

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

SELECCIÓN DE EQUIPO PARA UNA SUBESTACIÓN
ELÉCTRICA DE 115/23 kV.

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO ELÉCTRICO - ELECTRÓNICO
P R E S E N T A :
IVAN DANIEL RANGEL LARA



DIRECTOR DE TESIS: ING. JOSÉ RAÚLL MARTÍN

CD. UNIVERSITARIA, MÉXICO, D.F.

JUNIO 2009

DEDICATORIA

A Dios por otorgarme esta vida llena de fortaleza, y con tantas oportunidades para alcanzar este logro. A la Santa Cruz por darme fuerza para acabar mis estudios.

A mis padres Daniel Rangel y Socorro Lara, por guiar de forma adecuada mi camino, y por hacerme un hombre fuerte y lleno de coraje para enfrentar adversidades.

A mis hermanos Evelin y Edgar por acompañarme en todo momento de mi vida, y brindarme toda la sabiduría que poseo.

A Terry y a Walker por darme su compañía en momentos tan difíciles y saludarme cada día que llegaba de trabajar.

A mis abuelitos Daniel[†] y Leonor por hacerme ver que el esfuerzo es un aspecto esencial en la vida y que no importa que tan graves sean las circunstancias, nunca hay que darse por vencido ante los retos.

A mis abuelitos Francisco y Carmen por enseñarme que el trabajo es lo que hace fuerte a las personas, pero más cuando lo hacemos con inteligencia y veracidad.

A toda mi familia por que los aprecio inmensamente.

A mis amigos que han sembrado una semilla de tiempo y vivencias en mi mente y corazón la cual crece cada día que vivimos una experiencia más, que aunque a algunos ya no los veo tan seguido sé que están presentes. Gracias por brindarme su valiosa amistad y compañía.

RECONOCIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México y a la Facultad de Ingeniería por darme la oportunidad de formar parte de este grandioso recinto que es la máxima casa de estudios, por innumerables oportunidades que me ofrecen para aprender cada día algo nuevo que fortalece mi persona e integridad profesional.

Al Ing. José Raúl Martín por su valioso apoyo en el desarrollo de esta tesis, así como a sus consejos y su paciencia. Gracias por que de usted aprendí a no desistir y lejos de ello a entregar más del cien por ciento en todo lo que nos propongamos a realizar.

A la Coordinación de Servicios Electromecánicos de la Dirección de Infraestructura porque es parte de mi educación profesional, porque gracias a ella he obtenido logros importantes no solo educativos sino también personales. Gracias al Ing. Guillermo Rivas Blancas por haberme dado la oportunidad de participar en el programa: “Red de Alta Tensión, Alumbrado Exterior y Sistemas Complementarios”, y por haber aprendido cosas indispensables para mi carrera.

A cada uno de mis profesores porque gracias a sus enseñanzas ahora soy una persona íntegra, pero sobre todo porque ahora soy Ingeniero.

ÍNDICE

DEDICATORIA	i
RECONOCIMIENTOS	ii
ÍNDICE	iii
1. INTRODUCCIÓN.	1
1.1. GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	2
1.2. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	5
1.3. EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEN)	7
1.3.1. Capacidad de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN)	8
1.4. RED ELÉCTRICA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (L. Y F.C.)	10
1.4.1. Diagramas de Conexiones	12
2. CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES.	19
2.1. DEFINICIÓN DE SUBESTACIÓN ELÉCTRICA	19
2.2. POR LA CORRIENTE QUE OPERA	20
a) Corriente directa	20
b) Corriente alterna	20
a.a) S.E. corriente directa rectificadora	20
a.b) S.E. corriente directa inversora	20
2.3. POR LA FUNCIÓN QUE DESEMPEÑA	20
a) Subestación eléctrica elevadora	21
b) Subestación eléctrica reductora (Receptora primaria)	22
c) Subestación eléctrica reductora (Receptora secundaria)	23
d) Subestación eléctrica de enlace o distribución	24
e) Subestación eléctrica de switcheo o maniobra	24
f) Subestación eléctrica convertidora	24
g) Subestación eléctrica rectificadora	25
2.4. POR SU CONSTRUCCIÓN	25
a.a) Subestación eléctrica interior convencional	25
a.b) Subestación eléctrica interior compacta	25
a.c) Subestación eléctrica interior blindada en SF ₆	27
b.a) Subestación eléctrica intemperie convencional	28
b.b) Subestación eléctrica intemperie compacta	29
b.c) Subestación eléctrica intemperie blindada en SF ₆	30
3. ELEMENTOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.	34
3.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA	34
3.2. INTERRUPTOR DE POTENCIA	39
3.3. RESTAURADOR	42
3.4. CUCHILLAS	43
3.5. FUSIBLES	45
3.6. CUCHILLAS DESCONECTADORAS	47

3.7. BARRAS COLECTORAS	49
3.8. CONEXIONES DE LAS BARRAS PRINCIPALES	50
3.9. APARTARRAYOS	58
3.10. TABLERO DE CONTROL	60
3.11. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO	61
3.12. EQUIPO DE MEDICIÓN	64
3.13. AISLADORES	69
3.14. CONECTORES	69
3.15. BLINDAJE	70
3.16. SISTEMA CONTRA INCENDIO	70
3.17. SISTEMA DE TIERRAS	71
4. SELECCIÓN DE EQUIPO.	74
4.1. MÉTODOS DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO	74
a) Cantidades en por ciento y en por unidad, en estudios de cortocircuito	75
b) Cálculo de cortocircuito por el método aproximado o del bus infinito	79
c) Método de los MVA	80
d) Método de las componentes simétricas	81
4.2. SELECCIÓN DE EQUIPO	82
a) Selección de interruptores	82
b) Selección de cuchillas	84
c) Selección de barras colectoras	84
d) Selección de aisladores de barras	88
e) Selección de transformadores de corriente	89
f) Selección de transformadores de potencial	91
4.3. PROBLEMA DE SELECCIÓN DE EQUIPO	91
CONCLUSIONES.	99
REFERENCIAS.	100

INTRODUCCIÓN

Energía y desarrollo son conceptos estrechamente unidos. La energía permite utilizar los recursos de una manera eficiente y dar cobertura a las necesidades de la población. Por ello, un suministro energético suficiente, accesible y de calidad queda ligado al desarrollo de la sociedad, aunque es inevitable un impacto ambiental.

El crecimiento de la población, la necesidad de equilibrar las desigualdades y una vocación de progreso requiere un mayor suministro energético. Realizar y mantener este suministro de una forma aceptable por nuestro entorno es el reto conocido como desarrollo sostenible. Dentro del campo energético, la electricidad constituye uno de los vectores básicos. Como vector energético, no es una fuente de energía, sino una forma de energía que se genera a través de fuentes primarias, las cuales poseen una gran facilidad de aplicación.

La electricidad es un recurso energético eficiente, limpio y cuyo consumo queda liberado de las principales acciones sobre el medio ambiente. Es por tanto la fase de generación la que concentra los efectos ambientales ligados al consumo energético. La sostenibilidad en la generación de la electricidad impone desarrollos tecnológicos que proporcionen un menor impacto ambiental, una producción suficiente, fiable, de calidad y competitiva.

Los efectos ambientales de la generación eléctrica se derivan de la utilización y agotamiento de recursos naturales; de las emisiones realizadas (combustión), de los vertidos originados; de los residuos convencionales y radioactivos producidos y del riesgo de la producción de accidentes graves con impacto en el entorno.

Un análisis completo de los efectos ambientales asociados a cada tecnología exige considerar:

-Todas las actividades: extracción y transporte de combustible, generación y transporte de electricidad. Disposición de los residuos generados.

-Todo su ciclo de vida, la construcción de la infraestructura, equipo e instalaciones necesarias. Su operación, mantenimiento y desmantelamiento.

1.1. GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

La energía eléctrica es la forma de energía más utilizada debido a su fácil capacidad para transformarse en otras formas de energía (luminosa, mecánica, calorífica, etc.), y además por que es posible transportarla a largas distancias con bajos costes y rendimientos considerablemente altos.

Sin embargo el sistema de suministro eléctrico comprende un panorama complejo de medios y elementos útiles para la *generación*, el *transporte* y la *distribución* de la energía eléctrica. Este conjunto esta previsto de mecanismos de control, seguridad y protección.

-*Generación*. La generación de energía eléctrica, en términos generales consiste en transformar alguna clase de energía no eléctrica (química, mecánica, luminosa, etc.) en energía eléctrica. Para la generación industrial de energía eléctrica se recurre a instalaciones denominadas centrales eléctricas, que constituyen el primer escalón del sistema de suministro eléctrico. Una central eléctrica utiliza fuentes de energía primaria para hacer girar una turbina que, a su vez, hace girar un alternador, generando así electricidad. A continuación se describen los diversos tipos de centrales generadoras.

Central Hidroeléctrica.

Una central hidroeléctrica es aquella que utiliza para la generación de energía eléctrica el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central (Figura 1.1). En ella el agua es conducida mediante una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central. Allí el agua mueve las paletas curvas de una turbina, este movimiento de rotación es transferido, mediante un eje, a un generador el cual se encarga de transformar la energía mecánica en energía eléctrica.



Figura 1.1 Central Hidroeléctrica.

Elementos de una Central Hidroeléctrica.

-Presa. Su principal función es retener el agua embalsada, y esta provista de una compuerta que regula el paso de la misma.

-Canal. El canal conduce el agua del embalse a las turbinas.

-Grupo Generador. Se conforma por la turbina y el generador. Aquí es donde la turbina gira accionada por la energía hidráulica y transmite el movimiento al generador, que a su vez produce energía eléctrica.

-Transformadores. Estos elementos aumentan la tensión de la energía eléctrica para después enviarla a las redes de transporte.

Clasificación de las centrales hidroeléctricas.

-Centrales de agua fluyente. Estas se utilizan en ríos de caudal casi constante en las diferentes estaciones del año. La energía eléctrica se obtiene directamente de la corriente del río o de un pequeño embalse.

-Centrales de agua embalsada. Se utilizan en ríos de caudal variable, en donde se acumula el agua en embalses para conseguir generar energía de forma regular.

-Centrales de derivación de agua. El agua del río es desviada por un canal en el que se encuentra la turbina.

-Centrales de acumulación de agua. En esta central el agua es acumulada por la presa, a mitad de altura aproximadamente, se sitúa la toma de agua. En la parte inferior, el agua se devuelve al río una vez que ha hecho girar las turbinas.

-Centrales de bombeo. Consta de dos embalses ubicados en la parte superior e inferior de la central. Las turbinas están situadas entre ambos embalses. Esta variación es función de muchos factores, entre los que destacan: tipos de industrias existentes en la zona, y turnos que estas realizan en su producción; tipo de calentador de agua que se permite utilizar; la estación del año; la hora del día en que se considera la demanda. La generación de energía eléctrica debe seguir la curva de demanda, así, a medida que aumenta la potencia de demanda deberá incrementarse el caudal turbinado, o iniciar la generación con unidades adicionales, en la misma central, e incluso iniciando la generación en centrales reservadas para estos períodos. Durante las horas de elevado consumo de energía eléctrica, el agua pasa del embalse superior al inferior generando electricidad. En las horas de bajo consumo, se aprovecha la energía sobrante para bombear el agua del embalse inferior al superior. Cabe señalar que para la proyección de este tipo de centrales se requiere de una inversión considerablemente alta.

Central termoeléctrica.

Una central termoeléctrica es una instalación industrial empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de algún combustible fósil como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es aprovechado por un ciclo termodinámico convencional para poder mover un alternador y producir energía eléctrica.

Los componentes básicos de una central termoeléctrica son los siguientes:

- Caldera de combustión
- Turbina e vapor
- Alternador
- Sistema de refrigeración (puede ser de caudal abierto o mediante torres de refrigeración)
- Instalaciones de control.

Central nuclear.

En este tipo de central se genera energía eléctrica a partir de energía nuclear, y este procedimiento se caracteriza por el empleo de materiales fisionables que mediante reacciones nucleares proporcionan calor. Este calor es utilizado por un ciclo termodinámico para mover un alternador, y posteriormente producir energía eléctrica. Las centrales nucleares (Figura 1.2) constan de uno o varios reactores, que son contenedores (llamados habitualmente vasijas) en cuyo interior se albergan varillas u otras configuraciones geométricas de minerales con algún elemento que pueda aprovecharse, y que usualmente es el *uranio*.



Figura 1.2 Central nuclear.

Ventajas e inconvenientes de la energía nuclear.

La energía nuclear se caracteriza por producir, además de una gran cantidad de energía eléctrica, residuos nucleares que hay que albergar en depósitos aislados y controlados durante un largo período de tiempo. Si embargo, las emisiones contaminantes indirectas derivadas de su propia construcción, de la fabricación del combustible y de la gestión posterior de los residuos radioactivos no son despreciables, por lo que es preciso nombrar algunas ventajas y desventajas importantes, y que a continuación se mencionan:

Ventajas:

- Produce mucha energía eléctrica, de forma continua y a un precio razonable
- No genera emisión de gases de efecto invernadero.

Desventajas:

- Generación de residuos radioactivos a largo plazo
- Riesgo de ocasionar graves catástrofes al medioambiente en caso de accidente
- Su vida útil es limitada.

-Transporte. La red de transporte es la encargada de enlazar a las centrales con los puntos de utilización de energía eléctrica. Asimismo para un uso racional de la electricidad es necesario que las líneas de transmisión estén interconectadas entre sí con una estructura en forma de malla, de manera que puedan transportar la energía eléctrica entre puntos muy alejados, en cualquier sentido y con las menores pérdidas posibles.

-Distribución. Desde las subestaciones ubicadas en la periferia de las áreas de consumo, el servicio eléctrico es responsabilidad de la compañía suministradora (distribuidora) que ha de construir y mantener las líneas de transmisión necesarias para suministrar a los clientes. Estas líneas transmiten a distintas tensiones, y las instalaciones en que se reduce la tensión hasta los valores utilizables por los usuarios, constituyen la red de distribución. Las líneas de la Red de Distribución pueden ser aéreas o subterráneas.

1.2. DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Los grandes sistemas de distribución de energía eléctrica son necesarios entre la planta generadora y la planta industrial. Esto se debe a que en un país generalmente hay pocos lugares donde las riquezas naturales son suficientes para generar energía eléctrica de forma sustentable; como es el caso donde existe gran cantidad de energía hidráulica o combustible natural de bajo costo para impulsar los generadores eléctricos.

La energía eléctrica es siempre transmitida a tensiones muy altas desde la planta generadora, hasta la periferia del área de consumo. En general la energía eléctrica trifásica proveniente de la planta generadora es elevada y enviada mediante líneas de transmisión.

La energía eléctrica en las tensiones de transmisión no es posible emplearla en instalaciones industriales y aún menos en comerciales y residenciales; por lo que es necesario convertir las tensiones de transmisión a otros más bajos de subtransmisión y distribución, de conveniencia para los centros de consumo. Por tal razón, es necesario emplear una subestación eléctrica reductora y finalmente las subestaciones distribuidoras que se verán más a detalle en el Capítulo 2.

El usuario puede recibir la energía en baja tensión, si en esa condición se establece en el contrato, o en alta tensión, necesitando el usuario tener su propia subestación eléctrica industrial.

A continuación se presenta el siguiente esquema que describe la distribución de energía eléctrica con las tensiones involucradas durante todo el proceso.

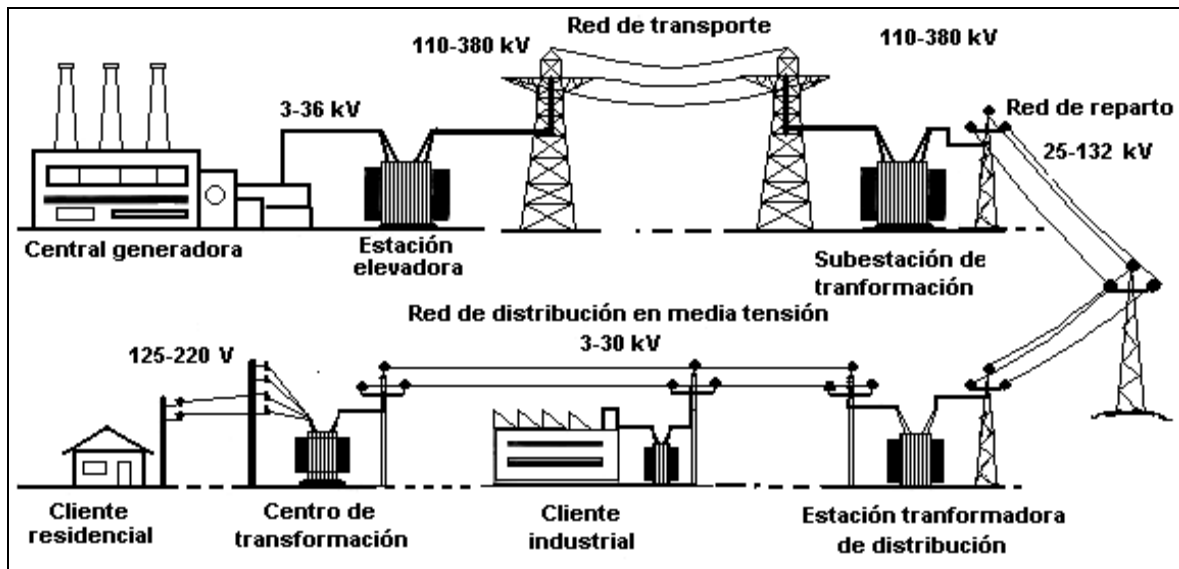


Figura 1.3 Distribución de energía eléctrica.

Sin embargo es necesario incluir el diagrama simplificado de un sistema eléctrico de potencia (Figura 1.4) para detallar de forma más clara el proceso de distribución de energía eléctrica.

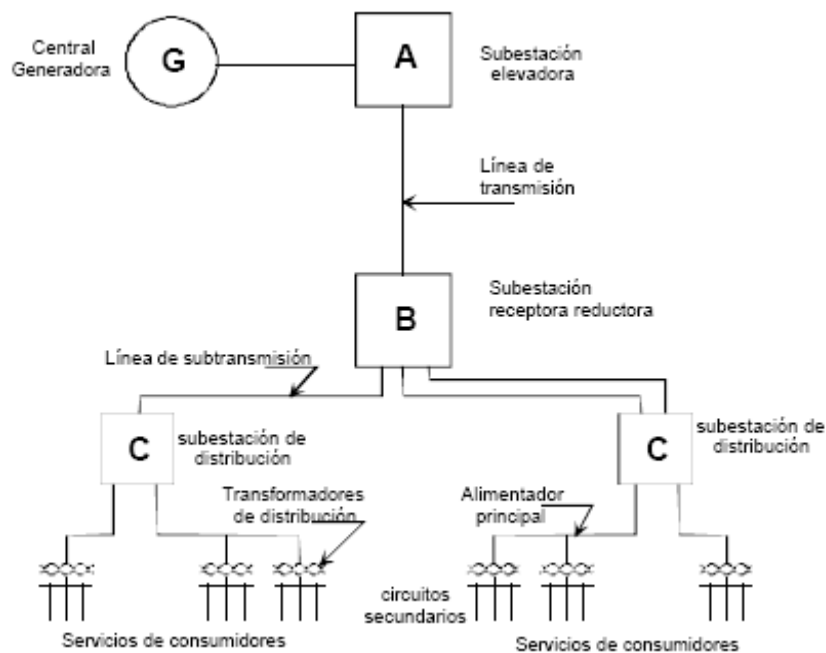


Figura 1.4 Sistema eléctrico de potencia.

1.3. EI SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (SEM).

Actualmente existen en México dos empresas estatales de energía eléctrica: Luz y Fuerza del Centro (L. y F. C.) y la Comisión Federal de Electricidad (C.F.E.), quienes garantizan el acceso de energía eléctrica a la población mexicana. Ambas empresas públicas son descentralizadas y con infraestructura propia. La C.F.E. genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica en todo el territorio nacional.

No obstante la C.F.E. ha unificado los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando las tensiones de operación para estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado. Ha unificado también la frecuencia a 60 hertz en todo el país y se ha integrado los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional (SIN); por lo que a través del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) se garantiza la seguridad, calidad y economía del suministro de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La C.F.E. genera energía eléctrica por medio de varias fuentes naturales; al iniciar el año 2007 la C.F.E. cuenta con una capacidad efectiva instalada para generar energía eléctrica de 47,857.29 Megawatts (MW) que se dividen de la siguiente forma:

-*Centrales Termoeléctricas de Productores independientes (PIE):* 10,386.90 MW. Básicamente por empresas trasnacionales extranjeras quienes generan el 21.7% del total de la capacidad efectiva instalada de energía con 20 centrales en operación la mayoría a partir del año 2000.

-*Centrales Termoeléctricas de la C.F.E.:* 22,258.86 MW

-*Centrales Carboeléctricas:* 2,600.00 MW

-*Centrales Geotérmicas:* 959.50 MW

-*Central Nucleoeléctrica:* 1,364.88 MW. Esta es la central de Laguna Verde

-*Central Eoloeléctrica:* 2.18 MW

-*Centrales Hidroeléctricas:* 10,284.98 MW.

Para efectos de coordinación, el SEN se divide en ocho regiones (Figura 1.5), la operación de estas regiones está bajo la responsabilidad de áreas cuyos centros de control se ubican en las ciudades de México, Puebla, Guadalajara, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey, Mérida y Mexicali. Todas ellas coordinadas por el CENACE.

El sistema interconectado norte agrupa a los sistemas *Baja California (BC)*, *Noroeste*, *Norte* y *Noreste*, este último interconectado con la C.P.L. (Compañía de Distribución de Energía Eléctrica de Texas, E.U.A.).

El sistema interconectado sur agrupa a los sistemas *Occidente, Central, Este y Peninsular*. El sistema central, abastece de energía eléctrica a la zona más importante del país tanto en número de servicios como en total de energía vendida. Cubre a las siguientes entidades: Distrito Federal, Estado de México, Hidalgo y parte de los estados de Morelos, Guerrero, Michoacán, Puebla y Tlaxcala.

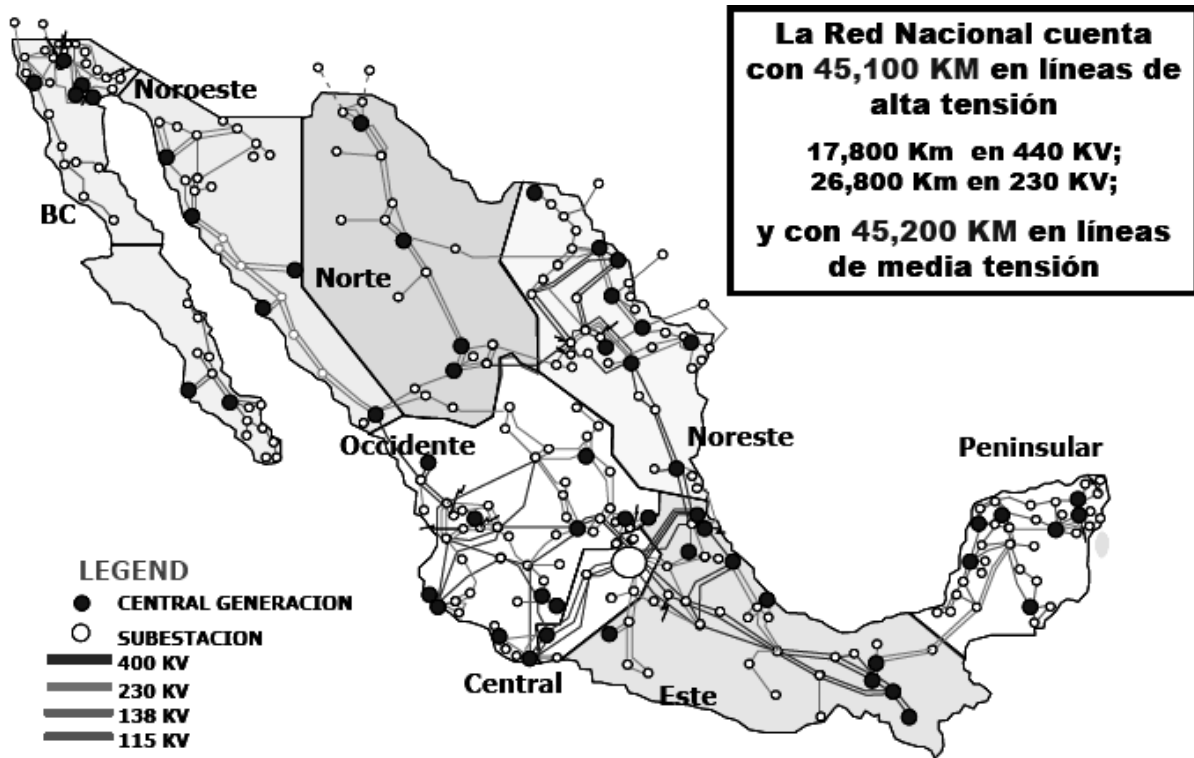


Figura 1.5 Regiones del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

1.3.1. Capacidad de Transmisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La red de transmisión se ha desarrollado tomando en cuenta la magnitud y dispersión geográfica de la demanda, así como la localización de las centrales generadoras. En algunas áreas del país, los núcleos de generación y consumo de energía eléctrica se encuentran alejados entre sí, por lo que la interconexión se ha llevado a cabo de forma gradual, en tanto los proyectos se van justificando técnica y económicamente. El SEN está constituido por redes eléctricas en diferentes niveles de tensión.

-La Red troncal se integra por líneas de transmisión y subestaciones de potencia a muy alta tensión (400 kV y 230 kV), que transportan grandes cantidades de energía eléctrica entre regiones (Figura 1.6). Es alimentada por las centrales generadoras y abastece al sistema de subtransmisión, así como a las instalaciones en 400 kV y 230 kV de algunos industriales. Actualmente se cuenta con 43,717 km de estas líneas.

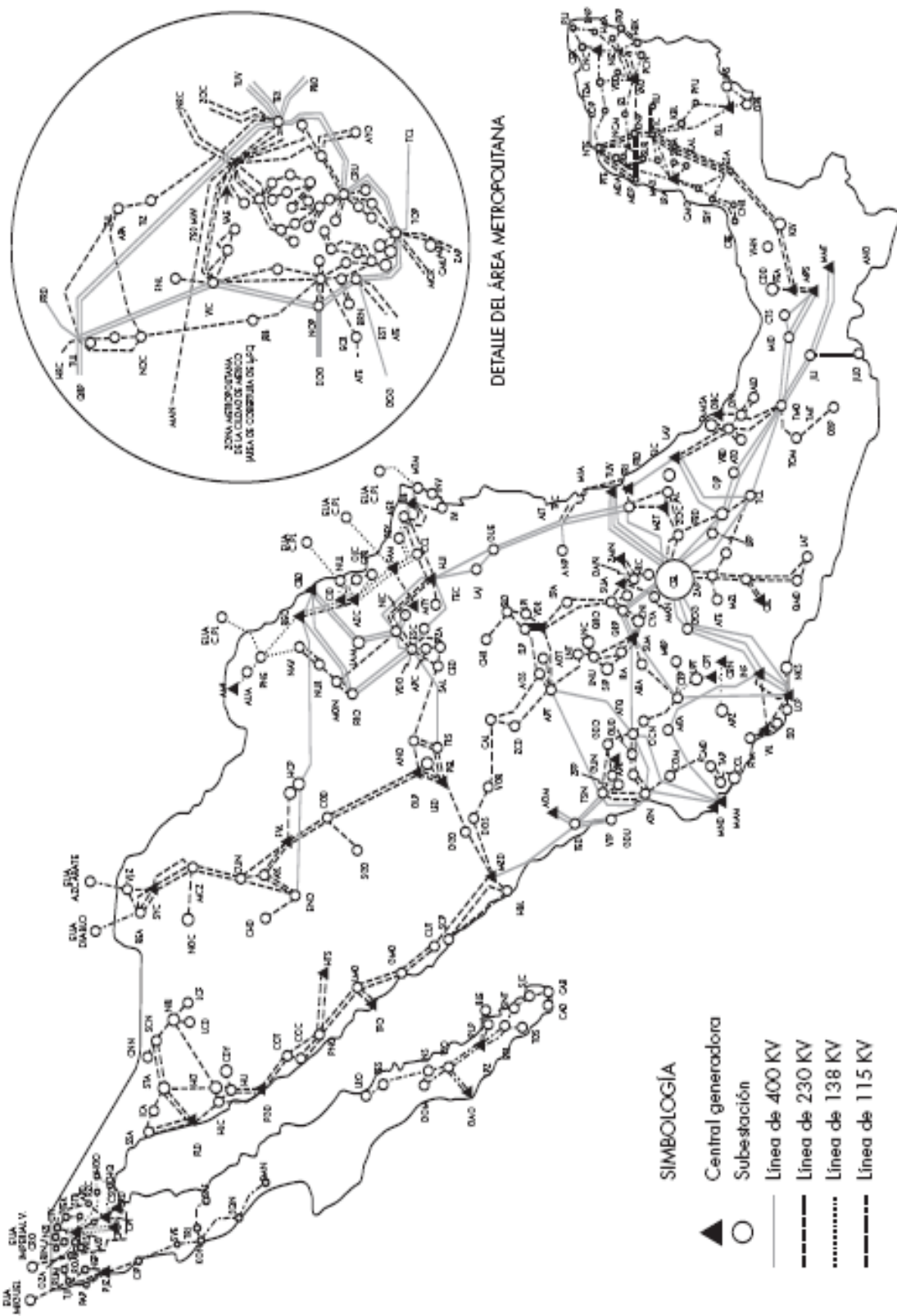


Figura 1.6 Red troncal del Sistema Eléctrico Nacional 2000.

-Las redes de subtransmisión en alta tensión (entre 161 kV y 69 kV) tienen una cobertura regional. Suministran energía eléctrica a las de distribución en media tensión y a cargas conectadas en esas tensiones. En la actualidad existen 45,405 km de estas líneas.

