



177
Zejem

**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ELECTRÓNICA Y EN COMPUTACIÓN**

**APOYO PARA LA ENSEÑANZA DE PROYECTOS
DE SUBESTACIONES ASISTIDO POR
COMPUTADORA**

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
(AREA: ELÉCTRICA ELECTRÓNICA)
P R E S E N T A:
GUILLERMO SIMBECK TABLADA



DIRECTOR DE TESIS:

ING. JOSÉ RAÚLL MARTÍN

MÉXICO, D.F.

1995

FALLA DE ORIGEN

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

**UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**Apoyo para la enseñanza de proyectos
de subestaciones asistido
por computadora**

GUILLERMO SIMBECK TABLADA

DEDICATORIAS

A DIOS

Fuente inagotable de amor, sabiduría y esperanza.

A MIS PADRES Y HERMANOS

Ustedes son la muestra de amor más grande que Dios me ha dado.

Siendo diferentes nos une el amor, el cariño y la amistad.

Me siento muy afortunado por tenerlos.

José Luis Simbeck Escobedo, Patricia Tablada de Simbeck, Pepe, Mauri, July, Pablo, Areli, Serra, Carlos, Amorita,

A MI FAMILIA

Gracias por sus muestras de amor y amistad.

Tata, Nana, Pápa, Máma, Lety y familia, Daniel y familia, Luzma y familia, Juan José y familia, Ricardo y familia, Marco, Vicky y familia, Sergio y familia, Ricardo G. y familia.

A MI NOVIA

Gracias por tu amor, apoyo y comprensión. Significas mucho para mí.

José Luis, Delfina y Alejandra gracias por su amistad y cariño.

A MIS AMIGOS

Queridos amigos, su amistad su sonrisa, sus comentarios, sus sueños y consejos han marcado mi vida de muchas maneras.

David, Mauricio A., Pablo, Jerry, Mario, Mauricio, Oscar, Aura, Lorena, Hebe, Enrique, Santiago, Alexia, Ana y familia, Maru y familia, Maggie, Julián, Willem, Adrián, Liliana, Ximena, Dario, Oliver, Leonardo, Martha, Armando, INHUMYC, COLMEX, Misioneros,

A LA UNAM, FACULTAD DE INGENIERÍA, PROFESORES Y ALUMNOS

Ustedes me han formado y esto me llena de orgullo. La UNAM es sin duda la máxima casa de estudios. Gracias.

AGRADECIMIENTOS ESPECIALES

A usted Ing. José Raúl Martín por su valiosa ayuda en la dirección y realización de éste trabajo, por sus consejos y su amistad.

Al Instituto de Investigaciones Eléctricas.

Indice

Prólogo

Introducción

Desarrollo

I	Subestaciones	0
1.1	Reseña histórica de las subestaciones eléctricas	1
1.1.1	Evolución de las subestaciones de extra alto voltaje	1
1.1.2	Conceptos de diseño	2
1.2	Clasificación de acuerdo a su función	3
1.3	Clasificación de acuerdo a la tensión que maneja	3
1.4	Subestaciones de tipo convencional y de gas (SF ₆)	3
1.4.1	Subestaciones en gas	4
1.4.2	Arreglos típicos utilizados en las S.E. con cubierta metálica	5
1.4.3	Comparación en dimensiones y costo	8
1.4.4	Ventajas de las subestaciones en gas	9
1.4.5	Componentes de una subestación en gas	10
1.5	Política ambiental en subestaciones	14
1.5.1	Planeación	14
1.5.2	Adquisición, diseño y acometida	15
1.5.3	Fuentes de ruido	15
1.5.4	Paisajes	16
1.5.5	Subestaciones tipo interior	16
1.5.6	Conclusión con respecto a la política ambiental en subestaciones	16
II	Equipo principal de las subestaciones eléctricas	18
2.1	Transformadores	19
2.1.1	Parte activa	19
2.1.2	Parte pasiva	20
2.1.3	Accesorios	21
2.2	Capacitores	22
2.2.1	Consideraciones	22
2.2.2	Recomendaciones	23
2.3	Pararrayos	23
2.3.1	Características principales	24
2.3.2	Función de los pararrayos	24
2.3.3	Selección de pararrayos	24
2.3.4	Sobretensiones	25
2.3.5	Tipos de pararrayos	27

2.4	Interruptores	28
2.4.1	Partes principales del interruptor	29
2.4.2	Fenómenos que aparecen durante la interrupción del arco	30
2.4.3	Tipos de interruptores	30
2.4.4	Ventajas y desventajas de los interruptores descritos	36
2.4.5	Métodos para incrementar la resistencia del arco	38
2.5	Fusibles	39
2.5.1	Tipos de fusibles	39
2.5.2	Uso de los fusibles	41
2.6	Cuchillas	41
2.6.1	Componentes	42
2.6.2	Clasificación de acuerdo a la posición de la base y a su elemento móvil	42
2.6.3	Operación de las cuchillas	43
2.7	Baterías	44
2.7.1	Batería de tipo ácido	44
2.7.2	Batería de tipo alcalino	45
2.7.3	Cargadores de batería	46
III	La protección en subestaciones	48
3.1	Características de una protección	50
3.2	Principales elementos que requieren protección en una subestación	51
3.3	Sensores (TC's y TP's)	52
3.3.1	Transformadores de corriente	52
3.3.1.1	Clasificación de los TC's	53
3.3.2	Transformadores de potencial	54
3.4	Evaladores (Relevadores)	54
3.4.1	Tipos de relevadores	54
3.4.2	Discriminación	56
3.5	Desconectores (Interruptores)	56
3.6	Sistemas auxiliares	57
3.6.1	Diagrama unifilar	58
3.6.2	Partes de un sistema auxiliar	58
3.6.2.1	Servicio de estación	58
3.6.2.2	Alumbrado	62
3.6.2.3	Sistemas contra incendio	64
3.6.2.4	Aire acondicionado	66
3.6.2.5	Lavado automático de aisladores para ambientes contaminados	67
IV	Introducción al diseño	72
4.1	Disposiciones constructivas	73
4.2	Diagramas unifilares	73
4.2.1	Diagramas de conexiones y criterios de comparación	74

4.2.1.1	Primer caso (un solo juego de barras colectoras)	74
4.2.1.2	Segundo caso (doble juego de barras colectoras)	75
4.2.1.3	Tercer caso (interruptor y medio)	76
4.2.2	Criterios para la selección del diagrama unifilar	77
4.3.3	Subestaciones de 230/23 KV	78
4.4	Subestaciones de 85/23 KV	84
4.5	Nivel de aislamiento	86
4.5.1	Factores que reducen el nivel de aislamiento	86
4.6	Coordinación de aislamientos	87
4.6.1	Nivel de aislamiento interno y externo de los aparatos	88
4.7	Determinación de distancias dieléctricas en subestaciones	92
4.7.1	Distancia dieléctrica entre fases	95
4.9	Corrientes en una subestación	96
V	Diseño de la red de tierras	99
5.1	Definiciones	101
5.2	Peligro de un choque eléctrico	103
5.2.1	Clasificación de las corrientes de acuerdo al efecto producido en el cuerpo humano	103
5.2.2	Recierres	105
5.2.3	Importancia de la eliminación rápida de fallas	105
5.3	Problema básico de las redes de tierra	106
5.3.1	Ventajas de un sistema eficazmente aterrizado	106
5.3.2	Problemas típicos que se encuentran en el diseño de redes de tierra	106
5.4	Criterios de diseño	107
5.4.1	Corrientes máximas de cortocircuito a tierra	107
5.4.2	Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito	109
5.4.3	Cálculo del calibre del conductor de la red	110
5.4.4	Disposiciones básicas de las redes de tierra	111
5.4.5	Seguridad del personal	112
5.4.6	Protección de equipo de control y comunicaciones	117
5.5	Parámetros de diseño	118
5.6	Medición de la resistividad del terreno	119
5.6.1	Consideraciones generales para determinar la resistividad del terreno	121
5.6.2	Medición de la resistividad específica del suelo	122
5.6.3	Selección de un modelo estratificado del suelo no homogéneo	127
5.6.4	Equipo de medición	128
5.7	Resistencia a tierra	129
5.7.1	Método de la caída de tensión	129
5.8	Elementos de la red de tierra	130
5.8.1	Electrodo de puesta a tierra	130
5.8.2	Conductores	133

5.8.3	Conectores y accesorios	134
5.9	Datos de diseño	134
5.9.1	Revisión de los criterios de diseño	134
5.9.2	Información necesaria	135
5.9.3	Parámetros de la red	135
5.10	Procedimiento de diseño	136
5.11	Análisis de operación de una red de tierras	139
5.12	Revisión del diseño	140
5.13	Corrosión en los sistemas de tierras	141
5.14	Ejemplo	143
VI	Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad	148
6.1	Diseño de barras colectoras	149
6.1.1	Conductores eléctricos	149
6.1.2	Aisladores	153
6.1.2.1	Materiales más utilizados en los aisladores	155
6.1.3	Conectores y herrajes	156
6.1.4	Materiales	157
6.1.5	Diseño de barras colectoras	159
6.1.5.1	Factores secundarios en el diseño de barras colectoras	165
6.2	Distancias de seguridad	167
6.2.1	Zonas de circulación del personal	169
6.2.2	Zonas de circulación de vehículos	171
6.2.3	Zonas de trabajo	173
VII	Programas de computadora y su aplicación en el diseño de subestaciones eléctricas	176
7.1	Introducción al lenguaje C	177
7.2	Elaboración de programas en C	178
7.2.1	Creación de un programa ejecutable	178
7.2.2	Programación estructurada	181
7.2.3	Estructuras de control	193
7.2.4	Acercas de los ejemplos	198
7.3	Aplicación de programas en lenguaje C para el diseño de una subestación	199
7.3.1	Programas de aplicación del capítulo 4	200
7.3.2	Programas de aplicación del capítulo 5	205
7.3.3	Programas de aplicación del capítulo 6	229
VIII	Espectativas futuras	241
8.1	Futuro de las instalaciones de control, protección y medición en las subestaciones eléctricas	242
8.1.1	Introducción	242
8.1.2	Futuro de las instalaciones de control, protección y medición	242
8.1.3	Tendencias a corto plazo	243

8.1.4	Tendencias a largo plazo	245
8.1.5	Conclusiones	245
8.2	Las computadoras en los sistemas eléctricos de potencia	246
8.3	Protección y técnicas digitales en subestaciones	248
8.3.1	Introducción	248
8.3.2	Técnicas digitales en subestaciones	248
8.3.3	Consideraciones para la jerarquía en los sistemas empleados en Subestaciones	249
8.3.4	Criterio funcional para evaluar la protección digital y los sistemas de control	254
8.4	Fibras ópticas	255
8.4.1	Introducción	255
8.4.2	Diseño y construcción de la fibra óptica	255
8.4.3	Uso de sistemas ópticos en los sistemas de potencia	257
8.4.3.1	Comparación entre los conductores metálicos y la fibra óptica	258
8.4.3.2	Aplicación para las comunicaciones	259
8.4.3.3	Aplicaciones para el control dentro de las subestaciones	261
8.4.4	Tendencias futuras y conclusión	261
8.5	Sector eléctrico mexicano	262

Conclusiones

Prologo

Tema:

Apoyo para la enseñanza de proyectos de subestaciones asistido por computadora.

Definición del problema:

El Ingeniero eléctrico requiere ampliar sus conocimientos en lo que se refiere al diseño de subestaciones eléctricas. Es preocupante observar cómo algunos estudiantes han dejado a un lado esta importante materia, sin darse cuenta que esto limitará su desarrollo profesional. El aumento en el consumo de energía eléctrica traerá sin duda un gran desarrollo en el sector eléctrico demandando ingenieros que tengan una formación adecuada.

Método:

Para atacar éste problema decidi utilizar tres frentes.

Motivación: Para motivar a los alumnos a que estudien y profundicen más en ésta área, se presenta información acerca del crecimiento en la demanda de energía eléctrica en países desarrollados (Industrializados) lo cual traerá como consecuencia la demanda de ingenieros eléctricos finalizando el trabajo con un documento que se presentó a inversionistas extranjeros en el cuál se aprecian las necesidades y expectativas de crecimiento del sector eléctrico en México.

Información: La tesis en sí reúne información general acerca de las subestaciones eléctricas. Sin embargo, dada la complejidad que esto representa me limito a tocar algunos aspectos fundamentales sin profundizar demasiado. Si el lector busca una información mas precisa, puede acudir a libros que hablan acerca del diseño de subestaciones o bien puede estudiar cada uno de los elementos por separado en libros y en catálogos de los fabricantes de equipo principal para las subestaciones.

En la tesis se incluye información que trata nuevos aspectos antes ignorados como lo es el impacto ambiental y métodos para contrarrestar problemas ocasionados por la contaminación. También incluye información acerca de la tecnología digital, el uso de la fibra óptica en subestaciones y para las comunicaciones, etc.

Herramienta: La tesis en sí es una herramienta útil que motiva al alumno, y pone a disposición del lector información relativamente nueva. Por otro lado contiene una breve introducción al lenguaje C acercando al alumno tanto a éste lenguaje de programación, como al diseño de subestaciones eléctricas mediante el uso de los programas que se incluyen.

Aplicación del método:

Los primeros capítulos (I, II, III y IV) tienen la finalidad de introducir y familiarizar al alumno con las subestaciones eléctricas, considerando los distintos aspectos que intervienen en la construcción de la misma (clasificación de las subestaciones, equipo, material utilizado, etc.). Para esto es necesario mantener un balance adecuado profundizando lo suficiente como para que el alumno comprenda los diferentes aspectos pero sin perder el objetivo principal que es el proporcionar una herramienta que será de mucha ayuda para el alumno que desee realizar proyectos relacionados con el tema antes mencionado.

El capítulo V tiene como finalidad el mostrar los conceptos necesarios para el diseño de subestaciones en lo referente a niveles de aislamiento así como coordinación de los mismos, y es la base para el cálculo de las distancias requeridas entre las estructuras y el equipo que interviene en una subestación como se trata en el capítulo VI .

El capítulo VI reúne la información necesaria para el cálculo de distancias entre fases, fase a tierra, altura de remate de líneas de transmisión en subestaciones, etc. Éste capítulo muestra además las distancias requeridas para poder realizar maniobras dentro de la subestación (mantenimiento, carga y descarga de equipo, etc.).

El capítulo VII contiene una breve introducción al lenguaje C (lenguaje utilizado en los programas) y cuenta con varios ejemplos, con la finalidad de mostrar al alumno como utilizar los programas. Éste capítulo permite que el alumno observe de que manera afectan los distintos parámetros (material, altura sobre el nivel del mar, velocidad máxima del viento, nivel sísmico, etc.) al diseño de una subestación eléctrica.

El capítulo VIII tiene como finalidad alentar a los estudiantes en el desarrollo y estudio del tema tratado al mostrar que México como un país en vías de desarrollo, requiere de gente preparada en el área de ingeniería eléctrica, y específicamente en lo referente al diseño de subestaciones eléctricas.

Introducción:

¹ La energía eléctrica siempre ha sido una pieza clave para el mejoramiento de la calidad de vida. El uso de la energía favorece el desarrollo social y permite un mayor confort. La importancia que ha adquirido la energía eléctrica se ve reflejada en la demanda de energía, la cual ha ido en aumento. Por ejemplo, se estima que en tan solo 30 años, entre 1971 y 2001, los Estados Unidos consumirá más energía de la que ha consumido en toda su historia. Para darnos idea de lo que esto significa, tomemos en cuenta que en 1980 se consumieron 2,293,964 gigawatt-hora en los E.U.

La energía eléctrica, desde su aparición, se ha convertido en un elemento indispensable para el desarrollo mundial. México como país en vías de desarrollo, necesita aumentar su capacidad instalada como consecuencia del aumento en el consumo de la misma.

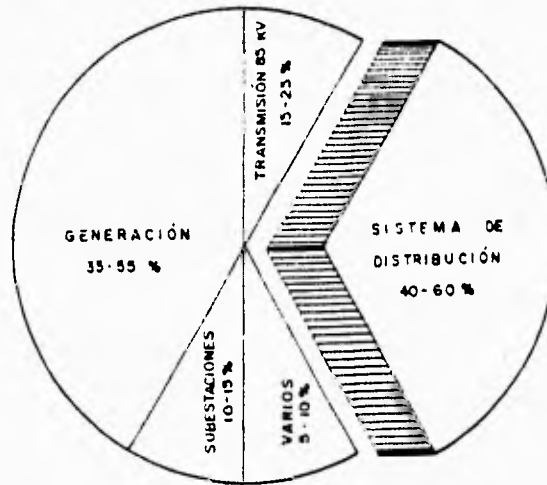
El presente trabajo busca acercar a los alumnos que se encuentran cursando, o han cursado la carrera de Ing. Eléctrica al diseño de subestaciones eléctricas. Para lo cual contarán con una herramienta que es de mucha utilidad, la computadora. El contar con un programa que realice los cálculos de manera automática, permite experimentar con las diferentes variables que influyen en el diseño de una subestación eléctrica de manera fácil y rápida. Esto aunado al estudio de dicho tema, puede ser de gran ayuda en el campo profesional.

² El crecimiento en la capacidad de generación instalada en México durante los últimos 30 años, ha sido impresionante. En los sesentas, se tenía una capacidad instalada de apenas 2.3 giga-watts. Desde entonces, este número ha aumentado más de 13 veces, lo cual refleja el interés y la necesidad de crecer en el sector eléctrico rápidamente.

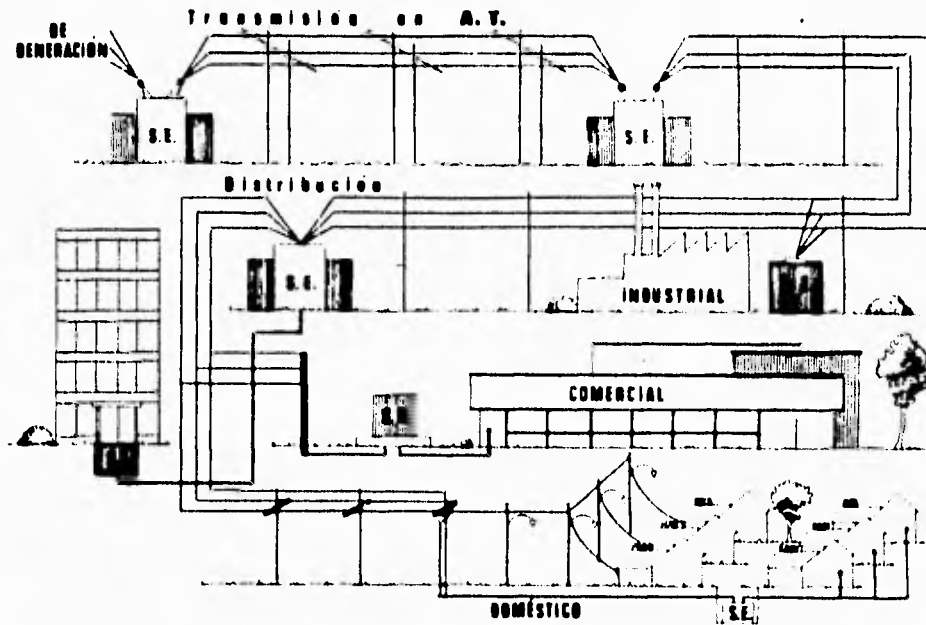
Los sistemas eléctricos de potencia continuarán en aumento a medida que el desarrollo del país lo demande. Es por esto que he decidido incluir una reseña histórica, así como información con respecto al aumento en el consumo de energía eléctrica el cual traerá como consecuencia, el aumento en el número de subestaciones eléctricas en el país y con esto una mayor demanda de ingenieros con conocimiento y experiencia en el diseño de estas.

Introducción

3



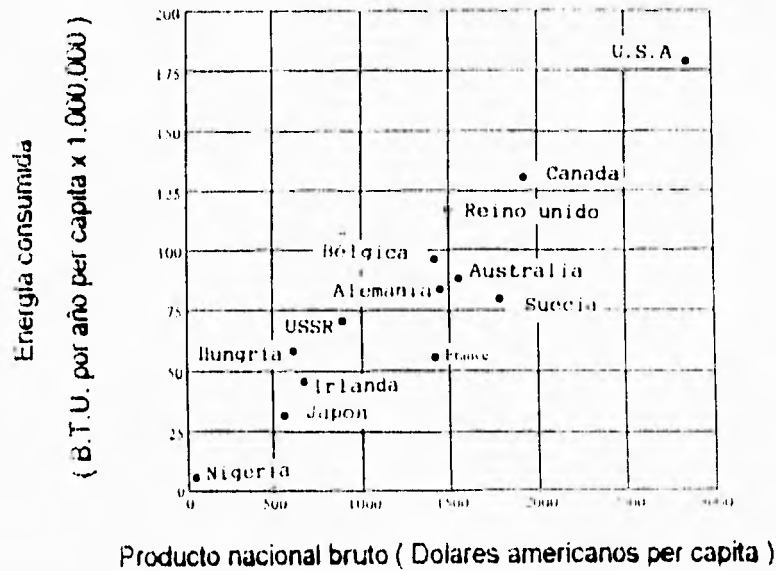
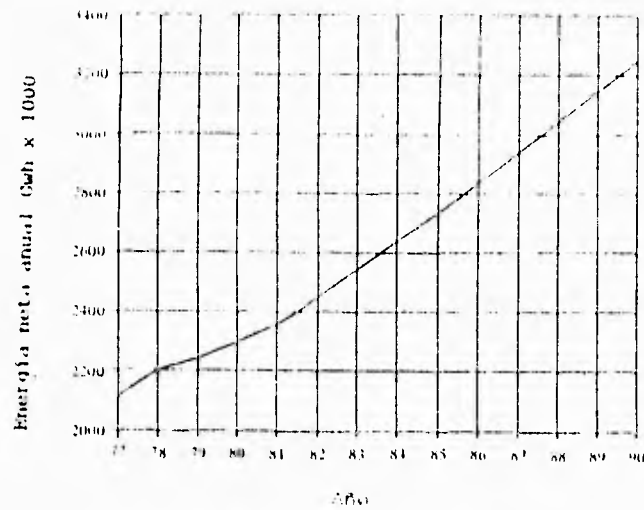
Inversiones en un sistema de energía eléctrica



Sistema de distribución (aéreo y subterráneo)

Las tablas que se muestran a continuación reflejan tanto la tendencia con respecto al aumento del consumo de energía eléctrica en los E.U., como la relación que existe entre el consumo de energía y los ingresos per capita de 13 países.

Introducción



4 Reseña histórica de los sistemas eléctricos:

En 1878 Thomas A. Edison comienza a trabajar con la luz eléctrica, formulando el concepto de energía eléctrica concentrada en un solo punto y apartir de éste, la distribución en un área determinada. En Octubre de 1879, perfeccionó su sistema e inauguró la histórica estación de energía eléctrica de Pearl Street en la ciudad de Nueva York el 4 de Septiembre de 1882, marcando el comienzo de la industria eléctrica como negocio. En Pearl Street, los

Introducción

generadores de CD entonces llamados dinamos, eran movidos por máquinas de vapor, proporcionando una carga de 30KW a 110 V, que era aprovechada por 59 clientes en un área de una milla cuadrada. De 1882 a 1972, la industria eléctrica creció enormemente gracias a la reducción en su costo como consecuencia de los avances tecnológicos y creatividad de los ingenieros.

