030	24,4	87	108	120	10
	ADOMC-30	ALTA	30	150	60,0	1030	24,4	87	108	120	10
APSIL-24	DOM 23 LyF	ALTA	24	150	50,0	830	19,5	67	83	92	10

Tabla 3.5 Datos de las características de apartarrayos de la Mca. IUSA

Verificación del margen de protección:

El margen debe estar por encima del 25%

$$MP = \left(\frac{NBAI}{V_m} - 1\right) * 100$$

$NBAI = 110$

$V_m = Tension\ maxima\ a\ frente\ de\ onda\ 1.2/50\ \mu s\ (catalago)$

Sustituyendo valores:

$$MP = \left(\frac{110}{85} - 1\right) * 100$$

$\boldsymbol{MP = 29\%}$

El margen de protección supera el 25%, el apartarrayos seleccionado, cumple con los márgenes de protección mínimas.

Localización del apartarrayos:

$$e = \frac{(V_x - V_p) * 300}{2 * s}$$

Donde:

$e = Distancia\ del\ apartarrayos\ del\ objeto$

$V_x = Tension\ maxima\ en\ el\ equipo\ a\ protejer, se\ considera\ un\ 80\%\ del\ NBAI$

$S = Tension\ de\ frente\ de\ onda\ en\ [kV/\mu seg]$

$$S = \left(\frac{Tension\ nominal\ del\ apartarrayos}{12}\right) * 100$$

Calcular S:

$$S = \left(\frac{12}{12}\right) * 100 = 100$$

Calculando distancia del apartarrayos:

$$e = \frac{((0.8 * 110) - 85) * 300}{2 * 100} = \mathbf{4.5}$$

El apartarrayos se debe colocar a máximo a 4.5 m de distancia del equipo a proteger.

3.8 Interruptores de potencia

Selección
Determinar características fundamentales:

- Voltaje nominal y nivel de aislamiento

	Tensión primaria	Tensión secundaria
Tensión nominal:	115 kV	13.8 kV
NBAI:	550 kV	110 kV

- Corriente nominal
  Corriente que circulara en los interruptores
  Alta tensión
  $$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3} * kV} = \frac{20,000\ kVA}{\sqrt{3} * 115\ kV} = \mathbf{100.4\ A}$$

  Baja tensión
  $$I_n = \frac{kVA}{\sqrt{3} * kV} = \frac{20,000\ kVA}{\sqrt{3} * 13.8\ kV} = \mathbf{836.7\ A}$$

- Capacidad interruptiva
  Para este cálculo es necesario calcular el cortocircuito en el punto donde se instalarán los nuevos interruptores de potencia para proteger el transformador que sustituye al anterior. Los cuales ya fueron calculados, los valores obtenidos fueron los siguientes:
  Alta tensión:
  $P_{cc} = 3,740.48\ MVA$
  Baja tensión:
  $P_{cc} = 190.8\ MVA$

- Corriente de corto circuito
  La corriente de corto circuito se calcula de la siguiente manera:
  $$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3} * kV}$$
  Alta tensión (115 kV):
  $$I_{cc} = \frac{3,740.48}{\sqrt{3} * 115} = \mathbf{18.8\ kA}$$
  Baja tensión (13.8 kV):
  $$I_{cc} = \frac{190.8}{\sqrt{3} * 13.8} = \mathbf{7.99\ kA}$$

- Frecuencia nominal
  La frecuencia será la del sistema que suministra la energía la cual es 60 Hz.

Por consideraciones de la CFE los interruptores de potencia a utilizar se mencionan a continuación:

Alta tensión (115 kV):
La descripción corta de la CFE: **INT. DE POT. ISTM-SF6-550-123-1250-25**

Baja tensión (13.8 kV):
La descripción corta de la CFE: **INT. DE POT. ISVAC-110-3-15-1250-25**

3.9 Cables de control

Estos cables de control **Figura 3.7**, no requieren de un análisis detallado para su selección, en los sistemas de control la condición especial característica de sus cables es que sean resistentes contra fenómenos transitorios atmosféricos, contra picos de voltaje o de corriente por Inrush.