-Las redes de distribución en media tensión (entre 60 kV y 2.4 kV) distribuyen la energía eléctrica dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y la entregan a aquellas en baja tensión y a instalaciones conectadas en este rango de tensión, cuya longitud total es de 357,304 km, los cuales incluyen 12,443 km de líneas subterráneas.

-Las redes de distribución en baja tensión (220 V ó 240 V) alimentan a las cargas de los usuarios de bajo consumo. C.F.E. cuenta con 230,264 km de líneas en estas tensiones.

-La red de L. y F.C. suma un total de 70,221 km, de los cuales 20,908 km corresponden a líneas aéreas, 9,890 km a subterráneas, y 32,423 km a enlaces en baja tensión.

En total, el SEN cuenta con 746,911 km de líneas de transmisión y distribución. Del monto anterior, 6% corresponde a líneas de 400 kV y 230 kV, 6% desde 161 kV hasta 69 kV, y 88% restante a media y baja tensión desde 60 kV hasta 220 V.

En subestaciones se tiene una capacidad instalada 225,615 MVA, de los cuales 128,841 MVA corresponde a subestaciones de transmisión, 38,775 MVA a subestaciones de distribución de C.F.E., y 27,107 MVA a subestaciones de L. y F.C., así como 30,892 MVA en transformadores de distribución de C.F.E.

La capacidad de transmisión entre regiones del sistema depende de las condiciones instantáneas de la demanda y de la capacidad de generación disponible.

En términos generales, la potencia máxima que se puede transmitir por una línea depende del más restrictivo de los siguientes límites:

- Calentamiento de los conductores
- Caída de tensión en la línea
- Estabilidad del sistema ante la desconexión por falla de generadores y/o líneas de transmisión.

1.4. RED ELÉCTRICA DE LUZ Y FUERZA DEL CENTRO (L. Y F.C.).

El Sistema Central proporciona el Servicio Público de energía eléctrica en la zona céntrica de país de modo que Luz y Fuerza del Centro atiende a más de 5 millones de usuarios y suministra energía eléctrica a la Ciudad de México y zona conurbada, así como a parte de los Estados de México, Hidalgo, Morelos y Puebla, incluidas ciudades capitales como Toluca, Pachuca y Cuernavaca; y que satisface el 20% total de la energía del país (Figura 1.7).



Figura 1.7 *Ámbito de suministro de Luz y Fuerza del Centro, México.*

Luz y Fuerza del Centro tiene un sistema de transmisión conocido como “el anillo” (Figura 1.8) que circunda el área metropolitana de la Ciudad de México con siete subestaciones en operación de 400/230 kV cada una con tres o cuatro bancos de 330 MVA, y actualmente están en proceso de construcción cuatro subestaciones adicionales.

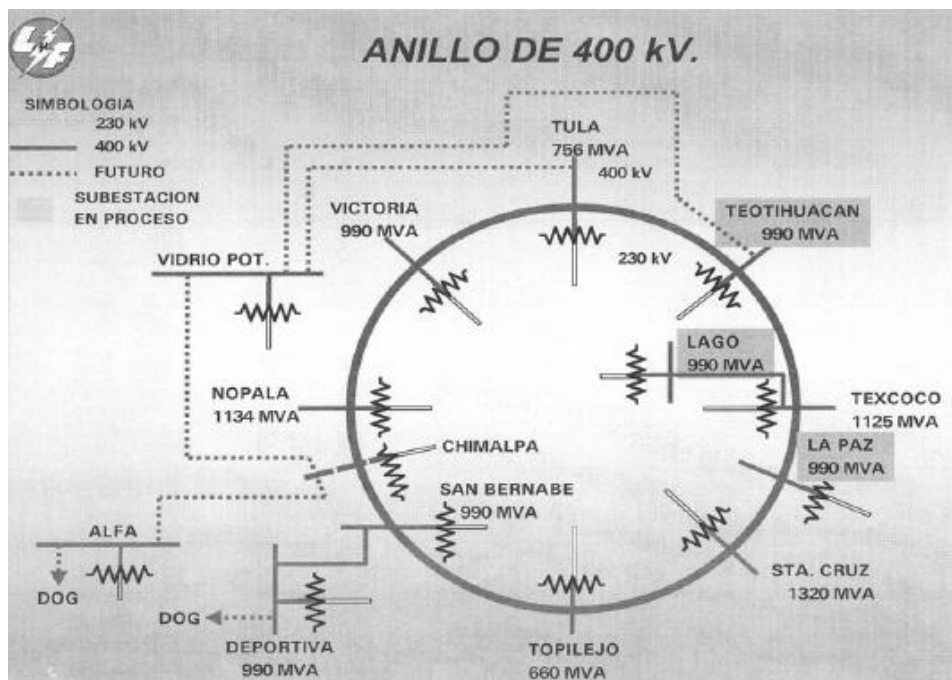


Figura 1.8 *Anillo de 400/230 kV de la suministradora Luz y Fuerza del Centro.*

Por otro lado el crecimiento de la demanda provoca que los grandes consumidores de energía eléctrica se conecten en tensiones de subtransmisión, y para abastecer estos servicios L. y F. C. ha instalado subestaciones “Tipo Cliente” considerando primordialmente la continuidad y calidad del servicio sin descuidar la confiabilidad del propio anillo de subtransmisión en 230 kV y de la red de 85 kV. De acuerdo con las tensiones de transformación, existen en el sistema de L. y F. C. los siguientes tipos principales de subestaciones:

- Subestaciones de distribución: en 85/6, 85/23 y 230/23 kV
- Subestaciones de subtransmisión: en 230/85 kV
- Subestaciones de transmisión: en 400/230 kV.

Es importante mencionar los tipos de diagramas de conexiones o arreglos de subestaciones utilizados por L. y F. C., los cuales son: barra sencilla, barras principales y barras auxiliares de transferencia, doble barra con interruptor de amarre, doble barra con interruptor comodín, juego de barras colectoras principales y auxiliares, interruptor y medio, anillo sencillo y doble anillo, y la doble barra con doble interruptor.

1.4.1. Diagramas de Conexiones.

El diagrama de conexiones (arreglo) de una subestación eléctrica tiene como finalidad representar mediante símbolos, en forma ordenada y en una sola línea de conexiones, las características principales y la nomenclatura del equipo que forma parte de ella. Por lo que existen requerimientos esenciales que permiten optimizar el diagrama de conexiones y los cuales se mencionan a continuación:

- Continuidad de servicio
- Flexibilidad de operación
- Facilidad de mantenimiento al equipo
- Habilidad para limitar los niveles de corto circuito
- Simplicidad en los esquemas de control y protección
- Economía de equipo y su instalación
- Área disponible para su construcción
- Posibilidad de ampliación.

En el sector eléctrico se han empleado una diversidad de diagramas de conexiones, basándose en los aspectos técnicos que se deben satisfacer para cubrir las expectativas y condiciones propias de las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución.

Asimismo L. y F. C., de acuerdo con los requerimientos para la selección de los diagramas de conexión y a los cambios de topología que ha tenido un sistema, se ha aplicado diferentes arreglos en las subestaciones de transmisión, subtransmisión y distribución, adaptándose a las necesidades propias de crecimiento y a las exigencias de calidad y confiabilidad del servicio.

Las subestaciones de transmisión (400/230 kV) de L. y F. C. forman parte del anillo de 400 kV del Área de Control Central, que está interconectado con las líneas de transmisión formadas por dos circuitos trifásicos que operan normalmente en paralelo, la capacidad firme de cada línea equivale a la capacidad de transmisión de uno de los dos circuitos para que en caso de que se desconecte uno de ellos por alguna contingencia o por mantenimiento, el otro continúe suministrando la energía eléctrica y no exista interrupción del servicio.

Estas subestaciones, se proyectan para que en su etapa final estén formadas por cuatro bancos de potencia de 330 MVA cada uno, con lo que se tiene una capacidad de transformación firme en la subestación (empleando autotransformadores monofásicos) de 1320 MVA y para recibir dos líneas de 400 kV con dos circuitos cada una, cada fase de los circuitos está constituida por dos conductores de 567.63 mm^2 (1113 kCM), lo que da una capacidad de transmisión por circuito de 1500 MVA suponiendo que los conductores llegan a trabajar a su límite térmico (se considera que no hay restricciones de carga por razones de regulación de tensión o límite de estabilidad, ya que se trata de líneas cortas).

Las subestaciones de transmisión alimentan a la red de 230 kV que esta diseñada con las líneas de transmisión de doble circuito trifásico que operan normalmente en paralelo y cada circuito tiene la capacidad para transmitir la carga de los dos circuitos para que la desconexión de uno de ellos no provoque la desconexión de otros elementos por sobrecarga, y de esta forma evitar un proceso cascada, así como la interrupción total del sistema.

Dada la importancia que tienen las subestaciones de transmisión en la seguridad del sistema, L. y F. C. ha normalizado la aplicación del arreglo de interruptor y medio para las secciones de 400 kV y 230 kV, tanto en subestaciones convencionales como las aisladas en hexafluoruro de azufre (SF_6), las cuales se verán más a detalle en el Capítulo 2; sin embargo para las primeras se emplean autotransformadores monofásicos de 110 MVA que forman bancos trifásicos y para las aisladas en SF_6 se utilizan autotransformadores trifásicos de 330 MVA.

No obstante las subestaciones de subtransmisión (230/85 kV) tienen la función de transformar la energía eléctrica para suministrarla a la red de 85 kV de L. y F.C. En forma similar que la red de transmisión, la red de subtransmisión (85 kV) está formada con líneas de dos circuitos trifásicos que también operan normalmente en paralelo y cada circuito tiene la capacidad para transmitir, en caso necesario, la carga de los dos.

En las subestaciones de subtransmisión la capacidad instalada de los bancos de potencia permite la desconexión de un transformador trifásico o la sustitución de un transformador monofásico por el de reserva sin que se carguen los otros transformadores de la subestación más allá de los límites permitidos; por lo que la desconexión de uno de los circuitos de una línea de subtransmisión o un transformador de potencia no causa conflictos de importancia en el sistema.

En estas subestaciones se utiliza, tanto en la tensión de 230 kV como en 85 kV, el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, conocida también como barra partida (ver Figura 1.9).

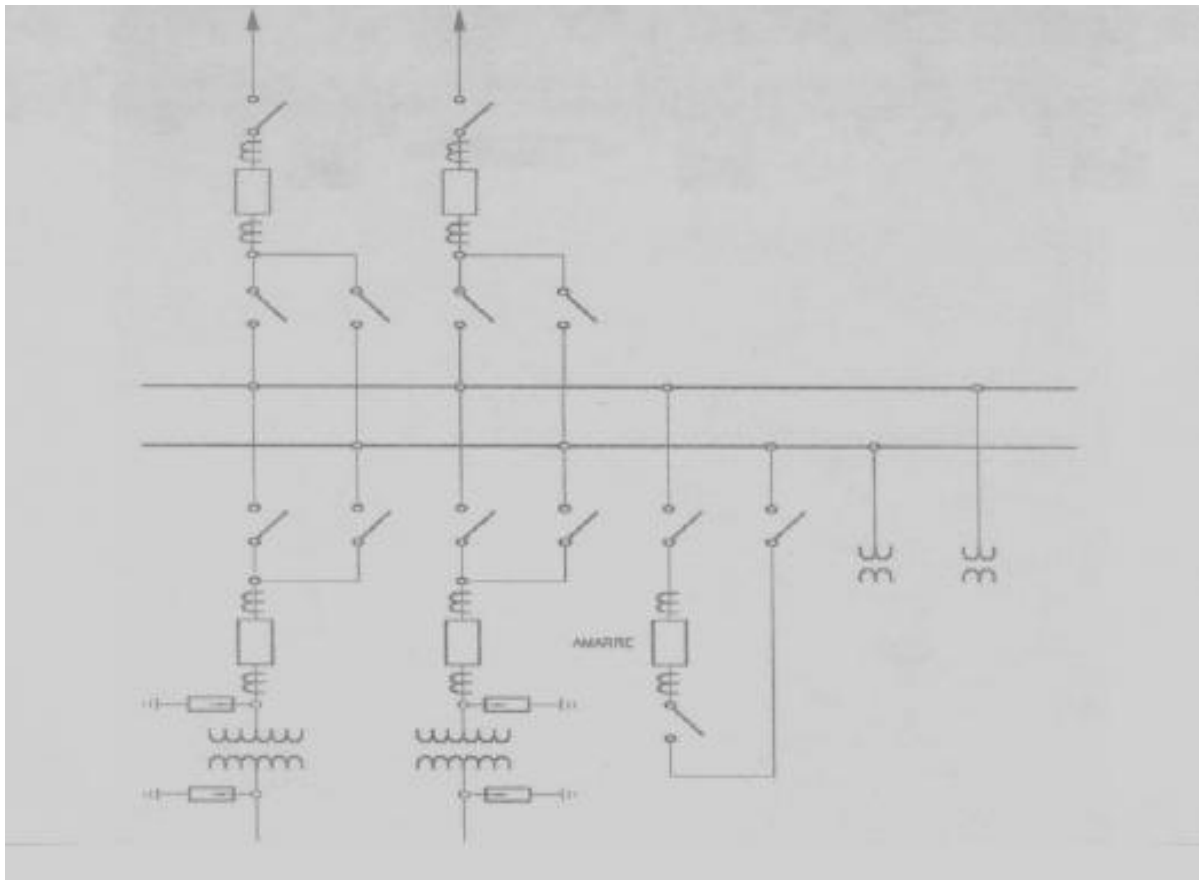


Figura 1.9 Arreglo de doble barra con interruptor de amarre en 230 kV y 85 kV.

Con este arreglo en condiciones normales de operación el interruptor de amarre se encuentra cerrado y la mitad de las líneas de transmisión y la mitad de los bancos de transformación se conectan a uno de los juegos de barras colectoras y la otra mitad al otro juego, por lo que al operar la protección diferencial de uno de los juegos de barras colectoras, solo se queda fuera de servicio la mitad de los elementos de la subestación, sin causar efectos graves en el sistema de potencia.

Conforme fue creciendo la capacidad del anillo de 230 kV se utilizó, en las subestaciones de subtransmisión e interconexión, el arreglo con interruptor y medio mostrado en la Figura 1.10, que por las ventajas que tiene sobre los arreglos que se habían utilizado anteriormente, se cuenta con mayor continuidad en el suministro de energía eléctrica, y además proporciona más seguridad al sistema.

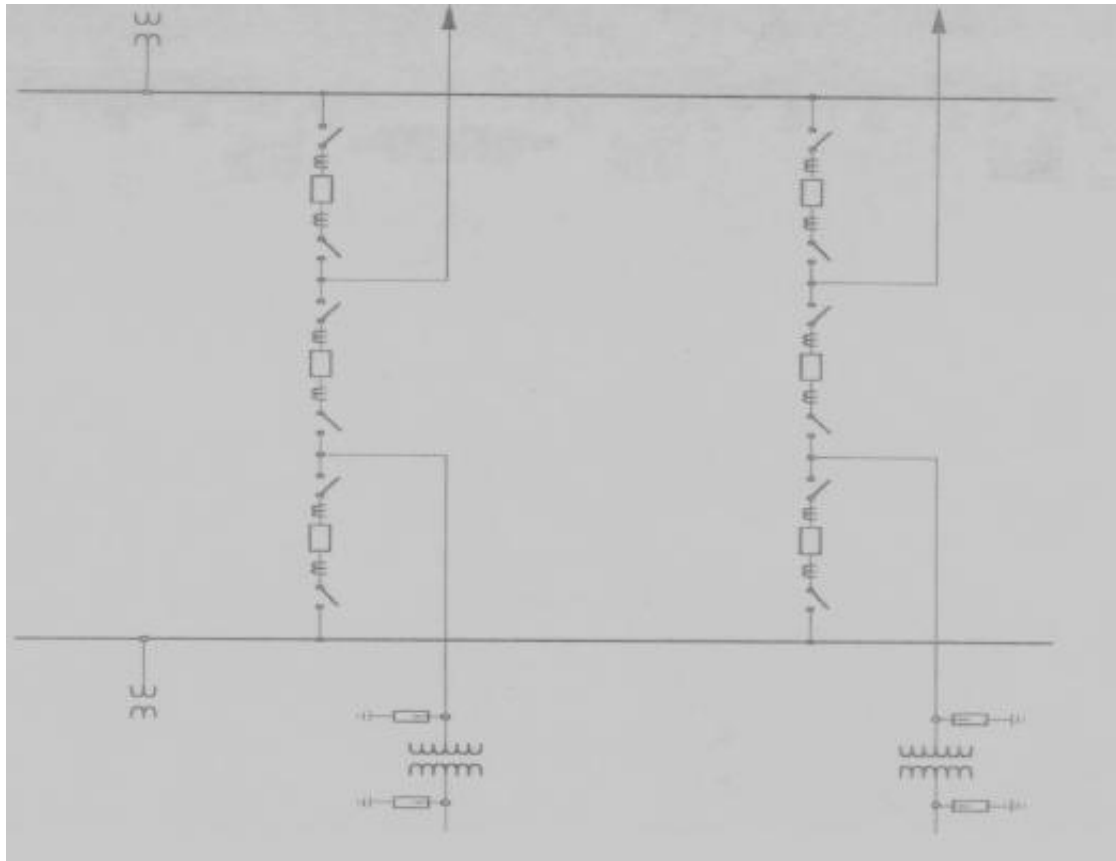


Figura 1.10 S.E.s de subtransmisión e interconexión, arreglo con interruptor y medio.

Debido a que la capacidad de la red de subtransmisión ha tenido un crecimiento constante en los últimos años, la filosofía actual de aplicación de los diversos diagramas de conexión, es utilizar también el arreglo de interruptor y medio en las subestaciones de subtransmisión para la tensión de 85 kV, para obtener mayor flexibilidad de operación, facilidad en mantenimiento y continuidad en el suministro de energía eléctrica.

En las subestaciones en SF₆ se aplica el arreglo de doble barra con amarre considerando que las contingencias en este tipo de subestaciones son menores, debido a no estar expuestas a las condiciones de la intemperie. Las subestaciones de transformación que alimentan a la red de distribución de 23 kV pueden ser alimentadas por la red de subtransmisión de 85 kV o directamente del sistema de transmisión de 230 kV; conforme el sistema de 230 kV fue creciendo, hubo la necesidad de que este tipo de subestaciones realizaran no solo la función de subestación de distribución sino también la de interconexión, por lo que se utilizó en 230 kV, el arreglo de interruptor y medio.

Como las subestaciones aisladas en SF₆ son más confiables que las aisladas en aire, actualmente se emplea el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, para las subestaciones de 230/23 kV en la sección de alta tensión con aislamiento en SF₆; para la tensión de 23 kV, que es baja tensión, en este tipo de subestaciones se ha utilizado el arreglo de doble anillo (Figura 1.11).

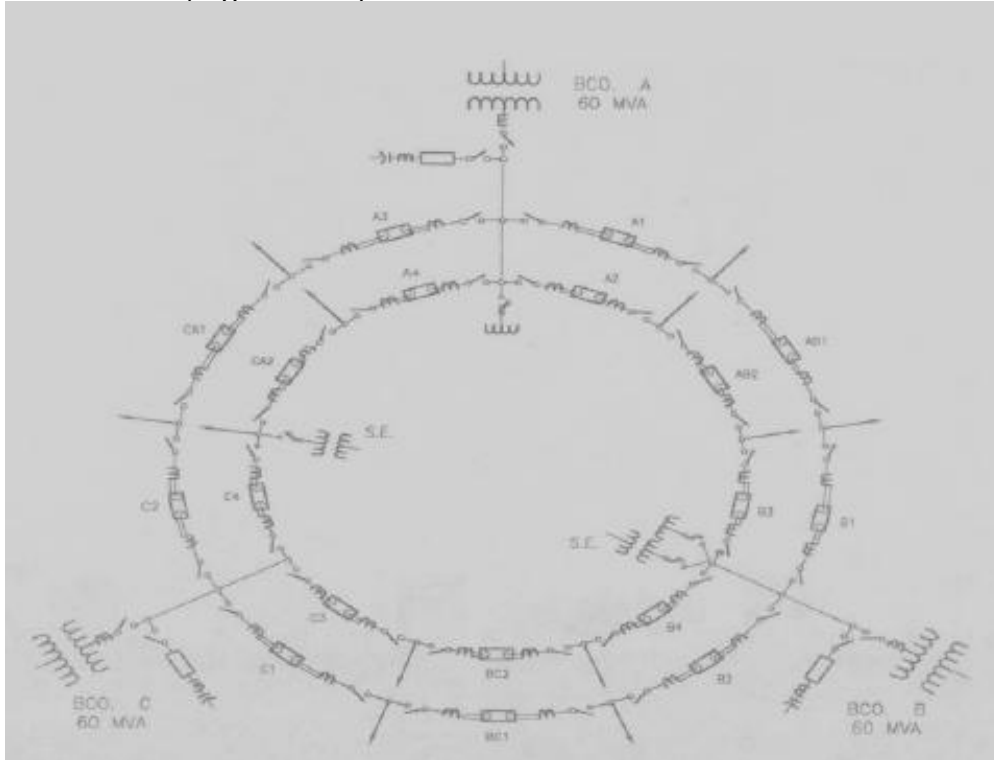


Figura 1.11 Arreglo en doble anillo, S.E. s con transformadores de 60 MVA 230/23 kV.

Como el sistema de subtransmisión creció y continúa hasta la fecha en expansión, se determinó que las subestaciones de distribución 85/23 kV se utilicen también como subestaciones de interconexión, por lo cual en las últimas subestaciones se ha adoptado el arreglo de interruptor y medio también para la tensión de 85 kV, con excepción de las subestaciones aisladas en SF₆ en las cuales se continúa empleando el arreglo de doble barra con interruptor de amarre, debido a la alta confiabilidad que se tiene en las subestaciones con este tipo de aislamiento.

Por otra parte, en las subestaciones de distribución tanto de 230/23 kV como de 85/23 kV se ha utilizado también el arreglo de doble barra doble interruptor en la sección de 23 kV. En la Tabla 1.1 se resumen los arreglos comúnmente utilizados a través de los años en L. y F.C.

Subestación de:	ARREGLOS								
	CONVENCIONAL				HEXAFLUORURO DE AZUFRE				Gabinetes Blindados
	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	400 kV	230 kV	85 kV	23 kV	23 kV
Transmisión	C-1*	C-1*			C-1*	C-1*			
Subtransmisión		B C-1* C-2	A B C-1*			B*			
Distribución		A B C-1* C-2 D	A B C-1*	A B-1 B-2 E* F*		B*	B*	B*	A-1 B-2 F* G

Tabla 1.1 Arreglos utilizados en las diversas subestaciones de L. y F.C. y tendencias actuales.

Clave de arreglos de la tabla anterior:

- A, A-1, A-3 Barra Sencilla
- A-2 Barras principales y barras auxiliares de transferencia
- B Doble barra con interruptor de amarre (Figura 1.9)
- B-1 Doble barra con interruptor comodín
- B-2 Barras principales y barras auxiliares
- C-1, C-2 Interruptor y medio (Figura 1.10)
- D Anillo
- E Anillo Sencillo
- F Doble Anillo (Figura 1.11)
- G Doble barra doble interruptor
- * Tendencia actual.

Ahora bien, para L. y F.C. la selección del tipo de subestación, convencional o aislada en hexafluoruro de azufre, lo determinan básicamente las restricciones del sitio relacionadas con el espacio disponible y los aspectos ambientales. Debido a que el arreglo elegido determina el costo de la subestación, para la selección final se debe considerar los siguientes aspectos:

-Niveles de aislamiento y sobretensiones tomando en cuenta la tensión a la frecuencia nominal de la red, las sobretensiones temporales causadas por pérdida repentina de carga, ferresonancia, o fallas de cortocircuito a tierra, las sobretensiones de maniobra originadas por la apertura o cierre de interruptores y las provocadas por descargas atmosféricas.

-Intensidad de corriente máxima y sobrecorrientes considerando el efecto térmico y mecánico de los elementos conductores, en las condiciones de operación más favorables, así como las corrientes de cortocircuito esperadas y determinadas por un análisis completo de la red.

-Condiciones de seguridad para el personal de operación y mantenimiento considerando la red de tierra y las distancias mínimas de seguridad entre las partes vivas y el personal, así como las distancias entre partes vivas y los mecanismos de operación, tableros, paneles de control y equipo similar.

CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES

Las subestaciones eléctricas desempeñan un papel muy importante en los sistemas eléctricos de potencia, en la función de transformación, esta transformación se refiere a las tensiones manteniéndolas en la mayoría de los casos invariante en su potencia. En algunas ocasiones las subestaciones no requieren de transformación, simplemente desempeñan la función de enlace o interconexión entre las partes del sistema.

Es el equipo básico de una industria, toda la energía eléctrica consumida por los diferentes equipos y la que es requerida para las diferentes áreas de iluminación, toda esta proviene de una subestación eléctrica.

Por otra parte, la subestación eléctrica es un equipo importante y especializado que requiere de personal ampliamente capacitado para su selección, operación y mantenimiento. La compra de una SUBESTACIÓN ELÉCTRICA representa una inversión cuantiosa, por lo que es preciso seleccionar adecuadamente al proveedor para obtener los resultados deseados.

2.1. DEFINICIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Es un grupo de elementos y dispositivos eléctricos usados para modificar las características de la energía eléctrica en sus parámetros más importantes como son: tensión y corriente, determinados por las necesidades del sistema eléctrico de potencia en ambas manifestaciones de energía, corriente alterna y corriente directa, conservando siempre la frecuencia constante; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

Sin embargo, uno de los objetivos primordiales de una subestación eléctrica es el de garantizar un servicio continuo de energía eléctrica, por lo que es indispensable que dicha subestación posea un medio de desconexión eficaz para efectos de control, protección, medición y mantenimiento.

La Subestación Eléctrica además nos proporciona un medio de interconexión y despacho entre las distintas líneas del sistema. Existen dentro de los sistemas eléctricos una gran variedad de subestaciones eléctricas que se pueden clasificar de la siguiente manera.

2.2. POR LA CORRIENTE QUE OPERA.

Debido a esto se puede clasificar a las subestaciones eléctricas de la siguiente forma:

- a) Corriente Directa
- b) Corriente Alterna.

a.a) Subestación Eléctrica de corriente directa rectificadora.

Como su nombre lo indica sirve para rectificar la corriente alterna en corriente directa, se usan de gran capacidad para la transmisión en corriente directa, utilizando para la rectificación tiristores e IGBT^s (Transistor Bipolar de Puerta Aislada) .Las de baja capacidad se usan principalmente en la industria. A continuación se mencionan las principales ventajas de este tipo de subestación:

- Tienen bajas pérdidas (2-3%).
- Son económicas en altas potencias a través de largas distancias.
- Necesitan generación local para la rectificación.

a.b) Subestación Eléctrica de corriente directa inversora.

En ocasiones es necesario transmitir energía eléctrica en corriente directa, por lo que la función principal de este tipo de subestaciones es realizar la inversión de corriente, es decir, pasar de corriente directa a corriente alterna; para así poder distribuir la energía eléctrica al consumidor.

b) Subestación Eléctrica de corriente alterna.

Este tipo de subestación es la más utilizada en nuestro país ya que aquí la transmisión de la energía eléctrica se hace con corriente alterna, además de que se involucra en la generación, distribución y utilización, puesto que la energía eléctrica se genera a tensiones que van desde los 5 a 25 kV, para después elevarlas a tensiones apropiadas para la transmisión y después reducirla a valores óptimos de distribución.

2.3. POR LA FUNCIÓN QUE DESEMPEÑA.

Las subestaciones eléctricas de acuerdo a la función que tienen, por su servicio que desempeñan desde la etapa de generación hasta el área de utilización se clasifican de la siguiente forma:

a) Subestaciones eléctricas elevadoras.

Estas se encuentran dentro de lo que es una planta generadora para modificar los valores de tensión y corriente de generación a valores apropiados de transmisión. Esto con el fin de poder transmitir la energía eléctrica al menor costo, con un mínimo de pérdidas.

La potencia de los transformadores de estas subestaciones eléctricas por lo general corresponde a la de las unidades generadoras. La potencia a transmitir a la salida de la subestación eléctrica elevadora, así como la ubicación eléctrica del sistema es lo que determina la tensión de transmisión. Se pueden encontrar en un rango de 115 a 800 kV, encontrándose también en algunos países valores aún mayores en corriente alterna de sus sistemas eléctricos.

De igual manera para la transmisión de corriente directa se pueden encontrar niveles de tensión en un rango de hasta 800 kV. A continuación se muestra el diagrama unifilar básico de una subestación eléctrica elevadora:

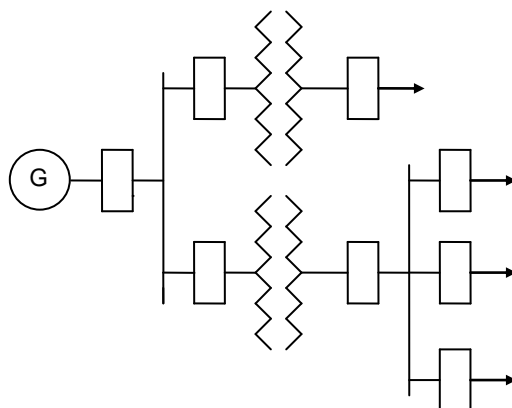


Figura 2.1 Subestación Eléctrica Elevadora.

En la siguiente tabla (Tabla 2.1) se ejemplifican algunos niveles típicos de valores de tensión usados en los sistemas eléctricos de potencia, agrupándose en transmisión, subtransmisión, distribución y utilización.

Extra Alta Tensión (Transmisión)	Alta Tensión (Subtransmisión)	Media Tensión (Distribución)	Baja Tensión (Utilización)
800 kV	115 kV	34.5 kV	660 V, 3Ø
765 kV	85 kV	23.0 kV	480 V, 3Ø
400 kV	69 kV	13.8 kV	440 V, 3Ø
365 kV		6.6 kV	240 V, 3Ø
230 kV		4.16 kV	220 V, 3Ø
220 kV		2.1 kV	120/240 V, 1Ø
			127 V, 1Ø

Tabla 2.1 Niveles típicos de tensiones trifásicas en sistemas eléctricos de potencia.