La expansión del sistema de Edison, gracias al aumento en la demanda, lo llevó a la creación de un sistema de 3 hilos que manejaba 220 V de CD. Sin embargo hubo problemas para la transmisión de distancias mas largas, así como cargas mayores.

Estas limitaciones con respecto a la distancia y la carga, fueron superadas en 1885 gracias a William Stanley quien desarrollo un transformador comercial. Stanley instaló un sistema de distribución en Great Barrington, Massachusetts para alimentar 150 lamparas. Con el transformador, la habilidad de transmitir energía eléctrica a voltajes elevados y en consecuencia, corrientes y pérdidas menores, hicieron mas atractivo el sistema de CA que el de CD. La primera línea monofásica de CA comenzó a operar en lo Estados Unidos en 1889, entre la ciudad de Oregon y Portland (21 Km a 4 kV).

El crecimiento de los sistemas tuvo un mayor impulso en 1888 gracias a Nikola Tesla quien presento en el American Institute of Electrical Engineers un documento que describía un motor síncrono de inducción de dos fases, que hizo evidentes las ventajas de utilizar más de una fase (sistemas polifásicos). La primer línea de tres fases comenzó a funcionar en Alemania en 1891, transmitiendo a una distancia de 179 Km, con un voltaje de 12 KV. La primera línea de tres fases en los Estados Unidos comenzó a funcionar en California en el año de 1893, cubriendo una distancia de 12 Km a 2.3 KV.

El motor trifásico de inducción construido por Tesla se convirtió en el caballo de batalla en la industria.

La industria eléctrica continuó desarrollandose tanto en lo referente a su generación (combustibles utilizados y fuentes de energía en general) como en lo que respecta a la distribución de la misma. En la actualidad Estados Unidos cuenta con plantas nucleares cuya capacidad de generación es de 1280 MW.

Otros tipos de generación de energía eléctrica que se utilizan actualmente incluyen la eólica, geotérmica y solar.

La investigación en el campo de la fusión nuclear, presenta a ésta como una de las soluciones más adecuadas para abastecer la demanda futura de energía eléctrica en el mundo, ya que es segura y no contamina. El combustible que se utiliza en la fusión nuclear es abundante en el agua de mar.

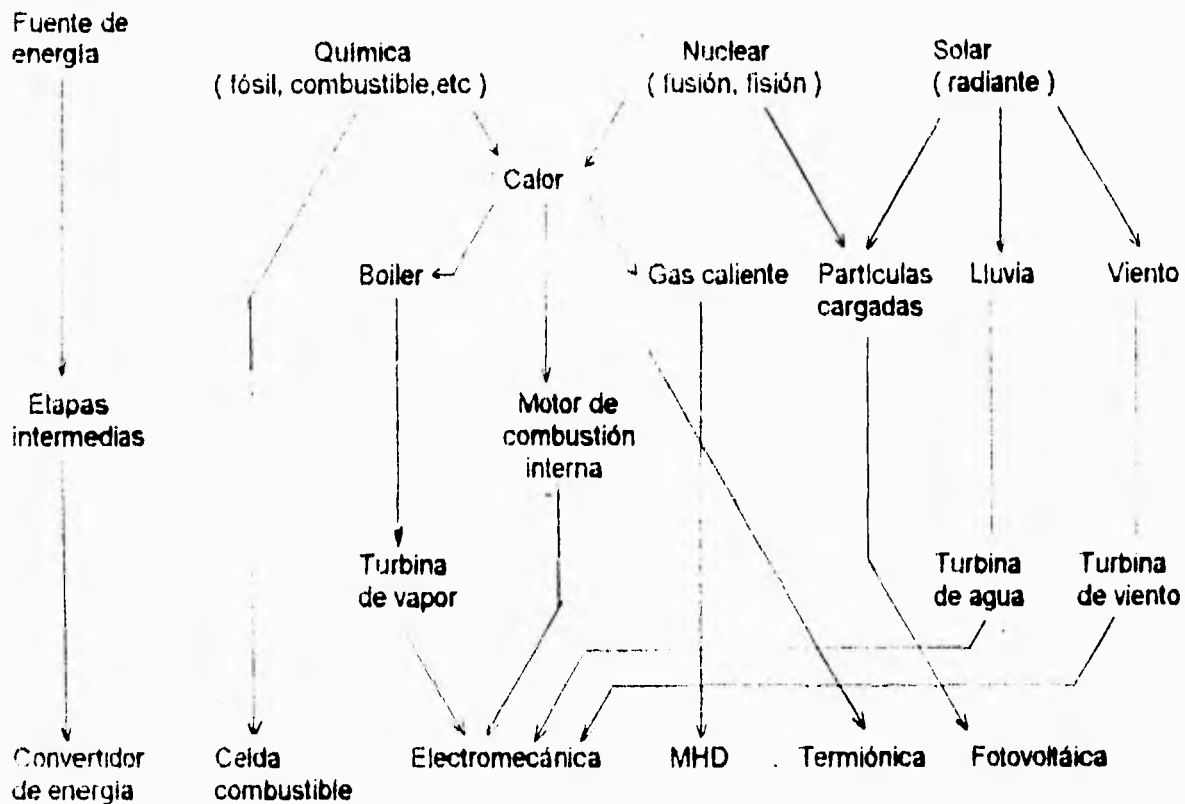
Inicialmente, los sistemas operaban a diferentes frecuencias, incluyendo 25, 50, 60 y 133 Hz. En 1891 se propuso utilizar la frecuencia de 60 Hz como estandard en los Estados Unidos.

Actualmente los Estados Unidos, Canadá, Japón, Brasil, México, así como otros países utilizan la frecuencia de 60 Hz, mientras que Europa, Rusia y Sud América también utilizan la frecuencia de 50 Hz.

La ventaja de los sistemas de 60 Hz es que los generadores, motores y transformadores en estos sistemas son generalmente más pequeños que los equipos de 50 Hz. La ventaja de los sistemas de 50 Hz, es que las líneas de transmisión así como los transformadores, tienen menores reactivancias a 50 Hz que a 60 Hz.

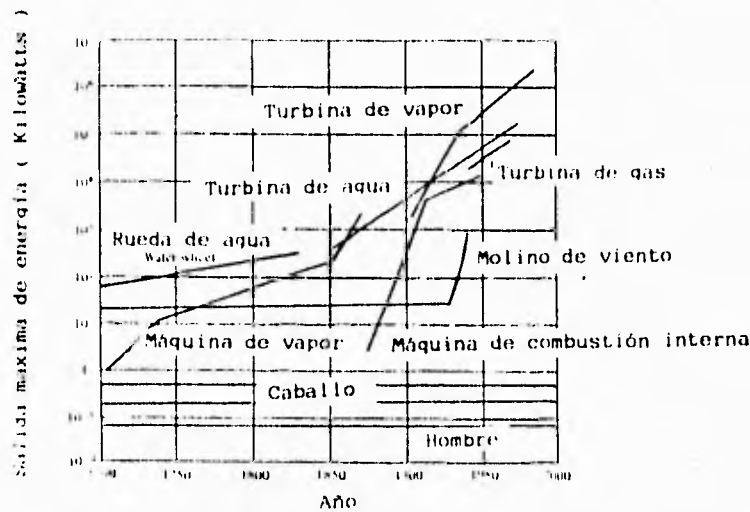
Introducción

El crecimiento en el campo de la energía eléctrica, en los Estados Unidos, fue aproximadamente de 7% anual de 1902 a 1972. Esto equivale a doblar el consumo de energía eléctrica cada 10 años durante un periodo de 70 años. Junto con el incremento de las cargas, ha ido aumentando el tamaño de las unidades generadoras. El incentivo principal para aumentar el tamaño de las unidades ha sido la economía de escala, ésto es, la reducción del costo de instalación por kilowatt de capacidad al utilizar unidades mas grandes. Mejoras en los generadores han aumentado la eficiencia del 19% al 33%. El aumento de la eficiencia térmica gracias al aumento de la unidad, temperatura y presión, así como el precalentamiento ha traído en consecuencia ahorro en combustible así como en costos de operación.



Fuentes de energía, convertidores de energía y su interrelación.

Introducción



Generadores de energía eléctrica comparados con el caballo y el hombre

Desarrollo de los sistemas motor generador y su evolución entre los años 1700 y 2000.

Resumen Histórico:

- 1878 - Thomas A. Edison comienza a trabajar con la energía eléctrica concentrándola en un punto y distribuyendo a partir de éste en un área determinada.
- 1882 - Thomas A. Edison pone en operación la estación de St. Pearl NYC.
- Generador de CD instalado en Appleton, Wisconsin.
- 1884 - Frank J. Sprague produce motores de CD para los sistemas Edison.
- 1885/6 - William Stanley desarrolla el primer transformador comercial.
- 1888 - Nikola Tesla presenta un documento que habla del motor síncrono de inducción de dos fases CA.
- 1889 - Primera línea de transmisión monofásica en los E.U. de la ciudad de Oregon a Portland (4 kV, 12 km).
- 1891 - Primera línea de transmisión trifásica. Alemania (12 kV, 179 km).
- Se propone uniformizar la frecuencia de operación en los E.U. en 60 Hz.
- 1893 - Primera línea de transmisión trifásica en los E.U. (California 2.3 kV, 12 km).
- Se introducen sistemas de 25 Hz con un convertidor síncrono.
- 1954 - Se pone en funcionamiento la primer línea de transmisión en CD de alto voltaje (HVDC) en Suecia entre Vastervik y la isla de Gotland en el mar Báltico. Operando a 100 kV y a una distancia de 100 km.
- 1957 - Se instalan unidades nucleares que funcionan con turbinas de vapor y cuyo combustible es el uranio. Las unidades generan 90 MW.
- 1970 - Primera HVDC en los E.U. con ± 400 kV y 1360 km entre Oregon y California.

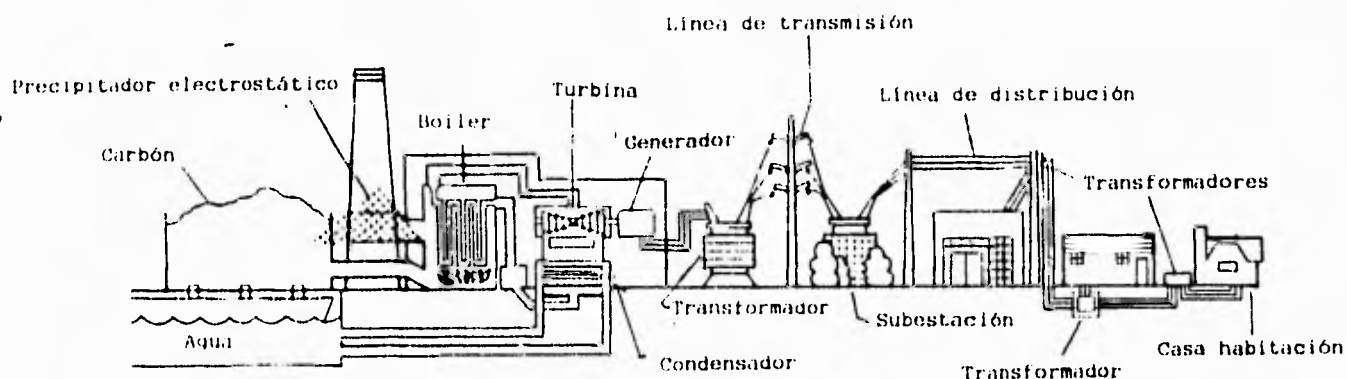
Introducción

5. El uso de onda portadora y microondas, como mecanismos de comunicación para protección y control.
6. La coordinación de aislamientos aplicada al diseño de sistemas eléctricos.

Cabe mencionar que se han desarrollado líneas de transmisión de corriente directa para lo cual se utilizan rectificadores en ambos lados de las líneas de transmisión. Se ha probado que estas líneas de transmisión son costeables para distancias mayores a 600 Km o grandes volúmenes de carga.

Demanda de energía eléctrica:

Los Estados Unidos ha aumentado el consumo y dependencia de la energía eléctrica, a medida que se ha alejado de la dependencia de combustibles fósiles para la generación de la misma. Por poner un ejemplo, Mientras el consumo de energía distinta a la eléctrica disminuyó en un 15% de 1972 a 1982, el consumo de energía eléctrica aumentó un 33%, lo cual corresponde a un crecimiento promedio anual del 3% durante el último periodo.



Planta generadora de carbón y sistema que alimenta una casa.

En el dibujo podemos apreciar un sistema eléctrico a grandes rasgos pudiéndose dividir este en: Planta generadora, transformador elevador de tensión, línea de transmisión, subestación, líneas de distribución, transformador reductor de voltaje y finalmente su destino.

Introducción

Tabla que refleja el crecimiento del tamaño de los generadores:

Generadores hidroeléctricos		Turb. vapor de combustible fósil	
Carga MVA	Instalado Año	Carga MVA	Instalado Año
4	1895	5	1914
108	1941	50	1937
158	1966	216	1953
232	1973	506	1963
615	1975	907	1969
718	1978	1120	1974

Tabla que refleja el incremento del voltaje de transmisión en los Estados Unidos:

Voltaje en KV	Año en que se instaló
2.3	1893
44	1897
150	1913
165	1922
230	1923
287	1935
345	1953
500	1965
765	1969

El desarrollo tecnológico junto con los sistemas de transmisión de CA han contribuido al mejoramiento de aislantes, protecciones y el control. Entre ellos destacan:

1. Los aisladores de suspensión.
2. Los relevadores de alta velocidad, capaces de detectar un cortocircuito en un ciclo (0.017 seg).
3. Interruptores de alta velocidad y extra alto voltaje (EHV), capaces de interrumpir cortocircuitos en sistemas trifásicos de hasta 63 KA en dos ciclos (0.33 segundos).
4. Recierres de alta velocidad para líneas de EHV, que nos permite un regreso del servicio en una fracción de segundo una vez que se ha librado una falla.

Referencias

- ¹ Electric Energy conversion and transmission
Syeda. Nasar
- ² Mexican Investment Board (MIB)
- ³ Sistemas de Distribución
Roberto Espinosa y Lara
Editorial Limusa
- ⁴ Power System Analysis and Design
with personal computer applications
J. Duncan Glover / Mulukutla Sarma

Subestaciones

Contenido:

- I Subestaciones**
- 1.1 Reseña histórica de las subestaciones eléctricas
- 1.1.1 Evolución de las subestaciones de extra alto voltaje
- 1.1.2 Conceptos de diseño
- 1.2 Clasificación de acuerdo a su función
- 1.3 Clasificación de acuerdo a la tensión que maneja
- 1.4 Subestaciones de tipo convencional y de gas (SF₆)
- 1.4.1 Subestaciones en gas
- 1.4.2 Arreglos típicos utilizados en las S.E. con cubierta metálica
- 1.4.3 Comparación en dimensiones y costo
- 1.4.4 Ventajas de las subestaciones en gas
- 1.4.5 Componentes de una subestación en gas
- 1.5 Política ambiental en subestaciones
- 1.5.1 Planeación
- 1.5.2 Adquisición, diseño y acometida
- 1.5.3 Fuentes de ruido
- 1.5.4 Paisajes
- 1.5.5 Subestaciones tipo interior
- 1.5.6 Conclusión con respecto a la política ambiental en subestaciones

Subestaciones

Antes de clasificar las subestaciones eléctricas de acuerdo a los diferentes criterios utilizados para este fin, haremos una pequeña reseña acerca del desarrollo de las subestaciones con envolvente metálica (metalclad) o de gas como comunmente se les conoce:

1.1 Reseña histórica de las subestaciones eléctricas:

¹ Definición: La subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos, que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia.

² Las subestaciones inicialmente consistían en un número determinado de switches expuestos y barras interconectadas para formar diferentes arreglos al aire libre. El peligro de recibir una descarga eléctrica era muy grande lo que hacía mucho más peligrosas a las subestaciones de aquel entonces. En 1906 **se dio el primer paso gigantesco** cuando se usó por primera vez en el Reino Unido un interruptor para alto voltaje con envolvente metálica. Este equipo estaba formado por una caja metálica aterrizada que en su interior contenía el interruptor sumergido en aceite y con terminales y conectores que eliminaban el peligro de ser electrocutado.

Apartir de este momento, el desarrollo de las subestaciones se puede decir que estuvo determinado por tres factores; la demanda de mayores rangos de operación, el descubrimiento de mejores aislantes así como mejores técnicas para interrumpir el arco eléctrico y recientemente la preocupación por preservar el medio ambiente.

El descubrimiento de los distintos tipos de resinas (phenolic resins) en 1908 y del políester así como resinas epoxicas en los 30's y 40's y la aplicación de estas, permitieron mejorar el equipo de las subestaciones reduciendo su tamaño e incrementando el voltaje de las mismas.

Lo mismo sucedió con la interrupción del arco eléctrico para lo cual se empezaron a utilizar dispositivos de control en aceite, aire y gas, así como interruptores en serie demostrando que las subestaciones estaban listas para enfrentar las nuevas demandas en lo que respecta a la corriente de cortocircuito así como voltajes cada vez mayores.

El segundo paso importante en el Reino Unido fue la primera subestación con envolvente metálica en el año de 1932. Esta subestación de 132 KV utilizaba interruptores con tanques de aceite monofásicos con aisladores de aceite y cuchillas de puesta a tierra. Cabe mencionar que esta subestación continuó operando durante 40 años hasta 1972 y se considera que se adelantó por lo menos medio siglo a su época.

1.1.1 Evolución de las subestaciones de extra alto voltaje:

Aún cuando tanto el voltaje como la corriente de cortocircuito han aumentado más de 100 veces, no se han hecho cambios significativos en el funcionamiento y aplicación de

Subestaciones

subestaciones eléctricas. En consecuencia podemos considerar que las subestaciones de EHV continúan funcionando de la misma manera que lo hacían las subestaciones de 3.3 y 6.6 hace más de 70 años. Las subestaciones con envolvente metálica ya existían en los 30's sin embargo los precios más bajos así como mayor flexibilidad de las subestaciones abiertas ocasionaron un mayor desarrollo de las mismas. Solo recientemente, nuevos factores han intervenido para el desarrollo de las subestaciones con envolvente metálica.

El cambio surge en los 50's cuando el incremento del voltaje así como de la corriente obligan a los ingenieros a desarrollar interruptores más eficientes. Es así como se ponen a trabajar nuevos interruptores con soplado de arco. Esto permite cambiar radicalmente con respecto a los anteriores (gran volumen de aceite) que eran mucho más compatibles con las subestaciones abiertas. Este nuevo tipo de interruptores permite una gran variedad de arreglos, pudiendo colocarlos de manera vertical u horizontal, y en consecuencia se crean dos tendencias. La primera de ellas consiste en construir hacia arriba ocupando un área pequeña lo que es favorable en lugares donde el terreno es caro y la segunda construyendo de manera horizontal la cual permite ocultar mejor la subestación respetando el entorno.

Las políticas ambientales aumentan y en los 60's las subestaciones con envolvente metálica se vuelven más atractivas. Es así como comienza la batalla entre estos dos tipos de subestaciones.

-

1.1.2 Conceptos de diseño:

¹ *Localización.* El punto de partida para la localización de la subestación se deriva de un estudio de planeación, a partir del cual se localiza el centro de carga de la región que se desea alimentar. Posteriormente se trazan gráficas en las cuales se muestra el crecimiento que ha habido en la zona de interés, proyectando esta tendencia a 5 y 10 años. Esta información sirve para considerar ampliaciones futuras y de este modo determinar la superficie que se necesita para la subestación. Ya que se conoce la superficie requerida, se busca un terreno adecuado procurando que este se encuentre lo más cerca posible del centro de carga.

Antes de comprar el terreno es importante efectuar un estudio para determinar la llegada de los circuitos de alimentación a la subestación. Esta alimentación puede ser por medio de líneas de transmisión o mediante cables subterráneos de alta tensión.

Datos climatológicos. Una vez que se tiene el terreno, se obtienen los datos climatológicos de la región necesarios para el diseño de la S.E. estos son:

- Temperaturas, máxima y mínima
- Velocidad máxima del viento
- Altura sobre el nivel del mar
- Nivel cerámico (cantidad de descargas atmosféricas $\text{Km}^2 / \text{año}$)
- Nivel sísmico
- Nivel pluviométrico
- Grado y tipo de contaminación

² Para alcanzar soluciones que sean viables económicamente hablando en los dos tipos de subestaciones se requiere cumplir con ciertos criterios de seguridad y de confianza a un precio razonable. Una manera de lograrlo es reduciendo el número de modelos detectando las piezas clave, para posteriormente mejorarlas y optimizarlas al máximo.

Excepto en los casos en los cuales el uso de subestaciones encapsuladas es obligatorio para cumplir con políticas ambientales, el tipo de subestación se determina comparando el costo de la subestación si esta es abierta, encapsulada o híbrida.

La demanda de los dos tipos de subestaciones ha provocado una racionalización del equipo diseñado así como los métodos de producción e incluso ha fomentado el desarrollo de piezas comunes entre los dos tipos de subestaciones dándoles una mayor versatilidad.

Las subestaciones de extra alto voltaje (EHV extra high voltage) son el resultado de muchos años de experiencia y desarrollo tecnológico continuo.

1.2 Clasificación de acuerdo a su función:

Las subestaciones se pueden clasificar de acuerdo a la función que desarrollan en tres grupos:

- a) Subestaciones variadoras de tensión.
- b) Subestaciones de maniobra o seccionadoras de circuito.
- c) Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

1.3 Clasificación de acuerdo a la tensión que maneja:

De acuerdo con la potencia y tensión que manejan las subestaciones se pueden agrupar en:

- a) Subestaciones de transmisión. Arriba de 230 KV.
- b) Subestaciones de subtransmisión. Entre 230 y 115 KV.
- c) Subestaciones de distribución primaria. Entre 115 y 23 KV.
- d) Subestaciones de distribución secundaria. Abajo de 23 KV.

1.4 Comparación entre subestaciones de tipo convencional y de SF₆:

Nota: En el presente trabajo, centraremos nuestra atención en el diseño de subestaciones tipo convencional. Sin embargo considero valioso tratar el caso de las subestaciones en gas, en específico SF₆ las cuáles han revolucionado las subestaciones tradicionales al reducir su

Subestaciones

tamaño y proporcionar ventajas sobre las de tipo convencional. Es por esto que me permito comparar los dos tipos de subestaciones y complemento dicha información describiendo algunos de los elementos utilizados en las subestaciones de SF₆.

1.4.1 Subestaciones en gas:

Se designa bajo este nombre a aquellas subestaciones cuyas partes vivas se encuentran dentro de envolventes metálicas que contienen gas a presión. Son subestaciones análogas a las de tipo convencional en lo referente al equipo de alta tensión que utilizan, con la diferencia de que todas las partes y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicas que forman módulos fácilmente enchufables entre sí. Estos módulos se encuentran dentro de una atmósfera de gas seco y a presión que en la gran mayoría de los casos es el hexafluoruro de azufre (SF₆). Este gas tiene la característica de reducir enormemente las distancias de aislamiento lo cual permite diseñar subestaciones con dimensiones mucho más reducidas. Esta tecnología se inició en 1965 y actualmente se encuentra muy desarrollada en Europa y en Japón. En México se está aplicando desde 1978.