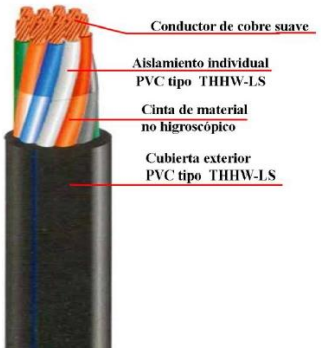


Figura 3.7 Cable de control

En la siguiente **Tabla 3.6** se muestran criterios de cableado de control para subestaciones con base a la NOM-001-SEDE.

Tipo de cable	aplicación
4 # 2.08 mm² (14 AWG). CB *	De TPI's o TPC's a caseta de control
6 # 2.08 mm² (14 AWG). CB *	Interconexiones entre fases de TPI's o TPC's de (400, 230 y 115) kV
4 # 5.26 mm² (10 AWG). CB *	De TC's 400, 230 y 115 kV a caseta de control
6 # 5.26 mm² (10 AWG). CB *	Interconexiones entre fases de TC's de (115, 230 y 400) kV
2 # 5.26 mm² (10 AWG)	Interconexiones en caseta de control (servicios propios)
4 # 5.26 mm² (10 AWG)	Cierre y disparo No. 1 interruptores 230 kV Disparo No. 2 interruptores (230 y 115) kV Interconexiones en caseta control
6 # 5.26 mm² (10 AWG)	Disparo monopolar bobina No. 1 interruptores 400 kV Disparo monopolar bobina No. 2 interruptores 400 kV
2 # 2.08 mm² (14 AWG)	Control de cuchillas (230 y 115) kV Interconexiones en caseta de control
4 # 2.08 mm² (14 AWG)	Interconexiones entre fases de bancos Interconexiones en caseta control
7 # 2.08 mm² (14 AWG)	Alarmas y señalización Control de cuchillas (230 y 115) kV Interconexiones entre fases de bancos Interconexiones en caseta de control Interconexiones entre fases de cuchillas e interruptores (230 y 115) kV
10 # 2.08 mm² (14 AWG)	Interconexiones entre fases de bancos Interconexiones en caseta de control Gabinete centralizador de bancos de potencia a caseta de control
4 # 2.08 mm² (14 AWG)	Interconexiones en caseta de control
16 # 2.08 mm² (14 AWG)	Interconexiones en caseta de control
* CB = Cable con Pantalla de Blindaje	

Tabla 3.6 Cableado de subestaciones

4. Conclusiones

Las pruebas eléctricas de diagnóstico a los transformadores de potencia son muy importantes debido a que ofrecen una serie de indicadores acerca de las condiciones internas en que se encuentra el transformador de potencia, desde el sistema de aislamiento, las condiciones de los devanados, el núcleo, las boquillas, etc.

Dependiendo del tipo de prueba realizada se diagnostica la situación o tendencia de la parte interna a estudiar y permite al personal técnico tomar acciones a futuro para la reparación, evaluación de una falla y mantenimiento del equipo, esto para realizar juicios y diagnósticos sobre qué es lo que conviene para prolongar la vida útil de la unidad transformadora, para así asegurar su futura confiabilidad durante su futura operación

Cuando los resultados de las pruebas de factor de potencia hechas al sistema aislante excedan los valores límites establecidos por los fabricantes de transformadores de potencia es necesario tomar acciones correctivas como el tratamiento del aceite y secado de la parte activa, el primero si la humedad reside principalmente en el aceite y el segundo si la mayor parte de la humedad se encuentra en el aislamiento solido del transformador.

Para que un transformador de potencia sea puesto en servicio una de las condiciones más importantes es aprobar las pruebas eléctricas de aislamiento. Cuando al aceite no se le ha hecho mantenimiento por largo tiempo y sus parámetros de aceptación quedan por debajo de los valores permitidos por las normas de la CFE se debe realizar un proceso de regeneración del aceite, este proceso consta principalmente de tres etapas: extraer la humedad, elevar la rigidez dieléctrica y restablecer las propiedades aislantes del aceite.