Asimismo, como más datos generales se presentan en la siguiente tabla (Tabla 2.2) los rangos de las tensiones usadas en México.

Transmisión	Subtransmisión	Distribución	Utilización
400 kV 230 kV	115 kV-85 kV (L. y F. C.) 69 kV	34.5 kV 23.0 kV 13.8 kV	6000 V, 3Ø 4160 V, 3Ø 2100 V, 3Ø 440 V, 3Ø 220 V, 3Ø 127 V, 1Ø

Tabla 2.2 Niveles de tensión usados preferentemente en México.

Para interpretar de forma adecuada los valores de las tablas anteriores, cabe señalar que la red de subtransmisión recibe potencia del sistema o red de transmisión en distintos puntos ubicados en las subestaciones de transmisión; a su vez la red de subtransmisión se utiliza para alimentar a la red de distribución por medio de las subestaciones de subtransmisión, y de aquí de estas redes de distribución se alimenta a los distintos tipos de usuarios (residenciales y comerciales). Para el caso de que se trate de usuarios o clientes tipo industrial, se puede alimentar de la red de subtransmisión, o bien, de la de transmisión a la tensión requerida, según el tamaño de la carga.

b) Subestaciones eléctricas reductoras (Receptoras primarias).

Ya que estas subestaciones eléctricas se encuentran alimentadas por las líneas de transmisión, son subestaciones en donde los niveles de tensión de transmisión se reducen al nivel de subtransmisión, o de subtransmisión a distribución o eventualmente a utilización. Estas subestaciones se localizan en las redes de transmisión, subtransmisión o distribución y son el mayor número de subestaciones que conforman el sistema eléctrico.

Ahora bien para cada nivel de tensión de la subestación se emplea normalmente un esquema con doble juego de barras colectoras y con interruptor en paralelo (Figura 2.2). Es importante señalar que, las conexiones para subestaciones receptoras son en general las mismas que para las subestaciones elevadoras.

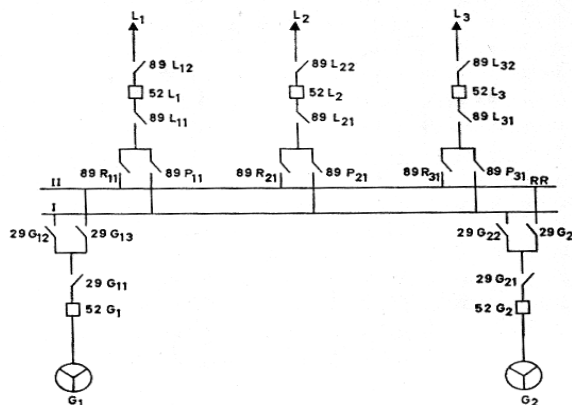


Figura 2.2 Diagrama unifilar de una subestación receptora primaria.

c) Subestaciones eléctricas reductoras (Receptoras secundarias).

Estas subestaciones se caracterizan por estar alimentadas directamente por las líneas de subtransmisión, y tienen valores de tensión apropiada en el primario, para después tener en el lado del secundario tensiones comprendidas entre 34.5 y 6.9 kV, las cuales son adecuadas para la distribución de la energía eléctrica. Sin embargo estas subestaciones eléctricas se distinguen por tener un juego de barras colectoras sencillo que conecta directamente a la línea de alimentación con el transformador de la instalación.

En estas subestaciones se utilizan interruptores tripolares de gran capacidad para evitar problemas en la red de suministro en caso de desconexión por alguna falla técnica.

Es práctica normal no usar más de dos transformadores (Figura 2.3) en este tipo de subestaciones y con potencias que no excedan a los 25 MVA. Para la selección de tensión media es posible adoptar un sistema que prevea la barra de traslación.

Cabe señalar que cuando los generadores se encuentran conectados al bus por medio de un transformador, entonces se dice que cada generador forma con cada transformador una unidad de bloque. La conexión de bloque es de las más empleadas, y se utiliza en aquellos casos en que la tensión de transmisión es mayor que la de generación.

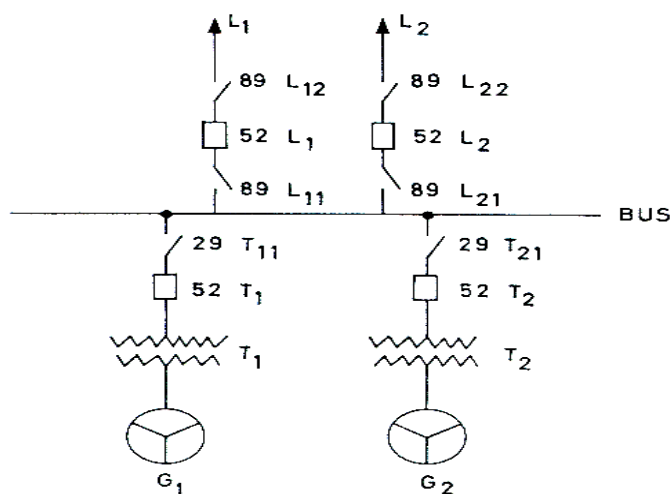


Figura 2.3 Diagrama unifilar de una subestación receptora secundaria.

En donde:

- 89: Cuchilla desconectadora de operación manual
- 52: Interruptor de potencia de 23 kV de C.A.
- 29: Contactor de desconexión
- T₁ y T₂: Transformadores de potencia
- G₁ y G₂: Generadores de energía eléctrica

d) Subestación eléctrica de distribución.

La construcción de estas subestaciones eléctricas se debe principalmente a la importancia que tiene el tener unidos todos los sistemas de potencia, sin que exista necesariamente transformación de los valores de tensión y corriente.

Sin embargo, en los sistemas eléctricos, se requiere tener mayor flexibilidad de operación para poder incrementar la continuidad en el servicio y consecuentemente la confiabilidad, por lo que es conveniente el uso de este tipo de subestaciones para distribuir la energía en áreas de abastecimiento específicas y con niveles de tensión adecuados (ver Figura 2.4).

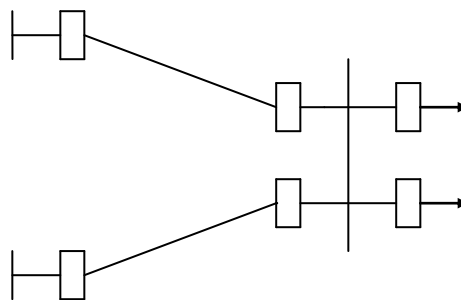


Figura 2.4 Subestación eléctrica de distribución.

e) Subestaciones eléctricas de switcheo o maniobra.

Dentro de los sistemas de potencia normalmente se tienen variaciones considerables de carga, por lo cuál surge la necesidad de realizar maniobras de conmutación para modificar la estructura del sistema, para lograr con ésto un régimen de operación económico, confiable y seguro.

Cabe señalar, que por las noches cuando existe poca demanda energética se desconecta líneas y transformadores, y por las mañanas se vuelven a conectar. Algunas subestaciones muy importantes del sistema están sirviendo para estos propósitos en particular y se les denomina subestaciones de maniobra.

f) Subestaciones eléctricas convertidoras.

Este tipo de subestaciones tienen las siguientes características en común:

- Son propiedad de las compañías suministradoras
- En lo general por su volumen son de diseño convencional
- La capacidad instalada en sus bancos es del orden de MVA
- Son capaces de enviar o recibir gran cantidad de energía a tensiones muy elevadas y a distancias considerables.

g) Subestaciones eléctricas rectificadoras.

Este tipo de subestación convierte la energía de corriente alterna a corriente directa para después transmitirla a través de líneas aéreas o cables de corriente alterna. Estas subestaciones pueden ser de gran capacidad, en los sistemas eléctricos de potencia y de mediana o baja capacidad para sistemas de transporte como el metro, trolebús, ferrocarriles eléctricos, etc.

2.4. POR SU CONSTRUCCIÓN.

Otra clasificación que se puede hacer de acuerdo a la estructura física de las subestaciones eléctricas es por su tipo de construcción, de las cuales podemos encontrar la de Tipo Interior y la de Tipo Intemperie; que a su vez se pueden clasificar en convencional y compacta, así como también blindada en hexáfluoruro de azufre (SF_6), que más adelante se menciona.

a.a) Subestación eléctrica interior convencional.

En este tipo de subestación eléctrica todos los elementos que la constituyen se encuentran dentro de un local que los protege de las condiciones atmosféricas adversas como es la lluvia, viento, rayos del sol, nieve e inclemencias atmosféricas diversas.

La característica principal de este tipo de subestación consiste en que las barras colectoras son desnudas, por lo que a mayores tensiones es más grande el área ocupada, estas barras se encuentran soportadas por aisladores, y la mayor parte de los accesorios y equipo que componen la subestación eléctrica se encuentran soportados por estructuras de hierro galvanizado diseñadas de acuerdo al arreglo deseado, lo que representa una gran ventaja pues se pueden prever ampliaciones futuras dada la accesibilidad de las barras.

Sin embargo, desde el punto de vista de seguridad significa un alto riesgo para las personas con acceso a éstas, ya que al menor descuido podría ocasionar un contacto con las partes vivas.

a.b) Subestación eléctrica interior compacta.

En este tipo de subestación eléctrica todos los accesorios y equipo que la integran, tales como barras, cuchillas, interruptor, apartarrayos, etc., se encuentran contenidos en gabinetes de lámina estirada en frío (Figura 2.5) que están diseñados para estar dentro de un local que los proteja de los agentes atmosféricos, dichos gabinetes se encuentran aislados de las partes vivas y conectados sólidamente a tierra.

Estos gabinetes brindan protección a todas las personas que tienen acceso a ésta de cualquier contacto involuntario. Debido a ésto todas las operaciones o maniobras que se realizan en los equipos como son cuchillas e interruptores son por medio de palancas colocadas en el frente del tablero con un mecanismo totalmente aislado.

Aún más la seguridad va aunada en caso de falla por cortocircuito ya que por normas de fabricación las subestaciones eléctricas deben estar diseñadas mecánicamente para soportar los efectos dinámicos provocados por esta falla, evitando con ello el peligro de explosión en caso de siniestro.



Figura 2.5 Gabinete de una S.E. interior compacta.

Los principales elementos de la subestación eléctrica se encuentran en gabinetes o celdas individuales con sus correspondientes barras colectoras y en forma típica pueden describirse en el orden siguiente:

-Celda de medición.

Una celda de medición tiene el espacio adecuado para alojar el equipo de medición de la compañía suministradora y para la colocación de una mufa tripolar; esta celda generalmente tiene dos puertas de frente.

-Celda de cuchillas de prueba.

Esta celda aloja en su interior una o tres cuchillas tripolares de operación en grupo y desconexión sin carga. La operación de éstas cuchillas se puede efectuar por medio de volantes o bien con una palanca que acciona un mecanismo para abrir o cerrar las cuchillas.

-Celda de interruptor.

En esta celda se encuentra alojado un interruptor tripolar de operación con carga, el cual es utilizado como dispositivo de conexión y desconexión de la subestación. También se encuentran alojados tres fusibles limitadores de corriente de alta capacidad interruptiva, además tres apartarrayos que protegen a la subestación contra efectos de descargas atmosféricas.

-Celda de acoplamiento.

Esta es una celda de transición entre la subestación y el transformador conteniendo en su interior un juego de barras de cobre ó aluminio apoyadas en aisladores de resina sintética y necesaria para la conexión con el transformador.

a.c) Subestación eléctrica interior blindada en hexafluoruro de azufre (SF₆).

Esta subestación eléctrica tiene como característica principal, que todos los elementos integrantes de ésta tales como interruptores, barras, dispositivos de protección, etc., se encuentran aislados en SF₆ lo que reduce considerablemente el área de montaje, ya que como se sabe el SF₆ posee una alta rigidez dieléctrica, así como una gran habilidad para absorber los electrones producidos durante el arqueo.

Como dato estimativo se puede considerar que el espacio ocupado por una subestación eléctrica blindada en SF₆ (Figura 2.6) ocupa aproximadamente 1/10 del espacio ocupado por una subestación eléctrica convencional de características similares en tensión y potencia.

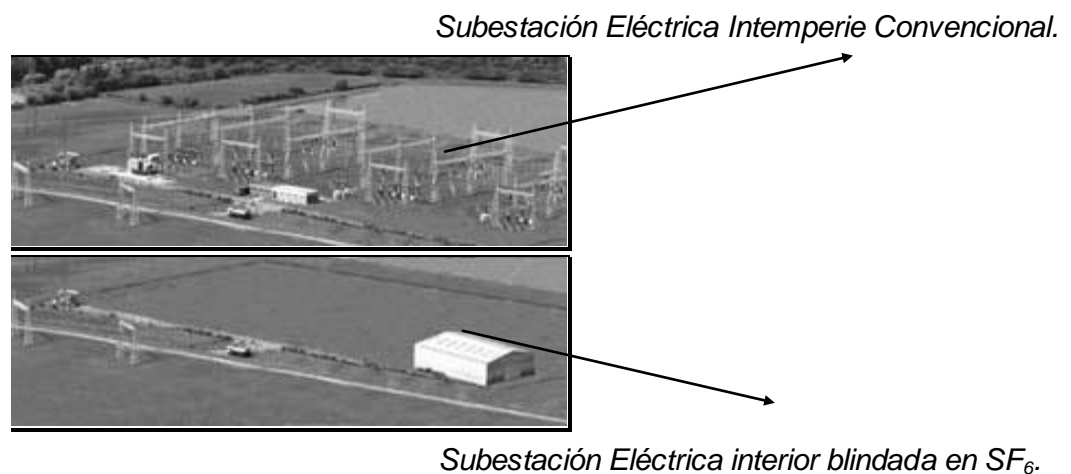


Figura 2.6 Espacio ocupado por una S.E. interior blindada en SF₆.

Entre las principales ventajas de esta subestación eléctrica podemos mencionar las siguientes:

-Alta seguridad para el personal con acceso a la subestación, ya que las partes con tensión se encuentran contenidas en envolventes metálicos conectados sólidamente a tierra con lo cual se disminuye la probabilidad de un contacto accidental en las partes vivas.

-La construcción blindada protege la instalación de los efectos de la contaminación (polvo, niebla, salinidad, humo, etc.).

-Disminuye los efectos de la subestación eléctrica sobre el medio ambiente, evitando la radiointerferencia y disminuyendo el nivel de ruido debido a la operación de interruptores.

-La dimensión de la subestación eléctrica y especialmente la altura mejora la apariencia y permite realizar en caso necesario, instalaciones subterráneas.

A continuación se hace mención de ciertas propiedades que tiene el SF₆ que lo han consolidado como el principal aislante:

- Alta rigidez dieléctrica
- Estabilidad química
- Estabilidad térmica
- Baja temperatura de licuefacción
- No inflamabilidad
- Inerte fisiológico
- Habilidad para contrarrestar el arco eléctrico.

Así mismo sus propiedades químicas más importantes son las siguientes:

- Puede calentarse sin descomposición hasta 500 °C
- Es insoluble en el agua
- No es atacado por los ácidos
- El hidrogeno, cloro y oxigeno no ejercen acción química sobre el.

b.a) Subestación eléctrica intemperie convencional.

Son aquellas que se encuentran instaladas en el exterior, por lo tanto todos los accesorios y equipos que la constituyen, están diseñados para resistir los efectos de los agentes atmosféricos externos tales como la lluvia, viento, humo, salinidad, etc.

Se usan generalmente cuando las tensiones son muy altas, ya que las distancias que deben existir entre conductores, así como con respecto a tierra son muy grandes.

En estas subestaciones eléctricas los transformadores, interruptores, apartarrayos, transformadores de potencial y corriente, etc., son de construcción hermética, dado que operan al aire libre (Figura 2.7), así mismo sus accesorios tales como aisladores de soportes y suspensión, barras colectoras y estructuras son diseñadas para tal fin.



Figura 2.7 Subestación Eléctrica intemperie convencional.

b.b) Subestación eléctrica intemperie compacta.

Esta subestación eléctrica tiene las mismas características de construcción que la interior compacta, con la única diferencia que los gabinetes que contienen a todo el equipo están diseñados para soportar todos los efectos externos de la naturaleza, tales como la lluvia, viento, polvo, contaminación, salinidad, etc. (ver Figura 2.8).



Figura 2.8 Subestación eléctrica intemperie compacta.

b.c) Subestación eléctrica intemperie blindada en hexafluoruro de azufre SF₆.

Al igual que la de tipo interior tiene todo su equipo y dispositivos dentro de una envolvente metálica y aislados en SF₆, y solo el diseño es lo que varía, puesto que estas subestaciones eléctricas están fabricadas para soportar de forma eficaz los agentes atmosféricos (Figura 2.9).



Figura 2.9 Subestación eléctrica intemperie blindada en hexafluoruro de azufre SF₆.

Sin embargo es preciso describir las principales ventajas de este tipo de subestación eléctrica, y son las siguientes:

-A tensiones del orden de 230 kV y en lugares céntricos de ciudades grandes, las subestaciones en SF₆ de esta índole comienzan a ser más baratas que las convencionales a la intemperie, de igual capacidad y con igual disposición física. Para tensiones menores de 230 kV el costo de las subestaciones en gas crece, por lo que sólo se recomienda su uso en lugares de alta contaminación o en donde se tenga problemas de espacio disponible.

-Para tensiones superiores a 400 kV, el costo de las subestaciones en SF₆ desciende a valores en donde puede ser económica su instalación, aun en lugares periféricos de ciudades grandes.

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

-En lugares donde la contaminación atmosférica es muy alta, como en las fábricas de cemento, la construcción blindada, protegida a su vez bajo techo, protege perfectamente la instalación.

-La construcción blindada evita la radiointerferencia y disminuye el nivel de ruido, debido a la operación de los interruptores.

-La disminución de las dimensiones de la instalación, especialmente la altura, facilita su instalación en forma disfrazada, o bien, su instalación en interiores, o en forma subterránea.

No obstante dentro de las subestaciones blindadas en SF₆ hay que tomar en cuenta los siguientes factores:

Humedad. El contenido de humedad en el SF₆ no debe exceder ciertos valores, de acuerdo con el fabricante, ya que los productos de descomposición del gas debidos al arco eléctrico, en presencia de humedad forman compuestos corrosivos que atacan la porcelana y la hacen conductora.

Corrientes circulantes y conexión a tierra de las cubiertas. Al fluir la corriente en el conducto interno de una instalación de hexafluoruro, se induce en la cubierta exterior una tensión en forma similar a la inducida en el secundario de un transformador de corriente. Si la cubierta tubular se conecta a tierra en ambos extremos, fluye en ella una corriente prácticamente igual en magnitud y de dirección opuesta a la que fluye en el conductor interno y se considera que las cubiertas se encuentran al potencial de tierra.

Coordinación de aislamiento. Con relación a este factor se debe tomar las consideraciones siguientes:

a) Todas las componentes de la subestación en gas deben cumplir con el nivel básico de impulso adecuado, para soportar descargas de rayos o maniobras de interruptores.

b) Deberán utilizarse pararrayos del tipo estación en los puntos donde las líneas aéreas entran en la subestación.

c) En el caso de recibir la energía a través de una instalación de cables de potencia, no siempre son necesarios los pararrayos a menos que el cable sea corto y esté conectado a una instalación intemperie en el otro extremo. En general la instalación de pararrayos requiere un estudio previo de acuerdo con los parámetros del sistema.

Ahora bien, como en cualquier equipo eléctrico de alta tensión, las pruebas que se efectúan en las subestaciones aisladas en SF₆ se consideran dentro de los tres tipos siguientes:

Pruebas de diseño. Se llevan a cabo en las componentes prototipo e incluyen:

- Tensión al impulso
- Tensión a la frecuencia de la red, durante un minuto
- Corriente
- Sobrepresión del gas
- Fugas de gas
- Vida y desgaste mecánico
- Interrupción de lo interruptores.

Pruebas de rutina. Se efectúan en la fábrica, a cada sección de embarque e incluyen:

- Tensión a la frecuencia de la red, durante un minuto
- Descargas parciales
- Presión
- Fugas de gas
- Operación mecánica.

Pruebas de campo. Éstas se efectúan cuando la subestación ha sido completamente instalada en el lugar de operación y antes de la puesta en servicio del equipo. Incluyen básicamente las siguientes pruebas:

- Tensión
- Humedad del gas, mediante la medición del punto de rocío del mismo
- Fugas de gas
- Operación de partes, mecanismos y bloqueos
- Continuidad y aislamiento de los cables de control.

En el caso de los fabricantes, hay que advertir que este tipo de subestaciones se arman completamente en la fábrica y prueban toda la subestación, antes de ser embarcada al lugar de destino. Luego la desmantelan y embarcan en bloques, del mayor tamaño posible, con sellos en todas sus bridas e inyección de gas seco a presión, de tal manera que durante todo el transporte se mantenga una presión interna positiva, que evite la introducción de humedad y elementos contaminantes. De esta forma, una vez instalada la subestación (Figura 2.10) en el lugar de operación, las pruebas de esta puesta en servicio se reducen a un mínimo.



Figura 2.10 Subestación tipo intemperie blindada en SF₆ instalada.

Para el cliente es preferible aceptar las pruebas de fábrica, siempre y cuando los sellos de embarque no se hayan roto, que desarmar toda la subestación para inspección antes del montaje final, ya que en lugar de la instalación las condiciones de limpieza por más esmero que se tenga, no se pueden comparar con las existentes en la fábrica de origen y hay mucha probabilidad de que se introduzcan partículas de polvo, humedad o elementos contaminantes en general, que pueden crear puntos en donde se inicie efecto corona, que con el tiempo va a ir degradando el material de los discos aislantes hasta provocar la falla de la subestación o parte de ella.

En resumen antes de la puesta en operación de la instalación se procede a verificar el hermetismo de la subestación mediante un detector de fugas de SF₆, los diferentes mecanismos y bloqueos, la humedad del gas mediante la medición del punto de rocío del mismo. Terminadas las verificaciones anteriores, se procede a efectuar con tensión, la prueba final del equipo.

Finalmente, desde el punto de vista de mantenimiento, este tipo de subestaciones requiere muy poco; sin embargo el gas se debe muestrear y controlar su contenido de humedad cada seis meses.

ELEMENTOS QUE INTEGRAN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Es conveniente tener una idea de cuáles son los elementos que integran una subestación eléctrica, así como la función que desempeñan cada uno de ellos; con el objetivo de analizar con mayor profundidad las características más relevantes, para visualizar así una aplicación más específica.

Se puede mencionar que todos los elementos de una subestación tienen una función primordial y cada uno es indispensable de acuerdo a la ubicación que guarda dentro de la instalación, sin embargo, es obvio conocer más a detalle aquellos elementos que por la función que realizan resultan de mayor énfasis.

Sin embargo es de gran importancia para aquellas personas que se inician con los problemas de selección y diseño saber que características deben resaltar de entre otras para un equipo, ya que se corre el riesgo de que por desconocimiento de algunos conceptos se incurra en errores técnicos de operación o de selección.

A continuación se mencionan los elementos que integran una subestación eléctrica.

3.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador es una máquina estática eléctrica, que por inducción electromagnética transforma energía eléctrica, usualmente cambia los valores de tensión y corriente, manteniendo constante la frecuencia. Un transformador es la parte más importante de una subestación eléctrica ya sea por la función que representa de transferir la energía eléctrica de un circuito a otro que son por lo general de diferente tensión y sólo están acoplados magnéticamente, o bien por su costo en relación a las otras partes de la instalación.

Los transformadores pueden clasificarse por:

- a) La operación.
 - 1.- De potencia arriba de 500 KVA y 69 kV. (Figura 3.1)
 - 2.- De distribución menores de 500 KVA y 69 kV. (Figura 3.2)
 - 3.- De instrumento
 - 4.- De horno eléctrico

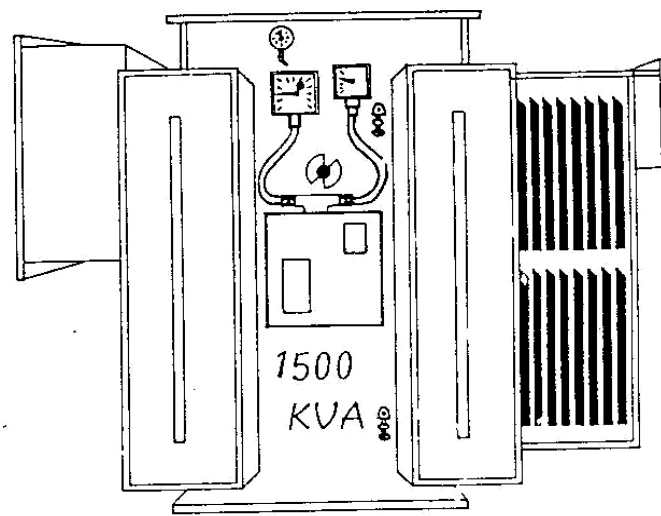


Figura 3.1 Transformador de Potencia.

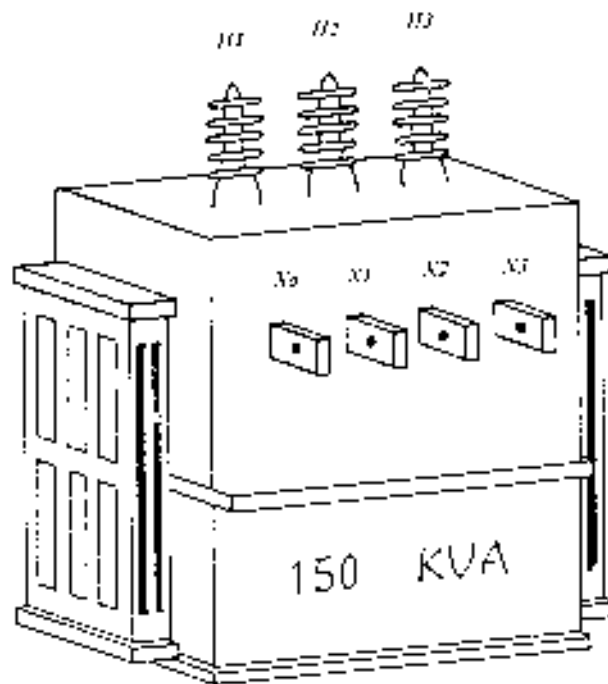


Figura 3.2 Transformador de Distribución.

- b) La forma de su núcleo.
 - 1.- Tipo columna
 - 2.- Tipo acorazado
 - 3.- Tipo envolvente
 - 4.- Tipo radial

- c) Por el número de fases.
 - 1.- Monofásico
 - 2.- Trifásico

- d) Por el número de devanados.
 - 1.- Dos devanados
 - 2.- Tres devanados

- e) Por el medio refrigerante.
 - 1.- Aire
 - 2.- Aceite
 - 3.- Líquido inerte

- f) Por la regulación.
 - 1.- Regulación fija
 - 2.- Regulación variable con carga
 - 3.- Regulación variable sin carga

- g) Por el tipo de enfriamiento.
 - 1.- Enfriamiento OA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio
 - 2.- Enfriamiento OA/FA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado
 - 3.- Enfriamiento OA/FA/FOA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite propio
 - 4.- Enfriamiento OW
Sumergido en aceite y enfriado en agua
 - 5.- Enfriamiento FOA
Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado
 - 6.- Enfriamiento AA.
Tipo seco con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento
 - 7.- Enfriamiento AFA.
Tipo seco, enfriado por aire forzado

El transformador de potencia está formado por tres partes principales:

- a) *Parte activa*. Está formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal que agrupa los siguientes elementos:

1.- Núcleo. Constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0.28 mm. El núcleo puede ir unido a la tapa y levantarse con ella, o puede ir unido a la pared del tanque, lo cual produce mayor resistencia durante las maniobras mecánicas de transporte.

2.- Bobinas. Constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre o solera de cobre o de aluminio. Los conductores se forran de material aislante, que puede tener diferentes características, de acuerdo con la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio en que va a estar sumergida. Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, deben tener apoyos y sujeciones suficientes para soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de tipo electromagnético que se producen durante los cortocircuitos.

Las bobinas, según la capacidad y tensión del transformador, pueden ser de tipo rectangular para pequeñas potencias, de tipo cilíndrico para potencias medianas y de tipo galleta para las potencias altas.

3.- Cambiador de derivaciones. Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye en un transformador. Puede ser de operación automática o manual; puede instalarse en el lado de alta o de baja tensión dependiendo de la capacidad y tensión del aparato, aunque conviene instalarlos en alta tensión, debido a que su costo disminuye en virtud de que la intensidad de corriente es menor.

4.- Bastidor. Está formado por un conjunto de elementos estructurales que rodean el núcleo y las bobinas, y cuya función es soportar los esfuerzos mecánicos y electromagnéticos que se desarrollan durante la operación del transformador.

b) *Parte pasiva.* Consta del tanque donde se aloja la parte activa; se utiliza en los transformadores cuya parte activa va sumergida en líquidos. El tanque debe ser hermético, soportar el vacío absoluto sin presentar deformación permanente, proteger eléctrica y magnéticamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para su transporte y su carga, soportar los enfriadores, bombas de aceite, ventiladores y los accesorios especiales.

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga de éste. El tanque y los radiadores de un transformador deben tener un área suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, sin que su elevación de temperatura pase de 55 °C o más, dependiendo de la clase térmica de aislamiento especificado.

A medida que la potencia de diseño de un transformador se hace crecer, el tanque y los radiadores, por sí solos, no alcanzan a disipar el calor generado, por lo que en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario adicionar enfriadores, a través de los cuales se hace circular aceite forzado por bombas, y se sopla aire sobre ellos, por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

c) *Accesorios.* Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación y facilitan las labores de mantenimiento. Entre estos elementos, algunos de los cuales se observan en la Figura 3.3, destacan los siguientes:

1.- Tanque conservador. Es un tanque extra colocado sobre el tanque principal del transformador, cuya función es absorber la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura, provocados por los incrementos de carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmósfera si el tanque tiene respiración.