El desarrollo tecnológico de las subestaciones en gas se debe al crecimiento tanto vertical como horizontal de las grandes ciudades, lo cuál ha originado un aumento en la densidad de carga eléctrica, sobre todo en las zonas céntricas de las mismas quedando prácticamente obligados a utilizar subestaciones de distribución en SF₆ debido a que resulta casi imposible obtener terrenos lo suficientemente grandes para poder instalar las subestaciones de tipo convencional y cuando se encuentran su precio es muy elevado.

³ *Diseño de aislamientos.* Las subestaciones con cubierta metálica han requerido un cuidado especial en lo que respecta a la coordinación del aislamiento. Una de las medidas adoptadas es elevar el nivel básico de impulso (BIL) para este tipo de subestaciones. Esto no representa un problema en cuanto a su diseño y manufactura pero si en cuanto al aumento de tamaño dado que la subestación estará sobrada y su costo será mayor.

Diseño térmico. Además de la magnitud del cortocircuito, existe otro factor de gran importancia en cuanto al diseño de las subestaciones en gas y este es el efecto que produce la corriente que fluye através de los conductores. Para una presión y un nivel básico de impulso determinado, uno puede determinar el diámetro de la cámara. Se pueden variar las dimensiones al aumentar o disminuir la presión del gas. En el caso del SF₆, sus propiedades anti-oxidantes le permiten soportar sobrecorrientes temporales siempre y cuando los aisladores estén en buen estado y la subestación soporte los esfuerzos mecánicos.

Diseño operacional de los componentes. Para lograr un diseño adecuado se ha puesto especial cuidado en aspectos como la seguridad (niveles de aislamiento y cuchillas de

Subestaciones

puesta a tierra) así como medidas encaminadas a facilitar el mantenimiento y maniobras de emergencia en caso de que falle un elemento.

Una vez que se ha armado la subestación y, se han probado las uniones de los conductores así como los mecanismos o partes móviles, esta se debe sellar y permanecer de este modo durante el mayor tiempo posible. El mantenimiento de rutina debe evitarse en la parte interna de la envolvente para minimizar disturbios tales como polvo o partículas de metal que como resultado del mantenimiento puedan quedar en el interior de esta.

1.4.2 Arreglos típicos utilizados en las S.E. con cubierta metálica:

A continuación mostraré cuatro tipos de arreglos que se han usado por muchos años para el caso de las subestaciones con cubierta metálica usando interruptor vertical.

El área varía dado que es necesario tomar en cuenta los transformadores, así como la acometida, el edificio de mantenimiento, etc.

	Fig 1	Fig 2	Fig 3	Fig 4
	Bus sencillo	Bus Doble	Interruptor y medio +	Malla
Area [m ²]	260	291	336	240
Esquinas o unidades en T	36	42	54	45
Largo de las camaras [m] *	42	84	48	28
Aisladores	12	18	24	19
Interruptores	6	6	9	6

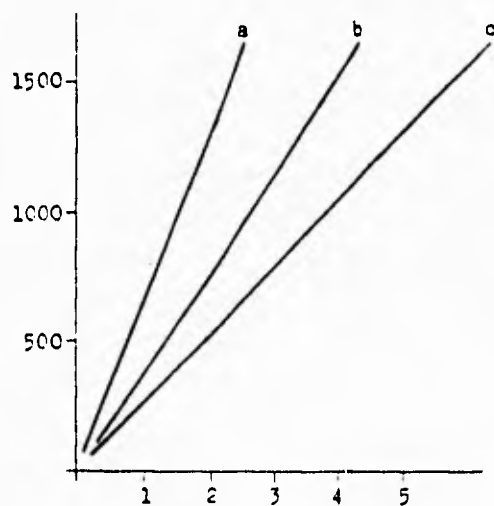
+ Se necesitan aisladores e interruptores extras.

* Excluye aisladores y cajas de cable (cable boxes)

Subestaciones

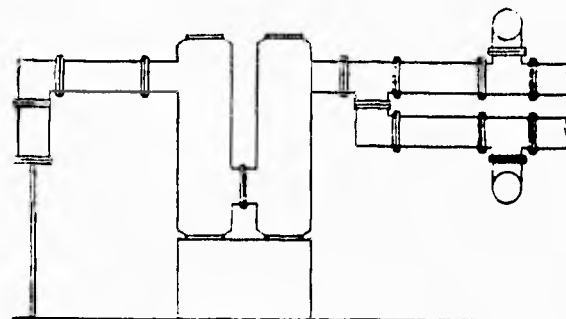
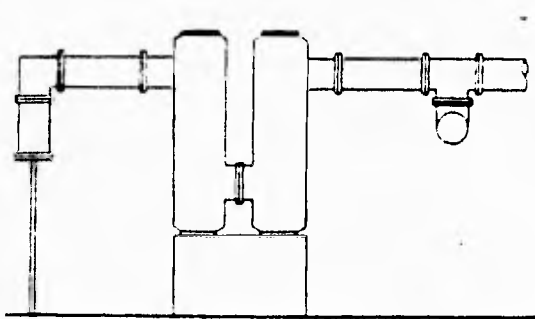
Efecto de la corriente nominal en subestaciones eléctricas con cubierta metálica de acuerdo a el material utilizado.

- a) Envoltorio magnética, conductor de aluminio.
- b) Envoltorio no magnética, conductor de aluminio.
- c) Envoltorio no magnética, conductor de cobre



Eje de las abcisas: Corriente en kA.

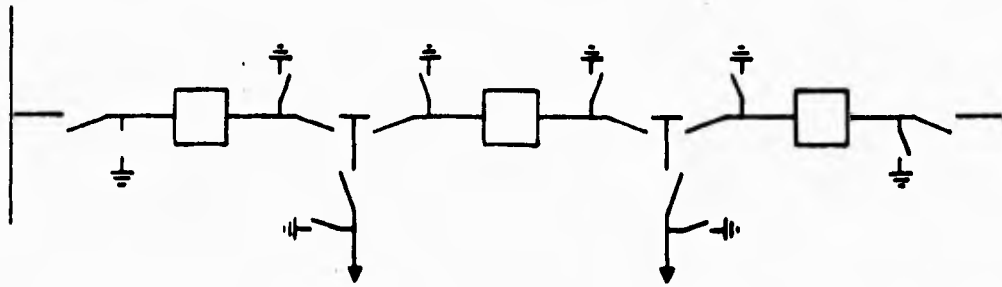
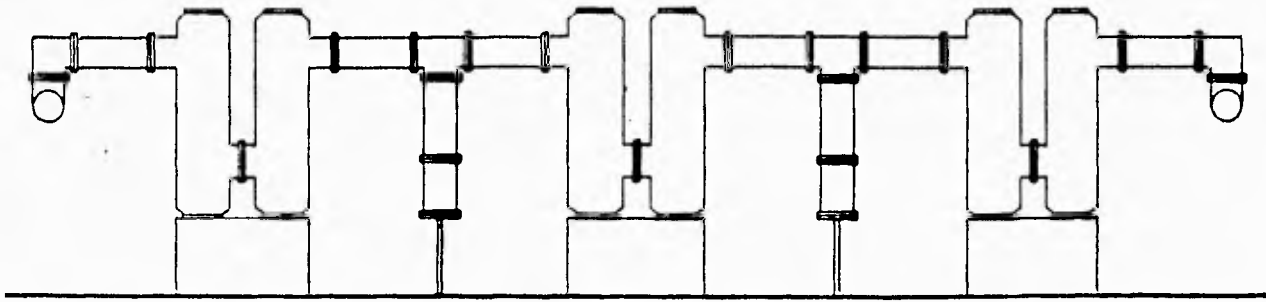
Eje de las ordenadas: Nivel básico de impulso en kV.



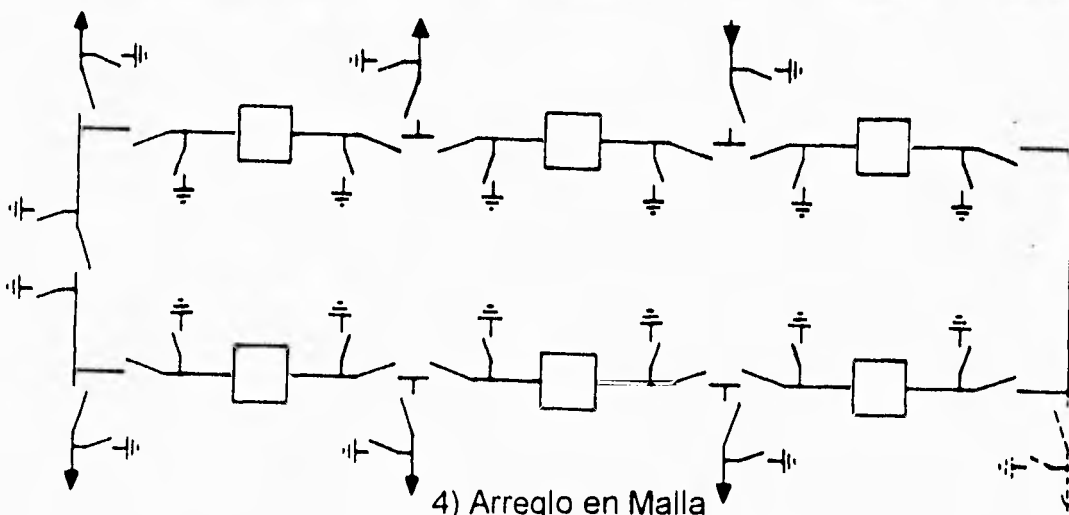
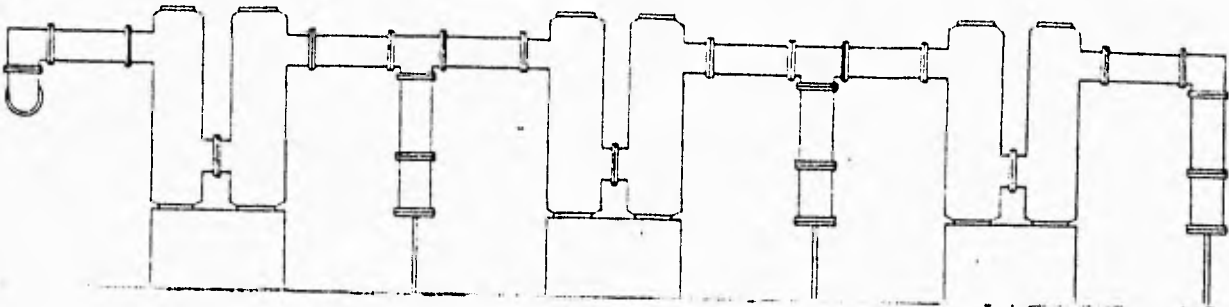
1) Arreglo con un solo bus

2) Arreglo con doble bus

Subestaciones



3) Arreglo en Interruptor y medio



4) Arreglo en Malla

Subestaciones

Durante las últimas décadas se ha visto una nueva alternativa para quienes desean adquirir equipo para subestaciones de extra alto voltaje. El desarrollo y la experiencia adquirida en subestaciones encapsuladas las ha hecho cada vez más atractivas. Actualmente cientos de subestaciones de este tipo se han instalado en todo el mundo y su voltaje va desde pequeñas unidades de 72.5, hasta subestaciones subterráneas de 420.

¿ Porqué usar subestaciones encapsuladas y no del tipo convencional ?

La respuesta se encuentra entre dos posturas radicales.

- Todas las subestaciones deberían de ser encapsuladas porque de este modo se eliminan problemas por contaminación y el espacio que ocupan es menor.
- Solamente en casos especiales se debe usar el tipo encapsulado ya que económicamente no es factible en comparación con la tipo convencional.

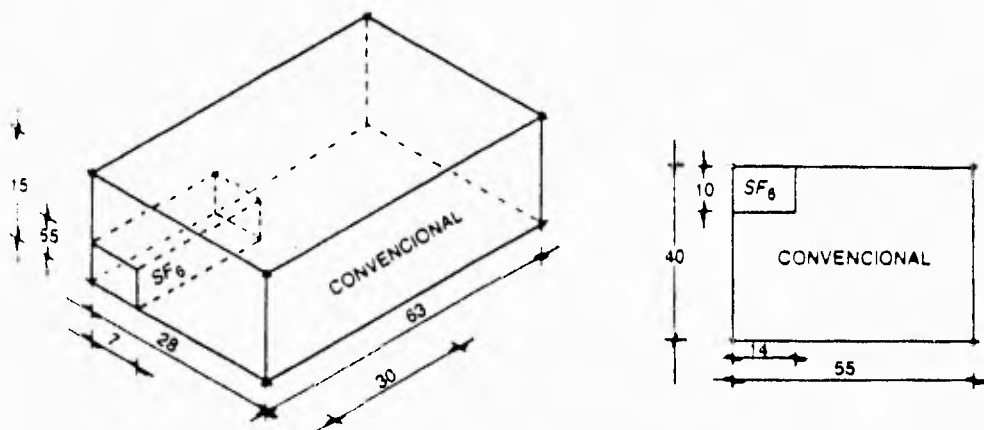
En la practica nos acercaremos mas a uno de los extremos dependiendo del trabajo que se desea realizar, del terreno disponible, de la confianza que le tenga el usuario al tipo de subestación, etc.

Dos factores determinantes para instalar una subestación encapsulada son la posibilidad de instalarla en terrenos donde la tipo convencional no se puede instalar por falta de espacio y el deseo de compañías que buscan una experiencia con este tipo de subestaciones.

—

1.4.3 Comparación en dimensiones y costo:

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



Comparación en dimensiones entre las subestaciones, convencional y SF₆

Subestaciones

Una S.E. de 145 KV con 12 alimentadores y un arreglo de doble barra tipo interior ocupa en el caso de la S.E. tipo convencional un volumen de 26,460 m³ y en SF₆ únicamente 1,150 m³. Esto nos da una relación 23:1 en volumen.

Una S.E. de 145 KV con 12 alimentadores y un arreglo de interruptor y medio tipo intemperie ocupa en el caso de la S.E. tipo convencional un área de 2,200 m² y en SF₆ únicamente 140 m². Esto nos da una relación 15:1 en área.

Costo relativo entre subestaciones:

Costo de:	SF ₆	Convencional
Equipo eléctrico (más el gas)	239%	100%
Materiales varios, electromecánicos	18%	100%
Estructuras y cimentaciones	60%	100%
Trabajos de ingeniería civil	58%	100%
Trabajos de ing. electromecánica	72%	100%
Terreno	5%	100%
Total	92%	100%

1.4.4 Ventajas de las subestaciones en gas:

A tensiones del orden de 230 KV, y en lugares céntricos de ciudades grandes, las subestaciones en SF₆ 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 gas desciende a valores en que puede ser económica su instalación, aun en lugares periféricos de ciudades grandes.

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

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

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

Las ventajas de las trifásicas, es que ocupan menor espacio, es más fácil su mantenimiento, porque las envolventes permiten mejor la entrada al personal, tienen 5% menos de partes móviles y por ser una sola envolvente en lugar de tres, disminuye la

Subestaciones

posibilidad de fugas de gas. Finalmente, los flujos magnéticos de cada una de las tres fases se compensan ahorrando pérdidas de energía.

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

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 de servicio.

En lugares en que 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 del 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.

Estadísticamente se ha observado que en una subestación de 230 KV instalada en el centro de una gran ciudad, que utilice una instalación de tipo convencional, el costo de instalación es del orden de un 10% mayor del costo que se obtiene utilizando la misma instalación, pero en gas.

Lo anterior es concluyente para afirmar que las instalaciones en gas son más económicas que las de tipo convencional, cuando se instalan en zonas urbanas de terrenos muy caros y con tensiones superiores a 230 KV.

1.4.5 Componentes de una subestación en gas:

Una subestación en gas se encuentra formada por las siguientes partes:

Barras colectoras. La componente más sencilla de una subestación en gas es el conjunto de las barras colectoras. Las barras colectoras están formadas, si son monofásicas, por un tubo conductor de aluminio o de cobre, según la capacidad de corriente, de unos 15 cm de diámetro, soportado por medio de aisladores repartidos en forma espaciada a lo largo de una cubierta tubular de aluminio, a prueba de fugas, de 30 a 50 cm de diámetro exterior, conectada a tierra de tramo en tramo. El volumen entre el conductor y la cubierta se llenan con gas SF₆ a presión. Todas las juntas de la cubierta de aluminio están soldadas y forman una sección. Las secciones se van conectando entre sí por medio de bridas selladas y atornilladas, hasta formar el conjunto de barras de la subestación.

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

Subestaciones

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

Tipo disco para tensiones inferiores a 230 KV

Tipo cónico para tensiones mayores a 230 KV

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

Aisladores. Son del tipo de disco, hechos de resina sintética y efectúan diferentes funciones, como aislar eléctricamente, soportar las barras en el centro del cilindro y soportar los esfuerzos electrodinámicos originados en los cortocircuitos. Esto último es importante cuando se utilizan envolventes trifásicas, que originan que las distancias entre fases sean menores y así producen que los esfuerzos electromagnéticos sean mucho mayores.

Las diferentes secciones de una subestación se separan usando los aisladores de barrera para el gas. La presión en cada sección se controla mediante los relevadores de presión. Esta división evita por un lado la contaminación del gas de todas las secciones de la subestación, cuando se abren las cuchillas o los interruptores, y por otro lado evita la propagación de una falla al resto de la subestación.

Envolventes. El material usado para las envolventes trifásicas puede ser acero o aluminio indistintamente, y para las monofásicas debe ser solamente aluminio y evitar el uso de materiales magnéticos que producirían muchas pérdidas.

El aluminio tiene la ventaja de disminuir el peso de la subestación, resistir en general la contaminación de tipo ambiental y la descomposición del SF₆ por el arco.

La ventaja del acero es que presenta mayor resistencia al arco, de tal forma que el tiempo requerido para que el arco atravesase una lámina de acero, del mismo espesor que una de aluminio es de 4 veces más.

Para compensar las dilataciones térmicas y las tolerancias de montaje, las subestaciones en SF₆ traen entre las envolventes, juntas de expansión de tipo fuelle, que permiten las expansiones sin permitir el escape del gas interno.

Hermetismo del gas. El aislamiento entre las partes vivas y la envolvente se logra con la utilización del SF₆ a una presión que varía de acuerdo con el fabricante, entre 3.5 y 4.5 bars, aunque en los interruptores se eleva la presión de las cámaras por medio de un émbolo hasta unos 6 bars, para provocar la extinción del arco.

El hermetismo se mejora a medida que se utiliza el menor número de soldaduras posibles y por medio de sellos de hule especial que se instalan entre las bridas; los fabricantes garantizan una pérdida menor al 1% del peso total del gas de la subestación, al año.

Cuchillas. Se encuentran instaladas dentro de la envolvente de aluminio, al grado de parecer una prolongación de las barras colectoras. Su conexión es de tipo telescópico y sus contactos son de tipo tulipán del lado fijo; del lado móvil, es un contacto concéntrico que se acciona por medio de un mecanismo que puede ser del tipo de cremallera, que en la mayor parte de los casos está motorizado y que acciona las tres fases a través de un mando operado desde el tablero de control o en forma manual.

Subestaciones

Las cuchillas tienen un indicador de posición (abiertas o cerradas) y un grupo de contactos auxiliares de tipo a y b, para señalización y bloqueos.

Los bloqueos de tipo eléctrico sirven para evitar la operación de las cuchillas bajo condiciones de carga, así como para prevenir que las cuchillas de puesta a tierra sean cerradas contra barras energizadas.

³**Cuchillas de puesta a tierra.** Para fabricar este elemento fue necesario por ejemplo fabricar una envoltura aislante para encapsulados de 250 mm capaces de soportar 420 KV sin producir arcos. Esto ha requerido de mucha investigación tanto para su diseño como para poder dar un mantenimiento adecuado. Para esto se ha puesto especial atención a la coordinación de aislamientos en la envoltura metálica. Se ha puesto cuidado especial en el diseño de la cuchilla y esta cuenta con banderas que indican la posición de sus contactos (abierto o cerrado) y cuenta además con interlocks que no permiten cerrar las cuchillas de puesta a tierra cuando el circuito está energizado.

¹ Estas cuchillas se utilizan en las subestaciones en gas, cumpliendo una función de seguridad para el personal de mantenimiento.

Se pueden considerar dos tipos de cuchillas de puesta a tierra.

Cuchillas de operación manual. Sirven para contactar a tierra la parte de la subestación que va a estar en proceso de mantenimiento, en combinación con cuchillas seccionadoras.

Cuchillas de operación motorizada rápida. Están diseñadas para soportar el cierre sobre una línea viva, sin sufrir deterioro actuando como elemento de protección rápido. Este tipo de cuchillas se instalan en las entradas de energía de la subestación, ya sean líneas, cables o entradas a los transformadores de potencia, debido a que no se puede tener la seguridad de que los interruptores de los otros extremos de las líneas, puedan ser cerrados, ya sea por descuido o accidente.

Interruptores. Los interruptores de las subestaciones de gas al igual que las cuchillas se encuentran instalados dentro de la envoltura metálica. Sus cámaras de extinción son del mismo tipo que las de los interruptores en SF₆ de tipo convencional; es decir, pueden ser de una o de dos presiones, aunque al igual que los convencionales los fabricantes han desechado los de dos presiones por ser más caros y voluminosos.

En el caso de las cámaras de una sola presión, éstas inyectan el gas por medio de un émbolo acoplado mecánicamente al contacto móvil, el cual comprime el mismo gas que rodea al interruptor a una presión dos o tres veces mayor, lo que origina el soplado, alargamiento y enfriamiento del arco y su extinción al pasar la onda de corriente por cero.

³ Es importante señalar que en algunas ocasiones se prefiere usar interruptores de aceite siempre y cuando se cumpla con las especificaciones que se pidan, ya que su precio es menor.

Subestaciones

Transformadores de potencial. Este equipo suele ir instalado dentro de una envolvente metálica instalada en uno de los extremos de las barras colectoras y conectada a éstas por medio de bridas. Estos transformadores pueden ser también como en el caso convencional, de tipo inductivo o de tipo capacitivo. El tipo inductivo se utiliza para tensiones menores de 230KV y el tipo capacitivo, más económico y menos voluminoso, se utiliza para las tensiones superiores a 130 KV. Estos transformadores se pueden utilizar en todas sus relaciones y prácticamente con todas las precisiones normalizadas, aunque los valores más utilizados son en precisiones de hasta 0.3% y para cargas de hasta 400 VA y pueden tener hasta dos secundarios. Estos límites no pueden ser mayores porque ello llevaría a dimensiones mayores en los transformadores, que los haría inaccesibles dentro de las envolventes metálicas.

Transformadores de corriente. Son de tipo toroidal, montados sobre las barras conductoras. Se pueden obtener con diferentes relaciones y clases de precisión, aunque las precisiones muy elevadas no se pueden alcanzar, porque implican crecimiento del núcleo, que a su vez ocasiona limitación de espacio dentro de las envolventes.

Los transformadores de corriente se montan generalmente en ambos lados de los interruptores y en la parte inferior de las boquillas de entrada a la subestación, para utilizarse en la protección y medición.