La realización del proyecto en la CFE nos permitió la familiarización con el esquema de trabajo, las normas de seguridad y la adquisición de experiencia desde el proceso de elección del equipo y sus accesorios, e igual conocer el proceso de desmontaje de las piezas hasta el funcionamiento de los elementos de protección como interruptores, seccionadores, pararrayos etc. Además de poder tener la oportunidad de conocer el interior de la subestación Bochil.

Es recomendable que previo a la ejecución de las pruebas de diagnóstico, se revisen las medidas de seguridad y recomendaciones de cada prueba con la finalidad de evitar daños en los equipos de medición, en el transformador y prevenir futuros accidentes al personal que esté a cargo del desempeño de la subestación.

Referencia Bibliográficas

- Enríquez Harper, G. (1980). *Elementos de diseño de subestaciones eléctricas* (No. 629.2502 E5).
- Harper, G. E. (2006). *Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión*. Editorial Limusa.
- Fitzgerald, A. E., Charles, U., Milanés, S. D. Y., & Jorge, N. S. (1992). *Electric machinery. Máquinas eléctricas*.
- Harper, G. E. (1988). *El ABC de las máquinas eléctricas* (Vol. 1). Editorial Limusa.
- Mora, J. F. (2008). *Máquinas eléctricas* (Vol. 5). McGraw-Hill.
- Pérez, P. A. (2001). *Transformadores de distribución: teoría, cálculo, construcción y pruebas*. Reverté.
- Luis A. Siegert C. (1989). *Alta tensión y sistemas de transmisión*. Limusa.
- Wildi, T. (2007). *Máquinas eléctricas y sistemas de potencia*. Pearson educación.
- Raull, J. (1992). Diseño de subestaciones eléctricas. *México: Editorial McGraw-Hill*.
- Harper, G. E. (1978). *Estudio de sobretensiones transitorias en sistemas eléctricos y coordinación de aislamiento*. Limusa.
- Procedimiento de prueba de campo para equipo primario de subestaciones de distribución (SOM-3531), Capitulo 3. Transformadores, Autotransformadores y Reactores.
- GUIA DE CRITERIOS BASICOS PARA SUBESTACIONES-CFE
- NRF-003-CFE-2000 Apartarrayos de óxidos metálicos para subestaciones
- ESPECIFICACION CFE DCDSET01 DISEÑO DE SUBESTACIONES DE TRANSMISION
- NRF-003-CFE-2010 INTERRUPTORES DE POTENCIA DE 72,5 kV HASTA 400 kV
- MANUAL CFE DCDSEBPE DISEÑO DE SUBESTACIONES ELECTRICAS DE DISTRIBUCION EN BAJO PERFIL Y ENCAPSULADAS EN SF_6
- NRF-001-CFE-2004 SISTEMA DE TIERRA PARA PLANTAS Y SUBESTACIONES ELECTRICAS
- ESPECIFICACION CFE L0000-06 COORDINACION DE AISLAMIENTO

Anexo A: Relé Buchholz

El relé de gas o relé Buchholz, protege al transformador de sobrecargas peligrosas y fallas en el aislamiento. Este relé se coloca en el tubo que une la cuba principal con el depósito de expansión, observar **Figura A.1**, este dispositivo funciona por el movimiento del vapor del aceite, el cual es producido por calentamiento anómalo del transformador que hace bascular dos flotadores.