En el conservador no debe permanecer el aceite en contacto con el aire. Por un lado, porque al estar variando el nivel de aceite el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia dentro del transformador, y por otro lado, por que el aceite en contacto con el aire se oxida y pierde también características dieléctricas. Para evitar lo anterior, se utilizan diferentes métodos de protección; uno es por medio de una lámina de neopreno que se mueve simultáneamente con la variación del nivel de aceite y evita el contacto aire-aceite, y otro es llenar la parte superior del conservador con nitrógeno seco y sellar el tanque conservador.

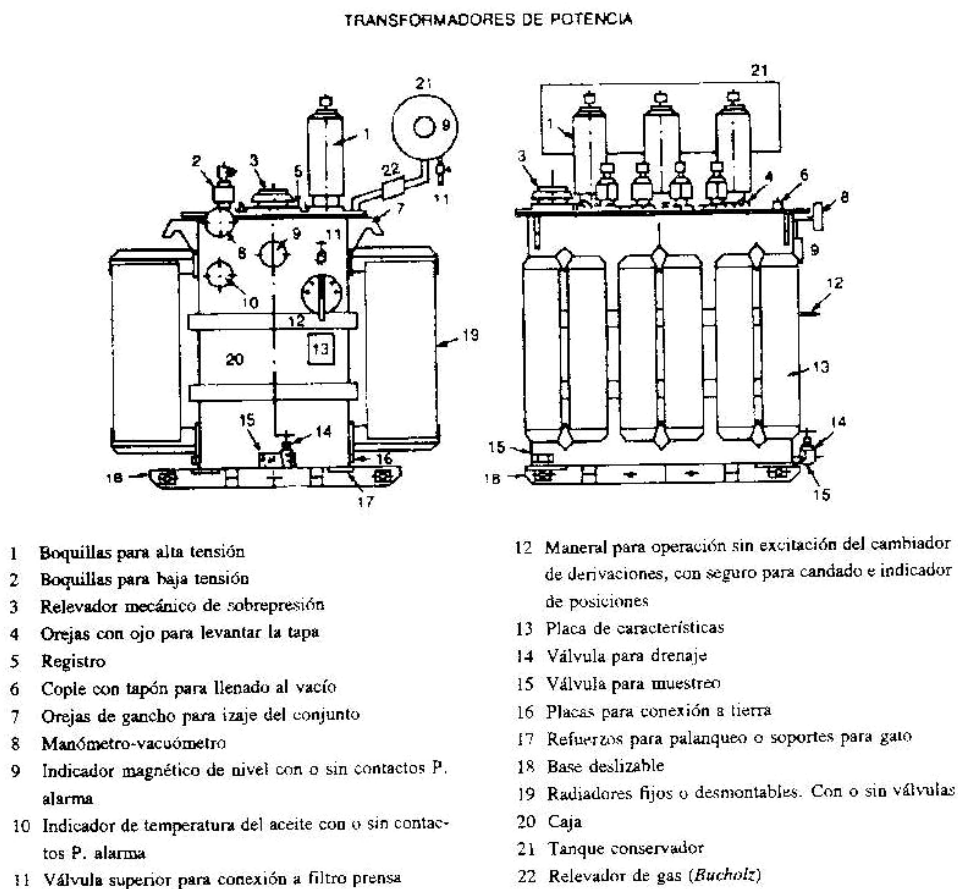


Figura 3.3 Accesorios de un Transformador.

2.- Boquillas. Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador. Sin embargo es de gran importancia mencionar que para mejorar la resistencia sísmica de éstas conviene tomar en cuenta lo siguiente:

- Fabricar las boquillas en forma cónica, que reduce peso.
- Al reducir el peso disminuye la carga sísmica en la magnitud del orden de un 30%.
- Utilizar porcelanas de alta resistencia mecánica (óxido de aluminio).
- Cuando las características de contaminación lo permitan utilizar resinas epóxicas, que logran reducir el peso en un 60%.

3.- Tablero. Es un gabinete dentro del cual se encuentran los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, de la calefacción del tablero, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc.

4.- Válvulas. Es un conjunto de dispositivos que se utilizan para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador.

5.- Conectores de tierra. Son piezas de cobre soldadas al tanque, donde se conecta el transformador a la red de tierra.

6.- Placa de características. Esta placa se instala en un lugar visible del transformador y en ella se graban los datos más importantes como son potencia, tensión, por ciento de impedancia, número de serie, diagramas vectorial y de conexiones, número de fases, frecuencia, elevación de temperatura, altura de operación sobre el nivel del mar, tipo de enfriamiento, por ciento de variación de tensión en los diferentes pasos del cambiador de derivaciones, peso y año de fabricación.

3.2. INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Un interruptor de potencia consiste en un juego de contactos que se separan en gas o en aceite bajo la influencia de un mecanismo acelerador puesto en operación al ocurrir una falla en el sistema, por un solenoide excitado con un sistema eléctrico detector; el arco se extingue fundamentalmente desplazándolo de tal manera que aumente su longitud enfriándolo para desionizarlo y sustituyendo los gases ionizados por fluidos no ionizados.

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito bajo carga en condiciones normales, y está en su función principal bajo condiciones de cortocircuito. Sin embargo, el interruptor sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor y el transformador son dispositivos importantes de una subestación eléctrica. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

El interruptor debe ser capaz de interrumpir corrientes eléctricas de intensidades y factores de potencia diferentes, pasando desde las corrientes capacitivas de varios cientos de amperes a las inductivas de varias decenas de kiloamperes.

El interruptor de potencia (Figura 3.4) se puede considerar formado por tres partes principales:

a) Parte activa. Constituida por las cámaras de extinción que soportan los contactos fijos y el mecanismo de operación que soporta los contactos móviles.

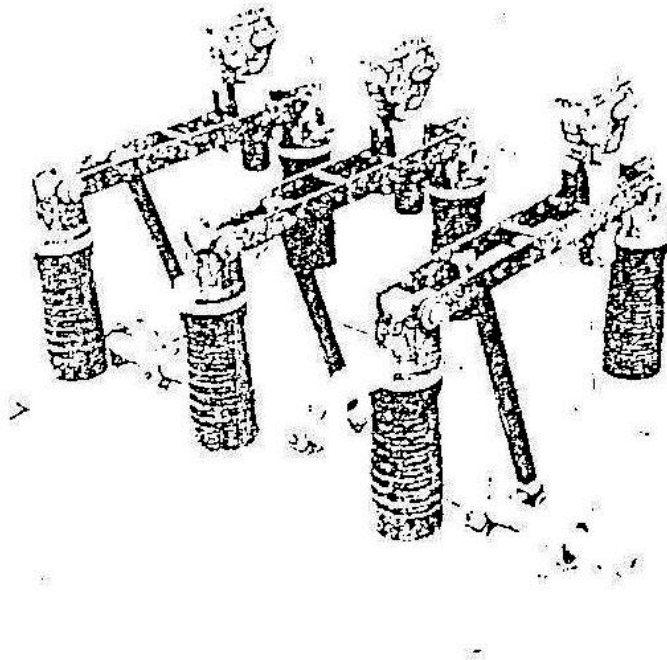


Figura 3.4 Interruptor tripolar de apertura vertical para servicio interior 14.4 y 25 kV.

b) Parte Pasiva. Está formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, en los que se aloja la parte activa.

Es importante señalar que la parte pasiva desempeña las siguientes funciones:

- Protege eléctrica y mecánicamente el interruptor.
- Ofrece puntos para el levantamiento y transporte del interruptor, así como espacio para la instalación de los accesorios.
- Soporta los recipientes de aceite, si los hay, y el gabinete de control.

c) Accesorios. En esta parte se consideran incluidas las siguientes partes:

- Boquillas terminales que a veces incluyen transformadores de corriente
- Válvulas de llenado, descarga y muestreo del fluido aislante

- Conectores de tierra
- Placa de datos
- Gabinete que contiene los dispositivos de control, protección, medición, accesorios como: compresora, resorte, bobinas de cierre o de disparo, calefacción, etc.

Cabe señalar que de acuerdo con los elementos que intervienen en la apertura del arco de las cámaras de extinción, los interruptores se pueden dividir en los siguientes grupos, de acuerdo a su aparición histórica:

a) Interruptor en gran volumen de aceite. Fueron los primeros interruptores empleados en alta tensión y que utilizan el aceite para la extinción del arco. En este tipo de extinción el arco producido calienta el aceite causando una formación de gas muy intensa que, aprovechando el diseño de la cámara, empuja un chorro de aceite a través del arco, lo cual provoca su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a su extinción al pasar la onda de corriente por cero. Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres es simultáneo, por medio de un mando común.

b) Interruptor en pequeño volumen de aceite. Este tipo, tiene forma de columna y se utiliza en tensiones y potencias medianas. Las cámaras de extinción tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por tal efecto, al extinguir las corrientes de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas. Asimismo, la potencia de apertura es limitada sólo por la presión de los gases originados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arqueo.

c) Interruptor neumático. En este tipo de interruptores el apagado del arco se efectúa por la acción violenta de un chorro de aire que barre el aire ionizado por efecto del arco. El poder de ruptura aumenta casi proporcionalmente a la presión del aire inyectado. La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto, del orden de tres ciclos, lo cual produce sobretensiones de mayor magnitud.

Estos aparatos pueden operar en forma modular con su propia compresora y tanque de almacenamiento o en forma de estación central de aire comprimido, que alimenta el conjunto de los interruptores de la instalación.

d) Interruptor en hexafluoruro de azufre. Son aparatos cuyas cámaras de extinción operan dentro de hexafluoruro de azufre (SF_6), esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento. Estos interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos de 115 hasta 800 kV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 kA.

Pueden librar fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones altas producidas por esta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras. En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, y considerando factible que haya dispersión de un milisegundo entre los tres polos.

e) Interruptor en vacío. Son interruptores que abren en un ciclo debido a la poca inercia de sus contactos y a su corta distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío absoluto. El contacto fijo está sellado con la cámara de vacío y por el otro lado entra el contacto móvil, que también está sellado al otro extremo de la cámara y que, en lugar de deslizarse, se mueve junto con la contracción del fuelle.

Al abrir los contactos dentro de la cámara de vacío, no se produce ionización, y por tanto, no es necesario el soplado del arco ya que éste se extingue prácticamente al paso por cero después del primer ciclo. La vida útil del interruptor según diferentes fabricantes es de unas 200,000 operaciones en vacío y de 10,000 con corrientes de hasta 600 A, lo cual provoca una duración de las cámaras en un promedio de 20 años.

Este tipo de interruptor se utiliza en instalaciones de hasta 34.5 kV dentro de tableros blindados.

Los dos inconvenientes principales al utilizar este tipo de interruptores son:

-Que por algún defecto o accidente se pierda el vacío de la cámara, y al entrar aire y producirse el arco reviente la cámara.

-Debido a su rapidez producen grandes sobretensiones entre sus contactos y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

3.3. RESTAURADOR.

En los sistemas de distribución, además del problema de la protección de los equipos eléctricos, se presenta el de la continuidad del servicio. Para satisfacer esta necesidad se ideó un interruptor de operación automática que no necesita de accionamiento manual para sus operaciones de cierre o apertura, es decir, está construido de tal manera que un disparo o un cierre está calibrado y opera bajo una secuencia lógica predeterminada y constituye un interruptor de operación automática con características de apertura y cierre regulable de acuerdo con las necesidades de la red de distribución que se va a proteger, este interruptor recibe por tales condiciones el nombre de restaurador.

Un restaurador no es más que un interruptor de aceite con sus tres contactos dentro de un mismo tanque y que opera en capacidades interruptivas relativamente bajas y a tensiones no muy elevadas.

El restaurador opera en forma semejante a un interruptor trifásico, ya que sus contactos móviles accionados por un vástago común, conecta y desconecta en forma simultánea.

El proceso de apertura y cierre se puede describir brevemente como sigue:

1.- Cuando ocurre una falla la bobina de disparo se energiza y actúa sobre un trinquete mecánico que hace caer a los contactos móviles.

2.- Los contactos móviles disponen de resortes tensionados de tal forma que la apertura es rápida. Al caer los contactos móviles energizan la bobina de recierre que se encuentra calibrada para operar con un cierto intervalo.

3.- La bobina de recierre acciona un dispositivo mecánico que opera los contactos móviles, conectándose nuevamente con los contactos fijos.

4.- Si la falla es transitoria, el restaurador queda conectado y preparado para otra falla; si la falla es permanente repetirá todo el proceso anterior hasta quedar fuera según sea el número de recierres para el cual se ha calibrado.

Por otro lado, los restauradores que más comúnmente se emplean son de los tipos R y W.

El restaurador tipo R, es semejante en su construcción al tipo W, pero se utiliza para capacidades menores.

A continuación se dan algunos datos de este tipo de restaurador:

Tensión nominal: 2.4-14.4 kV
Corriente nominal: 25-400 A
Tensión de diseño: 15.5 kV.

Restaurador tipo W, se construye trifásico, en forma parecida al tipo R, pero es un poco más robusto. A continuación se dan algunos datos de este tipo de restaurador:

Tensión nominal: 2.4-14.4 kV
Corriente nominal: 100-560 A
Tensión de diseño: 15.5 kV.

3.4. CUCHILLAS.

Son dispositivos que sirven para conectar y desconectar diversas partes de una instalación eléctrica, para efectuar maniobras de operación o bien para darles mantenimiento. Las cuchillas pueden abrir circuitos con la tensión nominal pero nunca cuando esté fluyendo corriente a través de ellas. Antes de abrir un juego de cuchillas siempre deberá abrirse primero el interruptor correspondiente.

La diferencia entre un juego de cuchillas y un interruptor de potencia radica en que las cuchillas no pueden abrir un circuito con corriente y el interruptor si puede abrir cualquier tipo de corriente, desde el valor nominal hasta el valor de cortocircuito.

Las cuchillas están formadas por una base metálica de lámina galvanizada con un conector para puesta a tierra, dos o tres columnas de aisladores que fijan el nivel básico de impulso, y encima de éstos la cuchilla. La cuchilla está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil.

Las cuchillas, de acuerdo con la posición que guarda la base y la forma que tiene el elemento móvil, pueden ser:

a) Horizontales. Pueden ser de tres partes, el mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla, otro tipo de cuchilla horizontal es aquel en que la parte móvil de la cuchilla gira en un plano horizontal. Este giro se puede hacer de dos formas:

Cuchilla con dos columnas de aisladores que giran simultáneamente y arrastran las dos hojas, una que contiene la mordaza y la otra el contacto macho.

La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna gira y en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostiene las mordazas fijas.

b) Horizontal invertida. Es igual a la cuchilla horizontal, pero las tres columnas de aisladores se encuentran colgando de la base. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla se encuentra un resorte que, en este caso, ayudara al cierre de la misma.

c) Vertical. Es igual a la cuchilla horizontal, pero los tres aisladores se encuentran en forma horizontal y la base está en forma vertical. Para compensar el peso de la hoja de la cuchilla también tiene resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla.

d) Pantógrafo. Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil, y están formadas por un sistema mecánico de barras conductoras que tienen las formas de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas.

Los elementos de conexión en las cuchillas están, formadas de un lado, por la cuchilla y del otro, por el elemento fijo o mordaza, que es un contacto formado por varios dedos metálicos, los cuales presionan por medio de resortes individuales que se utilizan para mantener una presión alta en el contacto y por lo tanto originar pérdidas bajas.

Ahora bien, los materiales utilizados en la fabricación de las cuchillas son los siguientes:

Base. Se fabrica de lámina de acero galvanizado.

Aisladores. Son de porcelana y pueden ser de tipo columna o de tipo alfiler. La función de los aisladores es soportar el nivel de tensión y los esfuerzos mecánicos que se producen en las cuchillas.

Cuchilla. La cuchilla se puede fabricar de cobre o de aluminio según la contaminación predominante en la zona de instalación.

Operación. Desde el punto de vista de maniobra, las cuchillas se pueden operar en forma individual o en grupo. La operación en forma individual se efectúa cuando la tensión de operación es menor de 20 kV, se abren o cierran por medio de garrochas de madera y el operador debe utilizar guantes de hule. Sin embargo la operación en grupo se efectúa para tensiones superiores a 20 kV y puede ser por medio de un mecanismo de barras que interconectan los tres polos, moviéndolos simultáneamente a través de una operación que puede ser en forma manual, para tensiones de hasta 115 kV, o bien en forma motorizada por medio de energía eléctrica, hidráulica, neumática, etc.

3.5. FUSIBLES.

Son dispositivos de protección eléctrica de una red que hacen las veces de un interruptor, siendo más baratos que éstos. Se emplean en aquellas partes de una instalación eléctrica en que los interruptores no se justifican económicamente.

Su función es la de interrumpir circuitos cuando se produce en ellos una sobrecorriente, y soportar la tensión transitoria de recuperación que se produce posteriormente.

Un juego de fusibles de alta tensión, en su parte fundamental, está formado por tres polos. Cada uno de ellos, a su vez, está formado por una base metálica semejante a las utilizadas en las cuchillas, dos columnas de aisladores que pueden ser de porcelana o de resina sintética y cuya altura fija el nivel básico de impulso a que trabaja el sistema. Sobre los aisladores se localizan dos mordazas, dentro de las cuales entra a presión el cartucho del fusible.

Dentro del cartucho se encuentra el elemento fusible, que normalmente está formado por un alambre o tiras metálicas con una sección reducida, que está calibrada de acuerdo con su capacidad de corriente. Para los elementos fusibles se utiliza como material un alambre de aleación a base de plomo, para el caso de bajas tensiones y corrientes, y una cinta de aleación a base de cobre o de aluminio, para el caso de mayores corrientes.

De acuerdo con su capacidad de ruptura, lugar de instalación y costo, se pueden utilizar diferentes tipos de fusibles, entre los más conocidos se pueden indicar los siguientes:

1.- *Expulsión.* Éstos aprovechan la generación y expulsión de un gas a alta presión que, al ser inyectado a través del arco producido a continuación de la fusión del elemento fusible. De este tipo de fusible son los de ácido bórico (Figura 3.5), sustancia que es el elemento generador de gas, y que tiene como ventaja que son recargables, utilizando para ello pastillas de ácido bórico comprimido.

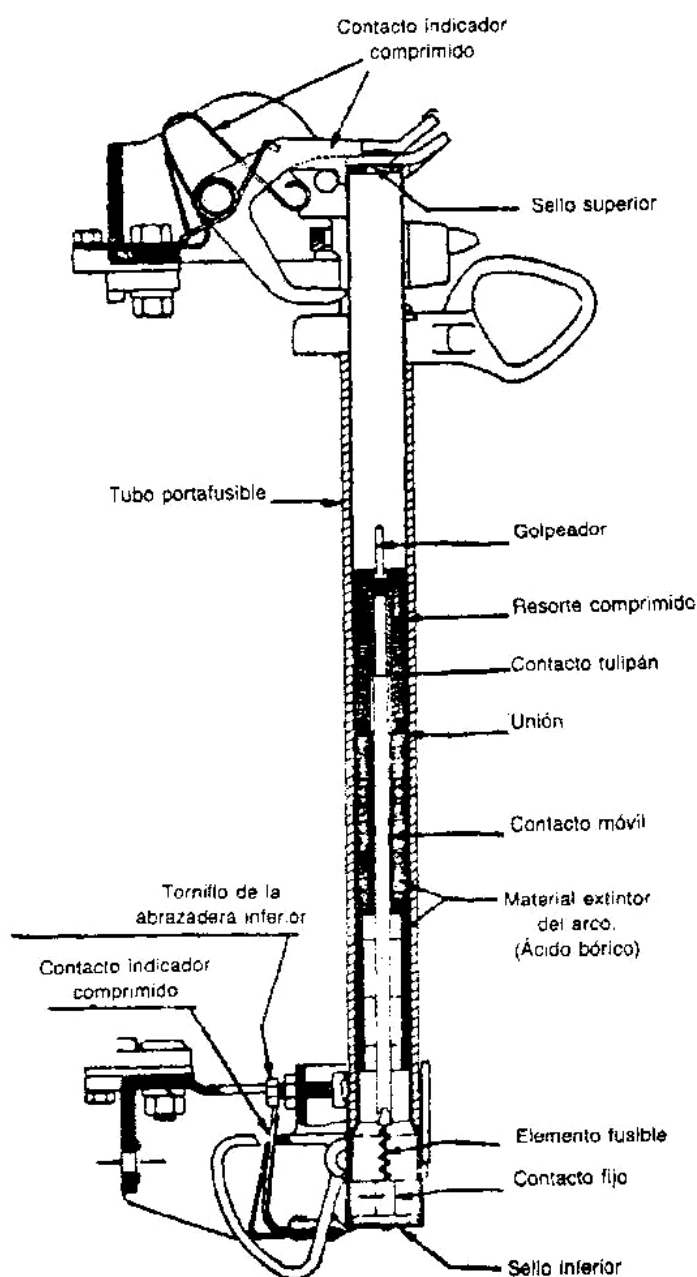


Figura 3.5 Fusible tipo expulsión.

2.- *Limitador de corriente.* Este tipo de fusible tiene doble acción, por un lado reduce la corriente de falla debido a la característica de introducir una resistencia elevada en el circuito y por otro, debido al incremento de la resistencia pasa de un circuito de bajo factor de potencia a otro circuito de alto factor de potencia. El elemento fusible se encuentra dentro de arena de sílice que centra el arco, eleva la presión a lo largo del elemento fusible y produce una elevación momentánea de la resistencia, la cual limita la corriente de cortocircuito, limitando así el tiempo de interrupción a un valor que se considera dentro del primer semiciclo de la onda de corriente.

El elemento fusible, como se muestra en la Figura 3.6, consta de uno o varios elementos de plata en forma de alambre o cinta perforada. Estos elementos van enrollados helicoidalmente sobre un cilindro de porcelana que soporta altas temperaturas en el instante de la operación. El espacio entre el soporte y el tubo está relleno de arena de sílice. El eslabón fusible tiene puntos M que son puntos de soldadura de plomo o aleaciones de estaño, cadmio, etc.

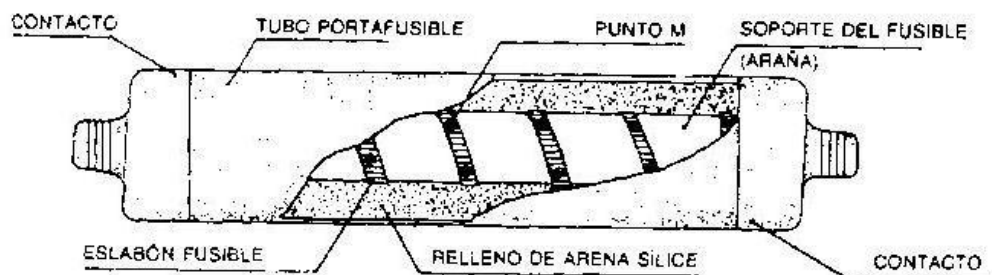


Figura 3.6 Corte de un fusible limitador de corriente.

3.- *De vacío.* Este tipo de interrupción se produce al separarse los contactos dentro de un recipiente hermético en el que se ha hecho el vacío, de tal manera que a medida que se separan los contactos, la corriente se concentra en los puntos más salientes de la superficie del contacto y cesa cuando se evapora el último puente entre los dos contactos.

Sin embargo los fusibles se llegan a utilizar con tensiones de hasta 115 kV, lo normal es usarlos en tensiones medias, por ejemplo, 15 kV y 200 MVA de capacidad de ruptura. Se utilizan principalmente en la protección de transformadores de potencial y de distribución. Hay fusibles de gran capacidad de ruptura que pueden interrumpir potencias de hasta 300 MVA.

3.6. CUCHILLAS DESCONECTADORAS.

Las cuchillas desconectadoras se utilizan para seccionar una red de distribución. Su empleo puede ser para separar los equipos de alta tensión, seccionando las barras colectoras. Además deben ser operadas bajo tensión pero sin carga, de lo contrario el arco producido puede dañar los contactos. No obstante, para pequeñas capacidades pueden operarse con carga. Para mantenimiento del equipo es conveniente conectar a tierra las líneas de alimentación por medio de unas cuchillas auxiliares que van montadas en el mismo seccionador.

Clasificación de cuchillas desconectadoras.

- a) Por su operación.
 - 1.- Con carga (a tensión nominal)
 - 2.- Sin carga (a tensión nominal)

- b) Por su tipo de accionamiento.
- 1.- Manual
 - 2.- Automático
- c) Por su forma de desconexión.
- 1.- Con tres aisladores, dos fijos y un tipo giratorio al centro (horizontal), llamado de doble arco.
 - 2.- Con dos aisladores (accionados con pértiga), operación vertical.
 - 3.- Con dos aisladores, uno fijo y otro giratorio en el plano horizontal.
 - 4.- Pantógrafo o separador de tijera.
 - 5.- Cuchilla tipo AV.
 - 6.- Cuchilla de tres aisladores, el del centro movible por cremallera.
 - 7.- Cuchillas desconectoras con cuernos de arqueo.
 - 8.- Cuchilla tripolar de doble aislador giratorio.

A continuación se mencionan algunas observaciones de singular relevancia para el empleo de los diferentes tipos de cuchillas.

1.- Cuchillas con tres aisladores, dos fijos y uno giratorio en el centro. Estas cuchillas se emplean sobre todo en subestaciones tipo intemperie con corrientes elevadas y tensiones del orden de 34.5 kV, son generalmente operadas en grupo, por mando eléctrico (ver Figura 3.7).

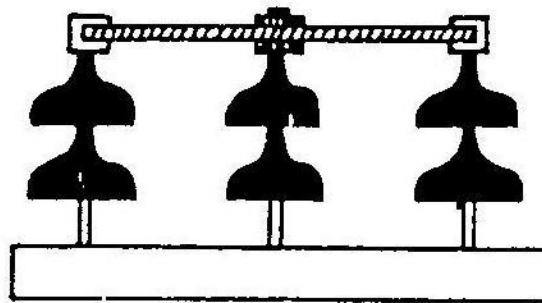


Figura 3.7 Cuchillas con tres aisladores, dos fijos y uno giratorio al centro.

2.- Cuchillas con dos aisladores de operación vertical (normal e invertida). Este tipo de cuchillas son las más utilizadas por su operación simple, pueden emplearse en instalaciones interiores o a la intemperie. Para usos interiores se recomienda usarla en tensiones no mayores de 23 kV. Para montaje a la intemperie puede usarse en cualquiera de las tensiones normales de operación, con mando por barra o motor eléctrico (ver Figura 3.8).

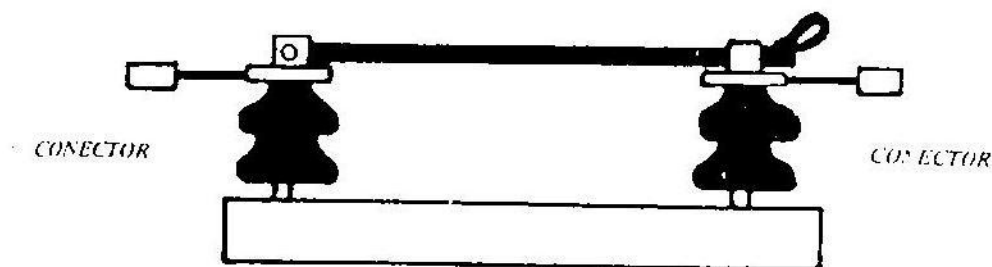


Figura 3.8 Cuchillas con dos aisladores de operación vertical.

3.- Cuchillas con dos aisladores de operación horizontal (un aislador fijo), este tipo de cuchillas es generalmente de uso a la intemperie. Presentan muchas ventajas cuando son accionadas neumáticamente: por tal razón, es conveniente emplearlas cuando se disponga de aire comprimido, se usan para cualquiera de las tensiones normales de operación. Pueden accionarse también por barra o motor eléctrico.

4.- Cuchillas con tres aisladores de doble arco (tipo AV), estas cuchillas se emplean en instalaciones de corrientes elevadas y tensiones medias; se operan generalmente por barra o motor eléctrico.

5.- Cuchillas de tres aisladores, con el aislador central desplazable por cremallera, el rango de aplicación de estas cuchillas es semejante al de las cuchillas de operación vertical; debido a su tamaño, generalmente son accionadas por motor eléctrico, aunque se pueden accionar por barra o aire comprimido.

6.- Cuchillas con cuernos de arqueo, estas cuchillas pueden ser de operación horizontal o vertical. Se usan por lo general en sistemas que operan en tensiones muy elevadas, su empleo es indispensable en líneas largas.

3.7. BARRAS COLECTORAS.

Se llaman barras colectoras al conjunto de conductores eléctricos que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación. En una subestación se pueden tener uno o varios juegos de barras que agrupan diferentes circuitos en uno o varios niveles de tensión, dependiendo del propio diseño de la subestación. Las barras colectoras están formadas de los siguientes elementos:

1.- Conductores eléctricos.

2.- Aisladores, que sirven de elemento aislante eléctrico y de soporte mecánico del conductor.

3.- Conectores y herrajes, que sirven para unir los diferentes tramos de conductores y para sujetar el conductor al aislador.

El elemento principal de que se componen las barras colectoras es el conductor eléctrico que se denomina barra. Cada juego de barras consta de tantos conductores como fases o polos que integran el circuito, ya sea que se tenga corriente alterna o directa.

Los tipos normalmente usados son los siguientes:

1.- Cables. El cable es un conductor formado por un haz de alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más usado. También se han usado conductores de un solo alambre en subestaciones de pequeña capacidad. Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero (ACSR). Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

2.- Tubos. Las barras colectoras tubulares se usan principalmente para llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas. El uso de tubo en subestaciones compactas resulta más económico que el uso de otro tipo de barra. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras, los materiales más usados para tubos son el cobre y el aluminio.

3.- Barras de solera. Es el tipo de barra más comúnmente usada para llevar grandes cantidades de corriente (especialmente en interiores); por lo regular están fabricadas de cobre o aluminio. Además es relativamente más económica que el tubo y tiene excelente ventilación debido a la mayor superficie de radiación en comparación con su sección transversal, especialmente en posición vertical.