Boquillas. Las boquillas que se utilizan en instalaciones de SF₆ pueden ser de dos tipos.

Boquillas aire-gas. Éstas usan porcelana de tipo convencional en los dos extremos de la boquilla, pero el cemento que sella la unión entre las porcelanas y la brida debe ser de tipo especial para evitar que la humedad del ambiente entre en contacto con el cemento y se pueda transminar por capilaridad haciendo contacto con el gas, lo cual produce ácido fluorhídrico que ataca los silicatos que traen algunos cementos deteriorando la unión y provocando la fuga del gas.

Estas boquillas se utilizan para recibir energía de una línea aérea en su parte superior; su parte inferior se sumerge dentro del gas de la subestación.

Boquillas gas-aceite. Estas boquillas se utilizan para alimentar los transformadores que reciben la energía de una subestación en gas. La parte superior de la porcelana queda dentro del gas, que a su vez queda dentro de un ducto de la subestación, lo que ocasiona la conexión directa entre la subestación y el transformador, a través de una junta de expansión que absorbe las dilataciones térmicas, las vibraciones del transformador y ciertos desajustes geométricos derivados del montaje del equipo.

Las conexiones a los transformadores de potencia se pueden efectuar en dos formas: mediante la conexión por cable desnudo entre la boquilla gas-aire y el transformador, o como se acaba de mencionar, extendiendo el bus aislado en gas, directamente hasta las boquillas de gas-aceite del transformador.

Pararrayos. Los pararrayos sumergidos en el gas son de construcción especial y por lo tanto tienen un costo alto comparativamente con los de tipo convencional.

Subestaciones

Gabinete de control. Es el tablero donde se reúnen los elementos de mando y la indicación de los alimentadores, así como el control de los interruptores y sus cuchillas laterales. Este control se efectúa a través de contactos de bloqueo. El tablero cuenta además con señales de supervisión del gas.

1.5 Política ambiental en subestaciones:

Los problemas ambientales asociados con las subestaciones eléctricas principalmente en los países europeos, que cuentan con regiones altamente pobladas, han fomentado el desarrollo de políticas adecuadas para cuidar el entorno. Se busca cuidar lugares históricos, arqueológicos, así como regiones que poseen belleza natural, buscando además prevenir problemas de contaminación tanto por emisión de polvo y humo, como de ruido.

El aumento de la población es casi inevitable por lo que un número mayor de la población entrará en contacto con subestaciones. Aún estamos a tiempo para tomar medidas preventivas y no correctivas como desgraciadamente se ha hecho ya demasiadas veces en México.

1.5.1 Planeación:

El objetivo principal de planear, es obtener el mayor beneficio al menor costo posible. Desafortunadamente, las políticas ambientales, dificultan y a veces hacen imposible que esto se cumpla. En ocasiones el respetar el entorno puede elevar el costo significativamente.

Es importante partir de la idea que cada subestación afecta en mayor o menor grado al entorno en el que se encuentra y que en muchos países es necesario realizar estudios de impacto ambiental así como considerar las diferentes zonas y los propósitos para los cuales se han reservado.

Antes de construir una subestación se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- Se deberá evitar la construcción de subestaciones en áreas cuya belleza escénica es importante. En caso de no ser posible se deberán tomar en cuenta diferentes perspectivas del lugar para buscar el menor impacto ambiental posible.
- Las subestaciones rurales, deberán construirse 1.5 o 2 kilómetros afuera de los pueblos para permitir el crecimiento del pueblo así como del sistema sin que interfiera uno con el otro.
- La subestación debe estar a suficiente distancia para evitar problemas de radio interferencia.
- Es preferible situar una subestación en un camino secundario. Menos gente la verá.
- Se debe buscar colocar las subestaciones por lo menos a 25 metros del camino. De este modo se reduce el impacto visual y deja espacio suficiente para plantar arboles así como para un ensanchamiento futuro de la carretera en caso de que este sea necesario.
- De ser posible se deben evitar terrenos elevados que aumenten el impacto visual.

Subestaciones

- Se debe buscar situar las subestaciones lejos de campos de golf, pistas de carreras, campos de football, etc.
- Es necesario analizar la acometida, evitando cortar arboles drásticamente.

1.5.2 Adquisición, diseño y acometida:

La selección del lugar donde se desea construir la subestación depende de factores técnicos y económicos, así como de efectos en el entorno. Es necesario tomar en cuenta el acceso, el precio del terreno donde se desea construir, la resistividad del terreno, etc. También se debe considerar cuanto tiempo se estima tomarán las negociaciones con las autoridades competentes con respecto al impacto que ocasionará la construcción de la subestación. De lo contrario esto puede ocasionar multas por retrasos en el tiempo de entrega, etc.

Al diseñar las subestaciones de manera que estas ocasionen el menor impacto ambiental, es deseable buscar destacar las partes más aceptables de la subestación, ocultando las desagradables. En ocasiones el colocar el cuarto de control al frente mejora la apariencia de la subestación, también lo hace el evitar estructuras altas, utilizar buses tubulares, etc.

En lo que respecta a la acometida, se pueden enterrar los alimentadores a una cierta distancia de la subestación, pero esto solo se hace en contadas ocasiones ya que eleva el costo considerablemente.

Con respecto al diseño del equipo, a medida que los materiales van mejorando, se ha logrado utilizar aisladores con mejores características dieléctricas, así como conectores cuyo radio de interferencia es menor y transformadores que han reducido su tamaño a medida que el peso por KVA ha disminuido.

1.5.3 Fuentes de ruido:

En las subestaciones existen dos fuentes principalmente. Los interruptores y los transformadores. El primero genera un ruido de corta duración mientras que el segundo genera un ruido constante. Los interruptores de pequeño volumen de aceite pueden ser de enorme utilidad ya que emiten un sonido menor que los interruptores neumáticos y no requieren de compresores. Algunos fabricantes han diseñado silenciadores pero su uso no es del todo aconsejable ya que son caros y en ocasiones los resultados no justifican la inversión.

El ruido que emiten los transformadores se debe principalmente a la acción del flujo magnético en los embobinados que se incrementa de acuerdo al cuadrado de la inducción. Otra de las causas son los sistemas auxiliares como lo son ventiladores, cambiador de derivaciones, etc. Se pueden tomar medidas que reduzcan la emisión de ruido durante el diseño y construcción del mismo. Otra medida favorable es el uso de paredes diseñadas para atenuar el ruido.

Son muchos los factores que determinan la distancia requerida para atenuar el ruido en el aire. La dirección del viento, humedad, temperatura y densidad afectan la atenuación del sonido.

Los arboles y arbustos mejoran el aspecto de las subestaciones pero no contribuyen a atenuar el ruido.

1.5.4 Paisajes:

Es muy importante respetar al máximo el entorno en donde se construye una subestación. Si ésta resulta agradable a la vista o logra pasar desapercibida, facilitará la construcción de más subestaciones en el futuro. Un diseño adecuado debe tomar en cuenta la topografía, los árboles existentes así como otros elementos naturales.

El utilizar pintura de un color adecuado puede ser útil, así como usar pasto en lugar de grava, desafortunadamente es necesario considerar el costo del mantenimiento el cual se puede incrementar considerablemente. Si ponemos pasto en lugar de grava, es importante calcular previamente el voltaje de paso y ver si esto no puede traer problemas.

1.5.5 Subestaciones tipo interior:

El tipo de construcciones en el lugar donde ésta se construye son un factor determinante. Se debe tener cuidado buscando que la subestación no resalte utilizando colores adecuados y buscando evitar paredes lisas, agregando columnas y ventanas de manera que la vista sea más agradable.

El uso de subestaciones de SF₆ ha favorecido este tipo de construcciones las cuales se pueden acomodar en espacios mucho más reducidos.

1.5.6 Conclusión con respecto a la política ambiental en subestaciones:

El balance entre el aspecto económico y el ambiental se deberá considerar de manera particular para cada caso que se presente. Un modo práctico de verlo, es asignar un porcentaje del costo de la subestación para mejorar su aspecto. Este porcentaje puede variar enormemente y va desde el caso más favorable, en el caso de una subestación tipo intemperie en una zona poco agradable, a una subestación tipo interior en una zona que requiere una inversión considerable para estar en armonía con el lugar en que se encuentra.

El aumento en la importancia de las políticas destinadas al mejoramiento de los lugares de trabajo y de convivencia crearán a la larga mayores problemas que requerirán de diseños especiales. Los ingenieros encargados de la planeación necesitan tomar en cuenta este aspecto con más seriedad y considerar que pueden contribuir de manera positiva con el entorno.

Subestaciones

Referencias

- ¹ Diseño de subestaciones eléctricas
José Raúl Martín
Mc Graw Hill
- ² International conference on the design and application of EHV Subestations
Institute of Electrical Engineers
"EHV equipments for open-type and metalclad substations"
S.M. Gonek, R. Greenway, C.W. Powell and J.S. Stewart
- ³ International conference on the design and application of EHV Subestations
Institute of Electrical Engineers
"Factors determining optimum metalclad applications"
T. Kelsey, M.G. Caithness and F. Gilbertson
- ⁴ International conference on the design and application of EHV Subestations
Institute of Electrical Engineers
"The development of an enviromental policy for high voltage stations"
M. C. King
Electricity Supply Board, Ireland.

Equipo principal de las S.E.E.

Contenido:

- II Equipo principal de las subestaciones eléctricas**
- 2.1 Transformadores
 - 2.1.1 Parte activa
 - 2.1.2 Parte pasiva
 - 2.1.3 Accesorios
- 2.2 Capacitores
 - 2.2.1 Consideraciones
 - 2.2.2 Recomendaciones
- 2.3 Pararrayos
 - 2.3.1 Características principales
 - 2.3.2 Función de los pararrayos
 - 2.3.3 Selección de pararrayos
 - 2.3.4 Sobretensiones
 - 2.3.5 Tipos de pararrayos
- 2.4 Interruptores
 - 2.4.1 Partes principales del interruptor
 - 2.4.2 Fenómenos que aparecen durante la interrupción del arco:
 - 2.4.3 Tipos de interruptores
 - 2.4.4 Ventajas y desventajas de los interruptores descritos
 - 2.4.5 Métodos para incrementar la resistencia del arco
- 2.5 Fusibles
 - 2.5.1 Tipos de fusibles
 - 2.5.2 Uso de los fusibles
- 2.6 Cuchillas
 - 2.6.1 Componentes
 - 2.6.2 Clasificación de acuerdo a la posición de la base y a su elemento móvil
 - 2.6.3 Operación de las cuchillas
- 2.7 Baterías
 - 2.7.1 Batería de tipo ácido
 - 2.7.2 Batería de tipo alcalino
 - 2.7.3 Cargadores de batería

2.1 Transformadores:

Un transformador es una máquina electromagnética, cuya función principal es cambiar la magnitud de las tensiones eléctricas.

Se puede considerar formado por tres partes principales:

Parte activa
Parte pasiva
Accesorios

2.1.1 Parte activa:

Es formada por un conjunto de elementos separados del tanque principal y que agrupa los siguientes elementos:

Núcleo. Éste constituye el circuito magnético, que está fabricado en lámina de acero al silicio, con un espesor de 0.28 mm.

La norma que utiliza el fabricante para el diseño del núcleo, no establece formas ni condiciones especiales para su fabricación. Se busca la estructura más adecuada a las necesidades y capacidades del diseño. 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.

Bobinas. Éstas 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.

Las normas tampoco establecen condiciones específicas, quedando en mano de los diseñadores el adoptar criterios que vayan de acuerdo con la capacidad y la tensión, y que incidan en la forma de las bobinas.

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.

En la construcción de las bobinas existen especificaciones particulares de cada usuario que imponen ciertos criterios, como pueden ser:

- Forma de la sección del conductor en los devanados de alta y baja tensión.

Equipo principal de las S.E.E.

- Tipo de aislamiento para soportar altas temperaturas.
- Aplicación de compuestos aislantes a las bobinas, etcétera.

Cambiador de derivaciones. Constituye el mecanismo que permite regular la tensión de la energía que fluye de 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.

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.

2.1.2 Parte pasiva:

Consiste en el 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 mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, 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 del mismo.

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 los enfriadores; por medio de ventiladores. A este tipo de eliminación térmica se le llama enfriamiento forzado.

El enfriamiento de los transformadores se clasifica en los siguientes grupos:

Clase OA. Enfriamiento por aire. Circulación natural.

Clase OW. Enfriamiento por agua a través de un serpentín. Circulación natural.

Clase FOA. Enfriamiento por aceite y aire forzados.

2.1.3 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, destacan los siguientes:

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.

Las tubería entre los dos tanques debe permitir un flujo adecuado de aceite. En ella se instala el relevador de gas (Bucholz) que sirve para detectar fallas internas en el transformador.

En el conservador no debe permanecer el aceite en contacto con el aire, porque al estar variando el nivel del aceite el aire que penetra tiene humedad que se condensa en las paredes y escurre hacia adentro del transformador, y por otro lado, porque 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 del aceite y evita el contacto aire-aceite, y otro es llenar la parte superior del conservador con nitrógeno seco y sellar el tanque conservador.

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.

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.

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

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

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.

2.2 Capacitores:

Los capacitores están formados por dos láminas conductoras, separadas por una lámina dieléctrica y que al aplicar una diferencia de tensión almacenan carga eléctrica.

Los capacitores de alta tensión están sumergidos, por lo general, en líquidos dieléctricos y todo el conjunto está dentro de un tanque pequeño, herméticamente cerrado. Sus dos terminales salen al exterior a través de dos boquillas de porcelana, cuyo tamaño dependerá del nivel de tensión del sistema al que se conectarán.

Se fabrican en unidades monofásicas de 50, 100, 150, 200, 300 y 400 KVAR y en unidades trifásicas de 300 KVAR. Las unidades de uso más común son las de 100 y 150 KVAR. Una de las aplicaciones más importantes del capacitor es la de corregir el factor de potencia en líneas de distribución y en instalaciones industriales, aumentando la capacidad de transmisión de las líneas, el aprovechamiento de la capacidad de los transformadores y la regulación del voltaje en los lugares de consumo.

Los primeros capacitores de potencia se fabricaron en 1914, utilizando un aislamiento de papel impregnado en aceite mineral. En 1932 se utilizó como impregnante el askarel y se obtuvo una reducción en tamaño, peso y costo, además de ser un líquido incombustible. En cambio, es un producto muy contaminante, por lo que hace años que su uso se ha desechado. Últimamente la introducción de los dieléctricos de plástico en los capacitores de alta tensión ha reducido aún más los tamaños, teniéndose menores problemas con las descargas parciales y menores pérdidas.

2.2.1 Consideraciones:

En la instalación de los bancos de capacitores de alta tensión hay que tomar en cuenta ciertas consideraciones:

Ventilación. Se debe cuidar que los capacitores estén bien ventilados para que su temperatura de operación no exceda a la de diseño. La operación a unos 10°C arriba de la temperatura nominal disminuye la vida media del capacitor en más de un 70% debido a que los dieléctricos son muy sensibles, y en forma marcadamente exponencial, a las temperaturas de operación.

Frecuencia. Los capacitores deben operar a la frecuencia nominal; si la frecuencia de alimentación baja, se reduce la potencia reactiva suministrada.

En caso de aumentar la frecuencia la potencia reactiva crece en forma proporcional, aumenta la temperatura y disminuye la vida útil del capacitor.

Equipo principal de las S.E.E.

Tensión. Si los capacitores se alimentan con una tensión inferior al valor nominal, la potencia reactiva suministrada se reduce proporcionalmente al cuadrado de la relación de las tensiones.

Los capacitores de alta tensión pueden operar a tensiones de hasta 110% del valor nominal; sin embargo, conviene evitar que esto suceda, pues la operación a una sobretensión permanente de un 10% disminuye la vida media de un capacitor en un 50%.

La corriente en un capacitor es directamente proporcional a la frecuencia, la capacitancia y la tensión entre terminales. Por eso, en caso de capacitores conectados a cargas que producen armónicas, como es el caso de un horno eléctrico y suponiendo que todas las armónicas tuvieran la misma amplitud, la corriente para la quinta armónica sería del orden de más siete veces el valor fundamental.

Según normas, un capacitor no debe soportar corrientes de más del 180% del valor nominal, y una combinación de sobretensión y sobrecorriente simultáneas no debe sobrepasar un incremento de 35% que es el valor del incremento máximo permitido en la potencia reactiva nominal, pues de lo contrario se producen temperaturas elevadas que aumentan la presión interior y abomban los tanques de los capacitores.

2.2.2 Recomendaciones:

Antes de tocar las terminales de un capacitor que ha estado energizado deben transcurrir cuando menos cinco minutos, para que se descargue a través de las resistencias de descarga y después se conectan las dos terminales a tierra. Un capacitor se puede dañar si antes de un minuto se cortocircuitan las dos terminales.

Como el nivel de la tensión de iniciación de las descargas parciales, en los dieléctricos de los capacitores, decrece a medida que baja la temperatura, en lugares muy fríos es peligroso energizar capacitores que han quedado fuera de operación durante un cierto tiempo. En la actualidad ya se fabrican capacitores que operan sin peligro hasta temperaturas de -40°C .

Desde un punto de vista económico, los capacitores deben instalarse en el lado de alta tensión, ya que para tensiones de hasta 26 KV, el costo disminuye unas diez veces.

Cuando se instalan los capacitores para corregir el factor de potencia, éstos se deben conectar después del equipo de medición para que la corriente reactiva que fluye entre los capacitores y la carga, no pase por el citado equipo. Si el equipo de medición se llegara a instalar en el lado de baja tensión, los capacitores también se instalarán en baja tensión.

2.3 Pararrayos:

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 desvalanceo de sistemas.

2.3.1 Características principales:

Un dispositivo de protección efectivo debe tener tres características principales:

- Comportarse como un aislador mientras la tensión aplicada no exceda de cierto valor predeterminado.
- Convertirse en conductor al alcanzar la tensión ese valor y conducir a tierra la onda de corriente producida por la onda de sobretensión.
- Una vez desaparecida la sobretensión y restablecida la tensión normal, el dispositivo de protección debe ser capaz de interrumpir la corriente.

2.3.2 Función de los pararrayos:

Los pararrayos cumplen con las siguientes funciones:

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

2.3.3 Selección de pararrayos:

Para la selección de los pararrayos es importante conocer las tensiones probables entre fases y tierra durante condiciones normales y anormales, tales como fallas, pérdidas de carga, energización de líneas en vacío, fenómenos de resonancia, etc.

La tensión nominal de los pararrayos se basa en las tensiones durante las fallas. Si existen probabilidades de sobretensiones sostenidas, éstas deberán ser evaluadas ó bien deberán eliminarse las causas de ellas.

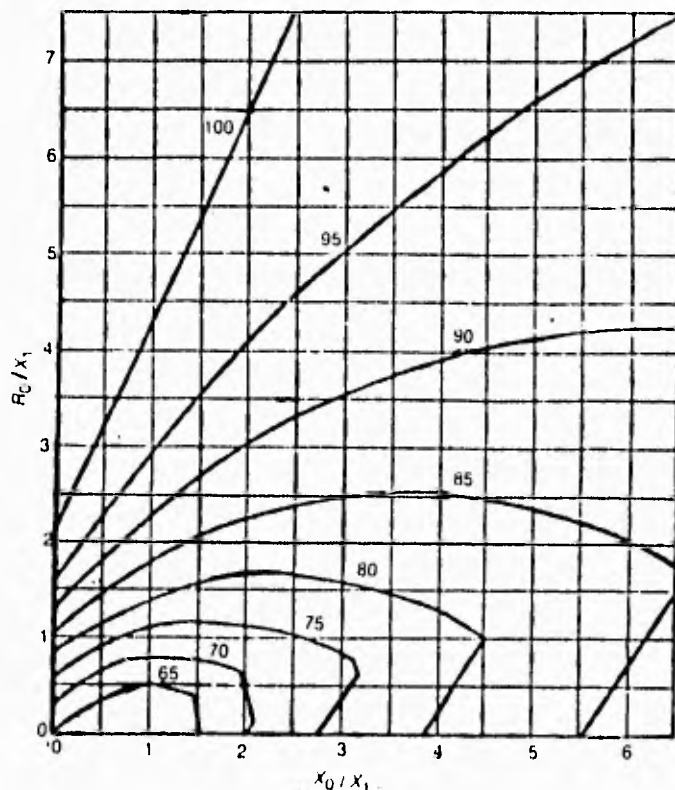
La tensión nominal indicada en las placas de los pararrayos define la tensión máxima a la frecuencia nominal contra la cual interrumpirá la corriente remanente y se autorrestablecerá como aislador, después de haber descargado un transitorio.

Para la selección de la tensión nominal de los pararrayos, uno de los puntos más importantes a considerar son las sobretensiones por fallas en el sistema, siendo la más importante la falla de línea a tierra tomando en cuenta el índice de puesta a tierra del sistema, en el punto en que se necesite proteger. De esta manera, las relaciones de las

Equipo principal de las S.E.E.

impedancias del sistema R_0/X_1 y X_0/X_1 son las que pueden determinar la tensión nominal a seleccionar.

En la siguiente gráfica, se indican las máximas tensiones de frecuencia fundamental, entre fase y tierra que pueden aparecer en condiciones de falla monofásica a tierra en las fases no afectadas por la falla, con respecto a la tensión normal entre fases.



NOTA. Los números colocados sobre las curvas indican la tensión máxima de fase a tierra que puede aparecer en cualquiera de las fases, expresada en por ciento de la tensión normal entre fases.

$$R_1 = R_2 = 0.1 X_1$$

Tensiones máximas entre fase y tierra en el lugar de la falla, para sistemas con neutro conectado a tierra, bajo cualquier condición de falla

2.3.4 Sobretensiones:

² La práctica actual en el diseño de subestaciones de alta tensión es proteger las instalaciones tanto de las sobretensiones de origen externo debidas a rayos, como de las sobretensiones de origen interno, debidas a la apertura ó cierre de interruptores, de manera que estas sobretensiones no alcancen valores que excedan el nivel de aislamiento adoptado.

La protección contra sobretensiones mediante el uso de pararrayos se utiliza principalmente en los transformadores de potencia, y se encuentran colocados lo más cerca posible de los transformadores y cuyas características de protección deben seleccionarse de acuerdo con las condiciones específicas de cada sistema y coordinarse con las características de aislamiento de los transformadores.

Equipo principal de las S.E.E.

Estos pararrayos proporcionan también una protección contra las sobretensiones a la zona de las barras colectoras y del equipo terminal de las líneas, pero debido a la mayor distancia entre los pararrayos y ese equipo y a los fenómenos asociados con la propagación y reflexión de las ondas de tensión, el equipo más alejado de los pararrayos puede quedar sometido a sobretensiones más altas que las que se alcanzan en el lugar donde están instalados los pararrayos.

Es importante mencionar que la protección contra descargas directas de rayos, se logra prolongando los cables de guarda de las líneas de transmisión sobre las instalaciones de la subestación ó en los casos en que ésto no es posible, rematando dichos cables de guarda en las estructuras de entrada y prolongando las estructuras de la subestación con mástiles metálicos, de altura suficiente para conseguir una protección eficaz.