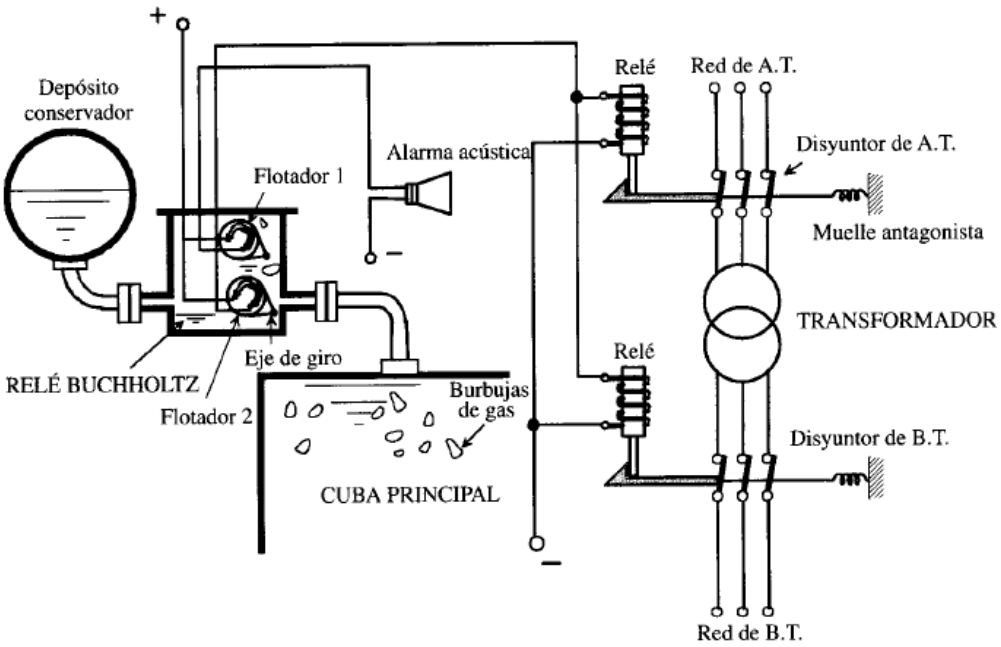


Figura 3.7. Relé Buchholz y esquema eléctrico de protección.

Figura A.1 Rele Buchholz y esquema eléctrico de proteccion

El primer flotador es sensible a las sobrecargas ligeras, al bajar de posición activa una alarma acústica. Mientras el segundo flotador es sensible a sobrecargas elevadas, estas sobrecargas elevadas forman una tumultuosa de gas en la cuba principal, este gas empuja el segundo flotador, el cual acciona el cierre de unos relés que controlan el disparo de unos disyuntores de entrada y salida del transformador.

Anexo B: Tipos de enfriamientos

Tipo OA
Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural, siendo este el enfriamiento más común y económico, el aceite aislante circula por convección natural dentro del tanque con paredes lisas o corrugadas, también pueden tener enfriadores tubulares o de radiadores separable [CAP.1-PAG.9]. Es utilizado en transformadores de capacidades mayores a 50 kVA, para los trasformadores de potencia este tipo de enfriamiento se considera como básico y es utilizado por norma para verificar su capacidad.

Tipo OA/FA
Transformador sumergido en aceite con enfriamiento a base de aire reforzado, siendo básicamente del tipo OA con la diferencia que se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor, por lo tanto, se aumenta los kVA de salida del transformador.

Tipo OA/FA/FOA
Transformador sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento a base de aire reforzado y a base de aceite forzado, utiliza radiadores desprendibles normales, más ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas conectadas a los cabezales de los mismos.

Tipo FOA
Transformador sumergido en aceite con enfriamiento con aceite forzado con enfriamiento de aire forzado. Estos utilizan cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite, para enfriar el aceite, se colocan fuera del tanque. El diseño esta destinado a usarse con los ventiladores y bombas de aceite.

Tipo OW
Transformador sumergido en aceite con enfriamiento con agua, se utiliza un cambiador de calor tubular, instalado afuera del tanque, el agua circula en el interior de los tubos y se drena por gravedad o mediante una bomba, el aceite fluye estando en contacto con la superficie de los tubos. Hoy en día no son muy comunes.

Tipo FOW
Transformador sumergido en aceite con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada, es igual al tipo FOA, solo que el intercambiador de calor es del modelo agua-aceite, no contiene ventiladores.

Tipo AA
Transformadores tipo seco con enfriamiento propio. No contienen aceites u otro líquido para efectuar funciones de aislamiento y enfriamiento. De tal manera que el aire es el único aislante.

Tipo AFA
Transformadores tipo seco con enfriamiento por aire forzado. Utiliza un ventilador para hacer circular el aire hasta el núcleo, por medio de ductos.