3.8. CONEXIONES DE LAS BARRAS PRINCIPALES.

Los arreglos eléctricos y físicos de los buses y equipos de interrupción a las tensiones de subtransmisión se determinan por la seguridad, confiabilidad, economía y simplicidad y algunas otras consideraciones, así como la configuración del arreglo de sus barras principales. Anteriormente se mencionaron algunos arreglos típicos de barras colectoras utilizados en las subestaciones, sin embargo es necesario mencionar más a detalle sus ventajas y desventajas más notables de cada uno de ellos. Los arreglos de barras para las subestaciones más comúnmente usados son:

- 1.- Arreglo de barra sencilla.
- 2.- Arreglo típico de doble barra con doble interruptor.
- 3.- Arreglo típico de barra principal y barra de transferencia.
- 4.- Arreglo típico de doble barra con interruptor.
- 5.- Arreglo típico de barra en anillo.
- 6.- Arreglo típico de interruptor y medio.

1.- ARREGLO DE BARRA SENCILLA.

Para la disposición de arreglo de barra sencilla (Figura 3.9) no suele emplearse en las subestaciones principales. El depender de una sola barra principal puede ocasionar interrupciones graves en el caso de presentarse una falla en el interruptor o en la barra.

Es preciso dejar sin tensión a la subestación para maniobras de mantenimiento o ampliación de la barra. Aunque el sistema de relevadores de protección es relativamente sencillo, la disposición de barra única se considera que carece de flexibilidad y que está expuesta a una desenergización total.

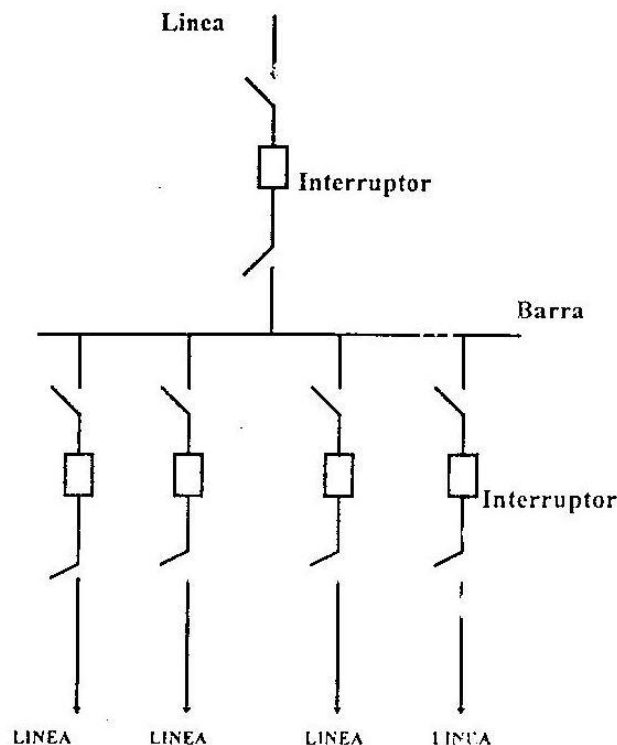


Figura 3.9 Arreglo de barra sencilla.

VENTAJA:

- 1.- Bajo costo

DESVENTAJAS:

- 1.- Si ocurre una falla en el bus o en cualquiera de los circuitos sale fuera la subestación totalmente.
- 2.- Dificultad para realizar maniobras de mantenimiento.
- 3.- No se puede expandir la subestación.
- 4.- Puede usarse solamente con cargas, y además puede interrumpir un arreglo de suministro apropiado.

2.- ARREGLO TÍPICO DE DOBLE BARRA CON DOBLE INTERRUPTOR.

En la disposición de doble barra con doble interruptor (Figura 3.10) se requiere de dos interruptores por cada circuito alimentador. Normalmente cada circuito de alimentación está conectado a las dos barras. En algunos casos, la mitad de los circuitos pueden trabajar con cada barra. Por lo que en estos casos, la falla de una barra o un interruptor ocasionará la pérdida de la mitad de los circuitos.

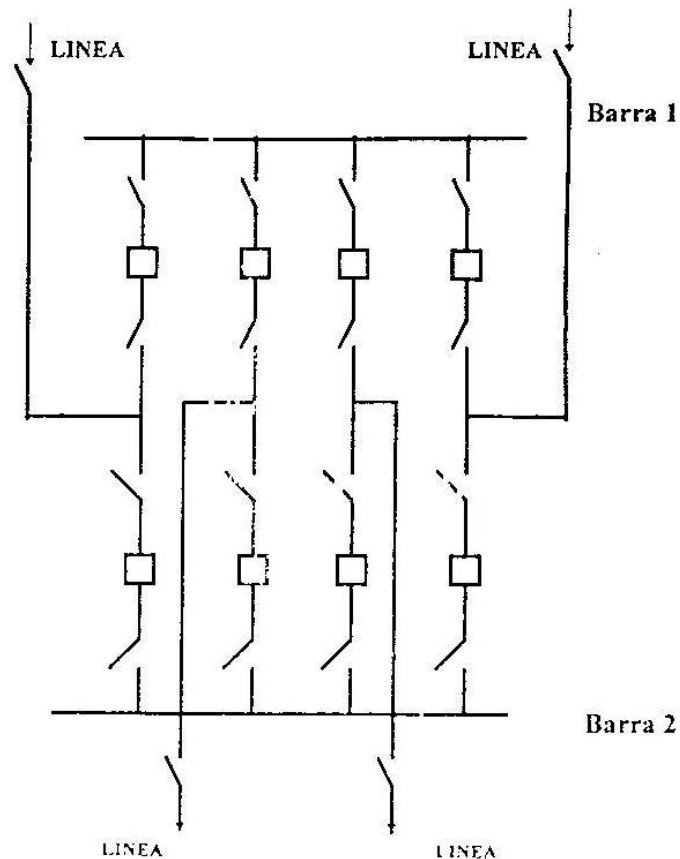


Figura 3.10 Arreglo típico de doble barra con doble interruptor.

VENTAJAS:

- 1.- Tiene específicamente dos interruptores.
- 2.- Proporciona flexibilidad ya que permite conectar un circuito a otro bus.
- 3.- Se puede tomar un bus para efectuar el mantenimiento.
- 4.- Tiene alta confiabilidad.

DESVENTAJAS:

- 1.- El costo de su instalación es considerable.
- 2.- Se pierde la mitad de los circuitos cuando falla un interruptor si los circuitos están conectados a los buses.

3.- ARREGLO TÍPICO DE BARRA PRINCIPAL Y BUS DE TRANSFERENCIA.

La disposición de barra principal y bus de transferencia (Figura 3.11) consiste en añadir una barra de transferencia al esquema de barra única o sencilla. Se añade un interruptor de enlace de barras para unir las barras principales y de transferencia. Cuando sale de servicio el interruptor de un circuito por causas de mantenimiento, se emplea el interruptor de enlace de barras para mantener energizado a ese circuito.

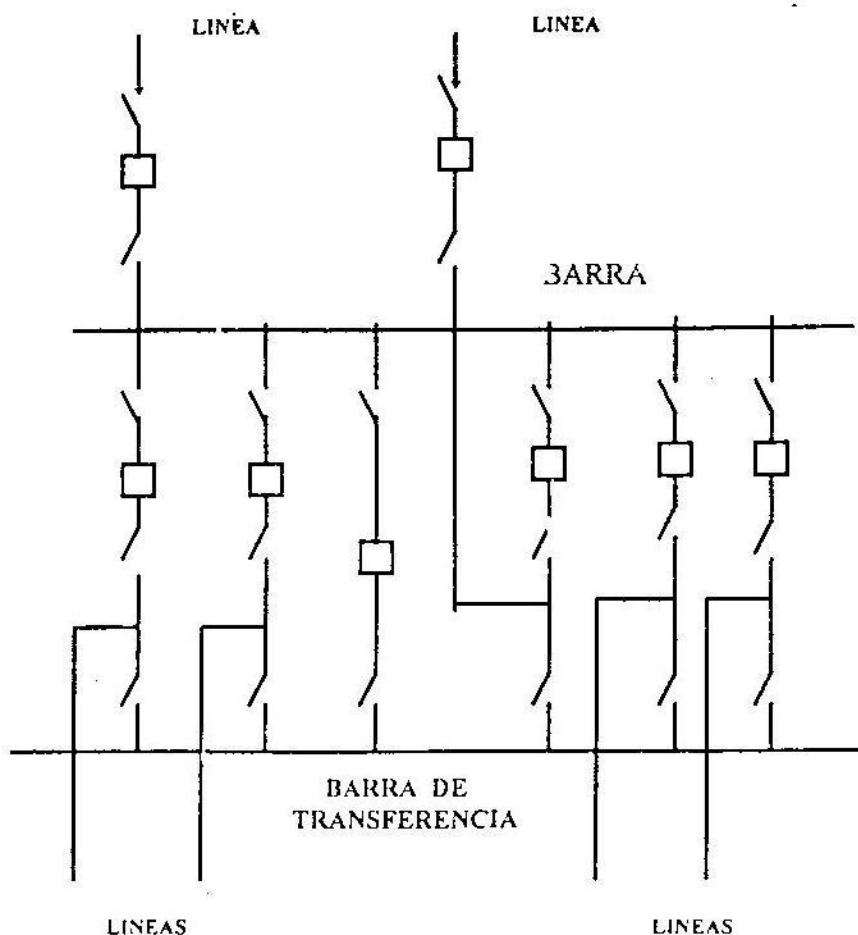


Figura 3.11 Arreglo típico de barra principal y bus de transferencia.

VENTAJAS:

- 1.- Costo inicial bajo.
- 2.- Un interruptor puede salir de operación a efectos de mantenimiento.
- 3.- El dispositivo de potencial debe usarse sobre el bus principal por los relevadores.

DESVENTAJAS:

- 1.- Requiere de un interruptor extra para las barras.
- 2.- El swicheo es muy complicado para dar mantenimiento a un interruptor.
- 3.- La barra o algún interruptor propenso a falla libera toda la subestación.

4.- ARREGLO TÍPICO DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR.

Este esquema emplea dos barras principales y cada circuito posee dos seccionadores selectos de barras. Un interruptor de enlace de barras (ver Figura 3.12) conecta las dos barras y cuando está cerrado permite transferir una línea alimentadora de una barra a la otra sin dejar sin tensión al circuito alimentador mediante el accionamiento de los seccionadores selectores de barra.

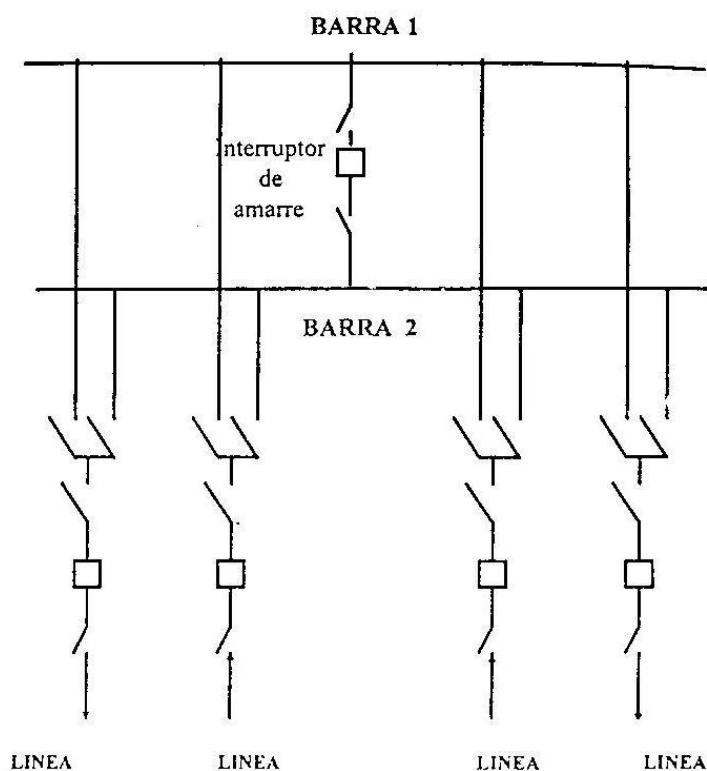


Figura 3.12 Arreglo típico de doble barra con interruptor.

VENTAJAS:

- 1.- Permite alguna flexibilidad cuando opera con dos barras.
- 2.- El bus principal debe ser liberado para maniobras de mantenimiento.
- 3.- Los circuitos pueden ser transferidos rápidamente de un bus a otro usando la barra y el interruptor de amarre con switch selector de desconexión.

DESVENTAJAS:

- 1.- Se requiere de un interruptor extra para el arreglo.
- 2.- Se requiere de cuatro cuchillas por circuito.
- 3.- El esquema de protección de barras libera a toda la subestación cuando opera; si todos los circuitos están conectados a la misma tierra física.
- 4.- La barra se expone a altos valores de corriente de falla.
- 5.- Par una falla en el interruptor de línea libera toda la barra y los circuitos conectados a está.

5.- ARREGLO TÍPICO DE BARRA EN ANILLO.

En el arreglo de barra en anillo (Figura 3.13) los interruptores están dispuestos en un anillo con los circuitos conectados entre ellos. Hay el mismo número de circuitos que de interruptores. Durante el funcionamiento normal, todos los interruptores están cerrados. Cuando se presenta una falla en un circuito, se disparan dos interruptores y si uno de los interruptores no funciona, para aislar la falla un circuito más se disparará por la acción de los relevadores de protección de falla del interruptor; asimismo durante el mantenimiento de un interruptor el anillo queda roto pero todas las líneas siguen en servicio.

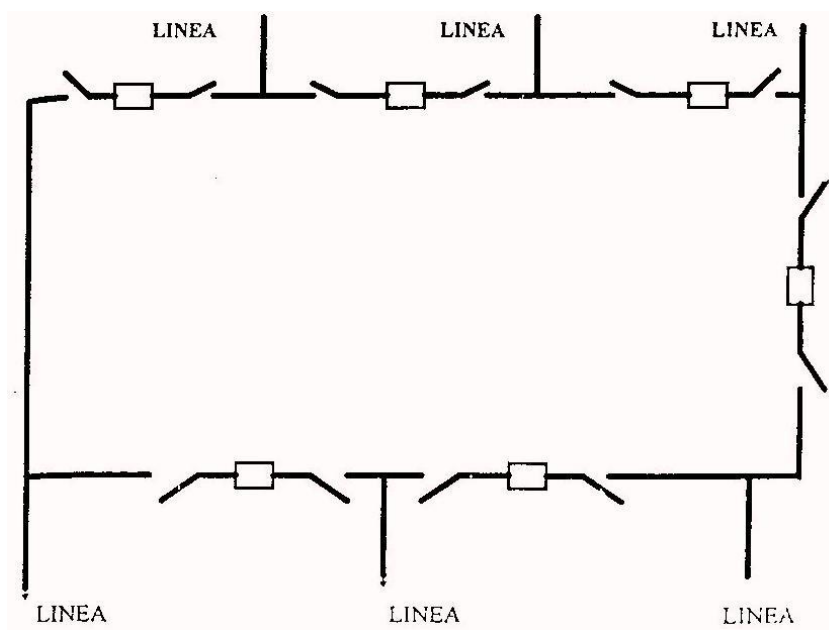


Figura 3.13 Arreglo típico de barra en anillo.

VENTAJAS:

- 1.- Costo inicial bajo.
- 2.- Flexibilidad para mantenimiento en los interruptores.
- 3.- Cualquier interruptor puede darse en licencia para mantenimiento.
- 4.- Requiere de un interruptor por circuito.
- 5.- No emplea bus principal.
- 6.- Todas las cuchillas abren o cierran con el interruptor.

DESVENTAJAS:

- 1.- Si ocurre una falla durante el periodo de mantenimiento de un interruptor el anillo puede ser separado en dos secciones.
- 2.- Los esquemas de protección y recierre automático son complejos.
- 3.- Durante la falla de un interruptor sobre uno de los circuitos, origina la pérdida de un circuito adicional cuando opera la protección de respaldo del interruptor.

6.- ARREGLO DE INTERRUPTOR Y MEDIO.

En la disposición del arreglo de interruptor y medio (Figura 3.14a) y (Figura 3.14b) llamada a veces de triple conexión, tiene tres interruptores en serie entre las barras principales, dos circuitos están conectados entre los tres interruptores, de aquí el nombre de interruptor y medio.

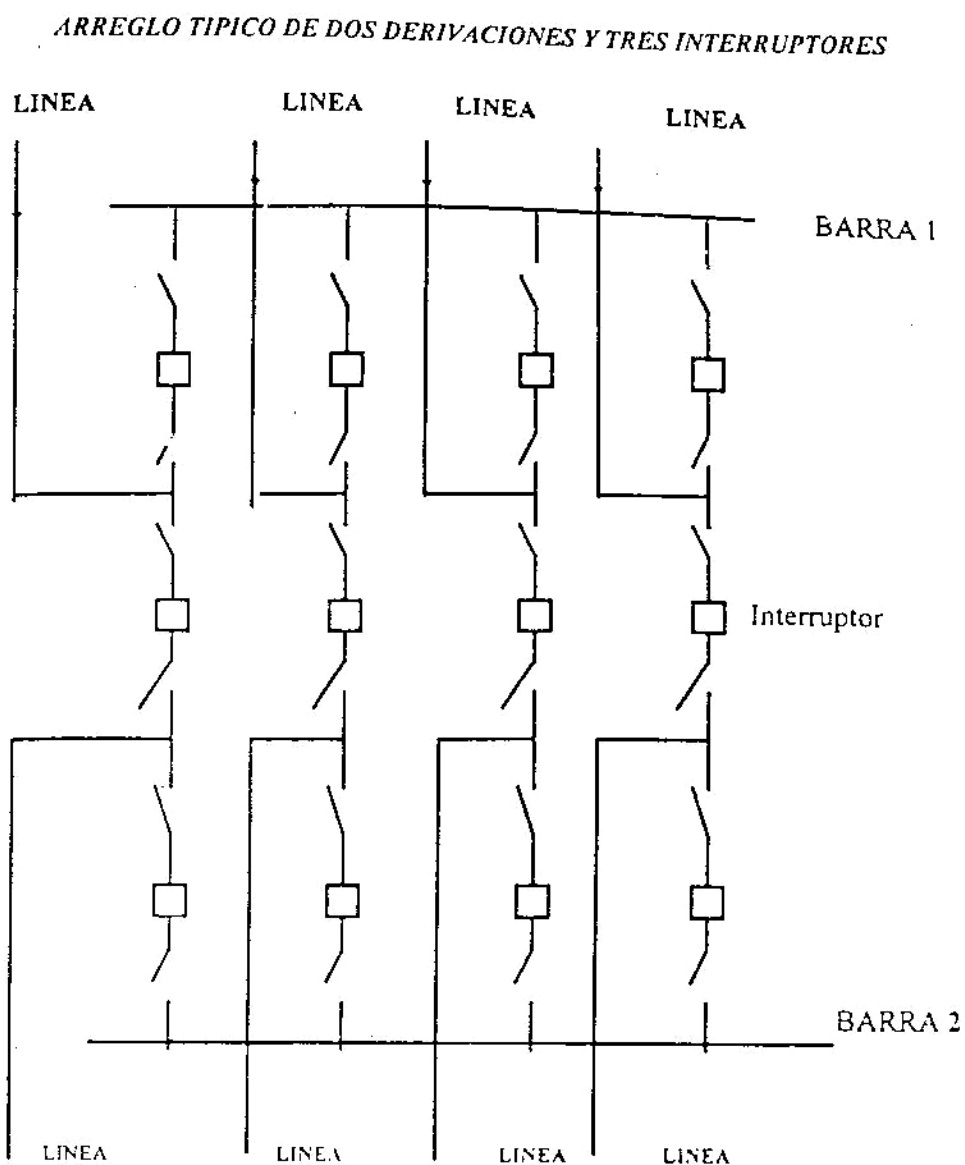


Figura 3.14a Arreglo de interruptor y medio.

En condiciones de trabajo normales, todos los interruptores están cerrados y las dos barras están con tensión.

VENTAJAS:

- 1.- Tiene mucha flexibilidad y es confiable en su desempeño.
- 2.- Cuando falla un interruptor del lado de la barra saca un solo circuito fuera de servicio.
- 3.- Todas las cuchillas funcionan con los interruptores.
- 4.- Es de operación simple.
- 5.- La barra principal puede salir fuera de servicio para mantenimiento.
- 6.- Si existe una falla en la barra no saca fuera de servicio a los alimentadores.

ARREGLO EN PUENTE PARA DOS TRANSFORMADORES Y DOS LINEAS

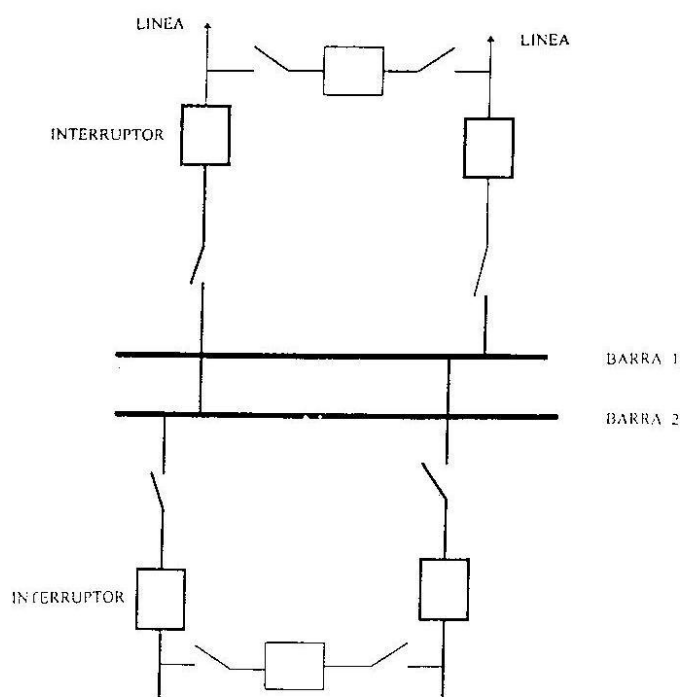


Figura 3.14b Arreglo de interruptor y medio.

DESVENTAJAS:

- 1.- Se utiliza un interruptor y medio por circuito.
- 2.- La protección por relevadores y el recierre automático están coordinados de tal forma que el medio interruptor debe responsabilizarse de uno a otro lado de los interruptores asociados al circuito.

3.9. APARTARRAYOS.

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y explosores que limitan la amplitud de las sobretensiones originadas por descargas atmosféricas, operación de interruptores o desbalanceo de sistemas (ver Figura 3.15).

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- 1.- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor determinado.
- 2.- Convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor.
- 3.- Conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.

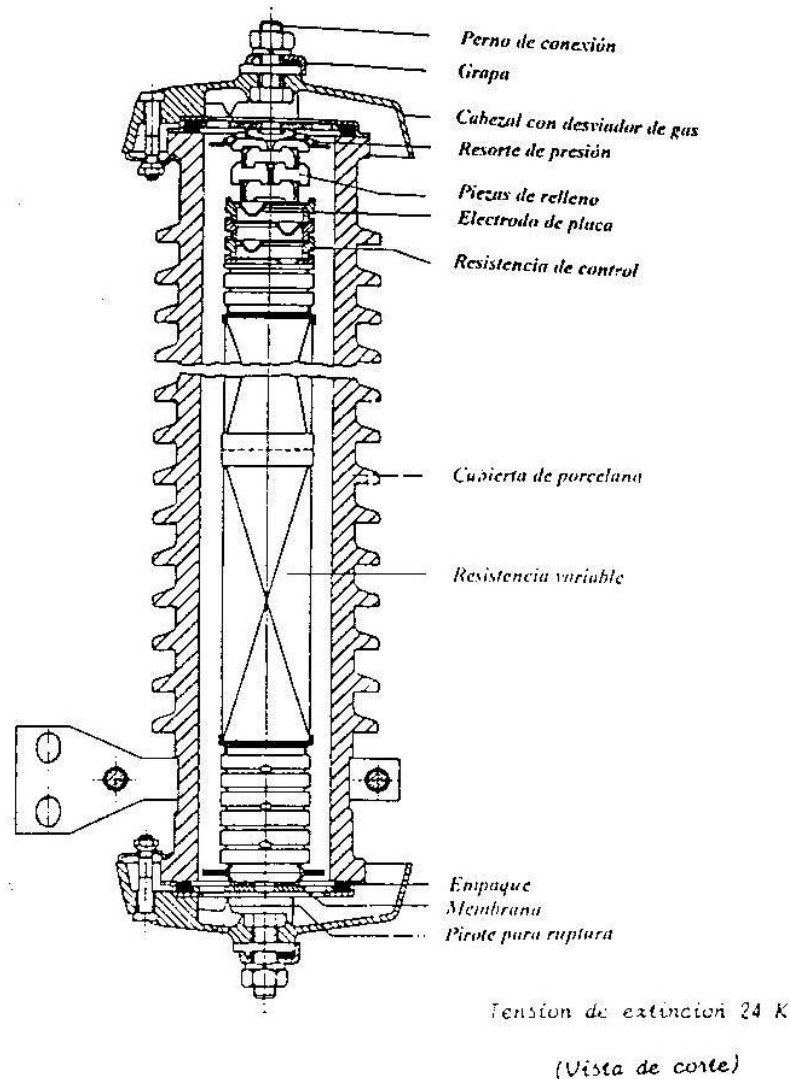


Figura 3.15 Apartarrayos.

Los apartarrayos cumplen con las siguientes funciones:

- 1.- Descargar las sobretensiones cuando su magnitud llega al valor de la tensión disruptiva de diseño.
- 2.- Conducir a tierra las corrientes de descarga producidas por las sobretensiones.
- 3.- Debe desaparecer la corriente de descarga al desaparecer las sobretensiones.
- 4.- No debe operar con sobretensiones temporales, de baja frecuencia.
- 5.- La tensión residual debe ser menor que la tensión que resisten los aparatos que protegen.

Las sobretensiones se pueden agrupar en las categorías siguientes:

- 1.- *Sobretensiones de impulso por rayo.* Son generadas por las descargas eléctricas en la atmósfera (Rayos); tienen una duración del orden de decenas de microsegundos.
- 2.- *Sobretensiones de impulso por maniobra.* Son originadas por la operación de los interruptores. Producen ondas con frecuencia del orden de 10 kHz y se amortiguan rápidamente, tienen una duración del orden de milisegundos.
- 3.- *Sobretensiones de baja frecuencia (60 Hz).* Se originan durante los rechazos de cargas en un sistema, por desequilibrio en una red o corto circuito de fase a tierra. Tienen una duración del orden de algunos ciclos.

Los apartarrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

- 1.- *Cuernos de arqueo.* Es el caso de los apartarrayos más primitivos y pueden estar formados por un solo explosor, que es el caso más sencillo, o varios explosores en serie, conectados por un lado al circuito vivo que se va a proteger, y por el otro lado, a la red de tierra.
- 2.- *Apartarrayos autovalvulares.* Este grupo de apartarrayos llamados también de tipo convencional, está formado por una serie de resistencias no lineales de carburo de silicio, prácticamente sin inductancia, presentadas como pequeños cilindros de material prensado. Las resistencias se conectan en serie con un conjunto de explosores intercalados entre cilindros.
- 3.- *Apartarrayos de óxido metálico.* Tienen su base en las investigaciones que se han venido efectuando sobre las propiedades semiconductoras de los óxidos metálicos. Los fabricantes de equipo eléctrico han venido desarrollando, desde hace unos años, otro tipo de pararrayos, el de óxido de zinc (ZnO).

El apartarrayos de óxido metálico está basado en que la curva tensión-corriente de las resistencias es menos lineal que la del caso de carburo de silicio; es decir, conduce cuando la tensión es superior a la tensión máxima de referencia y cierra la conducción, prácticamente a un valor cero, cuando la tensión regresa a su valor normal.

Por lo que es de gran relevancia mencionar las principales ventajas de los apartarrayos de óxido de zinc sobre los de tipo convencional, y las cuales son:

-Por su característica de tensión-corriente menos lineal que los de tipo convencional, no permiten el flujo de corriente posterior, causada por una sobre tensión.

-Debido a que absorben menos energía que los convencionales, pueden soportar mayor cantidad de rayos y operaciones de interruptores.

-El volumen de las partes activas se reduce respecto al tipo convencional, lo que los hace más compactos.

Funcionamiento del apartarrayos.

Cuando se origina una sobretensión, se produce el arqueado de los entrehierros y la corriente resultante es limitada por las resistencias a pequeños valores, hasta que en una de las pasadas por cero de la onda de corriente, los explosores interrumpen definitivamente la corriente. Sin embargo cuando los apartarrayos deban limitar las sobretensiones que originan la operación de interruptores, los explosores incluyen también un soplado magnético que cumple con dos funciones: extinguir más rápidamente el arco formado y oponer mayor resistencia a los reencendidos.

3.10. TABLERO DE CONTROL.

Los tableros de una subestación son una serie de dispositivos que tienen por objeto soportar los aparatos de control, medición y protección, los indicadores luminosos y alarmas. Los tableros pueden fabricarse con lámina de acero de 3mm de grueso, o bien de plástico reforzado, y se montan sobre bases formadas por acero estructural tipo canal de 100mm de ancho, que van ancladas en la base de concreto del salón de tableros.

Se emplean diversos tipos de tableros, dependiendo de la función que desempeñan y del tamaño de la subestación, como se indica a continuación:

Tableros de un solo frente. Son tableros de tipo vertical, que se utilizan en subestaciones pequeñas, aprovechando el mismo frente para montar la protección, la medición y el control. Son los tableros de mayor uso en las subestaciones, en la parte media inferior se fijan los relevadores, más abajo se fijan las cuchillas de prueba y las tablillas de conexión de los cables que llegan al tablero desde el exterior. Arriba de los relevadores se montan los conmutadores y la señalización, y en la parte del tablero se montan los apartarrayos de medida.