Con respecto a las sobretensiones debidas a la operación de interruptores, las condiciones que pueden producir sobretensiones más elevadas son la apertura de líneas largas o de cables subterráneos, en vacío o con carga muy baja, la interrupción de pequeñas corrientes inductivas (por ejemplo la corriente de excitación de un transformador) y sobre todo el recierre automático de líneas que pueden haber quedado cargadas a un potencial elevado al producirse la desconexión inicial y en las cuales no existe conectado ningún dispositivo que permita una descarga rápida a tierra de esa carga.

La tabla que se muestra a continuación nos proporciona ejemplos de coordinación de aislamiento por sobretensiones originadas por la operación de interruptores para circuitos de 230 kV.

EJEMPLOS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO POR SOBRETENSIONES ORIGINADAS POR LA OPERACION DE INTERRUPTORES.

TENSION NOMINAL DEL CIRCUITO - KV (60/66/72)	TRANSFORMADOR		PARARRAYOS		MARGEN DE PROTECCION MINIMO EN %
	BIL KV	TENSION DE AISLAM. POR OPER. DE INTERRUPTORES KV CRESTA	TENSIONES NOMINALES KV EFICAZ	TENSIONES DE DESCARGA POR OPERACION DE INTERRUPT. KV CRESTA	
230	900	740	240 (100%)	575	29
			195 (80%)	550	34
			182 (75%)	515	43
	825	680	240 (100%)	575	18
			195 (80%)	550	24
			182 (75%)	515	32
	750	620	240 (100%)	575	8
			195 (80%)	550	13
			182 (75%)	515	20

2.3.5 Tipos de pararrayos:

² La función principal de los pararrayos es proteger las instalaciones contra sobretensiones cuyo valor exceda el nivel de aislamiento adoptado. Estas sobretensiones pueden ser de origen externo, debidas a rayos ó de origen interno, debidas a la apertura o cierre de interruptores.

Los pararrayos se pueden considerar divididos en tres grupos:

- Cuernos de arqueo
- Pararrayos autovalvulares
- Pararrayos de óxidos metálicos

Cuernos de arqueo. Es el caso de los pararrayos más primitivos y pueden estar formados por un solo explosor, 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.

Este sistema, que sería el más económico, tiene el inconveniente de que una vez originado el arco en el explosor se ioniza el aire y la corriente de descarga se transforma en una corriente de cortocircuito a tierra que sólo se puede eliminar mediante la apertura de un interruptor o fusible adecuado. Su uso no es común. Se podría utilizar mediante el uso de un interruptor con circuito de recierre.

Pararrayos autovalvulares. Este grupo de pararrayos, 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 los cilindros.

Las resistencias evitan que, una vez iniciada la descarga en los explosores, se produzca una corriente permanente. A su vez permiten disminuir las distancias entre los electrodos, proporcionando mayor sensibilidad al pararrayos, aun en el caso de sobretensiones reducidas.

Las resistencias no lineales son unos pequeños cilindros formados por pequeñas partículas de carburo de silicio (SiC) con dimensiones del orden de 200 micrones.

La curva característica no lineal de tensión-corriente, se obtiene a partir de las propiedades semiconductoras eléctricas, por la interacción entre el carburo de silicio y el aglutinador que permite cierto contacto entre las partículas de SiC, ocasionando la obtención de una resistencia no lineal.

Los cilindros semiconductores tienen la propiedad de disminuir su resistencia en presencia de sobretensiones y de aumentarla a un valor prácticamente infinito, al regresar la tensión a su valor nominal. Esto convierte al pararrayos en una válvula de seguridad para las altas tensiones, que funciona en el momento necesario, evitando la persistencia de la corriente de cortocircuito sin que se produzcan oscilaciones secundarias.

Equipo principal de las S.E.E.

Pararrayos de óxido metálicos. 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 quince años, otro tipo de pararrayos, el de óxido de zinc (ZnO). Este tipo está basado también en que la curva de tensión-corriente de las resistencias es menos lineal que la del caso de carburo de silicio; 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.

Los pararrayos están constituidos por varias piezas de resistencia no lineal, de óxido de zinc, apiladas dentro de una columna hueca de porcelana, sin entrehierros. En la parte superior de la porcelana tienen una placa relevadora de presión que, en caso de una sobrepresión interna, se rompe y permite escapar los gases hacia arriba sin producir daños laterales.

Las resistencias no lineales son también unos pequeños cilindros formados por partículas de óxido de zinc de menor tamaño que en el caso de los convencionales. Las partículas están formadas por cristales de óxido de zinc de unos 10 micrones, rodeados por un material aglutinador de mayor resistencia eléctrica que el cristal, el cual produce una separación entre los cristales del orden de 0.1 de micrón y permite cierto contacto entre los cristales de óxido, ocasionando una resistencia no lineal. La resistencia de los cristales es mucho menor que la del material aglutinador, de tal manera que cuando aparece una sobretensión entre los elementos no lineales, casi toda la tensión aparece en la capa aglutinadora; así se produce un fenómeno multiplicador de corriente, típico de la electrónica de estado sólido y se obtiene una característica extremadamente no lineal entre la tensión aplicada y la corriente resultante, que se aproxima al caso del pararrayos ideal.

Ventajas de los de óxidos metálicos sobre los de tipo convencional.

- Como no tienen entrehierros, su protección es constante.
- Por su característica de tensión-corriente menos lineal que los de tipo convencional, no permite el flujo de corriente posterior, causada por una sobretensión.
- 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.

2.4 Interruptores:

El interruptor es un dispositivo destinado al cierre y apertura de la continuidad de un circuito eléctrico bajo carga, en condiciones normales, así como, y ésta es su función principal, bajo condiciones de cortocircuito.

Sirve para insertar o retirar de cualquier circuito energizado máquinas, aparatos, líneas aéreas o cables.

El interruptor es, junto con el transformador, el dispositivo más importante de una subestación. Su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que se puede tener en un sistema eléctrico de potencia.

Equipo principal de las S.E.E.

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 (cortocircuito).

2.4.1 Partes principales del interruptor:

El interruptor se puede considerar formado por tres partes principales:

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

Parte pasiva. Formada por una estructura que soporta uno o tres depósitos de aceite, si el interruptor es de aceite, en los que se aloja la parte activa.

En sí, la parte pasiva desarrolla 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.

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.

El accionamiento de los dispositivos de control pueden ser de tipo neumático, electrohidráulico y de resorte, según el nivel de tensión utilizado en la subestación.

Cámaras de extinción del arco. Es la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito de que se trate.

Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de bancos de reactores, capacitores y transformadores.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, apareciendo un arco a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas. Al interrumpirse la corriente, durante el paso de la onda por cero, aparece entre los contactos la llamada tensión transitoria de restablecimiento.

2.4.2 Fenómenos que aparecen durante la interrupción del arco:

- Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
- Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
- Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1000 m/s y que producen el soplado del arco, su alargamiento y por lo tanto, su extinción.
- Masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocos milésimos de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 m/s.
- Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.
- Esfuerzos dieléctricos debidos a la tensión de restablecimiento.

Como la interacción de estos fenómenos es difícil de analizar, el diseño de una cámara de interrupción está basada, en gran porcentaje, en tablas y pruebas de laboratorio. En la actualidad, se sigue en la búsqueda de cámaras interruptivas de menor tamaño y mayores capacidades de cortocircuito, centrándose los estudios en la investigación de la física del arco eléctrico a través de equipos de medición, captación de datos, simulación y finalmente del empleo de computadoras.

2.4.3 Tipos de interruptores:

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, ordenados conforme a su aparición histórica:

- Gran volumen de aceite
- Pequeño volumen de aceite
- Neumáticos (aire comprimido)
- Hexafluoruro de azufre
- Vacío

Interruptores en gran volumen de aceite. Estos fueron de los primeros interruptores que se emplearon en alta tensión y que utilizaron el aceite como medio de extinción del arco. Este tipo de interruptores se sigue utilizando bastante en Estados Unidos.

Durante la extinción del arco, el aceite se calienta dando lugar a una formación de gas muy intensa, que aprovechando el diseño de la cámara empuja un chorro de aceite a través del arco, provocando su alargamiento y enfriamiento hasta llegar a la extinción del mismo, al pasar la onda de corriente por cero.

Equipo principal de las S.E.E.

Para grandes tensiones y capacidades de ruptura cada polo del interruptor va dentro de un tanque separado, aunque el accionamiento de los tres polos es simultáneo, por medio de un mando común.

Cada polo tiene un cierto número de cámaras interruptivas conectadas en serie, esto facilita la ruptura del arco al repartirse la caída de tensión según el número de cámaras. Para conseguir que la velocidad de los contactos sea elevada, se utilizan amortiguadores de acuerdo con la capacidad interruptiva de la cámara.

En los interruptores de pequeña capacidad, se pueden bajar los tres tanques por medio de un cable y una manivela para revisarlos y darles mantenimiento, mientras que en los de gran capacidad, primero se vacía el aceite y a continuación se abren las tapas de hombre en cada uno de los tres tanques.

En este tipo de interruptores, el mando puede ser eléctrico, con resortes o con compresora unitaria según la capacidad interruptiva del interruptor.

Interruptores en pequeño volumen de aceite. Este tipo de interruptores tiene forma de columna y fue inventado en Suiza por el Dr. J. Landry. Son muy utilizados en Europa por consumir poco aceite (utiliza aproximadamente el 5% del volumen de aceite del caso anterior) y manejar tensiones de hasta 230 KV con una capacidad interruptiva de 2500 MVA. En general se usan en tensiones y potencias medianas.

Las cámaras de extinción del arco tienen la propiedad de que el efecto de extinción aumenta a medida que la corriente que va a interrumpir crece. Por eso al extinguir las corrientes, de baja intensidad, las sobretensiones generadas son pequeñas.

La potencia de apertura es limitada sólo por la presión de los gases desarrollados por el arco, presión que debe ser soportada por la resistencia mecánica de la cámara de arco. Para potencias interruptivas altas, el soplo de los gases sobre el arco se hace perpendicularmente al eje de los contactos, mientras que para potencias bajas, el soplo de los gases se inyecta en forma axial.

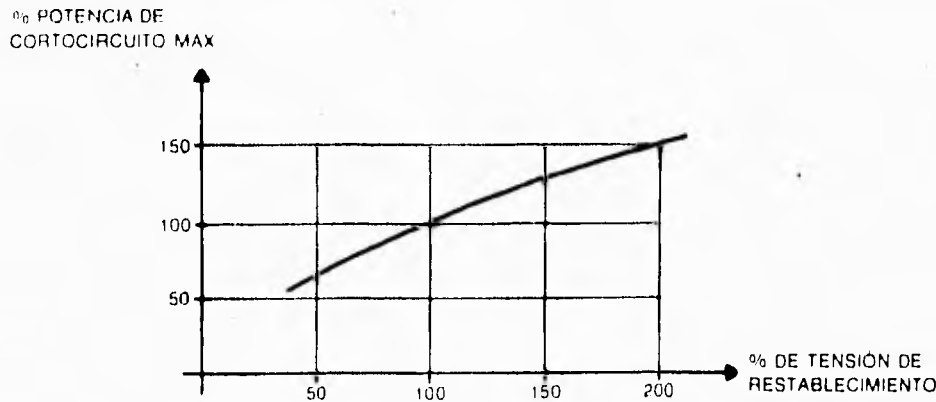
Los contactos de estos interruptores pueden soportar, según estadísticas de los fabricantes, el siguiente número de operaciones sin requerir su cambio:

A corriente nominal	4000 operaciones
A la mitad de la potencia máxima de cortocircuito	8 operaciones
A plena potencia de cortocircuito	3 operaciones

El desarrollo de los gases de extinción depende más de la corriente que de la tensión, lo que origina que la potencia de cortocircuito aumente constantemente con la tensión, como

Equipo principal de las S.E.E.

se puede observar en la siguiente figura la cual relaciona la potencia máxima de cortocircuito en por ciento con la tensión de restablecimiento, también en por ciento.



Curvas potencia de cortocircuito-tensión de restablecimiento.

En la gráfica se puede apreciar que si la tensión de restablecimiento alcanza un valor doble, la potencia de ruptura aumenta en un 50%.

Los interruptores de este tipo usan un mando que se energiza por medio de resortes.

El tiempo de la extinción del arco es del orden de 6 ciclos.

Interruptores neumáticos (aire comprimido). Su uso se origina ante la necesidad de eliminar el peligro de inflamación y explosión del aceite utilizado en los interruptores de los casos anteriores.

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 presión del aire comprimido varía entre 8 y 13 Kg/cm² dependiendo de la capacidad de ruptura del interruptor.

La extinción del arco se efectúa en un tiempo muy corto (del orden de 3 ciclos), lo cual produce sobretensiones mayores que en los casos anteriores.

Estos aparatos pueden operar en dos formas:

En forma modular. Cada interruptor tienen su propia compresora y tanque de almacenamiento

En forma de estación central. El aire comprimido alimenta a todos los interruptores de la instalación en conjunto. La alimentación puede ser radial a partir de un cabezal de aire, o a partir de una instalación en anillo; tiene el inconveniente de que en caso de una fuga en la tubería principal puede ocasionar la falla de toda la instalación, además de que en caso de subestaciones de gran capacidad, la longitud de las tuberías es tan grande que hace que su costo sea muy elevado respecto al caso modular.

Equipo principal de las S.E.E.

En los aparatos de tipo modular, el volumen del tanque debe poder soportar, cuando menos, dos operaciones de apertura y cierre combinadas. Si ocurre un cortocircuito en la línea y se detecta que la presión resultante es inferior al valor mínimo considerado por el fabricante para el soplado del arco, el interruptor tiene un control que impide la apertura del mismo, ya que de no bloquearlo se produciría la destrucción del interruptor.

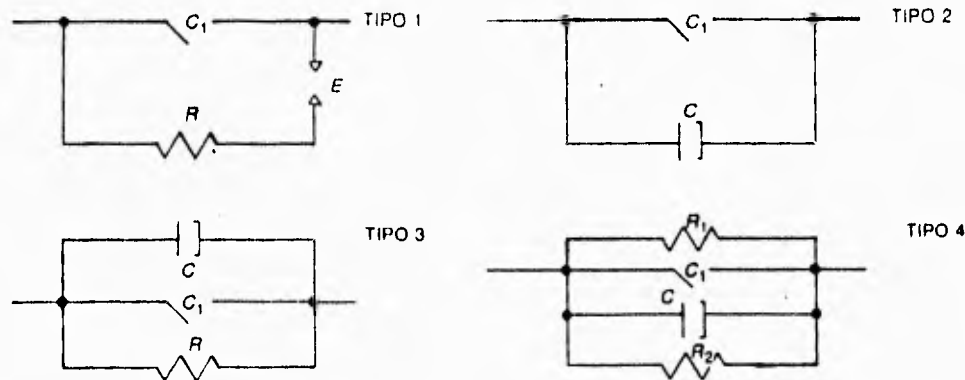
Las cámaras de extinción de estos interruptores son de forma modular y, de acuerdo con la capacidad y tensión de la instalación, se utilizan desde dos cámaras en adelante.

- 2 cámaras hasta 80 KV
- 4 cámaras hasta 150 KV
- 6 cámaras hasta 220 KV
- 10 cámaras hasta 380 KV

Una de las ventajas de utilizar varias cámaras en serie, es la de repartir la tensión entre el número de cámaras. Esto nos permite disminuir la tensión de reencendido entre los contactos de cada una de ellas.

Debido a que estos interruptores producen mayores sobretensiones, es común entre los diversos fabricantes insertar en paralelo con los contactos principales, resistencias amortiguadoras y capacitancias que producen altas impedancias y reparten las tensiones de las cámaras. Los diagramas más utilizados son los siguientes:

Los arreglos más utilizados son los siguientes:



Tipos de arreglos utilizados para disminuir sobretensiones en interruptores.

Tipo 1) Una resistencia en serie con el explosor ; este conjunto está en paralelo con el contacto del interruptor.

Tipo 2) Un capacitor de reparto de tensión.

Equipo principal de las S.E.E.

Tipo 3) Se usa además del capacitor una resistencia que permite una pequeñísima corriente y produce un abatimiento de la sobretensión entre los contactos del interruptor.

Tipo 4) Es semejante al tipo 3, pero utiliza una resistencia para el cierre y otra para la apertura.

Resumiendo las características de estos interruptores se puede decir lo siguiente:

- Los tiempos de maniobra son muy cortos, lo que limita la duración de los esfuerzos térmicos que originan los cortocircuitos y por lo tanto se reduce el desgaste de los contactos.
- Son aparatos de construcción sencilla; se emplean los mismos elementos interruptivos para todas las tensiones, lo cual reduce el almacenaje y el costo de las piezas de repuesto.
- Pueden efectuar recierres con tiempos mínimos y potencias de cortocircuito elevadas.
- El mantenimiento es sencillo y rápido. No tiene peligro de incendio.

Interruptores en hexafluoruro de azufre. Son aparatos que se desarrollaron al final de la década de los 60's y cuyas cámaras de extinción operan dentro de un gas llamado hexafluoruro de azufre (SF_6) que tiene una capacidad dieléctrica superior a otros fluidos dieléctricos conocidos. Esto hace más compactos y más durables los interruptores desde el punto de vista de mantenimiento.

Propiedades del SF_6 . Es un gas químicamente estable e inerte, su peso específico es de 6.14 g/l. Alcanza unas tres veces la rigidez dieléctrica del aire, a la misma presión. A la temperatura de 2000°K conserva todavía alta conductividad térmica, que ayuda a enfriar el plasma creado por el arco eléctrico y al pasar por cero la onda de corriente, facilita la extinción del arco. Físicamente el gas tiene características electronegativas, o sea la propiedad de capturar electrones libres transformando los átomos en iones negativos, lo cual provoca en el gas las altas características de ruptura del arco eléctrico y por lo tanto la gran velocidad de recuperación dieléctrica entre los contactos, después de la extinción del arco.

En los primeros interruptores se usaron dos presiones, la menor de 3 bars, llenando los tanques y la mayor, de unos 18 bars, dentro de las cámaras de extinción. Esto se hizo con el fin de evitar que al abrir el interruptor sus contactos, el soplo de gas produjera enfriamiento y el gas pasara al estado líquido. Posteriormente se ha usado una sola presión, con lo cual se disminuye el tamaño de los interruptores en cerca de un 40%, y para evitar el uso de la segunda presión se aprovecha la propia presión del gas como punto de partida y la cámara, al abrir los contactos, tiene un émbolo unido al contacto móvil que al operar comprime el gas y lo inyecta sobre el gas ionizado del arco, que es alargado, enfriado y apagado al pasar la corriente por cero.

Los interruptores pueden ser de polos separados, cada fase en su tanque, o trifásicos en que las tres fases utilizan una misma envolvente. Se fabrican para tensiones desde 115

Equipo principal de las S.E.E.

hasta 800 KV y las capacidades de interrupción varían de acuerdo con el fabricante, llegando hasta magnitudes de 80 KA, que es un caso muy especial.

Este tipo de aparatos pueden librar las fallas hasta en dos ciclos y para limitar las sobretensiones producidas por su alta velocidad, los contactos vienen con resistencias limitadoras.

Las principal avería de este tipo de interruptores son las fugas de gas, requiriéndose un aparato especial para detectar el punto de la fuga. Como se había mencionado anteriormente las pérdidas de gas deben ser inferiores al 2% anual del volumen total de gas encerrado dentro de la subestación.

En caso de pérdida total de la presión del gas y debido a la alta rigidez dieléctrica del SF₆, la tensión que pueden soportar los contactos cuando están abiertos es igual al doble de la tensión de fase a tierra. De cualquier forma, no es conveniente operar un interruptor de SF₆ cuando ha bajado su presión por una fuga y debe de ser bloqueado el circuito de control de apertura para evitar un accidente.

En los interruptores trifásicos, la apertura de los contactos es simultánea, aunque conviene que haya dispersión de un milisegundo entre los tres polos; se entiende por dispersión a la diferencia en tiempo que existe entre el instante de cierre del primero y el instante de cierre del último polo del interruptor. El uso de la dispersión es importante, pues sirve para reducir las sobretensiones debidas a impulsos por maniobra.

Si el interruptor es de operación monopolar, puede ser benéfico usar recierre monopolar. Aquí la dispersión puede aumentar hasta 4 milisegundos, cuya magnitud empieza a producir efectos adversos en la magnitud de las sobretensiones por maniobra.

El mecanismo de mando de estos interruptores es, generalmente, de aire comprimido.

Interruptores en Vacío. Esta tecnología aparece por el año de 1960. Son aparatos que, en teoría, abren en un ciclo debido a la pequeña inercia de sus contactos y a su pequeña distancia. Los contactos están dentro de botellas especiales en las que se ha hecho el vacío casi 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 de un fuelle de un material que parece ser una aleación del tipo del latón.

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.

Los dos inconvenientes principales son:

- Que por algún defecto o accidente, se pueda perder el vacío de la cámara y al entrar aire y producirse el arco, pueda reventar la cámara.
- Debido a su rapidez producen grandes sobretensiones entre sus contactos y éstos emiten ligeras radiaciones de rayos X.

2.4.4 Ventajas y desventajas de los interruptores descritos:

Tipo neumático.

Ventajas

- Bajo costo y disponibilidad del aire.
- Rapidez de operación.
- No provoca explosiones ni arde como el aceite.
- Aumenta la capacidad de ruptura en proporción a la presión del aire.
- No es asfixiante ni tóxico.

Desventajas

- Menor rigidez dieléctrica que el SF₆.
- Mayor presión.
- La constante térmica es de unas 100 veces la del SF₆ a la misma presión.
- Aun a presiones cinco veces superiores que el SF₆, el aire tiene únicamente 10% de la capacidad de extinción del arco.
- En fallas próximas al interruptor aparecen sobretensiones muy altas. Para disminuirlas se intercalan resistencias de apertura.
- Después de la apertura el gas ionizado debe ser ventilado.
- Los niveles de ruido al operar son muy altos.
- El sistema de compresión de aire tiene un precio alto y la confiabilidad de sus componentes es difícil de lograr.

Tipo hexafluoruro.

Ventajas

- Después de la apertura de los contactos, los gases ionizados no escapan al aire, por lo que la apertura del interruptor no produce casi ruido.
- Alta rigidez dieléctrica, del orden de tres veces la del aire.
- El SF₆ es estable. Expuesto al arco se disocia en SF₄, SF₂ y en fluoruros metálicos, pero al enfriarse se recombinan de nuevo en SF₆.
- La alta rigidez dieléctrica del SF₆ lo hace un medio ideal para enfriar el arco, aun a presiones bajas.
- La presión utilizada para interrupción del arco es una fracción de la requerida en interruptores neumáticos.
- Buena conductividad térmica, es del orden de tres veces la del aire.

Desventajas

- A presiones superiores a 3.5 bars y temperaturas menores de -40°C, el gas se licua. Por eso, en el caso de interruptores de dos presiones, es necesario calentar el gas de la cámara de extinción para mantener el equilibrio a temperaturas ambiente menores de 15°C.
- El gas es inodoro, incoloro e insípido. En lugares cerrados hay que tener cuidado de que no existan escapes, ya que por tener mayor densidad que el aire, lo desplaza provocando

Equipo principal de las S.E.E.

asfixia en las personas por falta de oxígeno. En otros lugares es conveniente disponer de extractores que deben ponerse en funcionamiento antes de que se introduzca personal.