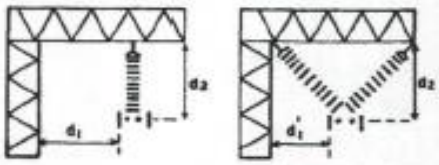
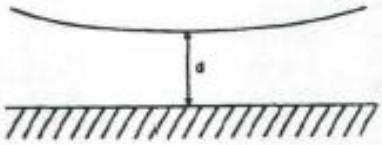
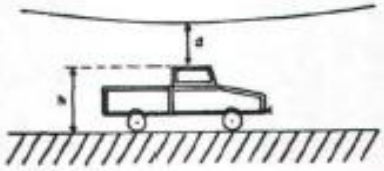
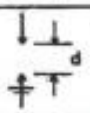
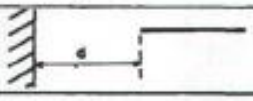
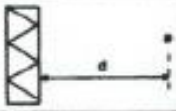
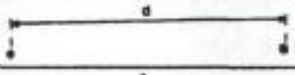
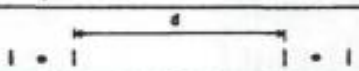
Tipo AA/FA
Transformadores tipo seco con enfriamiento propio, con enfriamiento por aire forzado, Consta de enfriamiento natural y por circulación forzada por ventiladores, el control es automático y opera por medio de un relevador térmico.

Anexo C: Tabla de constantes para diferentes configuraciones de electrodos

ANEXO 1	COORDINACION DE AISLAMIENTO	ESPECIFICACION CFE L0000-06

17 de 96

TABLA 4 - Constantes para diferentes configuraciones de electrodos

Tipo de configuración (sobretensión fase-tierra)	Ilustraciones	K1 1)	K2 2)	k3 3)
Conductor-estructura (línea de transmisión)		1.40	1.25	550
Conductor-ventana		1.30	1.20	550
Conductor-suelo		1.30	1.10	550
Conductor-objeto a tierra (vehículos, equipo mecánico, de maniobras, etc.)		1.45	1.35	550
Varilla-varilla		1.20	1.40	480
Punta-plano		1.20	1.00	480
Conductor-estructura		1.45	1.35	550
Conductor-conductor (sobretensión fase-fase)		—	1.50	550
Anillo equipotencial-anillo equipotencial		—	1.60	550

1) K1 Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones a la frecuencia del sistema (60 Hz).
2) K2 Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones por maniobra de interruptores.
3) K3 Factor de electrodos ("gaps") para sobretensiones por rayo.

800220

Anexo E: Tabla del Factor de corrección por presión a distintas altitudes

ANEXO 2 COORDINACION DE AISLAMIENTO

ESPECIFICACION CFE L0000-06

19 de 96

TABLA 6 - Factor de corrección por presión a distintas altitudes

Altitud en m	Presión kPa	Presión mm Hg	Factor de corrección δ	Altitud en m	Presión kPa	Presión mm Hg	Factor de corrección δ
0	101.3	760	1.000	2500	74.7	560	0.737
100	100.1	751	0.988	2600	73.9	554	0.728
200	98.9	742	0.976	2700	72.8	546	0.718
300	97.7	733	0.965	2800	72.0	540	0.710
400	96.8	726	0.954	2900	70.8	531	0.698
500	95.5	716	0.942	3000	70.1	526	0.692
600	94.3	707	0.931	3100	69.2	519	0.683
700	93.2	699	0.919	3200	68.3	512	0.674
800	92.1	691	0.908	3300	67.5	506	0.665
900	90.9	682	0.897	3400	66.5	499	0.656
1000	90.5	679	0.893	3500	65.6	492	0.647
1100	88.8	666	0.876	3600	64.8	486	0.639
1200	87.7	658	0.866	3700	63.9	479	0.629
1300	86.7	650	0.855	3800	62.9	472	0.621
1400	85.6	642	0.845	3900	62.1	466	0.613
1500	84.5	634	0.834	4000	61.3	460	0.605
1600	83.6	627	0.824	4100	60.5	454	0.597
1700	82.5	619	0.814	4200	69.7	448	0.590
1800	81.5	611	0.804	4300	69.1	443	0.583
1900	80.5	604	0.794	4400	58.4	438	0.576
2000	79.5	596	0.784	4500	57.7	433	0.569
2100	78.5	589	0.774	4600	57.1	428	0.562
2200	77.5	581	0.765	4700	56.3	422	0.555
2300	76.5	574	0.756	4800	55.6	417	0.549
2400	75.6	567	0.746	4900	54.9	412	0.542