Tableros de doble frente o dúplex. Con este nombre se designa a los tableros de tipo vertical que tienen los frentes opuestos, con un pasillo al centro, techo y puertas a los extremos de los pasillos. Se pueden utilizar en subestaciones de tamaño mediano, en estos tableros se acostumbra instalar, en el frente principal, los dispositivos de control, de medición, y la señalización, mientras que en la parte posterior se montan los diferentes relevadores de protección.

Tableros separados por mando y protección. En subestaciones grandes y muy grandes, en donde debido a la complejidad de las protecciones, los relevadores no cabrían si se usaran los tableros antes mencionados, por lo que se acostumbra utilizar tableros separados. En un tablero, fácilmente visible y accesible al operador, se instalan los elementos de control, los aparatos de medición, y los indicadores luminosos y de maniobra. En tableros separados se montan los relevadores de las protecciones. Estos se pueden instalar, según el criterio del proyectista, en otra sección del edificio de tableros, en otro frente colocado en un plano posterior al de los tableros de mando, o bien, en casetas situadas en las cercanías del equipo de alta tensión desde donde, por medio de transductores de corriente y tensión se transmiten las señales, a través de cables con calibres de tipo telefónico, hasta el tablero principal de la subestación.

Tablero tipo mosaico. Este tipo de arreglo con elementos modulares, se utilizan en tableros de frente vertical o de tipo consola, que se instalan generalmente en subestaciones operadas a control remoto, en que los relevadores se fijan en tableros separados, dentro del edificio principal de tableros, o en casetas. Estos tableros son sumamente compactos y esta reducción se debe al uso de transductores para medición, relevadores de interposición y cable de control tipo telefónico.

3.11. TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTO.

Se denominan transformadores para instrumento los que se emplean para alimentación de equipos de medición, control o protección. Los transformadores para instrumento se dividen en dos clases:

- 1) Transformadores de corriente.
- 2) Transformadores de potencial.

A continuación se describen las características más importantes de las dos clases de transformadores de instrumento que existen.

- 1) Transformadores de corriente.

En los sistemas eléctricos de potencia, de distribución y de utilización industrial, resulta de gran importancia el uso de transformadores de corriente, por la sencilla razón de que la energía que se maneja, se presenta normalmente en grandes cantidades de corriente y de tensión, dichos equipos cubren las finalidades siguientes:

-Facilitar las mediciones de corriente elevadas en los circuitos principales, permitiendo el empleo de instrumentos de medición de bajo alcance.

-Obtener niveles de aislamiento y corrientes razonables para que los relevadores de protección (diferencial, distancia, sobrecarga, tierra, etc.) e instrumentos de medición trabajen a una base común de 5 amperes a la frecuencia industrial (60Hz).

-Aislar eléctricamente los instrumentos de medición y relevadores de protección del circuito principal, lo que permite la utilización de equipos de medición y de protección de baja tensión en los circuitos principales de alta tensión (generadores, bancos de transformadores, líneas de transmisión, cables subterráneos, banco de capacitores, etc.).

-Lograr una buena protección para la seguridad de los operadores y equipos eléctricos secundarios, contra las corrientes y tensiones elevadas, que normalmente se tienen en los sistemas eléctricos.

Los transformadores de corriente (ver Figura 3.16) se utilizan en los sistemas eléctricos como sensores de las señales primarias, que a su vez las transforman a valores apropiados para los sistemas de medición y protección; tales aplicaciones imponen dos requerimientos técnicos, que son los siguientes:

a) *Medición.* Exige alta precisión en cuanto a relación de transformación y ángulo de fase durante las condiciones normales de operación (estado estable).

b) *Protección.* Requiere una razonable precisión en cuanto a relación de transformación, durante las condiciones de cortocircuito (estado dinámico) cuando circula una corriente como máximo de 20 veces la corriente nominal.



Figura 3.16 Transformadores de corriente de medición.

En el diseño de un transformador de corriente normalmente se contemplan ambas aplicaciones, lo cual se logra utilizando dos núcleos de características diferentes en el devanado secundario, uno para medición y el otro para protección, esto presenta ventajas desde el punto de vista económico y de disponibilidad de espacio.

Para aplicaciones de facturación los transformadores de corriente se diseñan para satisfacer solamente la clase de medición y precisión; y en este caso no es conveniente que desempeñe acciones de protección.

Los transformadores de corriente que se utilizan en los sistemas de medición, deben estar diseñados de tal manera que se sature el núcleo cuando circula una corriente de cortocircuito, para no dañar a los instrumentos de medición, mientras que los transformadores de corriente que tienen aplicación en los sistemas de protección, no debe saturarse el núcleo cuando circula una corriente de cortocircuito como máximo de 20 veces la corriente nominal, para permitir que los relevadores de protección operen de forma adecuada.

En la Tabla 3.1 se resumen las diferencias fundamentales que existen entre los transformadores de corriente para fines de medición y de protección.

Transformadores de corriente PARA MEDICIÓN	Transformadores de corriente PARA PROTECCIÓN
El núcleo debe saturarse en el límite de precisión designado para proteger a los instrumentos de medición	Debe conservarse la precisión 10% hasta un valor de corriente de cortocircuito de 20 veces la nominal
La precisión designada debe conservarse hasta el 100% de la corriente nominal	No se requiere de buen comportamiento bajo las condiciones de estado estable
La variación del error debe ser mínima dentro de la gama de trabajo	La variación del error debe conservarse hasta el límite de precisión
No se requiere que tenga respuesta a los transitorios (corriente de cortocircuito)	Debe tener buena respuesta a los transitorios (corriente de cortocircuito)

Tabla 3.1 Diferencias entre transformadores de corriente para medición y para protección.

2) Transformadores de potencial.

Se denomina transformador de potencial (ver Figura 3.17) a aquel cuya función principal es transformar los valores de tensión sin tomar en cuenta a la corriente. Estos transformadores sirven para alimentar instrumentos de medición, control o protección que requieran señal de voltaje.

Los transformadores de potencial se construyen con un devanado primario y otro secundario; su capacidad es baja ya que se determina sumando las capacidades bajas de los instrumentos de medición que se va a alimentar, y varía de 15 a 60 VA. Los aislamientos empleados son de muy buena calidad y son por lo regular los mismos que se emplean en la fabricación de los transformadores de corriente.

Se construyen para diferentes relaciones de transformación, pero la tensión en el devanado secundario es normalmente 115 V, para sistemas trifásicos se conectan en cualquiera de las conexiones trifásicas conocidas, según las necesidades técnicas.



Figura 3.17 Transformadores de potencial.

3.12. EQUIPO DE MEDICIÓN.

Se entiende por medición de un sistema eléctrico y en particular de una subestación, a la operación de un conjunto de diferentes aparatos conectados a los secundarios de los transformadores de instrumentos de corriente y de potencial, que miden las magnitudes de los diferentes parámetros eléctricos de las instalaciones de alta y baja tensión, así como los dispositivos auxiliares de la subestación de que se trate. Los aparatos de medición se colocan sobre los tableros, ya sea en forma sobrepuesta o acondicionados en la superficie.

Sin embargo, en una subestación eléctrica es necesario conocer las siguientes magnitudes eléctricas involucradas:

- Corriente
- Tensión
- Frecuencia
- Factor de Potencia
- Potencias activa y reactiva
- Energía

Para conocer las magnitudes antes descritas se utilizan los siguientes aparatos de medición que pueden ser de lectura directa o de tipo graficador, según se requiera:

- Ampérmetros
- Vóltmetros
- Frecuenciómetros
- Medidores de factor de potencia
- Wáttmetros y vármetros
- Wathhorímetros y varhorímetros

El sistema de medición de una subestación eléctrica puede ser de tres tipos: *local*, *remoto* o *telemedición* y *mixto*.

Sistema de medición local. Es el más empleado en subestaciones operadas manualmente, y todos los aparatos de medición se instalan sobre los tableros correspondientes dentro del salón de tableros principal; y en casos de subestaciones de gran capacidad, dentro de las casetas de tableros. En ambos casos, todos los aparatos se encuentran dentro de los límites de la subestación estudiada.

El número y calibre de los conductores utilizados para medición dentro de una subestación es de 2 x 10 AWG para la alimentación de corriente y de 2 x 12 AWG para la de tensión. Estos calibres se aplican para distancias menores de 100 metros. Para casos de mayor longitud se calcula la caída de tensión resultante y se selecciona el calibre adecuado.

Sistema de medición remoto. Este método se utiliza para transmitir datos de medición de la instalación considerada al centro de control del sistema. Debido a que el equipo de telecontrol no está diseñado para operar con señales del orden de volts o amperes, se conectan estas señales a transductores que las transforman en miliamperes. Los transductores convierten las señales de corriente alterna de los transformadores de instrumento, en señales de corriente directa con valor máximo de un miliampere, señales que ya pueden ser manipuladas por el equipo de telemedición que las envía a la terminal de control supervisorio de la Unidad Terminal Remota (UTR). A su vez, la unidad UTR envía las señales hasta el centro de control del sistema, para su detección.

Por lo regular se acostumbra enviar por telemedición las siguientes mediciones:

- Corriente en cada alimentador de distribución
- Tensión en los buses principales
- Frecuencia en los buses principales
- Potencia activa y reactiva que fluye en líneas y bancos

Sistema mixto. Es el más utilizado en subestaciones de gran magnitud que pueden ser operadas manualmente o telecontroladas. Como en este tipo de instalaciones las distancias sobrepasan los cien metros, es más económico utilizar transductores de corriente, de tensión, de potencia activa y reactiva que convierten las señales de los transformadores de instrumento a escala, en magnitudes menores de un miliampere de corriente directa, lo que permite utilizar cable telefónico, con calibre 22 AWG, que a su vez implica un ahorro en el cable mucho mayor que el costo extra de los transductores.

Este cable sale de las casetas cercanas al lugar de la medición y corre por las trincheras hasta llegar al edificio principal de tableros, de donde parte una señal a los tableros propiamente, y otra señal parte hacia la terminal remota de la subestación, de donde a través de un par de hilopiloto o de línea telefónica alquilada, se comunica con la estación regional o central del sistema.

En la Figura 3.18 se muestra y se comenta un ejemplo de circuito de telemedición de corriente utilizando el sistema mixto.

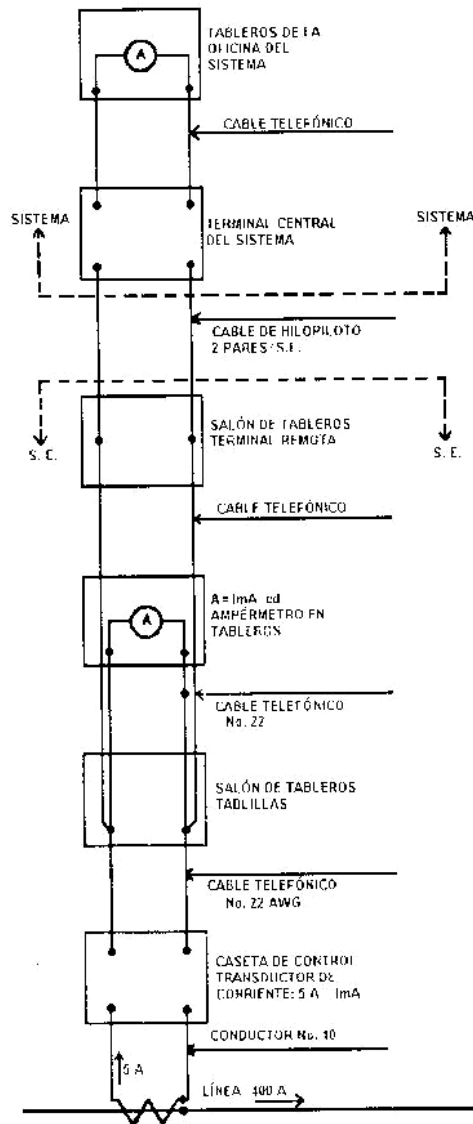


Figura 3.18 Diagrama para la telemedición de corriente (Sistema mixto).

Al circular 400 A por la línea, en el secundario del transformador de corriente aparecen 5 A. El circuito de 5 A llega a la caseta más cercana mediante un par de conductores de calibre 10 AWG. En la caseta, la señal se pasa a través de un transductor de corriente que convierte la señal de 5 A de corriente alterna, a una señal de 1 mA de corriente directa.

La señal de baja intensidad se transmite a través de un par de cable telefónico, de la caseta al salón principal de tableros de la subestación, llegando éste a las terminales (tablillas) del salón, de donde a su vez salen dos derivaciones del par telefónico, una que llega al ampérmetro del tablero local del salón de tableros de la instalación y la otra que llega a la terminal remota, también del salón de tableros de la subestación. De aquí, y a través de un par del cable de hilopiloto, se transmite la señal hasta la terminal central de telecontrol, situada en la estación central del sistema.

1.- ZONAS DE MEDICIÓN EN LAS SUBESTACIONES.

Las mediciones que se acostumbra efectuar en las diferentes zonas en que se divide una subestación, son las siguientes:

a) *Bancos de transformadores.* En los bancos de transformadores conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, y a veces de corriente. En los bancos con salida para distribución, conviene instalar medidores de energía real, o sea wathorímetros, trifásicos de tres elementos.

b) *Líneas y cables.* En las líneas de transmisión y cables de potencia, a su llegada a la subestación, conviene disponer de medición de potencia real y reactiva, utilizando medidores trifásicos de tres elementos, así como medición de corriente.

En las líneas que reciben o entregan energía a sistemas de empresas diferentes, conviene tener medición de potencia real y reactiva, así como de energía real recibida y entregada. En este caso se utilizan wáttmetros y vármetros de dos y medio elementos.

En circuitos que representan puntos de suministro a consumidores industriales de alta tensión, se requiere medición de la energía real entregada, integración de la potencia reactiva entregada y medición de la demanda máxima.

c) *Barras colectoras.* En las barras colectoras de los diferentes niveles de tensión, es suficiente medir la tensión en una sola fase. En cada subestación con tensiones inferiores a 230 kV, se debe instalar un frecuencímetro que se conecta a las barras de mayor tensión de la instalación.

d) *Alimentadores de distribución.* En este caso es necesario medir la corriente en tres fases, utilizando un solo ampérmetro a través de un conmutador de tres vías.

e) *Bancos de capacitores.* Es suficiente con la medición de potencia reactiva o de corriente.

Como resumen de lo anterior, a continuación, en la Figura 3.19 se muestra un diagrama esquemático de la medición de una subestación de 230/23 kV, que en su estado final consta de tres bancos de 60 MVA trifásicos, con arreglo de interruptor y medio en alta tensión y doble anillo en baja tensión, con 12 alimentadores de distribución.

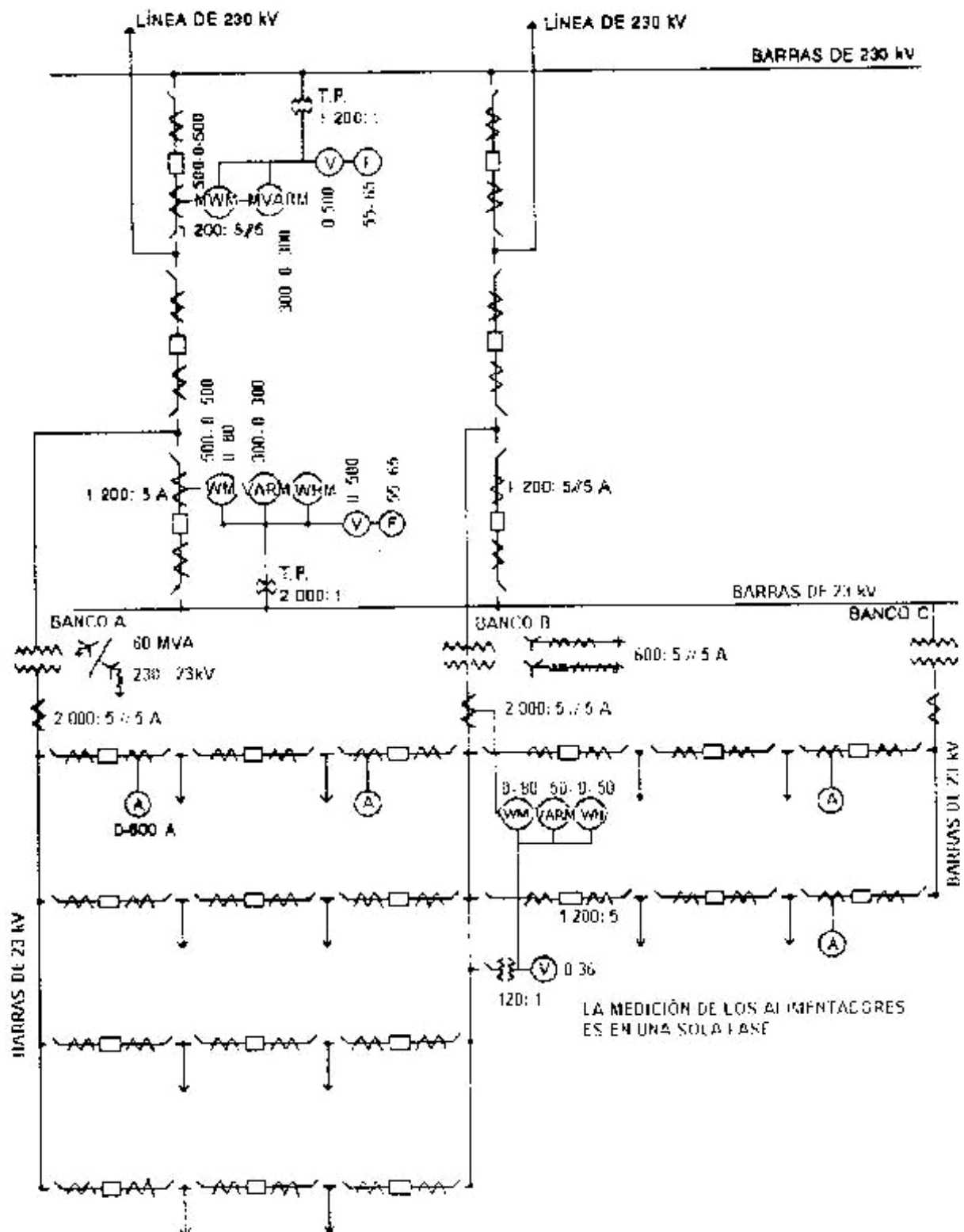


Figura 3.19 Diagrama de medición en una subestación de 230/23 kV, tres bancos de 60 MVA.

3.13. AISLADORES.

Son los elementos que fijan las barras conductoras a la estructura y proporcionan además el nivel de aislamiento necesario. La selección adecuada para determinado tipo de aislador depende de varios factores, como son:

El tipo de barra que se usará, el nivel de aislamiento que se determine para el juego de barras, los esfuerzos a que se esté sujeto, condiciones ambientales, etc. Se usan tres tipos de aisladores: los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

1.- *Aisladores rígidos.* Estos tipos de aisladores se usan para soportar barras rígidas como son los tubos de las soleras, existen dos tipos de aisladores rígidos: los aisladores tipo alfiler y los aisladores tipo columna.

2.- *Cadena de aisladores.* Se emplean para soportar barras de cable. La selección del aislador adecuado se hace de acuerdo a los esfuerzos mecánicos que se van a sujetar. Se enlaza un aislador con otro formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

3.- *Aisladores especiales.* Son todos los aisladores que tienen un diseño especial debido a las condiciones donde se van a instalar. Algunos de ellos son de tipo aislamiento reforzado que se usan en los casos en que las subestaciones están ubicadas en zonas con alto nivel de contaminación (polvo, humo químico, humedad, etc.).

3.14. CONECTORES.

Son los elementos que nos sirven para unir a la red de tierras, los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los transformadores, etc.

Los conectores utilizados en los sistemas de tierras son principalmente de tres tipos:

1.- *Conectores atornillados.* Se fabrican con bronce de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronce al silicio que le da alta resistencia mecánica a la corrosión.

2.- *Conectores a presión.* Son más económicos que los atornillados y proporcionan mayor garantía de buen contacto.

3.- *Conectores soldados (cadweld).* Son los más económicos y seguros por lo que se usan con mucha frecuencia. Los conectores para sistemas de tierra difieren de los usados en barras colectoras, en que se fabrican para unir los electrodos de tierra al cable, es decir, de la malla de tierra al cable de las estructuras.

3.15. BLINDAJE.

Es una malla formada por cables de guarda que se instala sobre la estructura de la subestación. Cables de guarda, se entiende por cables de guarda una serie de cables desnudos, generalmente de acero, que se fijan sobre la estructura de una subestación formando una red que actúa como blindaje, para proteger las partes vivas de la subestación de las descargas directas de los rayos. La red de cables de guarda actúa como contraparte del sistema de tierra. A veces se complementa o se sustituye por una serie de bayonetas de tubo de acero galvanizado, también conectadas a la red de tierra de la instalación, que se fijan en la parte superior de los remates de las columnas de la estructura de la subestación.

3.16. SISTEMA CONTRA INCENDIO.

En una subestación existen varios puntos donde se puede producir un incendio. Estos lugares pueden ser: edificio de tableros, trincheras de cables, interruptores, transformadores de corriente y transformadores de potencial, y principalmente en los transformadores de potencia, por lo que es necesario contar con protecciones contra incendio, localizadas en diversas zonas clave de la subestación.

En las instalaciones eléctricas se puede utilizar diferentes métodos de protección contra incendio, entre los cuales destacan los siguientes:

- 1.- Separación adecuada entre transformadores
- 2.- Muros separadores, no combustibles, entre transformadores
- 3.- Fosas
- 4.- Sistemas fijos, a base de polvo químico seco
- 5.- Sistemas fijos, a base de halón
- 6.- Sistemas fijos, a base de bióxido de carbono
- 7.- Sistemas fijos, a base de agua pulverizada

La instalación de un sistema contra incendio en una subestación se puede considerar distribuido en dos zonas principales.

a) Área de la subestación (excepto la zona de los transformadores). Aquí se utiliza una serie de extintores portátiles, cargados de bióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan sobre diversas columnas de las estructuras de las áreas de alta y baja tensión, así como dentro del edificio principal de tableros. La cantidad de estas unidades es variable y depende del área que abarque la subestación eléctrica.

b) Área de los bancos de transformadores. En este caso se trata de brindar protección a los transformadores de potencia, y esta área se considera la más peligrosa por el hecho de que hay gran cantidad de aceite contenido en el tanque de estos transformadores para la disipación de calor.

3.17. SISTEMA DE TIERRAS.

Uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones es el de disponer de una red de tierra adecuada, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- Limitar las sobretensiones por descargas atmosféricas o por operación de interruptores.
- Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayo, sin exceder los límites de operación de los equipos.
- Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra en condiciones de cortocircuito puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, lo cual significa un peligro para el personal.
- Facilitar mediante sistemas de relevadores o microcomputadoras la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Sin embargo, para las redes de tierra se consideran los siguientes sistemas:

Sistema radial. Este sistema es el más económico, pero el menos seguro ya que al producirse una falla en cualquier parte de la subestación se obtienen altos gradientes de potencial. Se utiliza para corrientes de tierra bajas.

Sistema de anillo. Consiste en instalar un cable de suficiente calibre (aproximadamente 1 000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación, conectando derivaciones a cada aparato mediante un cable más delgado (500 MCM o 4/0 AWG). Es un sistema menos económico que el anterior. Los potenciales peligrosos disminuyen al dispararse la corriente de falla por varios caminos, lo que origina gradientes de potencial menores. Se utiliza para corrientes de cortocircuito intermedias.

Sistema de malla. Es el sistema más utilizado en los sistemas eléctricos y consiste, como su nombre lo indica, en una retícula formada por cable de cobre (aproximadamente 4/0 AWG), conectada a través de electrodos de varillas *copperweld* a partes más profundas para buscar zonas de menor resistividad. Este sistema es el más eficiente, pero también el más caro de los tres.

Por otro lado, es de gran importancia conocer a los elementos que constituyen una red de tierra, y que a continuación se mencionan:

Conductores. Los conductores que se utilizan en la red de tierra son de cable de cobre, cuyo calibre es arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que vaya a instalarse. Se emplea el cobre por su mejor conductividad eléctrica y térmica pero sobre todo, por su resistencia a la corrosión.

Electrodos. Son las varillas que se clavan en los diversos tipos de terrenos y sirven para aumentar la longitud del conductor de la red de tierra. Los electrodos pueden fabricarse con tubos o varillas de hierro galvanizado o bien con varillas de *copperweld* que consisten en una varilla de hierro cubierta con una lámina de cobre.

Se acostumbra instalar los electrodos en las esquinas de la red, en cada tercera conexión sobre el perímetro de la malla, y en especial en la zona próxima que rodea la instalación del equipo principal (transformadores, interruptores y pararrayos de estación), en donde conviene aumentar el número de electrodos.

La profundidad de una red de tierra puede variar entre 20 y 120 cm, lo más común es usar 40 cm, dando una separación apropiada entre conductores.

En el caso de subestaciones que requieren de pequeñas superficies de terreno, como pueden ser las de hexafluoruro de azufre, hay que considerar las altas densidades de corriente y, por tanto, los altos gradientes de tensión. Para evitar estos casos conviene observar las siguientes reglas:

- Aumentar el diámetro de los electrodos o su longitud.
- Usar algunos electrodos remotos.
- Conectar la red de tierra a pequeñas redes de tierra, en zonas próximas.
- Perforar agujeros para introducir electrodos profundos.
- Conectar la red a los hilos de guarda con bajadas en las torres próximas.

Conectores y accesorios. Los conectores para sistemas de tierra difieren de los usados en barras colectoras, en que se fabrican para unir los electrodos de tierra al cable, de la malla de tierra a las estructuras, etc. En general, se utilizan en los siguientes tipos de conexiones:

- Del electrodo al cable de cobre de la malla
- Del electrodo a dos cables verticales
- Del electrodo a tres cables verticales
- De un cable a un tubo o columna
- De dos cables a un tubo perpendicular a ellos
- Zapata para conexión a diferentes equipos
- Conector T de cable a cable
- De un cable a placa
- De dos cables a placa
- De tres cables a placa
- De varilla a placa

Por lo que se refiere a la proyección de los sistemas de tierra, con el fin de proteger debidamente al personal del peligro de la corriente eléctrica se consideran las siguientes características:

Se define como tensión de contacto, al valor de la tensión que se presenta, al paso de la corriente a tierra, entre las masas metálicas conectadas a tierra y el terreno circundante, que eventualmente puede entrar en contacto con alguna persona.

La tensión de paso, es la que se manifiesta al tránsito de la corriente de tierra, entre dos puntos del terreno, distantes un paso entre sí o generalmente un metro.

El dimensionado del sistema de dispersión debe resolverse teniendo en cuenta las siguientes exigencias que se deben satisfacer.

Resistencia de tierra, este valor, que deberá ser el más bajo posible, y que depende de la resistividad del terreno en el cual está enterrado el sistema de dispersión, la resistividad del terreno, de la cual la resistencia de los sistemas de dispersión de tierra es función directa, se representa en la siguiente tabla (Tabla 3.2):

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN Ohm * m
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	50 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedentes de alteración	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600

Tabla 3.2 Resistencias medias del terreno.

SELECCIÓN DE EQUIPO

Los equipos eléctricos y las partes conductoras funcionan adecuadamente solo en el caso en que sean seleccionadas correctamente bajo las condiciones de operación normal y de falla, tomando en consideración su lugar de instalación dentro del sistema eléctrico.

Todos los aparatos y partes conductoras de la instalación eléctrica que entran al circuito en corto, se ven sometidos a la acción dinámica y térmica de la corriente de cortocircuito, por lo cuál deben comprobarse en estabilidad térmica y estabilidad dinámica. Además, se debe corroborar algunos parámetros como: capacidad interruptiva, tensión residual, etc.

La *estabilidad dinámica* se comprueba por medio de la corriente de golpe trifásica, es decir, la corriente de máxima amplitud que se presenta en el primer ciclo después de producirse el cortocircuito. La *estabilidad térmica* se comprueba por la corriente de cortocircuito trifásica o bifásica, dependiendo de cuál de ellas genera más calor en el elemento dado. Si se da el caso de que la corriente de cortocircuito monofásica sea la mayor, entonces el equipo se selecciona en base a ésta.

4.1. MÉTODOS DE CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO.

Sabiendo que el equipo eléctrico debemos seleccionarlo bajo condiciones de operación normal y de falla, podemos mencionar que para seleccionar el equipo en caso de falla, debemos hacer un estudio de cortocircuito, para lo cuál existen diversos métodos de cálculo, según la importancia del sistema eléctrico o instalación eléctrica que se requiera; debemos utilizar el método más conveniente, dentro de los cuales podemos mencionar los siguientes:

- 1.- Métodos aproximados: Porcentual (bus infinito), por unidad, por MVA.
- 2.- Métodos exactos: Componentes simétricas.

No obstante hay un método que no es totalmente matemático, sino analógico, es el que emplean las computadoras analógicas de las compañías eléctricas suministradoras. Este método se utiliza para los problemas relacionados con los estudios de cortocircuito en intervalos de tiempo muy cortos.

Ahora bien, debemos tener en cuenta que una de las funciones más importantes en un sistema de potencia es la calidad en el suministro de energía eléctrica. Para lograr esto en el diseño y operación del sistema deben considerarse factores relacionados, algunos económicos, otros ambientales y por supuesto otros técnicos.

Durante el diseño debe suponerse una variedad de situaciones que podrían interferir con la operación normal del sistema. Cabe señalar que por lo regular las condiciones anormales son fallas de línea, sobrecargas y fallas del equipo.

Se hacen estudios de cortocircuito para obtener información suficiente referente a sistemas de protección con amplio margen de efectividad. Con el cálculo de corrientes y tensiones resultantes de estos estudios, y al suponer varios tipos de fallas en diversos lugares a lo largo del sistema, se determinan los requerimientos de interrupción, datos necesarios también para la selección de relevadores.