- Los productos del arco son tóxicos y combinados con la humedad producen ácido fluorhídrico, que ataca la porcelana y el cemento de sellado de las boquillas.

Tipo vacío:

Ventajas

- Es un interruptor muy compacto.
- Prácticamente no necesita mantenimiento.

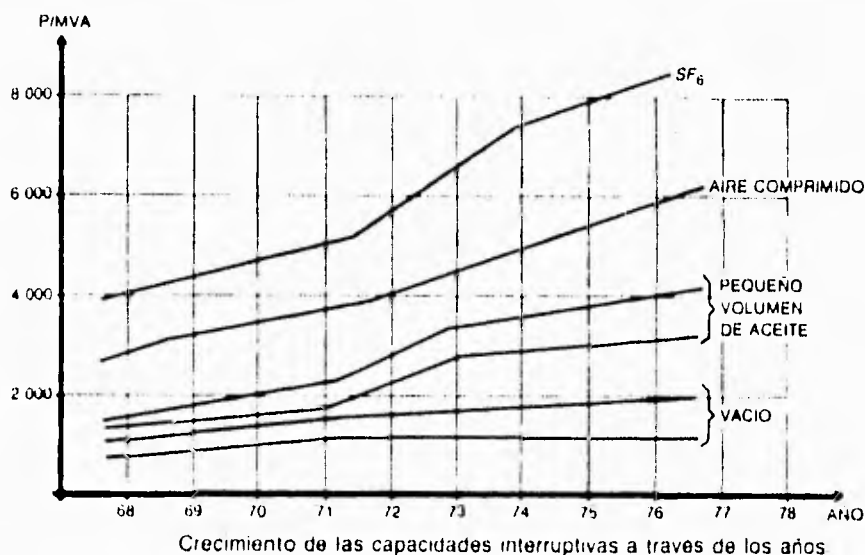
Desventajas

- Es difícil mantener un buen vacío debido al arqueo y desgasificación de los electrodos metálicos.
- Durante el arqueo se produce ligera emisión de rayos X.
- Aparecen sobretensiones, sobre todo en circuitos inductivos.

Crecimiento de las capacidades interruptivas.

Las capacidades interruptivas han ido creciendo a través de los años dependiendo del tipo de interruptor y de las capacidades de los mismos.

De acuerdo con el progreso en la técnica de los interruptores el aumento de la capacidad interruptiva es regular, crece en los de aire comprimido y mucho más en los de SF₆ debido a las extraordinarias características dieléctrica y térmica de este gas.



2.4.5 Métodos para incrementar la resistencia del arco:

En las cámaras de extinción se puede incrementar la resistencia del arco de acuerdo con los siguientes conceptos:

Alargamiento. En este caso la resistencia es proporcional a la longitud del arco.

Enfriamiento. Un enfriamiento del gas ionizado aumenta la resistencia del arco, debido a que la tensión requerida para mantener la ionización aumenta cuando la temperatura del plasma disminuye.

División. La cámara de arqueo está formada por varias láminas paralelas aisladas entre sí; esto hace que el arco se divida en un gran número de pequeños arcos en serie; cada uno de estos pequeños arcos se enfría por alargamiento mientras ascienden entre dos láminas contiguas.

Construcción. A medida que a un gas ionizado se le va forzando a pasar por un ducto que se va estrechando, se requiere un incremento en la tensión para mantener el arco.

Apertura bajo condiciones de cortocircuito. La apertura de un circuito siempre va acompañada de un arco, cuya extinción se produce al paso de la corriente por cero.

La magnitud de la corriente total que debe abrir un interruptor, es la suma del valor eficaz de la componente alterna más la componente de directa en el instante en que abren los contactos del interruptor.

Tensión de restablecimiento después de la apertura. En el momento del paso por cero de la corriente, o sea de la extinción del arco en los contactos, aparece entre ellos una tensión que es la suma de la onda fundamental de tensión sumada a la componente transitoria de tensión, suma que se llama tensión de restablecimiento.

La tensión de restablecimiento es el producto del promedio de los valores eficaces de las tensiones entre fases, tomadas durante el periodo que sigue a la extinción definitiva del arco, multiplicado por $3^{1/2}$.

Recierre automático y fallas en una red. El recierre automático de los interruptores tiene como fin mejorar la continuidad de servicio de la instalación.

Recierre monofásico. En alta tensión, se ha detectado estadísticamente, que el porcentaje de fallas que afectan una sola fase es del orden de 90% y considerando, además, que la mayor parte de las fallas son de tipo transitorio o semipermanente, se puede pensar en la utilización de recierre monofásico. Como el recierre es rápido, no existe el temor de que llegue a perder el sincronismo, ya que las otras dos fases siguen manteniendo una liga sincronizada y sólo en el caso en que después del primer recierre persista el cortocircuito, entonces se efectúa el disparo trifásico.

El recierre automático impone condiciones de servicio más severas a los interruptores y sus mecanismos, y en el caso de que la falla sea permanente, el interruptor debe soportar

Equipo principal de las S.E.E.

un cierre y apertura contra un segundo cortocircuito, una fracción de segundo posterior al del primer disparo, lo cual obliga a que los interruptores que van a trabajar con recierre deben tener un diseño más reforzado tanto eléctrica como mecánicamente hablando.

2.5 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 relevadores y 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 3 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. En esta sección se produce una densidad de corriente elevada que, al pasar de un valor determinado y durante un tiempo prefijado, produce la fusión del elemento y la apertura del circuito de que se trate. Al fundirse el elemento fusible se generan gases a presión dentro del cartucho del fusible que son proyectados hacia el exterior del tubo. El gas a presión está formado por el aire que se encuentra dentro del cartucho que se expande bruscamente por efecto del calor del arco eléctrico y que, al ser expulsado, produce la extinción del arco al pasar por cero la onda 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.

2.5.1 Tipos de fusibles:

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:

- a) Expulsión
- b) Limitador de corriente

Fusibles tipo Expulsión. Estos 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, provoca la extinción del mismo.

Equipo principal de las S.E.E.

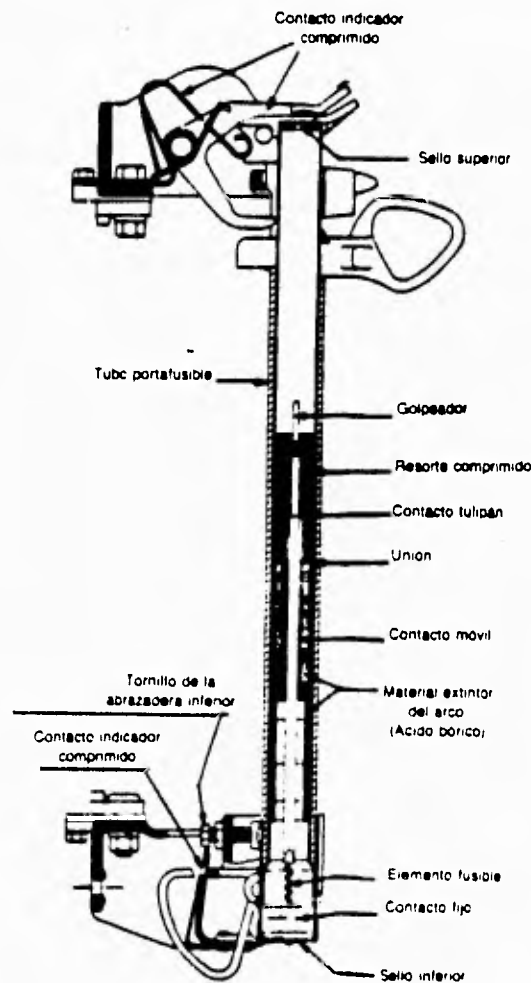
De este tipo de fusible son los de ácido bórico, sustancia que es el elemento generador de gas, y que tiene como ventaja que son recargables, utilizando para ello pastillas de ácido bórico comprimido.

El elemento fusible se encuentra entre los contactos móvil y fijo. El contacto móvil lo comprime un resorte. La cámara de arqueo tiene un canal por donde se desliza el contacto móvil.

Al fundir el elemento fusible, se produce el arco eléctrico y al quedar libre el fusible, el resorte que estaba comprimido desplaza el contacto móvil, produciendo un alargamiento del arco. A su vez, el arco produce calor y éste provoca una reacción en el ácido bórico que desprende vapor de agua y óxido de boro. La extinción del arco se logra por la acción desionizadora del vapor y la turbulencia de las partículas del óxido de boro.

Una vez que la presión interior llega a valores elevados, se desprende el sello y escapa el gas en forma explosiva.

Al interrumpirse la corriente de cortocircuito, aparece la sobretensión transitoria de restablecimiento y, posteriormente, aparece la tensión restablecida del sistema.



Fusible tipo expulsión

Equipo principal de las S.E.E.

Fusibles Limitadores de corriente. Este tipo de fusible reduce la corriente de falla al introducir una resistencia elevada en el circuito y debido a este incremento de la resistencia pasa de un circuito de bajo factor de potencia a otro circuito de alto factor de potencia, desfasando el cero normal de la onda de corriente a un punto cercano al cero normal de la onda de tensión.

El elemento fusible, es más largo que el anterior y 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, que limita la corriente de cortocircuito, y en consecuencia el tiempo de interrupción a un valor que se considera dentro del primer semiciclo de la onda de corriente.

Estos fusibles como no expulsan gases, se pueden instalar en lugares reducidos como tableros y su diseño se limita a que los picos de las sobretensiones no pasen de 2.5 veces el valor nominal, para evitar la operación continua de los pararrayos del sistema.

Las consideraciones anteriores destacan la importancia de utilizar un material adecuado en los contactos de un desconectador en vacío el cual deberá cumplir con las siguientes características:

- Buena conductividad eléctrica.
- Buena conductividad térmica.
- Alta dureza al frío y al calor para evitar desgaste al operar.
- Alta densidad.
- Resistencia de los contactos a quedar soldados.
- No debe tener película aislante en la superficie, y si existe, debe ser conductora.
- Bajo contenido de gas.

2.5.2 Uso de los fusibles:

Los fusibles de expulsión se utilizan donde la expulsión de gases y su ruido no causan problemas, o sea, en equipo de líneas aéreas.

Los fusibles limitadores de corriente son más caros y se usan principalmente en instalaciones interiores, aunque también se pueden utilizar en instalaciones exteriores.

2.6 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 bajo 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, considerando que los dos abren o cierran circuitos, es 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. Hay algunos fabricantes de cuchillas que añaden a la cuchilla una pequeña cámara de arqueo de SF₆ que le permite abrir solamente los valores nominales de la corriente del circuito.

2.6.1 Componentes:

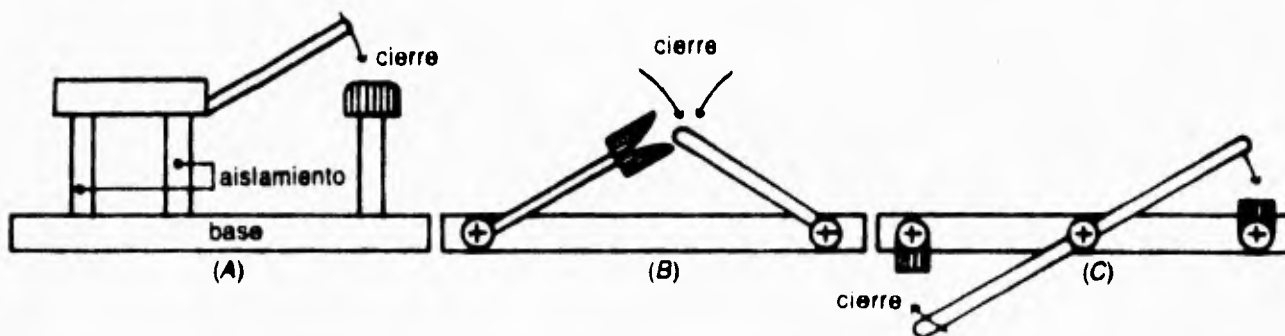
Cuchilla. Está formada por una navaja o parte móvil y la parte fija, que es una mordaza que recibe y presiona la parte móvil. Se puede fabricar de cobre o de aluminio según la contaminación predominante en la zona de instalación.

Aisladores. Son de porcelana y pueden ser de tipo columna o de tipo alfiler. Estos se fijan en la base pudiendo ser dos o tres columnas las cuales soportan a su vez la navaja. Los aisladores proporcionan el nivel básico de impulso

Base. Se trata de una base metálica de lámina galvanizada (acero galvanizado) con un conector para puesta a tierra.

2.6.2 Clasificación de acuerdo a la posición de la base y a su elemento móvil:

- a) Horizontal
- b) Horizontal invertida
- c) Vertical
- d) Pantógrafo



Horizontales. Pueden ser de tres postes. El mecanismo hace girar el poste central, que origina el levantamiento de la parte móvil de la cuchilla, véase la figura A. Para compensar el peso de la cuchilla, la hoja móvil tiene un resorte que ayuda a la apertura. 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.

Equipo principal de las S.E.E.

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, según la figura B.

La otra forma es una cuchilla horizontal con tres columnas de aisladores. La columna central gira y en su parte superior soporta el elemento móvil. Las dos columnas externas son fijas y en su parte superior sostienen las mordazas fijas, según se observa en la figura C.

Horizontal invertida. Es igual a la cuchilla de la figura A, 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, ayuda al cierre de la misma; por otro lado, los aisladores deben fijarse a la base en forma invertida al caso A para evitar que se acumule el agua.

Vertical. Es igual a la cuchilla de la figura A, 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 tienen un resorte que, en este caso, ayuda a cerrar la cuchilla.

Pantógrafo. Son cuchillas de un solo poste aislante sobre el cual se soporta la parte móvil. Ésta está formada por un sistema mecánico de barras conductoras que tiene la forma de los pantógrafos que se utilizan en las locomotoras eléctricas. La parte fija está colgada de un cable o de un tubo exactamente sobre el pantógrafo de tal manera que al irse elevando la parte superior de éste se conecta con la mordaza fija cerrando el circuito.

La ventaja principal de este sistema es que ocupa el menor espacio posible y la desventaja es que el cable receptor debe tener siempre la misma tensión, o sea la misma altura de la catenaria, aun considerando los cambios de temperatura.

Los elementos de conexión en las cuchillas están formados, 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 tanto pérdidas bajas, por efecto joule, en los puntos de contacto.

2.6.3 Operación de las cuchillas:

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 o pértigas de madera bien seca y el operador debe utilizar guantes de hule.

La operación en grupo se efectúa para tensiones superiores a 20 KV y puede ser por medio de un mecanismo de barras que interconecta 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.

En sistemas donde la operación es o va a ser telecontrolada, y aunque las tensiones del sistema sean bajas, se requieren cuchillas motorizadas.

Equipo principal de las S.E.E.

Las cuchillas motorizadas tienen un gabinete de control que normalmente está ligado al gabinete del control del interruptor que alimentan, de tal manera que nunca se pueda abrir o cerrar un juego de cuchillas si antes no ha sido abierto el interruptor. En el gabinete de control de las cuchillas existen una serie de contactos auxiliares tipo a y b para tener señalización y bloqueos de circuitos de acuerdo con la posición de las cuchillas; los contactos de señalización van colocados en el mecanismo (árbol) principal del mando.

Los bloqueos forman un sistema para operar un par de juegos de cuchillas y el interruptor correspondientes, en la siguiente forma:

- Impiden la operación de las cuchillas, mientras se encuentre cerrado el interruptor.
- Bloquean el cierre del interruptor si cualquier polo de las cuchillas no abrió o cerró completamente.
- Impiden la operación simultánea de las cuchillas y el interruptor.
- Impiden efectuar una orden contraria a otra, dada con anterioridad y que no se haya completado.

2.7 Baterías:

Se denomina batería a un conjunto de celdas conectadas en serie. La tensión nominal de la batería viene dada por la suma de las tensiones de cada una de las celdas.

Las baterías, según el tipo del electrólito pueden ser ácidas o alcalinas.

Temperatura. La temperatura afecta por igual a los dos tipos de batería, ya que influye en la reacción química respectiva. Ambas baterías disminuyen su capacidad al disminuir la temperatura. La tipo alcalina es la más adecuada para temperaturas inferiores a 0°C.

Gases. El hidrógeno que se produce en ambas baterías se debe a la sobrecarga de éstas, que al no absorberse durante las reacciones electroquímicas, se libera a partir de la electrólisis del agua del electrólito.

Lo anterior obliga a instalar las baterías en locales bien ventilados, ya que a una concentración del 4%, el hidrógeno se hace peligrosamente explosivo.

Almacenamiento. Las celdas de tipo ácido se pueden almacenar sin el electrólito por tiempo indefinido. Una vez que se ha humedecido, ya no deben permanecer sin estar en flotación. Las celdas de tipo alcalino prácticamente no sufren daño por almacenamiento.

2.7.1 Batería de tipo ácido:

Cada celda está formada por las siguientes partes:

Recipiente. Es un envase que puede ser de poliestireno transparente, o de vidrio, que ofrece la ventaja de permitir la inspección visual de los elementos interiores. Dentro del recipiente se localizan las placas activas, el electrólito y los separadores.

Equipo principal de las S.E.E.

Placas. Las placas positivas están formadas por dióxido de plomo (PbO_2) y pueden estar fabricadas en dos formas:

Placa plana empastada de una masa de dióxido de plomo. Este tipo se utiliza en la industria automotriz por ser más barata, pero es de menor duración, ya que con el uso y la vibración se va disgregando la pasta.

Placa multitubular, formada por una hilera de tubos fabricados con malla de fibra de vidrio trenzada, dentro de los cuales se introduce una varilla de aleación de plomo. Al unir todos los tubos en su parte superior queda formada la placa. Este método tiene la ventaja de producir mayor energía por unidad de peso y además evita la sedimentación del material activo, por lo que llega a tener una duración de hasta 20 años.

Las placas negativas son planas en ambos casos, y están formadas por plomo puro.

Separadores. Son los elementos aislantes que mantienen separadas las placas positivas de las negativas. Son láminas ranuradas, fabricadas de hule microporoso para permitir la circulación del electrolito, sin que éste afecte químicamente.

Electrolito. Está formado por ácido sulfúrico diluido en agua. Cuando la celda tiene carga eléctrica completa, la densidad del electrolito es de 1.21.

Operación de una celda de tipo ácido. Cuando una celda está completamente cargada, en la placa positiva hay dióxido de plomo y en la negativa solamente plomo. Ambas placas están bañadas por el electrolito.

Al cerrarse el circuito exterior de la batería, comienza la liberación de la energía eléctrica almacenada, y el radical sulfato (SO_4) del electrolito, se combina con el plomo contenido en las placas, transformándose en sulfato de plomo y diluyéndose el electrolito.

Cuando se invierte el circuito de nuevo y comienza a cargarse la celda, ésta absorbe energía eléctrica, restituye el radical SO_4 al electrolito y regresa al estado original.

Durante el proceso de carga la densidad crece en proporción a la carga. Esto es una ventaja sobre las baterías de tipo alcalino de las que por métodos directos, no se puede conocer su estado de carga.

2.7.2 Batería de tipo alcalino:

La descripción es prácticamente igual que las de tipo ácido, por lo tanto conviene describir las diferencias, utilizando una celda de níquel-cadmio.

Recipiente. Son de plástico opaco y tienen el inconveniente de no permitir la inspección ocular del interior.

Placa positiva. Está formada por una hilera de tubos de malla de acero, que contiene hidróxido de níquel.

Equipo principal de las S.E.E.

Placa negativa. Es igual a la positiva, pero rellena de óxido de cadmio, el cual se reduce a cadmio metálico durante el proceso de carga.

Separadores. Se usan barras de hule o de polietileno.

Electrólito. Es una solución de hidróxido de potasio, con una densidad que oscila entre 1.6 y 1.9 a 25°C, oscilación que no se debe a la carga eléctrica de la celda.

Durante los 25 años, en promedio, que dura la vida de estas celdas se hace necesario cambiar el electrólito unas tres veces, debido al envejecimiento que se produce por el dióxido de carbono de la atmósfera. Cada cambio completo del electrólito es un proceso que tiene una duración de unas 50 horas.

Operación de una celda de tipo alcalino. En este caso el electrólito no interviene en la reacción, sino únicamente como conductor de iones, lo cual muestra que el estado del electrólito no es un indicador del estado de la batería, aunque sí de su vejez.

2.7.3 Cargadores de batería:

Son los dispositivos eléctricos (generadores de) o electrónicos que se utilizan para cargar y mantener en flotación, con carga permanente, la batería de que se trate. El cargador se conecta en paralelo con la batería.

La capacidad de los cargadores va a depender de la eficiencia de la batería, o sea, del tipo de batería que se adquiriera. Para una misma demanda impuesta a la batería, se requiere un cargador de mayor capacidad, si es alcalina, por tener ésta una eficiencia menor.

Selección de un cargador. Para seleccionar un cargador es necesario fijar su capacidad de salida en Amperes, determinando dicha capacidad mediante el empleo de fórmulas. La batería alcalina requiere un cargador con una capacidad 33.3% mayor que la de tipo ácido.

Observaciones. Los cargadores de batería de tipo electrónico tienen la ventaja sobre sus antecesores (los equipos motor-generator) de ser más baratos y tener la tensión de salida mejor regulada, lo que aumenta la vida útil de la batería, tienen menor peso y su mantenimiento es muy reducido. La regulación de la tensión de salida (CD) debe ser de $\pm 1\%$ del valor ajustado para la tensión de carga flotante, con una variación de carga entre 0 y 100%.

Lo anterior debe lograrse con variaciones de la tensión de entrada (CA) dentro del límite de $\pm 10\%$ y con variaciones de la frecuencia de $\pm 5\%$. Durante su operación, en el rectificador debe poder alimentar, simultáneamente, la carga de la batería más la carga conectada de la subestación.

Equipo principal de las S.E.E.

Referencias

- ¹ **Diseño de subestaciones eléctricas**
José Raúl Martín
Mc Graw Hill
- ² **Manual de diseño de subestaciones**
Compañía de Luz y Fuerza del Centro
Gerencia de planeación e Ingeniería
Editado por: Relaciones Industriales

La protección en subestaciones

Contenido:

III La protección en subestaciones

- 3.1 Características de una protección
- 3.2 Principales elementos que requieren protección en una subestación
- 3.3 Sensores (TC's y TP's)
 - 3.3.1 Transformadores de corriente
 - 3.3.1.1 Clasificación de los TC's
 - 3.3.2 Transformadores de potencial
- 3.4 Evaluadores (Relevadores)
 - 3.4.1 Tipos de relevadores
 - 3.4.2 Discriminación
- 3.5 Desconectores (Interruptores)
- 3.6 Sistemas auxiliares
 - 3.6.1 Diagrama unifilar
 - 3.6.2 Partes de un sistema auxiliar
 - 3.6.2.1 Servicio de estación
 - 3.6.2.2 Alumbrado
 - 3.6.2.3 Sistemas contra incendio
 - 3.6.2.4 Aire acondicionado
 - 3.6.2.5 Lavado automático de aisladores para ambientes contaminados

La protección en subestaciones

El presente capítulo tiene por objeto describir algunos de los dispositivos de protección utilizados en los sistemas eléctricos. Tiene además el propósito de mostrar la necesidad de contar con una coordinación adecuada entre los aparatos ya que solo de este modo podemos proteger nuestro sistema.