800220

Anexo F: Tabla de Niveles de aislamiento

ANEXO 3	COORDINACION DE AISLADORES	ESPECIFICACION CFE L0000-06

22 de 96

TABLA 7 - Niveles de contaminación

Nivel de contaminación	Características ambientales	Distancia de fuga recomendada cm/kV fase a neutro [1]	Observaciones [2]
Ligera	Areas sin industrias, zonas rurales sin quema de forraje o hierba, áreas que están situadas lejos del mar o a grandes altitudes sobre el nivel del mar y que no están expuestas a la brisa marina, áreas con baja densidad industrial pero sujetas a vientos frecuentes y/o lluvias, zonas agrícolas con bajo uso de fertilizantes y plagicidas o con uso moderado y lluvias frecuentes.	2.0 a 2.5	No se han observado fallas en condiciones de alta humedad (niebla, llovizna, etc.) en líneas de 145 kV aun cuando hayan sido equipadas con menos de 9-10 aisladores del tipo normal [3], ni en líneas de 245 kV equipadas con menos de 15 de dichos aisladores.
Media	Areas con industrias que no producen humos contaminantes, o áreas con industrias pero que están expuestas a vientos frecuentes y/o lluvias, áreas expuestas a vientos marinos pero no demasiado cerca de las costas (por lo menos a 1 km de distancia de la costa), zonas con niebla ligera, zonas rurales con uso de fertilizantes y plagicidas.	3.0 a 3.5	Ocurren fallas en condiciones de niebla en líneas de 145 kV con menos de 9-10 aisladores del tipo normal[3] y en líneas de 245 kV equipadas con menos de 15 de dichos aisladores.
Alta	Areas con alta densidad industrial, áreas cercanas al mar (menos de 1 km de la costa) o expuestas a brisas marinas, zonas expuestas a la acción de los polvos de cemento, carbón con lluvias ligeras, combinaciones de algunas características anteriores con niebla, zonas urbanas de alto índice de población con humos derivados del petróleo, polvo y lluvia ligera .	4.0 a 5.0	Ocurren fallas en condiciones de niebla, o cuando el viento sopla del mar, en líneas de alta tensión equipadas con aisladores del tipo normal[3], a menos que el número de unidades por cadena sea excepcionalmente grande: más de 11-12 unidades en líneas de 145 kV y más de 18 unidades en líneas de 245 kV
Extra Alta	Areas de extensiones moderadas sujetas a humos productos de procesos industriales de tipo contaminante, áreas de extensión moderada cercanas a las costas y expuestas a brisas marinas muy fuertes, en áreas de baja densidad industrial pero expuestas a brisas marinas.	Mayores de 6.0	Ocurren fallas en condiciones de niebla o durante tormentas salinas en líneas de alta tensión, aun cuando hayan sido equipadas con aisladores tipo anticontaminación (4)a menos que el número de unidades por cadena sea excepcionalmente alto: más de 12 unidades anticontaminación en líneas de 145 kV y a más de 18 unidades anticontaminación en líneas de 245 kV.

NOTAS:

1) Los valores de distancia de fuga recomendados se establecen para mediciones hechas en aisladores de suspensión tipo normal por lo que se pueden tener ligeras variantes en los aisladores de equipos. Para mayor detalle sobre las características de los aisladores ver especificaciones: CFE 52200-02 Aisladores de Suspensión; 52000-03 Aisladores de Alfiler.

2) Las observaciones indicadas fueron tomadas de la norma internacional IEC 71-2, por lo que las tensiones mencionadas tienen un valor distinto a las usadas en CFE, pero se dejaron a manera de ejemplo.

3) Se hace referencia a un aislador normal con las siguientes características: altura 146 mm, diámetro 254 mm.

4) La referencia a los aisladores anticontaminación es algo imprecisa debido a la gran variedad de aisladores anticontaminación que actualmente están en servicio en líneas de alta tensión.

800220