MÉTODOS TRADICIONALES EN LOS ESTUDIOS DE CORTOCIRCUITO.

a) *Cantidades en por ciento y en por unidad, en estudios de cortocircuito.*

Es conveniente que las impedancias de los elementos de un diagrama unifilar no estén dadas en ohms por que obligaría a hacer una serie de simplificaciones para que todos los ohms se puedan reducir, además, se trabaja con cantidades muy grandes o muy pequeñas. Por esta razón en todos los estudios que se hacen en sistemas de potencia se emplean métodos sencillos de manipular como son *el porcentual* y *el método por unidad*.

El método por unidad resulta más ventajoso que el método porcentual debido a que el producto de dos cantidades en por unidad queda expresado en por unidad, mientras que el producto de dos cantidades en por ciento tiene que dividirse entre 100 para que quede expresado en por ciento.

Una cantidad en por unidad (p.u.) es una cantidad dividida entre otra cantidad llamada base. Por ejemplo, si se elige una tensión base de 185 kV, las tensiones cuyo valor es de: 169, 185 y 115 kV, se transforman en 0.91, 1 y 0.62 p.u. respectivamente.

Las cantidades en por ciento se obtienen multiplicando por 100 las cantidades en p.u., así las tensiones de 108, 120 y 126 kV, en por ciento, a la misma base de 120 kV, son: 90, 100 y 105%.

El problema general consiste en representar una cantidad dada en ohms, en p.u. o en por ciento, para ello es conveniente seleccionar en forma arbitraria una potencia base en kVA o MVA (según sea la capacidad del sistema) y una tensión base en kV.

La corriente base es:

$$I_{\text{base}} = \frac{S_{\text{base}}}{V_{\text{base}}} ; \text{ Donde } \begin{array}{l} S_{\text{base}} : \text{Potencia base} \\ V_{\text{base}} : \text{Tensión base} \end{array}$$

La impedancia base en ohms es:

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}}{I_{\text{base}}}$$

Sustituyendo la I_{base} en Z_{base} :

$$Z_{\text{base}} = \frac{V_{\text{base}}^2}{S_{\text{base}}}$$

La impedancia en p.u.:

$$Z_{\text{p.u.}} = \frac{Z_{\text{ohms}}}{Z_{\text{base}}} = \frac{(Z_{\text{ohms}}) (S_{\text{base}})}{V_{\text{base}}^2}$$

La impedancia en ohms:

$$Z_{\text{ohms}} = \frac{(Z_{\text{p.u.}}) (V_{\text{base}}^2)}{S_{\text{base}}}$$

Z es una impedancia por fase (línea a neutro).

Las impedancias de los elementos de un sistema eléctrico son expresadas usualmente en p.u. o en por ciento, para su potencia y tensión. Por ejemplo para un generador de 10 MVA, 13.8 kV que tiene una reactancia de 10%, se entiende que esta reactancia ésta dada a la base de 10 MVA y 13.8 kV.

En un sistema, donde se tiene un gran número de elementos como generadores y transformadores de diferentes capacidades, se toma una base común en kVA y kV que obliga a referir las impedancias a dicha base única, para cambiar de base una impedancia, la expresión empleada es la siguiente:

$$Z_{\text{base nueva}} = Z_{\text{propia base}} \left(\frac{S_{\text{base nueva}}}{S_{\text{propia base}}} \right) \left(\frac{V_{\text{propia base}}}{V_{\text{base nueva}}} \right)^2$$

REPRESENTACIÓN DE LOS ELEMENTOS DE UN SISTEMA DE POTENCIA.

Los elementos que intervienen en un sistema de potencia son: generadores, transformadores, líneas de transmisión y motores. Para la determinación de los parámetros eléctricos en situación de falla de un sistema de potencia, por cualquier método, sus elementos deben representarse por circuitos equivalentes cuya precisión ésta dada por el tipo de estudio a efectuar.

El primer paso es disponer de un diagrama unifilar del sistema cuyo estudio se pretende, indicando las características principales del equipo o de los elementos, como son: reactancias de los generadores, transformadores, líneas de transmisión y motores, longitud de la línea de transmisión y la forma de conexión de los generadores y transformadores, así como su capacidad y tensión nominal. Los generadores se representan normalmente por una fuente de voltaje en serie con una reactancia conectada a un bus de referencia positivo.

Los transformadores se representan por medio de una impedancia equivalente, expresada en por ciento o en p.u.

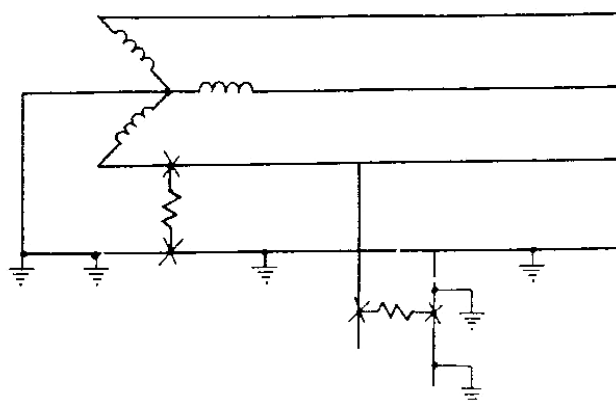
Los motores de inducción o síncronos, son representados por una reactancia; en general para un grupo de motores de inducción se representa sólo una reactancia equivalente, en el caso de los motores síncronos, cada motor se representa por su reactancia.

Las líneas de transmisión de cualquier longitud se representan por una impedancia entre el punto de envío y el punto de recepción.

Usualmente se desprecia la resistencia de la línea y se representa sólo por una reactancia.

El tipo de falla que puede ocurrir depende del tipo de sistema. Un circuito de una sola fase con neutro multiterrestado puede experimentar solamente fallas de línea a tierra. En sistemas de dos y tres fases, con tierra adaptable, son posibles las fallas de línea a tierra, doble línea a tierra y línea a línea. Una falla trifásica es, obviamente, característica única de un sistema trifásico.

Las fallas de línea a tierra ocurren cuando un conductor cae a tierra o aquél hace contacto con el alambre neutro. En la figura siguiente (Figura 4.1) se muestra los puntos posibles, a lo largo de un sistema, donde puede ocurrir este tipo de falla.



FALLA DE LINEA A TIERRA

Figura 4.1 Falla de línea a tierra.

Las fallas de línea a línea pueden ocurrir cuando en un sistema trifásico, delta o estrella, los conductores son cortocircuitados como se muestra en la Figura 4.2.

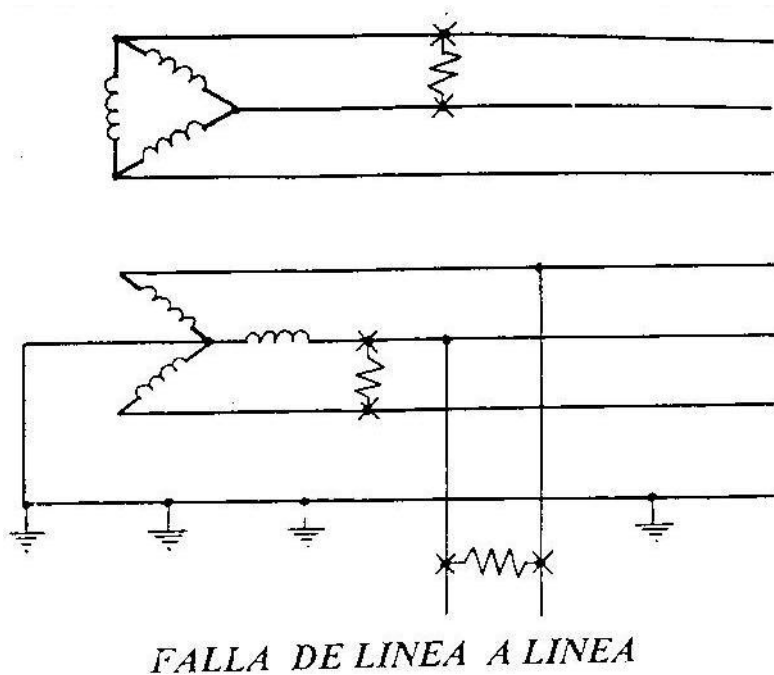


Figura 4.2 Falla de línea a línea.

Cuando dos conductores caen a tierra o cuando estos hacen contacto con el neutro de un sistema aterrizado trifásico o bifásico, ocurre una falla de doble línea a tierra, como se muestra en la figura siguiente (Figura 4.3).

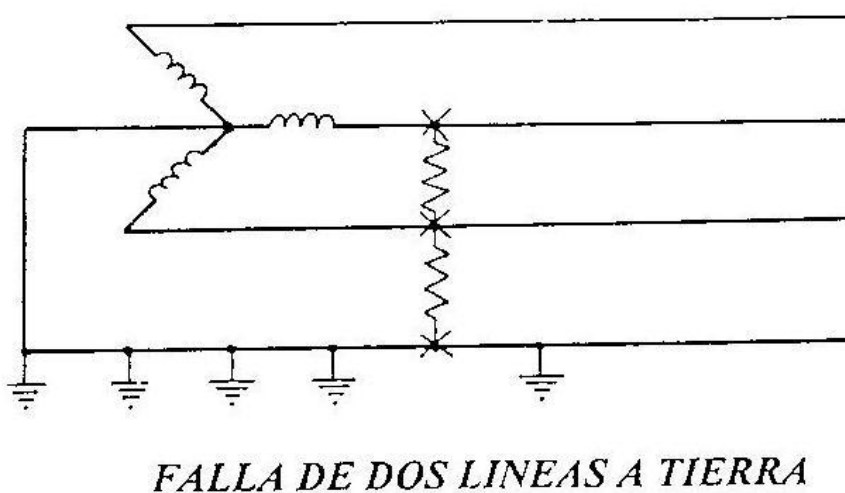


Figura 4.3 Falla de dos líneas a tierra.

Las fallas descritas anteriormente son todas asimétricas. De modo que, la mayor parte de las fallas pueden consistir en un cortocircuito asimétrico o en fallas asimétricas a través de impedancias y conductores abiertos. Por éstas razones y otras condiciones de desbalance en sistemas de potencia se debe calcular los parámetros eléctricos durante estos transitorios y a partir de dichos parámetros, seleccionar el equipo de interrupción y de protección.

b) Cálculo de cortocircuito por el método aproximado o del bus infinito.

Se puede decir que el método de estudio de cortocircuito que fundamentalmente aprovecha las características de los sistemas balanceados, es el método aproximado o del bus infinito.

Este método consiste en formar un circuito equivalente de reactancias a partir del diagrama unifilar del sistema, se hace la relación serie-paralelo de las reactancias desde el punto de falla hacia las fuentes (puntos positivos), con lo que se obtiene una reactancia equivalente del sistema.

En este método se calcula una corriente eficaz simétrica y no incluye, por lo tanto, la componente continua, dicha corriente se calcula mediante la siguiente expresión:

$$I_{\text{simétrica}} = \frac{I_n}{X_{\text{eq. (p.u.)}}} = \frac{S_{\text{base}}}{X_{\text{eq. (p.u.)}} \sqrt{3} \cdot V_{\text{base}}}; \text{ Donde } X_{\text{eq.}}: \text{ Reactancia equivalente del sistema.}$$

Para especificar interruptores y estudiar efectos dinámicos debidos a las corrientes de cortocircuito se necesita conocer los valores de corriente de cortocircuito asimétricas.

Estos valores se obtienen multiplicando los valores simétricos calculados por este método, por una constante que en sistemas de potencia se debe a posibles sobretensiones ocasionadas por interrupciones de tensiones elevadas y su valor oscila entre un 10 y 60% sobre los valores simétricos:

$$I_{\text{asimétrica}} = 1.10, I_{\text{asimétrica}} = 1.60$$

El factor que se recomienda es 1.60, sin embargo para 5 kV y valores inferiores, el factor es 1.5, para interruptores en aire con valor nominal de 600 volts o menos, se recomienda un factor de 1.25. En los sistemas industriales con tensiones de operación menores de 4160 volts, se pueden tomar factores asimétricos desde 1.25 hasta 1.60, dependiendo de la relación X/R, mientras menor sea, más grande es el coeficiente.

c) *Método de los MVA.*

Los estudios de cortocircuito tienen varios objetivos, y el método empleado para una solución en particular depende de diversos aspectos técnicos como son el tamaño del sistema bajo estudio, los resultados esperados y la aplicación de estos. En particular para las instalaciones industriales y los sistemas de distribución se pueden emplear métodos relativamente simples, fáciles de aprender y rápidos en su concepción, permitiendo al ingeniero resolver un problema con un cierto grado de aproximación y sin emplear mucho tiempo y esfuerzo.

Un método que reúne algunas de las características anteriormente mencionadas y que podemos considerar novedoso y relativamente nuevo, es el conocido como método de los MVA que básicamente es una modificación del método ohmico en el cuál la impedancia de un circuito es la suma de las impedancias de sus componentes, y en virtud de que por definición la admitancia es recíproco de la impedancia se tiene que el recíproco de la admitancia del sistema es la suma de los recíprocos de las admitancias componentes.

También por definición, la admitancia de un circuito o componentes es la máxima corriente o MVA, a tensión unitaria que circula a través del circuito o componente. Prácticamente el método de los MVA, se hace separando el circuito en sus componentes equivalentes y calculando cada componente con su propio bus infinito, para lo cual se pasa del diagrama unifilar del sistema en estudio al diagrama de impedancias y de éste al de los MVA. Esta conversión es simple ya que sólo es aritmética.

El método de los MVA, básicamente consiste en:

1.- Dividir el diagrama unifilar del sistema a analizar, en donde se indique en cada elemento (numerado) su potencia en MVA y su impedancia en por unidad.

2.- Convertir las componentes del diagrama unifilar del sistema a sus MVA de cortocircuito, por lo que se divide para cada componente, sus MVA entre su reactancia en por unidad, por medio de la formula:

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

3.- Obsérvese que a diferencia de otros métodos hasta este punto, el método de los MVA no requiere de una base común en kVA o MVA, y tampoco es necesario cambiar las impedancias de base.

4.- Para cambiar los MVA que aparecen en lo que se ha llamado el diagrama de los MVA se siguen las reglas que se indican.

a) Los elementos en serie se combinan como si fueran resistencias en paralelo, esto es por ejemplo:

$$MVA = \frac{(MVA_1)(MVA_2)}{MVA_1 + MVA_2}$$

b) Los elementos en paralelo se combinan como si se tratara de resistencias en serie:

$$MVA_{1-2} = MVA_1 + MVA_2$$

c) Cuando los elementos se encuentran conectados en delta y se desea convertir a estrella se aplica la regla siguiente:

- Se designa como (Y) los MVA de la conexión estrella y (D) los MVA de la conexión delta, la relación estará dada por:

$$Y_1 = S/D_1 \quad Y_2 = S/D_2 \quad Y_3 = S/D_3$$

$$\text{Donde: } S = D_1 D_2 + D_2 D_3 + D_3 D_1$$

5.- La corriente de cortocircuito en el punto de falla se obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$I_{CC} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{f-f}}$$

Donde:

$S_{3\phi}$ representa la potencia trifásica en el punto de falla y V_{f-f} es la tensión medida de fase a fase en el mismo punto.

d) *Método de las componentes simétricas.*

A grandes rasgos este método demuestra que en un sistema desbalanceado de (n) vectores relacionados entre sí, puede descomponerse en (n) sistemas de vectores balanceados, denominadas como las componentes simétricas de los vectores originales.

Para un sistema trifásico, los tres vectores desbalanceados pueden descomponerse en tres sistemas de vectores balanceados que son:

1.- Componentes de secuencia positiva. Son tres vectores de igual módulo defasados 120° entre sí y con la misma secuencia de fases que los originales.

2.- Componentes de secuencia negativa. Formado por tres vectores de igual módulo defasados 120° entre sí y con la secuencia de fases opuesta a la de los originales.

3.- Componentes de secuencia cero. Formado por tres vectores de igual magnitud y en fase.

En la misma forma que existe una relación entre los vectores desbalanceados y las componentes de secuencia de tensión y de corriente, se presenta también una relación entre las impedancias de la red y las impedancias de secuencia.

En el estudio de cortocircuito, analizado por componentes simétricas es necesario construir redes de secuencia. Éstas consisten en una representación por medio de impedancias o reactancias de los distintos elementos de un sistema de potencia.

Generalmente se construye los circuitos equivalentes para cada red de secuencia a partir del circuito del generador, y se hace extensivo al resto de los elementos de la red.

Básicamente se lleva a cabo el estudio de cortocircuito para los siguientes tipos de fallas, según se requiera en el sistema eléctrico:

- Falla de línea a tierra (esta es la más frecuente).
- Falla de línea a línea.
- Fallas de dos líneas a tierra.
- Falla trifásica.

4.2. SELECCIÓN DE EQUIPO.

a) Selección de interruptores.

Los interruptores de potencia en general deben seleccionarse por su corriente y tensión nominal, y comprobarse por corriente o potencia interruptiva, por nivel de aislamiento, y estabilidad térmica y dinámica al paso de la corriente de cortocircuito.

Los valores nominales deben ser los siguientes:

La corriente nominal del interruptor debe ser mayor o igual que la máxima corriente de carga en la derivación donde se instala.

$$I_{n \text{ int}} \geq I_{\text{carga máx}}$$

La tensión nominal del interruptor debe ser mayor o igual que la tensión nominal del punto de la red donde se pretende instalar el interruptor.

$$V_{n \text{ int}} \geq V_{n \text{ red}}$$

El valor de tensión al impulso del interruptor debe ser mayor que la onda de sobretensión máxima calculada.

La corriente de desconexión del interruptor se determina por medio de la siguiente expresión:

$$I_{\text{desconexión}} = \frac{S_{\text{desconexión calc.}}}{\sqrt{3} \cdot V_n}$$

Esta cantidad deberá ser igual o menor que la de catálogo.

La corriente de cortocircuito inicial es el valor pico de la primera semionda de corriente, comprendida en ella la componente transitoria.

La tensión de restablecimiento es el valor eficaz de la tensión máxima de la primera semionda de la componente alterna, que aparece entre los contactos del interruptor después de la extinción de la corriente. Tiene una influencia muy importante en la capacidad de apertura del interruptor y presenta una frecuencia que es del orden de miles de Hertz, de acuerdo con los parámetros eléctricos del sistema en la zona de operación.

La estabilidad dinámica del interruptor se determina por la condición:

$$I_{\text{máx}} \geq I_{\text{golpe}}$$

Donde:

$I_{\text{máx}}$: Máximo valor instantáneo de corriente según el catálogo.
 I_{golpe} : Corriente de golpe de cortocircuito trifásica.

La estabilidad térmica se determina por la condición:

$$I_t^2 t \geq I_{\text{permanente}}^2 t_f$$

Donde:

I_t : Corriente de estabilidad térmica del interruptor para el tiempo t del catálogo.

$I_{\text{permanente}}$: Valor eficaz de la corriente permanente de cortocircuito.

t_f : Tiempo ficticio.

Sin embargo es de importancia señalar que el tiempo ficticio es aquel en el cual la corriente permanente de cortocircuito genera en las partes conductoras la misma cantidad de calor que la corriente máxima en tiempo real; de esta definición se desprende que el tiempo ficticio ésta en función del tiempo real. La siguiente figura (Figura 4.4) muestra las curvas para determinar el tiempo ficticio de la componente alterna de cortocircuito.

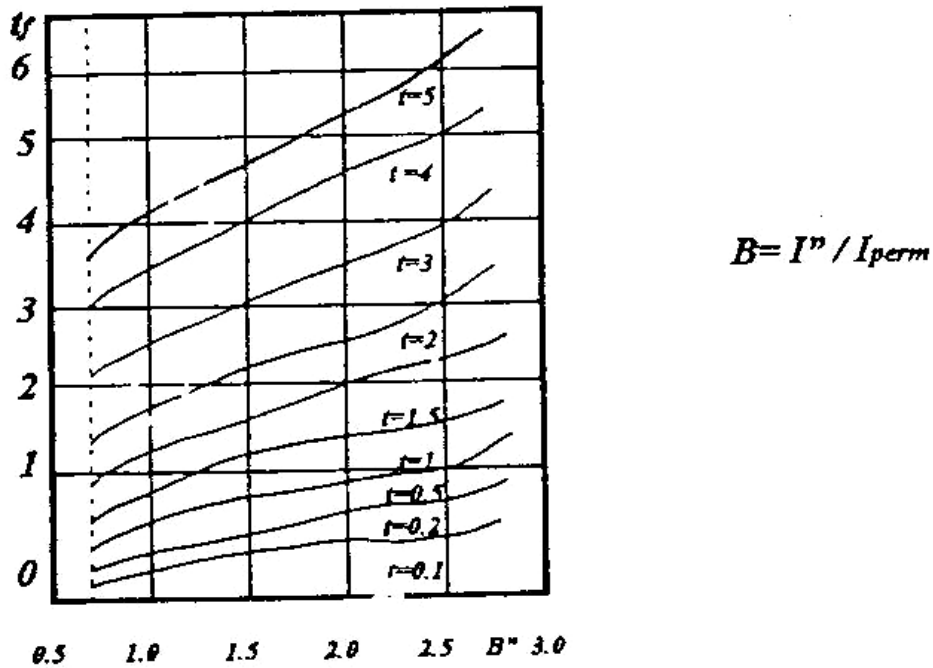


Figura 4.4 Curvas de tiempo ficticio en función de la relación $B = I^n / I_{perm}$.

b) Selección de cuchillas.

Las cuchillas se seleccionan por su corriente nominal, tensión nominal, la corriente de golpe y se comprueban en estabilidad térmica. Es de gran importancia señalar que las cantidades de cálculo son las mismas que para cuando se seleccionan interruptores de potencia.

c) Selección de barras colectoras.

Las barras colectoras se seleccionan de acuerdo a los parámetros de régimen nominal y se comprueban en estabilidad térmica y dinámica.

En la selección de barras por condiciones nominales es necesario escoger una sección normalizada cuya corriente permitida $I_{permitida}$ sea mayor o igual que la corriente de carga nominal.

$$I_{permitida} \geq I_n$$

Los valores de corriente permitida se dan en las normas correspondientes y en los catálogos de fabricante.

Asimismo para barras colectoras colocadas de canto, los valores de corriente se dan para temperatura ambiente de 25 °C y una temperatura de calentamiento de 70 °C. Cuando las barras se colocan de plano, las condiciones de enfriamiento empeoran por lo que las corrientes permitidas se reducen en 5% para las barras de hasta 60 mm de ancho y 8% para barras de anchura superior a 60 mm.

Cuando las corrientes son grandes se puede utilizar 2 o 3 barras por fase o secciones especiales. Cuando hay varias barras por fase, la corriente se distribuye entre ellas de forma heterogénea debido al efecto de proximidad. Por esta razón no se recomienda instalar más de tres barras por fase.

Cuando las corrientes son muy grandes se utilizan perfiles especiales de barras como los mostrados en la Figura 4.5.

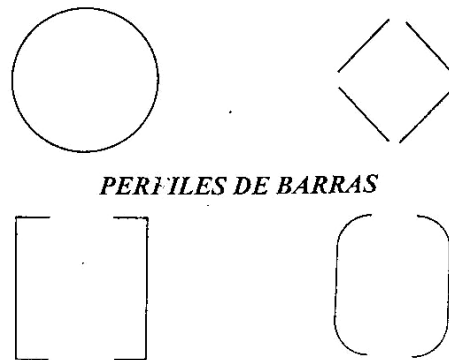


Figura 4.5 Perfiles de barras colectoras para corrientes excesivas.

No obstante, durante la selección de barras colectoras tubulares se consideran esfuerzos horizontales a que están sujetas, y que son: esfuerzo por cortocircuito, esfuerzo debido a la presión del viento, y el esfuerzo debido a temblores de tierra. Generalmente para el cálculo, se consideran las siguientes sumas de esfuerzos:

- Esfuerzo por cortocircuito + viento
- Esfuerzo por cortocircuito + temblor de tierra

La mayor parte de estas dos componentes horizontales se considera aplicada en el empotramiento de los aisladores, que son el soporte de las barras.

1.- *Esfuerzo por cortocircuito.* En nuestras subestaciones de 400 kV se ha aceptado hasta la fecha un cortocircuito máximo de 20 000 MVA. La fuerza horizontal que ocasiona este cortocircuito es la siguiente:

Primero se obtiene el valor de la corriente de cortocircuito para esa tensión:

$$I_{CC} = \frac{S_{3\phi cc}}{\sqrt{3} \cdot V_{f-f}} = \frac{20\,000 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot (400 \times 10^3)} = 29\,000 \text{ [A]}$$

Después en la siguiente tabla (Tabla 4.1), se encuentra que la separación normal entre centros de fases de buses rígidos es de 6.50 m.

1	2	3	4	5	6	7
Tensión nominal del sistema kV	Nivel de aislamiento al impulso a 2,300 m kV	Distancia mínima de no flameo a 2,300 m cm	Distancia mínima de fase a tierra a 2,300 m cm	Distancia mínima entre fases a 2,300 m cm	Distancia normal entre centros de buses rígidos cm	Distancia normal entre centros de buses no rígidos cm
23	125	25.6	28.2	32.5	50	100
85	450	107	117.7	135.4	200	250
230	900	227.9	250.7	288.4	360	450
400	1425	354.6	375.9	432.3	650	800

NOTAS: Columna 3 valores CEI corregidos para 2,300 m de altitud

Columna 4 { valores de la columna 3 × 1.10 para V < 380 kV
valores de la columna 3 × 1.06 para V ≥ 380 kV

Columna 5 valores de la columna 4 × 1.15

Tabla 4.1 Distancias a tierra y entre fases a través del aire a 2,300 m de altitud.

Con estos datos se usa la fórmula:

$$F_{CC} = 27.6 \frac{I_{CC}^2}{D} \times 10^{-7} \times L \text{ [lb]}$$

Donde:

F_{CC} : fuerza horizontal debida a cortocircuito [lb]

I_{CC} : corriente máxima de cortocircuito, valor efectivo [A]

D : distancia entre conductores [plg]

L : longitud del claro [pie]

Esta fórmula nos da la fuerza máxima de cortocircuito entre fase y tierra, que es un valor mayor que en el caso trifásico.

2.- *Esfuerzo debido al viento.* Este esfuerzo se debe a la velocidad del viento, que produce una presión en la superficie del conductor. A continuación en la Tabla 4.2 se dan valores de presión sobre diversos conductores.

Superficie	Fórmula	Presión (valores prácticos)	Velocidad de viento		
			pie/s	km/h	m/s
Cilindro (tubo)	$P = 0.075 v^2$	$p = 39 \text{ kg/m}^2$	75	82	22.8
Cables	$P = 0.050 v^2$	$p = 26 \text{ kg/m}^2$	75	82	22.8
Superficies planas	$P = 0.125 v^2$	$P = 60 \text{ kg/m}^2$	75	82	22.8

Tabla 4.2 Presiones debidas al viento.

Con la siguiente fórmula se calcula la longitud del claro máximo entre dos apoyos tomando en cuenta sólo los esfuerzos debidos a cortocircuito y viento:

$$L = \frac{R_a}{1.25 \left[\frac{27.6 \times 10^{-7} \times I_{CC}^2}{D} + 1.19 \times 10^{-4} \times d \times v^2 \right]}$$

Donde:

- L : longitud del claro [pie]
- I_{CC} : corriente máxima de cortocircuito, valor efectivo [A]
- D : distancia entre conductores [plg]
- d : diámetro exterior del tubo [plg]
- v : velocidad del viento [pie/s]
- R_a : resistencia del aislador en el empotramiento [lb]

3.- *Esfuerzo debido a temblor.* Para considerar el esfuerzo causado por temblor de tierra, se consulta el Reglamento de construcciones para el Distrito Federal, que indica un empuje lateral máximo de tres niveles de aceleración de la gravedad (F_g) es decir:

- $F_g = 0.25$ para terrenos duros
- $F_g = 0.3$ para terrenos de transición (orillas de zonas lacustres)
- $F_g = 0.35$ para terrenos que han sido lacustres

Lo que se traduce en multiplicar el peso unitario del tubo por cualquiera de los tres factores anteriores, según la zona, y así obtener la fuerza causada por un temblor, por unidad de longitud de la barra. Por ejemplo si se considera un tubo de 5 pulgadas de diámetro y con un peso unitario de 5.05 [lb/pie] la fuerza causada por temblor por unidad de longitud en la zona con $F_g = 0.3$ será:

$$F_t = W \times F_g = (5.05 \text{ [lb/pie]}) \times (0.3) = 1.51 \text{ [lb/pie]}$$

Con la siguiente expresión se obtiene la longitud de claro máximo entre dos apoyos tomando en cuenta los esfuerzos debidos a cortocircuito, viento y temblor.

$$L = \frac{R_a}{1.25 \left[\frac{27.6 \times 10^{-7} \times I_{CC}^2}{D} + 1.19 \times 10^{-4} \times d \times v^2 + (W \times F_g) \right]}$$

Donde:

- L : longitud máxima del claro [pie]
 R_a : resistencia del aislador en el empotramiento [lb]
 D : separación entre fases [plg]
 I_{CC} : corriente máxima de cortocircuito, valor efectivo [A]
 d : diámetro exterior del conductor [plg]
 v : velocidad del viento [pie/s]
 W : peso unitario del conductor [lb/pie]
 F_g : factor de aceleración de la gravedad (para sismo) en %

d) Selección de aisladores.

Los aisladores se seleccionan de acuerdo a la tensión nominal de la red (V_n) y se comprueban en estabilidad dinámica en condiciones de cortocircuito, y pueden ser de apoyo y de paso.

Asimismo, para la selección de aisladores es indispensable tomar en cuenta los siguientes factores que intervienen en el diseño de un aislador tipo niebla:

- Aumentar la distancia de fuga
- Usar perfiles que ayuden al autolavado
- Utilizar recubrimientos de silicón, que absorben la contaminación
- Usar recubrimientos repelentes al agua

Por distancia de fuga se entiende que es la distancia más corta a lo largo de la superficie de un aislador entre dos partes conductoras.

En los aisladores, el número de piezas ensambladas una sobre otra, para los diferentes niveles de tensión adoptados en las subestaciones, y para las condiciones de altura sobre el nivel del mar de 2,300 m (Cd. de México), aparecen en la siguiente tabla (Tabla 4.3).