¹ La protección es necesaria para eliminar una falla en cualesquier elemento del sistema lo más rápidamente posible. Mientras la falla continúe, el sistema estará en un riesgo eminente que puede causar 3 cosas:

- Pérdida de sincronía entre los generadores (en el caso de una planta generadora).
- Riesgo de dañar la planta (equipo) que presenta el problema.
- Riesgo de dañar otras plantas (equipo) conectadas a el sistema bajo falla.

Las fallas en una red pueden ser de tres tipos:

- a) Transitorias
- b) Semipermanentes
- c) Permanentes

En los casos a y b se puede restaurar el servicio una vez que ha cesado la falla.

En el caso c sólo se puede restaurar el servicio, después de una reparación de la zona dañada.

Falla transitoria. Un ejemplo de este tipo de falla puede ser la descarga de un rayo, que contornea un aislador sin perforarlo. En líneas de muy alta tensión, este tipo de falla representa un 90% y en líneas de tensión media representa un 60% del total de las fallas que afectan las líneas aéreas.

En esta falla se considera que el tiempo de desionización del trayecto de un arco eléctrico en el aire, varía desde unas centésimas de segundo, hasta unas dos décimas. Por lo tanto, cuando hay recierre se acostumbra permitir un espacio de 0.3 segundos entre el final de la última apertura y el principio del siguiente recierre, para evitar que el relevador de recierre lo vea como una continuación del cortocircuito.

Falla semipermanente. Un ejemplo de este tipo de falla puede ser el contacto de una rama de árbol con un conductor de alta tensión, en que la rama se consume progresivamente en fracciones de segundo.

Esta falla es de mayor duración que el caso anterior, y sólo se elimina con un recierre automático lento de varios segundos o menos. Es una falla rara en altas tensiones y más frecuente en tensiones medias.

La protección en subestaciones

La experiencia muestra que, en tensiones medias, el número de fallas que se eliminan con el primer recierre lento llega a ser del orden de 20%. En el segundo recierre, el promedio de fallas eliminadas es ya muy bajo y en el tercer recierre el promedio es prácticamente nulo.

Falla permanente. Un ejemplo de este tipo de falla puede ser un cortocircuito en las bobinas de un transformador o dentro de un cable de potencia. En este caso, el cortocircuito una vez iniciado se establece en forma franca y sólo desaparece después de la apertura del interruptor correspondiente.

La protección de una subestación se logra mediante un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede sufrir el equipo eléctrico cuando se presenta una falla.

Los elementos que componen la protección de nuestro sistema y cuya coordinación es necesaria son: Los transformadores de corriente y de potencial cuya función es el sensar las condiciones bajo las cuales opera nuestro sistema, los relevadores que recogen la lectura de los TC's y TP's, evaluando y tomando una decisión pudiendo mandar o no la señal de disparo al interruptor que funciona como desconector aislando la parte del sistema que presenta problemas.

3.1 Características de una protección:

Dependiendo de la importancia de una subestación, las protecciones deben seleccionarse tomando en cuenta las siguientes características:

Sensibilidad. La sensibilidad de un instrumento es la razón del movimiento lineal del indicador en el instrumento al cambio en la variable medida que causa este movimiento.

Selectividad. La selectividad se presenta en un sistema, cuando opera la protección que se encuentre más cerca de la falla, o que fue instalada para operar para esa falla en específico, no llegando a operar la protección de respaldo la cual como su nombre lo dice, únicamente operará, en caso de que falle la primera. Sin una protección selectiva, es imposible operar un sistema de potencia moderno.

Velocidad. La velocidad en un sistema, es la capacidad de respuesta del mismo, ante un estímulo determinado, que en este caso sería una falla, la cual debe ser detectada y aislada lo más rápidamente posible.

Confiabilidad. La confiabilidad del sistema se puede medir por ejemplo estadísticamente, al comparar el número de fallas, tiempo de interrupción, etc. Utilizando diversas configuraciones en nuestro sistema.

Precio. El precio es un factor determinante cuando se decide construir una subestación, ya que dependiendo del presupuesto y las necesidades que esta deberá cubrir, se elabora el diseño de la misma.

La protección en subestaciones

La experiencia muestra que, en tensiones medias, el número de fallas que se eliminan con el primer recierre lento llega a ser del orden de 20%. En el segundo recierre, el promedio de fallas eliminadas es ya muy bajo y en el tercer recierre el promedio es prácticamente nulo.

Falla permanente. Un ejemplo de este tipo de falla puede ser un cortocircuito en las bobinas de un transformador o dentro de un cable de potencia. En este caso, el cortocircuito una vez iniciado se establece en forma franca y sólo desaparece después de la apertura del interruptor correspondiente.

La protección de una subestación se logra mediante un conjunto de sistemas que mantienen vigilancia permanente y cuya función es eliminar o disminuir los daños que puede sufrir el equipo eléctrico cuando se presenta una falla.

Los elementos que componen la protección de nuestro sistema y cuya coordinación es necesaria son: Los transformadores de corriente y de potencial cuya función es el sensor las condiciones bajo las cuales opera nuestro sistema, los relevadores que recogen la lectura de los TC's y TP's, evaluando y tomando una decisión pudiendo mandar o no la señal de disparo al interruptor que funciona como desconector aislando la parte del sistema que presenta problemas.

3.1 Características de una protección:

Dependiendo de la importancia de una subestación, las protecciones deben seleccionarse tomando en cuenta las siguientes características:

Sensibilidad. La sensibilidad de un instrumento es la razón del movimiento lineal del indicador en el instrumento al cambio en la variable medida que causa este movimiento.

Selectividad. La selectividad se presenta en un sistema, cuando opera la protección que se encuentre más cerca de la falla, o que fue instalada para operar para esa falla en específico, no llegando a operar la protección de respaldo la cual como su nombre lo dice, únicamente operará, en caso de que falle la primera. Sin una protección selectiva, es imposible operar un sistema de potencia moderno.

Velocidad. La velocidad en un sistema, es la capacidad de respuesta del mismo, ante un estímulo determinado, que en este caso sería una falla, la cual debe ser detectada y aislada lo más rápidamente posible.

Confiabilidad. La confiabilidad del sistema se puede medir por ejemplo estadísticamente, al comparar el número de fallas, tiempo de interrupción, etc. Utilizando diversas configuraciones en nuestro sistema.

Precio. El precio es un factor determinante cuando se decide construir una subestación, ya que dependiendo del presupuesto y las necesidades que esta deberá cubrir, se elabora el diseño de la misma.

La protección en subestaciones

¹ *Protección de respaldo.* Existen dos motivos para usar protección de respaldo:

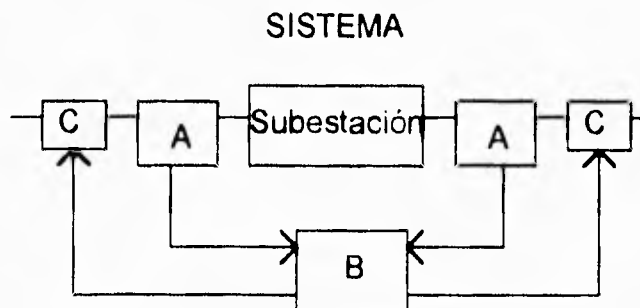
- Como su nombre lo indica para actuar en caso de que la protección primaria no opere correctamente.
- Para cubrir las partes del sistema (o elementos) que no son protegidos por la protección primaria debido a la localización de los TP's y/o TC's.

3.2 Principales elementos que requieren protección en una subestación:

En una subestación, los principales elementos que necesitan ser protegidos son los siguientes:

- Líneas o cables de alimentación
- Bancos de transformadores de potencia
- Barras colectoras o buses
- Respaldo local contra falla de interruptores
- Alimentadores
- Bancos de capacitores
- Bancos de tierra

La protección de la subestación resulta ser un tema de vital importancia, y de algún modo, la protección de cada uno de los elementos de la misma contribuyen para lograr tener una subestación segura. Todos los elementos han sido tratados en el capítulo anterior por lo que el presente capítulo pretende dar un enfoque más directo en lo que a la protección de la subestación se refiere partiendo de la siguiente idea:



Nuestra subestación cuenta para su protección con elementos que se encargan de analizar las condiciones bajo las cuales se encuentra operando. Para lograrlo, lo primero que se hace es reducir el voltaje y la corriente mediante el uso de TC's y TP's "A" a niveles adecuados. (Los TC's y TP's se fabrican con una cierta relación de vueltas entre sus

La protección en subestaciones

embobinados, uno primario y otro secundario que permiten establecer una relación entre el valor real y el valor que entregan). Es por esto que consideramos a los TC's y TP's como sensores (recogen información). El secundario de los TC's y TP's se conecta a los relevadores "B", los cuales son aparatos que han sido calibrados para mandar un disparo cuando la señal que llega rebasa un valor predeterminado. En este capítulo nos referiremos a ellos como evaluadores. Cuando se manda la señal de disparo, actúan los interruptores "C" los cuales son el elemento diseñado para interrumpir el flujo de corriente y que llamaremos desconectores.

En realidad a medida que la tecnología avanza, estos sistemas se han hecho más eficientes y su complejidad ha aumentado. Existen subestaciones que cuentan con un gran número de sensores que llevan la información a una computadora la cuál analiza la información y toma una decisión; pero el principio en lo que a la protección de una subestación se refiere es el mismo y es por esto que hablaremos de los tres elementos que la componen (Sensor, evaluador y desconector).

La protección y la seguridad dentro de una subestación requiere tomar en cuenta otros aspectos como lo son el alumbrado, servicio de estación, sistemas contra incendio, etc. Estos temas también se tratan en este capítulo.

3.3 Sensores (TC's y TP's):

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal es reducir proporcionalmente, las magnitudes de tensión y corriente que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, o sistema eléctrico en general.

Los aparatos de medición y protección que se montan sobre los tableros de una subestación no están contruidos para soportar ni grandes tensiones, ni grandes corrientes.

Con el objeto de disminuir el costo y los peligros de las altas tensiones dentro de los tableros de control y protección, se dispone de los aparatos llamados transformadores de corriente y potencial que representan, a escalas muy reducidas, las grandes magnitudes de corriente o de tensión respectivamente. Normalmente estos transformadores se fabrican de manera que entreguen una corrientes de 5 amperes en el secundario para el caso de los TC's, y tensiones de 120 volts en el caso de los TP's.

A continuación se estudian por separado, las características principales de cada uno de los dos tipos de transformadores arriba mencionados. Ambos pueden utilizarse para protección, para medición, o bien para los dos casos simultáneamente siempre y cuando las potencias y clases de precisión sean adecuadas a la función que desarrollen.

3.3.1 Transformadores de corriente (TC's):

Son aparatos en que la corriente secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la corriente primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

La protección en subestaciones

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito por controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de medición y de protección que requieran ser energizados.

Un transformador de corriente puede tener uno o varios secundarios, embobinados a su vez sobre uno o varios circuitos magnéticos. Si el aparato tiene varios circuitos magnéticos, se comporta como si fueran varios transformadores diferentes. Un circuito se puede utilizar para mediciones que requieren mayor precisión, y los demás se pueden utilizar para protección. Por otro lado, conviene que las protecciones diferenciales y de distancia se conecten a transformadores independientes.

Los transformadores de corriente se pueden fabricar para servicio interior o exterior.

La tensión de aislamiento de un transformador de corriente debe ser, cuando menos igual a la tensión más elevada del sistema al que va a estar conectado.

Par el caso de los transformadores utilizados en protecciones con relevadores estáticos se requieren núcleos que provoquen menores saturaciones que en el caso de los relevadores de tipo electromagnético, ya que las velocidades de respuesta de las protecciones electrónicas son mayores.

Los transformadores para medición están diseñados para que el núcleo se sature para valores relativamente bajos de sobrecorriente, protegiendo de esta forma los instrumentos conectados al secundario del transformador.

3.3.1.1 Clasificación de los TC's:

Los transformadores de corriente pueden ser de medición, de protección o mixtos.

Transformador de medición. Los transformadores cuya función es medir, requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente. Su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10%, hasta un exceso de corriente del orden del 20%, sobre el valor nominal.

Transformadores de protección. Los transformadores cuya función es proteger un circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal.

En el caso de relevadores de sobrecorriente, sólo importa la relación de transformación, pero en otro tipo de relevadores, como pueden ser los de impedancia, se requiere además de la relación de transformación, mantener el error del ángulo de fase dentro de valores predeterminados.

Transformadores mixtos. En este caso, los transformadoras se diseñan para una combinación de los casos anteriores, un circuito con el núcleo de alta precisión para los circuitos de medición y uno o dos circuitos más, con sus núcleos adecuados, para los de protección.

3.3.2 Transformadores de potencial (TP´s):

Son aparatos en que la tensión secundaria, dentro de las condiciones normales de operación, es prácticamente proporcional a la tensión primaria, aunque ligeramente desfasada. Desarrollan dos funciones: transformar la tensión y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes aparatos de medición y de protección que se requiere energizar.

Estos transformadores también se fabrican para servicio interior o exterior.

Dispositivos de potencial. Son elementos equivalentes a los transformadores de potencial, pero en lugar de ser de tipo inductivo son de tipo capacitivo; se utilizan para alimentar con tensión los aparatos de medición y protección de un sistema de alta tensión.

Se definen como un transformador de potencial, compuesto por un divisor capacitivo y una unidad electromagnética, interconectados en tal forma que la tensión secundaria de la unidad electromagnética es directamente proporcional y está en fase con la tensión primaria aplicada.

El transformador capacitivo se logra ya sea usando capacitores independientes, o bien en la mayoría de los casos, utilizando las capacitancias instaladas en las boquillas de tipo capacitivo. El primer caso se obtiene aprovechando los capacitores de una protección de onda portadora, y el segundo caso se obtiene a partir de las boquillas de un interruptor de gran volumen de aceite, o las de un transformador de potencia.

3.4 Evaluadores (Relevadores):

Son dispositivos electromagnéticos o electrónicos que protegen los equipos de una instalación eléctrica de los efectos destructivos que provoca una falla, y reducen sus efectos y daños. Al decir " que protegen " se hace referencia a que al actuar en combinación con otros equipos, se encargan de reducir el daño, debido a la rápida desconexión del equipo que ha fallado.

Los relevadores son dispositivos que envían a los interruptores considerados una señal de apertura, y se dice que funcionan cuando al energizarse su bobina de disparo cierra sus contactos, disparando los interruptores.

3.4.1 Tipos de relevadores:

Los relevadores se pueden dividir en tres grupos:

- Atracción electromagnética
- Inducción electromagnética
- Estado sólido

Cualquiera de ellos operan mediante las señales recibidas, que pueden ser de :

- Tensión. Derivada de transformadores de potencial.
- Corriente. Derivada de transformadores de corriente.
- Mixtos. Reciben ambas señales simultáneamente.

Atracción electromagnética. Estos relevadores están formados por una bobina con un núcleo magnético que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que, al desplazarse junto con el núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo.

Estos relevadores son de dos tipos: Los tipo émbolo, relevadores que operan por atracción magnética mediante un solenoide, y los tipo bisagra, mediante una armadura magnética embisagrada.

Estos relevadores suelen tener derivaciones en la bobina de operación para permitir el ajuste de la corriente mínima de operación (pick-up), que es el valor preciso de corriente a partir de cual el relevador empieza a moverse.

Este tipo de relevadores son afectados por la componente de corriente directa que aparece en los cortocircuitos asimétricos. Pueden operar con corrientes alterna o directa.

Inducción electromagnética. Utilizan el principio del motor de inducción. Son motores de inducción en que el estator tiene bobinas de corriente o de corriente y potencial, y los flujos creados por las corrientes de las bobinas inducen corrientes en el disco.

La interacción entre el estator y el rotor crean un par que hace girar el rotor, en oposición a un resorte en espiral, y cierra los contactos del circuito de disparo. Estos relevadores operan sólo con corriente alterna, por lo tanto no les afecta la componente de corriente directa del cortocircuito asimétrico. El rotor, que es el elemento que lleva el contacto móvil, trabaja contra un resorte de restricción calibrado que regresa el disco al cesar la fuerza del par.

Estado sólido. Es un relevador formado por unidades lógicas de estado sólido, que son componentes de baja corriente que trabajan con señales de voltaje de corriente directa. La unidad lógica sólo tiene dos estados., Cero y uno, y generalmente trabaja con una tensión de operación de 20 volts.

Estos relevadores en relación con los electromagnéticos equivalentes son más pequeños, más rápidos, tienen menor carga (burden), la mayor parte de esta carga se debe a la fuente de poder.

El relevador de estado sólido, en su forma general, está formado por tres partes, que son las siguientes:

- Fuente de tensión de corriente directa, con regulador, que hace autosuficiente la alimentación de energía.
- Rectificador de onda completa o fuente de la señal de disparo, que suministra una corriente de aproximadamente 0.001 del valor de la corriente secundaria del transformador de corriente.

La protección en subestaciones

- Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo, y de la bandera de advertencia.

Estos relevadores, con ajustes bajos en la corriente de operación, en que la carga (burden) es de mayor peso, producen menor saturación en los transformadores de corriente que el relevador convencional, mientras que para ajustes altos en la corriente de operación, en que la carga es de poco peso, la carga del relevador estático excede la del relevador convencional equivalente.

Los relevadores estáticos están diseñados también con las tres curvas básicas de corriente-tiempo, o sea curvas de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso, que se acostumbra en los convencionales. Son más resistentes a los impactos y sacudidas. La menor carga provoca que los transformadores de potencial y de corriente sean más baratos. Son de mayor precisión, debido a la mayor resolución en sus derivaciones. Como tienen menor sobrecarrera, debido a que no tienen la masa del disco, los márgenes de coordinación pueden ser menores, y el tiempo de libramiento de una falla se reduce. Tienen poca inercia debido a un mínimo de partes móviles. El tiempo entre operaciones de mantenimiento excede el ya de por sí largo tiempo de los relevadores electromagnéticos. El costo es mayor que el de los convencionales, por eso su uso depende del análisis técnico y económico más adecuado.

3.4.2 Discriminación:

Para que un relevador distinga cuando debe de actuar y cuando no, de acuerdo a las condiciones de la zona en donde se presentó la falla, deberá contar con información que le indique si debe o no hacerlo. Esta información la proporciona la corriente, voltaje y ángulo de fase.

Existen protecciones que toman en cuenta únicamente las condiciones locales (en el lugar de la falla), y otras que analizan que sucede en el lugar de la falla y en un punto remoto en el circuito.

3.5 Desconectadores (Interruptores):

Los interruptores ya se trataron en el capítulo anterior. Sin embargo es importante mencionar, que su papel dentro de una subestación es de vital importancia. Este dispositivo nos permite aislar la zona en la cuál se presentó la falla, y si la configuración de nuestra subestación lo permite, podemos continuar suministrando el servicio.

Es importante tomar en cuenta las sobretensiones debidas a la operación de interruptores. Las condiciones que pueden producir sobretensiones más elevadas debidas a la operación de interruptores son la interrupción de corrientes capacitivas de pequeña magnitud al desconectar líneas largas o cables subterráneos, en vacío; la interrupción de pequeñas corrientes inductivas al desconectar transformadores en vacío ó reactancias de

compensación y el recierre automático de líneas que puedan haber quedado cargadas a un potencial elevado al producirse la desconexión inicial.

A diferencia de las sobretensiones debidas a descargas de rayos, las cuales son independientes de la tensión de operación, las sobretensiones producidas por la operación de interruptores son función de dicha tensión de operación. En sistemas de tensión muy alta, estas sobretensiones pueden alcanzar valores más altos que los debidos a rayos. Es por esto que se necesitan dispositivos especiales para limitar este tipo de sobretensiones.

En el primer caso, es decir la interrupción de corrientes capacitivas de poca intensidad, pueden producirse sobretensiones importantes cuando la interrupción no se logra en el primer paso por cero de la corriente después de iniciarse la separación de los contactos. Por lo tanto es importante que los interruptores para alta tensión sean capaces de interrumpir este tipo de corrientes sin reignición del arco.

En el segundo caso, ó sea, en la interrupción de débiles corrientes inductivas (por ejemplo la corriente de excitación de un transformador), la energía electromagnética almacenada en la inductancia L del transformador, se transforma en energía electrostática.

Para limitar la magnitud de estas sobretensiones se instalan, en los interruptores neumáticos, resistencias en paralelo con los contactos principales del interruptor; al abrir los contactos principales estas resistencias quedan intercaladas en el circuito, limitando la magnitud de la corriente y modificando su factor de potencia. La interrupción definitiva se logra mediante la apertura de unos contactos auxiliares que están conectados en serie con las resistencias.

En el caso de los interruptores en aceite, la interrupción de las pequeñas corrientes inductivas ocurre a un valor próximo a cero y no da lugar a sobretensiones de importancia.

El tercer caso de sobretensiones se debe al recierre automático de interruptores. Para limitar la magnitud pueden tomarse las siguientes medidas:

En primer lugar, debe existir un medio para descargar rápidamente a tierra la carga eléctrica de la línea. Esto se logra cuando se utilizan reactancias para compensar la capacitancia de la línea, conectadas en estrella con el neutro conectado a tierra.

En segundo lugar pueden utilizarse resistencias, asociadas al interruptor, que se intercalan momentáneamente en el circuito durante el recierre de los interruptores.

3.6 Sistemas auxiliares:

Se entiende por sistemas auxiliares, al conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente directa y de corriente alterna, de baja tensión, que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio.

La protección en subestaciones

Los sistemas auxiliares del conjunto de la instalación se pueden considerar alimentados en la siguiente forma:

- En corriente directa, por una batería de 120 volts y 216 ampere-horas y otra de 51 volts y 35 ampere-horas.
- En corriente alterna, por dos transformadores de 225 KVA y 23 KV/220-127 volts alimentados cada uno de ellos por un banco de potencia distinto, o por un banco y un alimentador que pueda tener regreso de otra subestación, a través de la red de distribución.

3.6.1 Diagrama unifilar:

Mediante la ayuda de un diagrama unifilar, puede uno apreciar los servicios auxiliares de baja tensión de una subestación, que incluyen los transformadores de servicio de estación, el tablero principal el cuál puede alimentar un tablero secundario, que a su vez alimente los sistemas de corriente directa, etc.

En el diagrama unifilar se indican los circuitos que salen de cada interruptor y las cargas que alimentan, quedando algunos de ellos para servicios futuros o como repuesto.

3.6.2 Partes de un sistema auxiliar:

Los sistemas auxiliares pueden considerarse formados por el siguiente conjunto de partes y sistemas:

3.6.2.1 Servicio de estación:

- Transformadores
- Tableros
- Baterías
- Cargadores
- Planta de emergencia

Transformadores. Dependiendo de la complejidad de la subestación, la capacidad de los transformadores del servicio de estación varía en función de las cargas conectadas. Siempre se deben utilizar dos transformadores, para que uno sea la reserva del otro. Normalmente sólo se utiliza uno de los transformadores, mientras que el otro se mantiene energizado y listo para reemplazar al primero en caso de falla, mediante un mecanismo de transferencia automática.