Tipo alfiler: Voltaje	Nivel de aislamiento al impulso kV	Número de piezas
23 kV	150	1
85 kV	500	3
230 kV	1300	7
400 kV	1800	10
Tipo columna: Voltaje	Nivel de aislamiento al impulso kV	Número de piezas
85 kV	550	1
230 kV	1175	3
400 kV	1675	5

Tabla 4.3 Número de piezas en columnas de aisladores al nivel del mar.

Hay que tomar en cuenta que la altura mínima de la base de los aisladores que soportan partes vivas no debe ser menor de 2.25 metros (Figura 4.6), altura de una persona de estatura media con el brazo levantado.

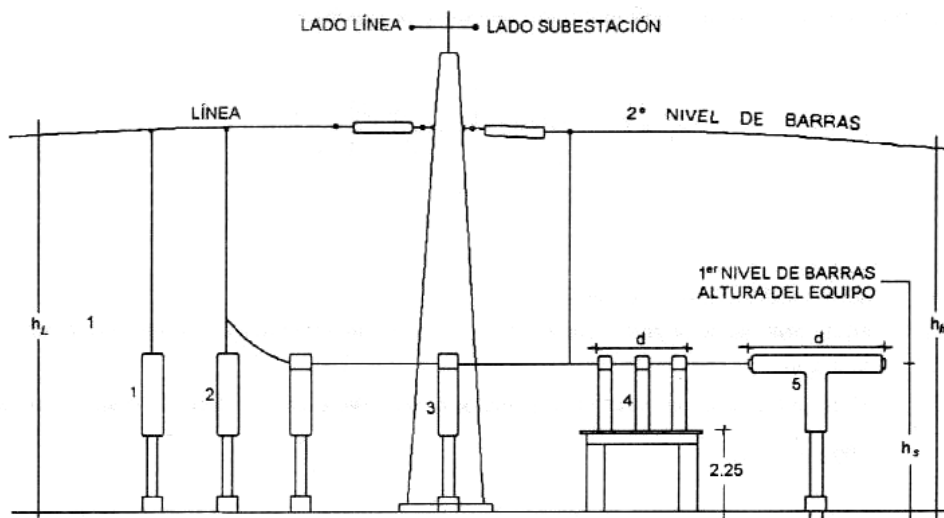


Figura 4.6 Alturas mínimas de las partes de los equipos sobre el suelo.

Donde:

- 1.- Pararrayos
- 2.- Transformador de tensión y trampa de onda
- 3.- Transformador de corriente
- 4.- Cuchillas
- 5.- Interruptor

En general, para cualquier equipo la altura mínima de sus partes vivas se calcula de acuerdo con la siguiente expresión considerada para un máximo de hasta 1,000 m.s.n.m.

$$h_s = 2.30 + 0.0105 (V_e)$$

Donde:

- h_s : altura mínima de las partes vivas sobre el nivel del suelo [m]
 V_e : valor de la tensión máxima del equipo de que se trate [kV]

e) Selección de transformadores de corriente.

Los transformadores de corriente se seleccionan a partir de la corriente y tensión nominal de la red primaria, de la corriente nominal de la red secundaria, de la clase de precisión y de la potencia nominal del devanado secundario, se comprueban en estabilidad térmica y dinámica en condiciones de cortocircuito.

La carga total del devanado secundario (S_2) se determina por la carga de los instrumentos (Z_{instrum}), la carga de los conductores de unión (Z_{conduc}) y la carga de los contactos (Z_{contac}), representada mediante la siguiente ecuación:

$$S_2 = (I_2)^2 (Z) = (I_2)^2 (Z_{\text{instrum}} + Z_{\text{conduc}} + Z_{\text{contac}})$$

La resistencia de los contactos para cálculos prácticos puede considerarse de 1 ohm. Para calcular la resistencia de los conductores de unión es necesario conocer su sección, su material y la longitud la cual depende de la interposición entre transformadores e instrumentos, así como del esquema de conexión.

Las formas más comunes de conectar los instrumentos a los T.C.^s se muestran en la siguiente figura (Figura 4.7).

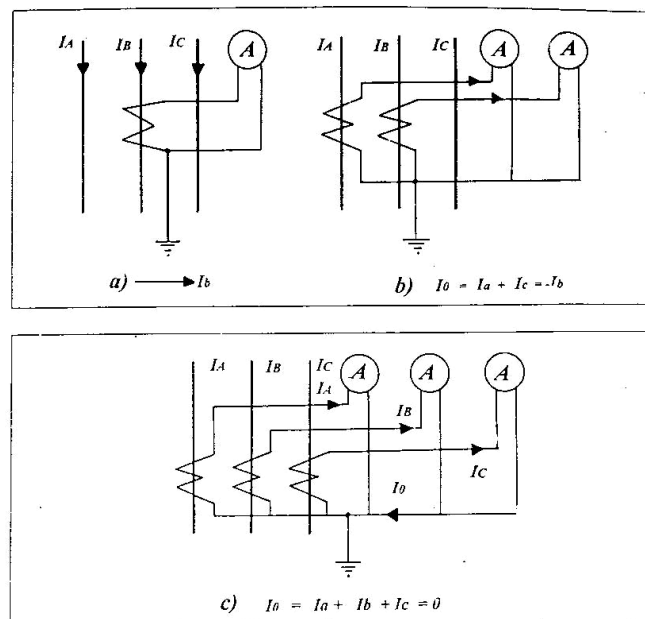


Figura 4.7 Conexión de instrumentos a los T.C.^s.

- a) Conexión monofásica
- b) Estrella incompleta
- c) Estrella

Cuando se usa la conexión monofásica a), la corriente en el hilo de regreso es igual a la corriente en el hilo de llegada, por lo que la longitud de cálculo del conductor será:

$$L_{\text{calculo}} = 2L$$

Siendo "L" la longitud del conductor en una dirección.

Si se usa la estrella incompleta b), la corriente en el conductor de regreso es la suma geométrica de $I_a + I_c = -I_b$, o sea que es igual a la corriente de llegada defasada 60° .

La longitud de cálculo para este caso es $L_{\text{calculo}} = \sqrt{3} \cdot L$.

Con la estrella completa c), la corriente en el conductor de regreso es cero y por lo tanto $L_{\text{calculo}} = L$.

f) Selección de transformadores de potencial.

Los transformadores de potencial T.P. se seleccionan a partir de la tensión nominal de la red (V_n), su potencia nominal (S_n) y la clase de precisión. En función del objetivo del T.P. se elige su tipo y el esquema de conexión de sus devanados. La precisión depende de la que requieran las mediciones.

La potencia nominal del T.P. es la correspondiente a su mayor precisión y debe ser mayor o igual a la suma de potencias de los instrumentos que alimenta. Se puede usar la siguiente formula para calcular su potencia:

$$S_{2 \text{ calc.}} = \sqrt{[(\sum S_{\text{inst.}}) (\cos \phi_{\text{inst.}})]^2 + [(\sum S_{\text{inst.}}) (\sin \phi_{\text{inst.}})]^2}$$

Donde:

$S_{2 \text{ calc.}}$: Potencia en el lado del secundario.

$S_{\text{inst.}}$: Potencia de los instrumentos.

Cuando los factores de potencia de los instrumentos son semejantes, la potencia puede calcularse como la suma:

$$S_{2 \text{ calc.}} = \sum S_{\text{inst.}}$$

La selección de los T.P. en general no ofrece dificultades ya que tienen potencias mayores en comparación con las cargas que alimentan, cosa que no sucede con los T.C.

4.3. PROBLEMA DE SELECCIÓN DE EQUIPO.

En el siguiente problema se requiere seleccionar el interruptor con la protección fusible para una subestación eléctrica en el bus de 23 kV. Así como el interruptor termomagnético para el lado de baja tensión en el bus de 0.220 kV. Para la solución del problema utilizaré el método de los MVA, el cual se emplea en instalaciones industriales; cabe señalar que éste método tiene muchas ventajas ya que no requiere de mucho tiempo en sus cálculos, además tiene un buen grado de aproximación comparado con otros métodos.

EJEMPLO:

Usando el método de los MVA calcular las corrientes y potencias de cortocircuito simétricas y asimétricas para el sistema mostrado en la Figura 4.8; considerando las fallas siguientes:

- a) En el bus de 23 kV falla 1.
- b) El bus de 0.220 kV falla 2.

Si se supone que los motores operan a 0.9 de factor de potencia. Así pues seleccionar el interruptor y la protección fusible para el bus de 23 kV. En el bus de 0.220 kV, seleccionar el interruptor termomagnético.

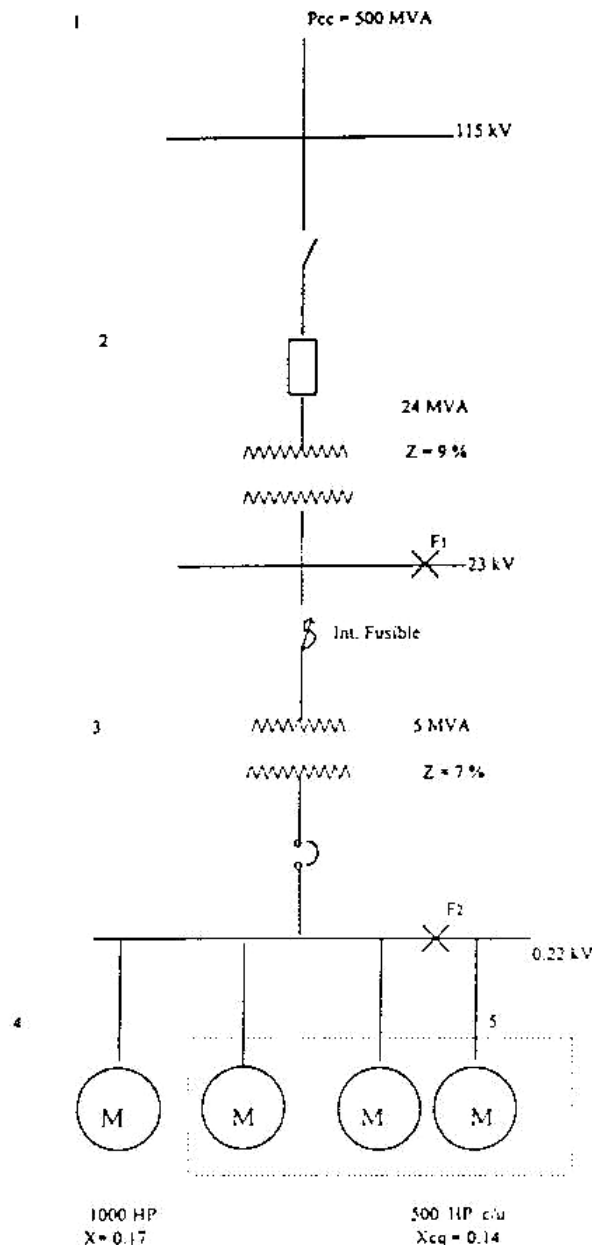


Figura 4.8 Ejemplo diagrama eléctrico.

Primero hay que convertir la potencia de los motores a MVA.

Motor de 1000 HP.

$$MVA = \frac{(0.746) (HP)}{\cos \emptyset} = \frac{(0.746) (1000)}{0.9} = 0.828 \text{ [MVA]}$$

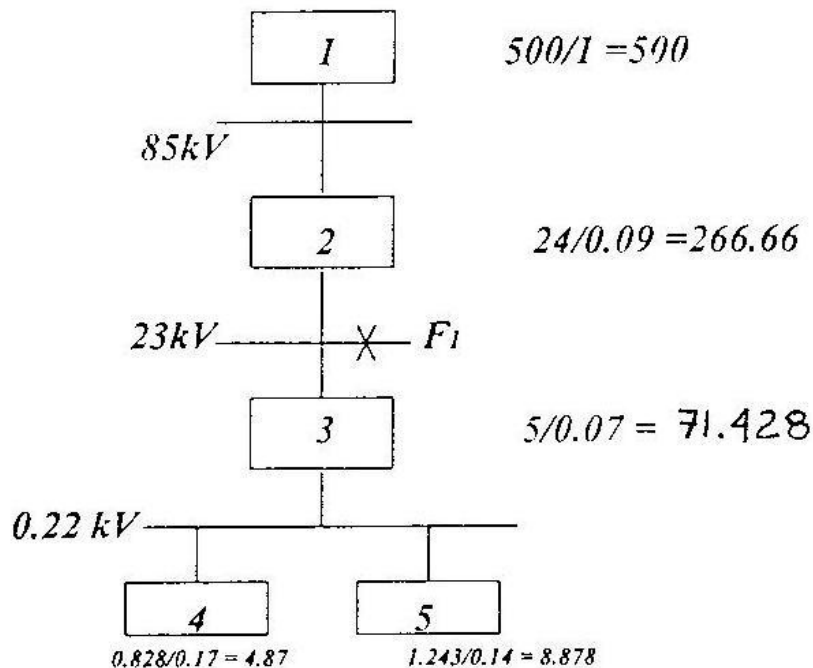
Para los motores de 500 HP, el motor equivalente es:

$$MVA = \frac{(0.746) (3) (500)}{0.9} = 1.243 \text{ [MVA]}$$

Se enumera cada elemento para el diagrama de MVA.

a) Para la falla 1. En el bus de 23 kV.

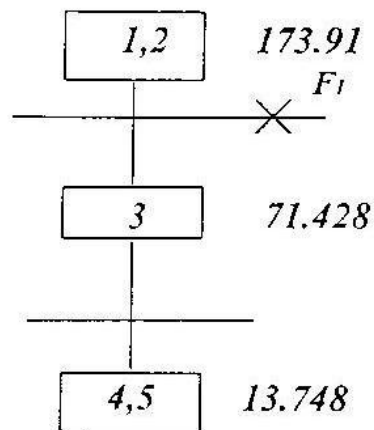
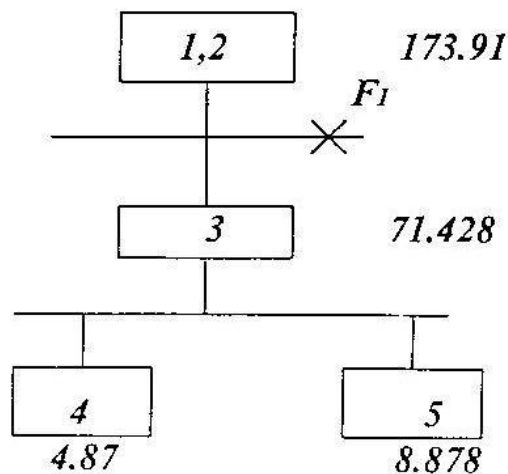
Obteniendo los MVA de cortocircuito para cada elemento. Los MVA de cortocircuito para cada componente se obtiene al dividir su propia potencia entre su impedancia expresada en por unidad.



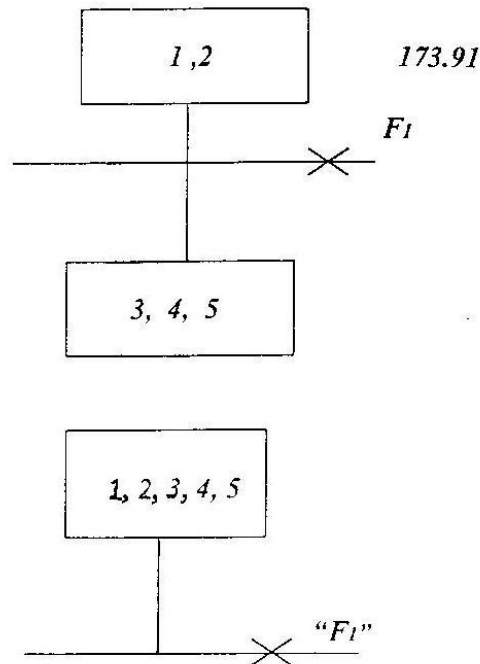
Haciendo las combinaciones necesarias para calcular los MVA_{cc} equivalentes al punto de falla que se está analizando.

$$MVA_{1,2} = \frac{(MVA_1) (MVA_2)}{MVA_1 + MVA_2} = \frac{(500) (266.66)}{500 + 266.66} = 173.91 \text{ [MVA]}$$

$$MVA_{4,5} = MVA_4 + MVA_5 = 4.87 + 8.878 = 13.748 \text{ [MVA]}$$



$$MVA_{3,4,5} = \frac{(MVA_3) (MVA_{4,5})}{MVA_3 + MVA_{4,5}} = \frac{(71.428) (13.748)}{71.428 + 13.748} = 11.529 \text{ [MVA]}$$



Por lo tanto:

$$MVA_{CC} = MVA_{1,2} + MVA_{3,4,5} = 173.91 + 11.529 = \mathbf{185.439 \text{ [MVA]}}$$

Considerando un factor de asimetría como $K= 1.25$

$$MVA_{CCasim} = (MVA_{CCsim}) (K) = (185.439) (1.25) = \mathbf{231.798 \text{ [MVA]}}$$

Hay que señalar que la potencia de cortocircuito ($MVA_{CC} = 185.439 \text{ [MVA]}$) es la máxima potencia de falla que se puede soportar en el punto de alimentación. Para el caso de la potencia de cortocircuito asimétrica ($MVA_{CCasim} = 231.798 \text{ [MVA]}$) se toma en cuenta una componente transitoria de C.D.

Las corrientes de cortocircuito simétrica y asimétrica a partir de la potencia de cortocircuito se tiene que para el bus de 23 kV son:

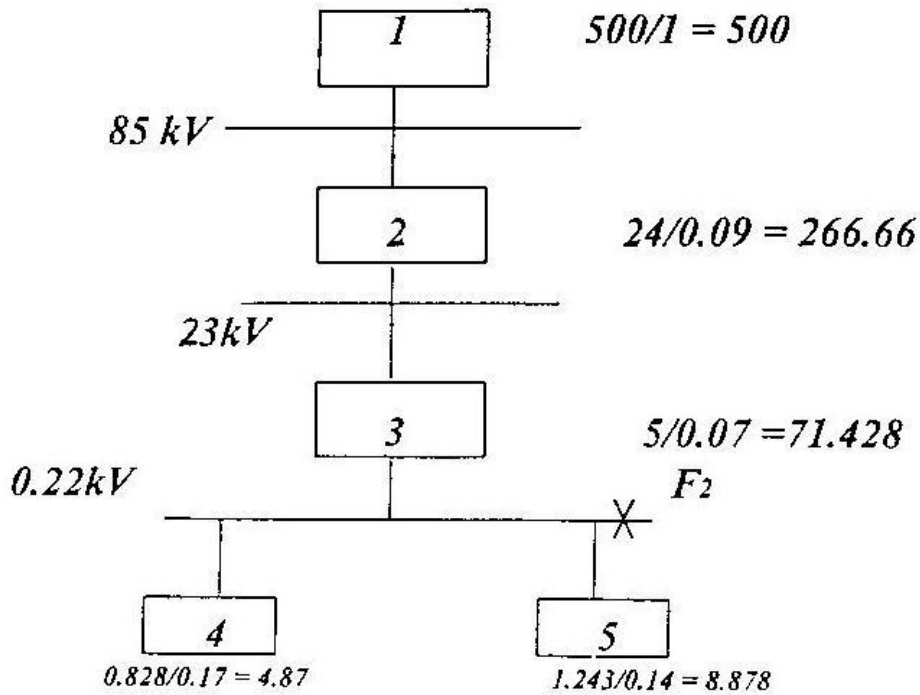
$$I_{CCsim} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{f-f}} = \frac{185.439 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot (23 \times 10^3)} = \mathbf{4.654 \text{ [kA]}}$$

$$I_{CCasim} = (I_{CCsim}) (K) = (4.654 \text{ [kA]}) (1.25) = \mathbf{5.81 \text{ [kA]}}$$

Es importante mencionar que la corriente de cortocircuito simétrica ($I_{CCsim} = 4.654 \text{ [kA]}$) determina los esfuerzos eléctricos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión involucrados. Y que para la corriente de cortocircuito asimétrica calculada ($I_{CCasim} = 5.81 \text{ [kA]}$) también se toma en cuenta una componente de directa que garantiza que la corriente estudiada no cambia de forma instantánea en su valor.

b) Para la falla 2. En el bus de 0.220 kV.

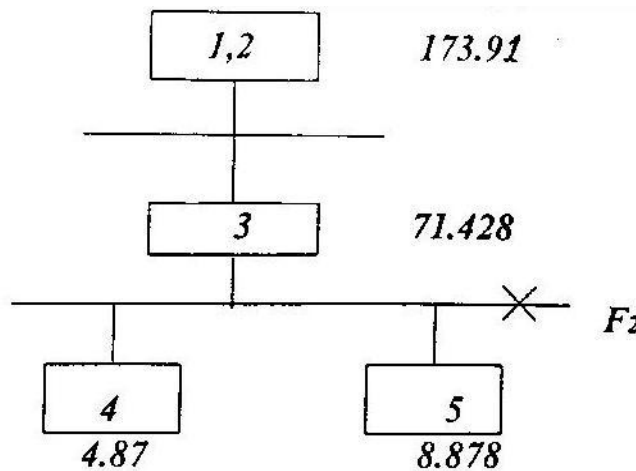
El diagrama de MVA es:

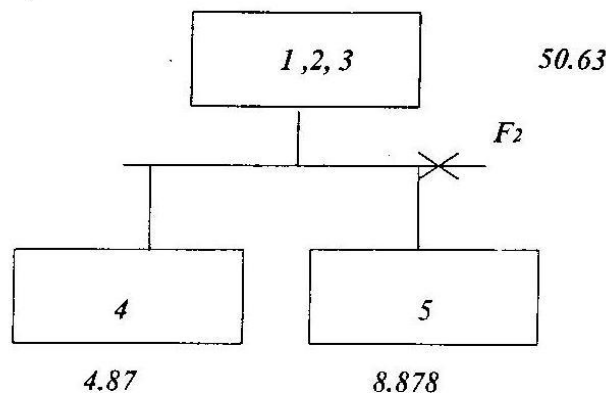


Realizando las combinaciones necesarias para encontrar los MVA de cortocircuito equivalentes al punto de falla.

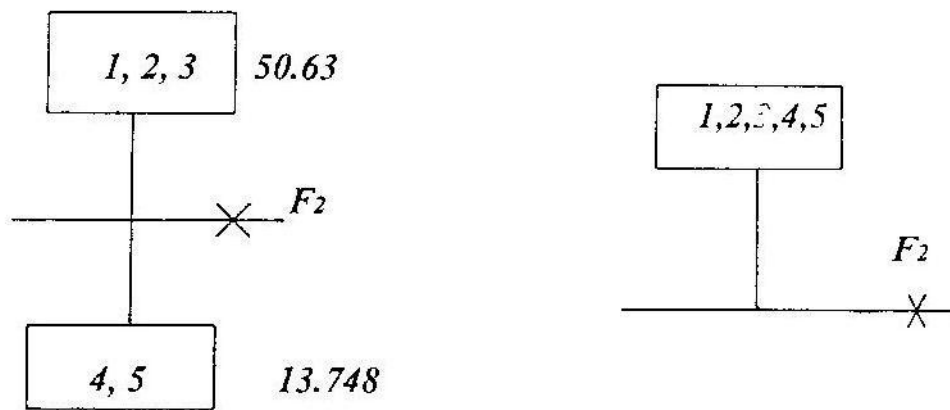
$$MVA_{1,2} = \frac{(MVA_1) (MVA_2)}{MVA_1 + MVA_2} = \frac{(500) (266.66)}{500 + 266.66} = 173.91 \text{ [MVA]}$$

$$MVA_{1,2,3} = \frac{(MVA_{1,2}) (MVA_3)}{MVA_{1,2} + MVA_3} = \frac{(173.91) (71.428)}{173.91 + 71.428} = 50.63 \text{ [MVA]}$$





$$MVA_{4,5} = MVA_4 + MVA_5 = 4.87 + 8.878 = 13.748 \text{ [MVA]}$$



$$MVA_{CC} = MVA_{1,2,3} + MVA_{4,5} = 50.63 + 13.748 = \mathbf{64.378 \text{ [MVA]}}$$

Considerando el factor de asimetría $K = 1.25$ los MVA de cortocircuito asimétrico son:

$$MVA_{CCasim} = (MVA_{CCsim}) (K) = (64.378) (1.25) = \mathbf{80.472 \text{ [MVA]}}$$

Las corrientes de cortocircuito simétrica y asimétrica para el bus de 0.220 kV serán:

$$I_{CCsim} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{f-f}} = \frac{64.378 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot (0.220 \times 10^3)} = \mathbf{168.948 \text{ [kA]}}$$

$$I_{CCasim} = (I_{CCsim}) (K) = (168.948 \text{ [kA]}) (1.25) = \mathbf{211.185 \text{ [kA]}}$$

Para los valores de cortocircuito calculados anteriormente se consideran las mismas definiciones que para la falla 1.

-Selección del interruptor para el bus de 23 kV.

$$I_{23kV} = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{f-f}} = \frac{5 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot (23 \times 10^3)} = \mathbf{0.125 \text{ [kA]}}$$

Con los datos de valores de I – t :
No. de veces la I_n .

$$(25) (0.125 \text{ [kA]}) = \mathbf{3.125 \text{ [kA]}} ; \mathbf{t = 0.01 \text{ [seg]}}$$

$$(12) (0.125 \text{ [kA]}) = \mathbf{1.5 \text{ [kA]}} ; \mathbf{t = 0.10 \text{ [seg]}}$$

-Selección del fusible para el bus de 23 kV.

Con las normas mexicanas:

$$I_{\text{fusible}} = (2.5) (I_n) = (2.5) (0.125 \text{ [kA]}) = \mathbf{0.312 \text{ [kA]}}$$

Por tablas el fusible más próximo es de **300 [A]**.

-Selección del interruptor termomagnético para el bus de 0.220 kV.

Como la protección es un termomagnético se debe tener 250% de I_n como máximo para la curva de tiempo inverso.

$$I_n = \frac{S_{3\phi}}{\sqrt{3} \cdot V_{f-f}} = \frac{5 \times 10^6}{\sqrt{3} \cdot (0.220 \times 10^3)} = \mathbf{13.121 \text{ [kA]}}$$

$$I_{\text{térmica}} = (2.5) (I_n) = (2.5) (13.121 \text{ [kA]}) = \mathbf{32.802 \text{ [kA]}}$$

La intensidad térmica ($I_{\text{térmica}} = 32.802 \text{ [kA]}$) es la corriente necesaria para que el interruptor termomagnético se accione por medio de la elevación de temperatura en su mecanismo y en un intervalo de tiempo muy corto.

CONCLUSIONES

Muchos aspectos influyen para la correcta selección de equipo que constituye a una subestación eléctrica. El equipo más apropiado depende de factores tales como el nivel de tensión, capacidad de carga, consideraciones ambientales, limitaciones de espacio en el terreno donde se pretenda instalar el equipo y algunas necesidades de derecho de vía de la línea de transmisión, de modo que, los criterios de selección pueden variar de acuerdo al tipo de subestación que se desea proyectar.

Con el continuo aumento general en el costo de equipo eléctrico, mano de obra, terrenos y adaptación de los mismos, debe hacerse todo el esfuerzo posible para considerar criterios que representen la mejor opción que satisfaga las necesidades de la subestación a los mínimos costos.

Una subestación debe ser confiable, económica, segura, y con un diseño tan sencillo como sea posible, para poder garantizar un alto nivel de continuidad en el suministro de energía eléctrica, además de contar con estructuras apropiadas para futuras ampliaciones de la Red Eléctrica.

Es importante mencionar que en ocasiones la orientación física de las rutas de líneas de transmisión influye en la ubicación y disposición del arreglo de las barras colectoras, así que, el lugar seleccionado debe ser tal que se pueda lograr un arreglo conveniente de dichas barras.

Es de suma importancia tomar en cuenta la tolerancia eléctrica para cada elemento que constituye a una subestación, y que además por norma le corresponde, esto con el fin de alargar la vida útil de la instalación.

Por último se sugiere tomar con gran seriedad cada uno de los valores obtenidos durante el cálculo, ya sea de tensión, corriente o potencia y evitar en la medida de lo posible el redondeo de los mismos, esto con la finalidad de conservar la contundencia de cada proyecto.

REFERENCIAS

- [1] Enríquez Harper, Gilberto. “Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas”. 2ª Edición, Noriega Limusa, México, 2000.
- [2] Enríquez Harper, Gilberto. “Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión”. 2ª Edición, Noriega Limusa, México, 1999.
- [3] Enríquez Harper, Gilberto. “Pruebas y Mantenimiento a Equipos Eléctricos”. Noriega Limusa, México 2000, 522 Págs.
- [4] Espinoza y Lara, Roberto. “Sistemas de Distribución”. 1ª Edición, Noriega Limusa, México, 1990, 712 Págs.
- [5] Instituto de Investigaciones Eléctricas. “Redes de Distribución Automáticas”. Gerencia de Investigación Tecnológica, México, 2004.
- [6] López Malo, Arturo. “Manual de Diseño de Subestaciones Eléctricas de la Empresa Suministradora Luz y Fuerza del Centro”. Luz y Fuerza del Centro, México D.F., 1999.
- [7] Lorenzana Saucedo, Carlos Eduardo. “Coordinación de Aislamiento para Subestaciones Eléctricas de Potencia Aisladas en Aire”. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2004.
- [8] “Maniobras en Parques de Intemperie: Información Técnica”. Madrid: Paraninfo, 1994.
- [9] “Manual del Curso para Operadores de Subestaciones Eléctricas SELMEC”. SELMEC, Equipos Industriales, S.A. de C.V.
- [10] Méndez Díaz, Jorge Armando. “Sistemas de Distribución Subterránea: Red Automática del Centro Histórico de la Ciudad de México”. Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM 2005.
- [11] Raúll Martín, José. “Diseño de Subestaciones Eléctricas”. México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2ª Edición, 2000, 545 Págs.
- [12] Sánchez García, Salvador. “Estudio Sobre la Protección Adecuada de una Red Subterránea Automática en Baja Tensión”. Tesis de Licenciatura, ESIME Culhuacán, IPN 1998.