Tableros. La cantidad de tableros y secciones que éstos tengan depende de la complejidad de la subestación de que se trate.

La protección en subestaciones

Baterías. Las baterías instaladas en las subestaciones, que forman parte de los servicios auxiliares, tienen como función principal almacenar la energía que se utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

La batería de 120 volts se utiliza para energizar:

- Protecciones.
- Lámparas piloto, aunque a veces se energizan con corriente alterna.
- Registrador de eventos. Este dispositivo grava que fue operando para eliminar la falla, pudiendo estudiar dicha secuencia y de este modo saber que fue lo que sucedió.
- Circuito de transferencia de potenciales.
- Sistema contra incendio.
- Osciloperturbógrafo. En una falla registra voltajes y corrientes de cada fase.
- Gabinete del equipo de onda portadora.
- Control de los interruptores de alta y baja tensión.
- Control de las cuchillas.
- Alarmas.
- Alumbrado de emergencia.

La batería de 51 volts se utiliza para energizar el equipo de comunicaciones, de telecontrol y electrónica. No todas las subestaciones requieren estas dos baterías. Cuando la subestación es operada manualmente, normalmente sólo se utiliza la de 120 volts.

La tensión de una batería se fija en función de la capacidad de la instalación lo que a su vez repercute, según las cargas, en la sección de los conductores. En subestaciones excesivamente grandes se llega a utilizar baterías de 250 volts.

En las subestaciones se pueden instalar baterías de tipo ácido o alcalino. En la mayor parte de los casos se instalan las ácidas, que tienen la ventaja de costar la mitad, con una duración de unos 20 años, ligeramente inferior a las alcalinas. La mayor ventaja de las ácidas como ya lo habíamos mencionado, viene dada por la característica de conocerse el estado de la carga que almacena la batería en función de la densidad que tiene el electrólito, cosa que no se puede determinar en las baterías alcalinas.

Las baterías se instalan en un cuarto cerrado, que forma parte del edificio principal de la subestación, y lo más cerca posible de los tableros para reducir al máximo la longitud de los cables y por lo tanto la posibilidad de la aparición de sobretensiones, por acoplamiento capacitivo o inductivo.

Los cuartos en que se instalan las baterías, ya sean ácidas o alcalinas, deben estar provistos de un extractor de gases, que deberá arrancar unos minutos antes de la apertura de la puerta de entrada del personal, con el fin de eliminar la posible acumulación del hidrógeno que se desprende durante las descargas intensas de las baterías y que, en presencia de alguna chispa originada en la ropa de la persona que entra, puede provocar una explosión.

Los locales destinados a baterías deben ser secos, bien ventilados y sin vibraciones que puedan originar desprendimiento excesivo de gases y desgaste prematuro de las placas. Es por esto que los cargadores de batería se encuentran afuera del cuarto de baterías.

La protección en subestaciones

La temperatura debe variar entre 5 y 25°C. La iluminación debe efectuarse por medio de luminarias y apagadores de tipo a prueba de explosión. El suelo debe ser a prueba de ácido o álcali, según sea el tipo de batería, y deberá tener una ligera pendiente con un canal de desagüe, para evacuar rápidamente el líquido que se pueda derramar o el agua del lavado. Los muros, techos y ventanas deben recubrirse con pintura resistente al ácido o a los álcalis.

El consumo permanente de una batería lo debe surtir el cargador, y la batería debe proporcionar los valores de pico. En caso de falta de corriente alterna, la batería debe mantener, durante 4 horas, la demanda normal de la subestación incluyendo una corriente de pico con una duración de hasta 10 segundos. Se considera corriente de pico a la que se obtiene durante la operación simultánea de tres interruptores.

Cargadores. Son dispositivos que mantienen las baterías al nivel de carga nominal. Estos dispositivos son rectificadores estáticos, contruidos con tiristores y que regulan la tensión de flotación de la batería.

Para cada batería se utilizan dos cargadores, uno como sustituto del otro. Los cargadores se instalan en un cuarto cercano al de baterías, para protegerlos de los gases que desprenden éstas y evitar la posibilidad de una explosión.

La capacidad de los cargadores debe poder mantener la carga de flotación a tensión constante y, al mismo tiempo, suministrar el consumo de la carga permanente. En el caso de que el cargador esté suministrando la carga completa y simultáneamente aparezca un pico de carga extra, la batería suministrará la diferencia de carga.

En el caso de una falla en la corriente alterna, en que la batería alimenta todas las instalaciones de emergencia, más las suyas propias, al regresar la corriente alterna, el cargador debe poder suministrar la demanda normal y recargar la batería hasta el valor de flotación. La capacidad del cargador se selecciona a base de obtener el periodo de carga rápida, en un tiempo máximo de 5 horas, en las condiciones más desfavorables.

Los cargadores deben tener protección de sobrecarga y de cortocircuito, en el lado de corriente alterna y en el de directa. Además, deben tener supervisión por medio del voltmetro y ampérmetro, en la salida de corriente directa.

El gabinete que soporta el cargador puede ir sobre el suelo o montado en una pared. Deberá tener acceso a su interior por cualquiera de sus caras, para que el equipo se pueda probar revisar y reparar. El acabado exterior deberá tener pintura anticorrosiva.

Planta de emergencia. Son grupos motor-generator que se utilizan en algunas subestaciones muy importantes, para que en caso de fallas de los dos circuitos de servicio de estación, se tenga una tercera posibilidad de tener energía para operar los circuitos de baja tensión de CA y CD, de la subestación de que se trate. La capacidad depende de la complejidad de la subestación, pero en general, es del orden de 80 KW 220/127 volts 60 Htz, 3 fases 4 hilos.

Dichas plantas, una por subestación, arrancan y se conectan en forma automática, al desaparecer la tensión de corriente alterna. La conexión se efectúa en las barras principales de corriente alterna, que son alimentadas por los dos transformadores de servicio de estación, dicha conexión se hace por medio de un interruptor operado por un equipo de

La protección en subestaciones

transferencia automática, que sólo puede cerrar en el caso de que hayan abierto los interruptores de los transformadores mencionados y viceversa.

El equipo de transferencia automática, mediante los dispositivos adecuados, transfiere la carga del sistema normal de los transformadores al sistema de la planta de emergencia en un tiempo no mayor de 50 milisegundos, por medio de relevadores que detectan la falla de tensión. Al restablecerse el suministro normal de energía, el equipo de transferencia conecta de nuevo la carga al servicio normal, en un tiempo que varía entre cero y cinco minutos, para dar oportunidad a que el sistema de suministro de energía se estabilice.

El equipo de transferencia automática contiene las siguientes partes importantes:

- Protecciones eléctricas y mecánicas que evitan que los contactos del lado normal y de emergencia puedan quedar conectados simultáneamente.
- Un dispositivo de tiempo ajustable, para retardar de cero a cinco minutos la operación del equipo de transferencia al servicio normal, y otro para retardar de cero a quince minutos el paro del motor, después de continuar su operación sin carga, por haberse restablecido el suministro normal de energía eléctrica.
- Dos relevadores sensibles a la baja tensión, ajustables para detectar y además arrancar automáticamente la planta de emergencia, cuando la tensión del sistema exterior disminuya, como límite, hasta un 70% de su valor normal, o pararla cuando la tensión se restablezca por arriba del 90% del valor nominal.
- Reloj programador que en forma automática arranca y para la planta de emergencia en forma diaria o semanal, a la hora y durante el tiempo deseado. Estos arranques se efectúan con la planta trabajando en vacío, para que la unidad se encuentre en perfectas condiciones de operación y con sus dos baterías de arranque a plena carga eléctrica.
- Cargador automático de baterías.
- Equipo de arranque y paro automático que controla el arranque, paro, funcionamiento y protección de la unidad. En el caso de que al fallar la alimentación normal, la planta no arranque, un control deberá provocar que se inicien tres intentos de arranque y paro, con intervalos de 30 segundos, durante un periodo de 90 segundos, y en caso de persistir la negativa al arranque, el circuito deberá encender una lámpara de alerta y activar una alarma sonora. En el caso de que en el primer intento de arranque el motor de combustión interna tenga éxito, el control deberá desconectar el circuito de arranque.
- El motor de la planta deberá incluir señalización y alarma para las siguientes fallas. Alta temperatura del agua de enfriamiento, baja presión en el circuito de aceite lubricante y sobrevelocidad. Estas señales deben parar inmediatamente la unidad hasta que llegue el personal adecuado.
- El generador será del tipo síncrono, autoexcitado y con regulador de tensión de estado sólido, que mantenga una variación máxima de $\pm 0.5\%$.

3.6.2.2 Alumbrado:

- Tipos de luminarias
- Clases de alumbrado
- Distribución de cargas

Las instalaciones de energía eléctrica, como son las subestaciones, deben ser dotadas de alumbrado para que el personal de operación, mantenimiento y vigilancia puedan desarrollar sus trabajos respectivos. Aun en subestaciones automatizadas, en que prácticamente no hay personal, se requiere alumbrado.

En la iluminación de una subestación se pueden considerar cuatro propósitos básicos:

- Seguridad en la operación del equipo.
- Tránsito sin peligro.
- Inspección del equipo.
- Trabajos de mantenimiento.

No se pueden dar reglas fijas sobre la iluminación de una subestación, porque la intensidad y distribución de los puntos de luz dependen de una serie de circunstancias, como pueden ser los reglamentos de las autoridades de trabajo, las políticas sobre el ahorro de energía, las reglas de las empresas eléctricas en lo referente a que en las subestaciones no se deba efectuar mantenimiento nocturno, etc. Es el proyectista quien debe resolver esta cuestión y señalar la solución más conveniente en cada caso.

Una cuestión importante en las subestaciones es el llamado alumbrado de emergencia. Al fallar el servicio todas las áreas quedarían sin luz, precisamente en momentos en que es necesaria la realización de maniobras. Para evitarlo, se debe contar con un pequeño alumbrado de emergencia, alimentado por un circuito de la batería. El circuito de entrada a las lámparas de emergencia está provisto de un relevador que, al fallar la alimentación de alterna, cierra automáticamente la alimentación de directa, regresando al circuito de alterna tan pronto se restablece el servicio normal. Este tipo de alumbrado se debe instalar en escaleras, pasillos de acceso y en áreas donde el personal pueda llegar a tener contacto accidental con partes energizadas.

Los reglamentos disponen que la iluminación de subestaciones debe estar comprendida entre 30 y 70 luxes, aumentándose en las salas de tableros hasta valores de 150 luxes.

En general, en una subestación, dependiendo del área de trabajo, se deben tener los siguientes niveles de iluminación:

- 22 Luxes para zonas de transformadores y de alta y baja tensión
- 54 luxes para superficies verticales

La protección en subestaciones

Se pueden considerar dos tipos de iluminación. La horizontal y la vertical.

Iluminación horizontal. Esta iluminación debe abarcar toda la subestación a nivel del suelo, para asegurar el tránsito del personal sin peligro. Los peligros potenciales como conductores caídos y objetos que yazcan en el suelo, deben ser visibles.

Para este tipo de iluminación se utilizan luminarias instaladas en el perímetro de la subestación, montadas sobre postes de 6 a 9 metros de altura, complementando la iluminación mediante otras luminarias instaladas en la estructura de la subestación, o en postes y estructuras instaladas en el centro del área por iluminar, de tal manera que se eliminen al máximo las sombras causadas por el equipo eléctrico.

Las luminarias deben colocarse alejadas de las partes energizadas, de modo que se puedan sustituir las lámparas defectuosas, sin riesgo para el personal de mantenimiento.

Iluminación vertical. Esta iluminación debe abarcar las superficies verticales del equipo, localizadas generalmente arriba del nivel del ojo, de tal manera que se tenga una iluminación adecuada a ese plano de trabajo, que es donde se encuentran la mayoría de las tareas visuales.

Para este tipo de iluminación se acostumbra utilizar luminarias de haz dirigido, que ofrezcan un nivel máximo de iluminación sobre la superficie de que se trate, a la vez que reduzcan el deslumbramiento directo.

Para el caso de las subestaciones telecontroladas, sin operador, cuyo equipo requiere en ocasiones la necesidad de ser inspeccionado, puede proporcionarse solamente una iluminación general, de tipo horizontal, por medio de luminarias permanentes, y el grupo visitante deberá contar con equipo de iluminación portátil, para alumbrar adecuadamente las áreas de trabajo.

Control de alumbrado. El control de alumbrado puede ser manual o automático. Si la subestación tiene operador, el control del alumbrado se efectúa desde un tablero donde se localizan todos los apagadores. Si la subestación es de control automático o semiautomático, el control del alumbrado en algunas zonas como las bardas, se puede efectuar en forma automática, por medio de celdas fotoeléctricas.

Tipos de alumbrado. En una subestación, dependiendo de su magnitud, se puede utilizar, desde un simple sistema de alumbrado, hasta varios sistemas y desde simples luminarias de focos incandescentes y fluorescentes, hasta luminarias de alta intensidad de descarga.

En las instalaciones que ocupan grandes superficies de terreno se recomienda utilizar vapor de sodio para la iluminación del equipo exterior y lámparas fluorescentes para el alumbrado interior de los edificios de tableros.

La protección en subestaciones

En una subestación es normal utilizar tres tipos de alumbrados:

- Alumbrado general.
- Alumbrado de bardas.
- Alumbrado interior del edificio de tableros.

3.6.2.3 Sistemas contra incendio:

En una subestación existen varios puntos en 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 cual se hace necesario contar con protecciones contra incendio, localizadas en diversas zonas clave de la subestación.

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

- Separación adecuada entre transformadores.
- Muros separadores, no combustibles, entre transformadores.
- Fosas.
- Sistemas fijos, a base de polvo químico seco.
- Sistemas fijos, a base de halón.
- Sistemas fijos, a base de dióxido de carbono.
- Sistemas fijos, a base de agua pulverizada.

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

- Área de la subestación, menos la zona de los transformadores.
- Área de los bancos de transformadores.

En el primer caso, se utiliza una serie de extinguidores portátiles, cargados con dióxido de carbono a presión, que se reparten y fijan sobre diversas columnas 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 en cuestión.

En el segundo caso al presentarse un cortocircuito, la energía desarrollada por éste, gasifica el aceite interno produciendo una onda de presión, o bien, un arco que por sí mismo puede reventar el tanque, originando un chorro de aceite en combustión. A continuación del chorro de aceite, se produce el vaciado de todo el aceite en proceso de combustión.

La protección en subestaciones

Para reducir al máximo los efectos anteriores, primero se considera que la duración del cortocircuito es muy breve, por la rapidez con que actúa la protección eléctrica del sistema, y segundo, una vez que cesa el proceso de arqueo, continúa ardiendo el aceite, tanto el que sigue escurriendo como el que ya está depositado en el suelo. Para eliminar este incendio, se puede utilizar cualquiera de los métodos señalados anteriormente.

Separación adecuada entre transformadores. Se considera que una separación entre transformadores de 8 metros como mínimo, es suficiente para evitar la propagación del fuego a los demás aparatos. Esta distancia debe crecer a medida que aumente la capacidad de los transformadores.

Muros separadores, no combustibles, entre transformadores. Este sistema de protección consiste en la instalación de muros de material no combustible entre los transformadores, con el fin de proteger del incendio a otras unidades adyacentes al transformador que se esté quemando.

Los muros deben tener una altura que sobrepase en 1.5 metros a la altura de la tapa del transformador. La longitud horizontal debe sobresalir unos 60 centímetros de la longitud horizontal del transformador, incluyendo los radiadores.

Fosas. Otro método es la construcción de una fosa debajo de cada transformador, de un volumen igual al del aceite encerrado en el tanque. El fondo de la fosa debe estar en contacto directo con la tierra, para que el agua de la lluvia sea absorbida por ésta, mientras que el aceite no. La fosa se llena de piedras que tienen la función de enfriar el aceite incendiado y ahogar la combustión, apagando el incendio. Dicha fosa no debe tener drenaje para evitar contaminar con aceite la red de drenaje. En caso de llenarse de aceite la fosa, y una vez apagado el incendio, se extrae con una bomba. Este es un sistema contra incendio muy utilizado en Europa, por lo económico.

Sistemas fijos, a base de polvo químico seco. Este sistema consiste en un recipiente que almacena polvo, una red de tuberías provistas de toberas a través de las cuales se descarga el polvo, impulsado por la presión de un gas inerte, sobre la zona que se trata de proteger.

El polvo es un compuesto de partículas formadas por una combinación de bicarbonato de sodio, de potasio y de fosfato de amonio, mezclados con un material especial que evita la formación de grumos.

Este sistema no debe utilizarse en aquellas partes de un equipo eléctrico que sean delicadas, ya que los residuos del polvo pueden afectarla.

Además de los sistemas fijos que se están mencionando, conviene instalar un sistema portátil formado por un carro, sobre el cual se monta un extinguidor de polvo químico con 68 kilogramos de capacidad, y que se utiliza para combatir fuegos menores fuera del alcance del sistema fijo. Conviene instalar un carro por cada dos transformadores.

Sistemas fijos, a base de halón. Consiste en un recipiente que contiene el agente extinguidor, halón presurizado con nitrógeno. La expulsión del halón se efectúa por medio de las toberas de descarga, localizadas sobre la zona de riesgo.

El halón es un hidrocarburo halogenado, con una densidad de unas 5 veces mayor que la del aire, es incoloro, inodoro, inhibe la combustión, no es conductor eléctrico, no es tóxico y no deja residuos sobre las superficies que actúa. Su poder de extinción es de unas tres veces mayor que el del dióxido de carbono y puede ser utilizado en áreas cerradas, siempre que la concentración no exceda de un 10%.

Sistemas fijos, a base de dióxido de carbono. Las instalaciones fijas de dióxido de carbono consisten en un tanque de almacenamiento y en una red de tuberías rematadas en una serie de toberas, dirigidas hacia los aparatos que se trata de proteger.

El dióxido de carbono es un gas incoloro, inodoro e inerte con densidad 50% mayor que la del aire. No conduce la electricidad. Al pasar de líquido a gas se expande 450 veces, enfriando y sofocando el incendio. No deja residuos en las superficies. El mismo gas produce la presión de descarga en las toberas. No se debe usar en áreas cerradas donde exista personal, para evitar el peligro de asfixia.

Sistemas fijos, a base de agua pulverizada. Es el sistema más utilizado para la protección de transformadores. Consiste en una red de tuberías en cuyos extremos se instalan una serie de rociadores, cuya descarga de agua abarca toda la superficie de cada transformador. El agua se suministra por medio de una cisterna y una bomba, o bien, por medio de una instalación hidroneumática.

El agua, como agente de extinción de incendios, se viene usando desde hace mucho tiempo, debido a sus propiedades de enfriamiento y sofocación, dilución y emulsión.

Por lo que respecta al suministro de agua, las opciones más usadas en subestaciones son:

Tanque hidroneumático de operación automática. Este primer caso forma un sistema seguro, simple, y requiere poco mantenimiento, además de no requerir arranques periódicos para tener el sistema a punto de operación.

Cisterna y unidad de bombeo con motor diesel de operación automática. Este segundo caso requiere tener buena vigilancia en la existencia de combustible del motor diesel y la carga de los acumuladores, y hacer pruebas frecuentes para asegurar la disponibilidad del equipo en los casos de emergencia. Además, se requiere una reserva de agua mucho mayor que se almacena en un tanque abierto o cisterna.

3.6.2.4 Aire acondicionado:

En las subestaciones es muy raro que se utilice un sistema de aire acondicionado. Sólo en casos muy especiales se puede llegar a solicitar su adquisición.

El aire acondicionado puede ser necesario en subestaciones instaladas en zonas desérticas o en las costas tropicales, para que los operadores trabajen en condiciones adecuadas. También se instala en lugares donde haya alta contaminación de polvo o gases,

La protección en subestaciones

así como en lugares donde se encuentre equipo de computación y se requiera una temperatura y humedad adecuadas.

3.6.2.5 Lavado automático de aisladores para ambientes contaminados:

² Las subestaciones de extra alto voltaje (EHV) se encuentran muchas veces ya sea en la costa o en zonas industriales, en estos ambientes hay mucha sal así como otros materiales solubles que pueden depositarse en los aisladores. Cuando esta capa se humedece, se forma una capa conductora que puede provocar un arqueo y en consecuencia perturbar nuestro sistema. Por lo general, el material se deposita cuando hay clima seco, y basta con una pequeña llovizna o niebla para humedecer lo suficiente la capa antes mencionada y en consecuencia sufrir una falla.

Como ejemplo, las subestaciones de Heysham y Grain en Inglaterra (Son subestaciones de 400), tienen mas de 1000 aisladores que necesitan ser lavados en promedio una vez por semana. Considerando una vida promedio de 20 años, se necesitaran 10^6 lavados. Para remover la capa acumulada en los aisladores a mano, se necesitaría emplear una fuerza de trabajo considerable durante varias horas o días dependiendo del grado de contaminación de la misma. Esto se pudo evitar empleando sistemas automáticos que los lavan cuando es necesario manteniendolos en buen estado. Los sistemas se pueden utilizar en subestaciones de distintos voltajes.

Es posible emplear un sistema que pueda limpiar los aisladores en cuestión de minutos pero económicamente no es factible y es por esto que se considera prudente utilizar un sistema capaz de realizar el lavado en 1.5 horas.

Es importante tomar en cuenta que este sistema puede remover material soluble y polvo, pero no material acumulado que ya se ha adherido y se encuentra rígidamente unido al aislador. El lavado no es 100% eficaz, pero los residuos que quedan bien pueden removerse en la siguiente lavada.

Las tormentas en el mar así como su fuerza son impredecibles, es por esto que los sistemas para el lavado de los aisladores son automáticos pudiendo éstos iniciar su operación cuando se considera necesaria.

Partes que componen el sistema. El agua de lavado se almacena en tanques y esta se bombea a través del alimentador principal que posee una serie de ramificaciones las cuales poseen válvulas controladas a distancia y terminan los aspersores los cuales dirigen el chorro de agua a diferentes grupos de aisladores.

El chorro de agua se dirige hacia la base del aislador. Después de chocar el chorro de agua con la base del aislador limpiandola, escurre hacia abajo limpiando la parte superior del aislador que se encuentra debajo de éste.

El diseño varia para cada subestación y se debe tomar en cuenta el voltaje que maneja, el contaminante que se presenta en mayor cantidad, el tipo de aislador, grado de contaminación, etc.

Todos los aisladores no se lavan al mismo tiempo, sino que el lavado se realiza por grupos de aisladores economizando al reducir el tamaño de la tubería y de la bomba.

La protección en subestaciones

Como ejemplo presento a continuación la planta de lavado de una subestación de 400 KV.

Capacidad del tanque de almacenamiento del agua	150,000 litros
Capacidad de la bomba en litros por segundo	60 lt/seg
Presión del agua	12.5 bar
Presión de lavado del aislador	9 bar
Flujo promedio por aislador	5 a 6 lt/seg
Flujo promedio por cada grupo de 9 aisladores	50 lt/seg
Diámetro de las ramas	50 a 100 mm
Diámetro de las válvulas	75 a 100 mm
Diámetro del alimentador principal	150 mm
Conductividad del agua para lavado	50 μ s/cm max.

Las operaciones de lavado se controlan automáticamente y pueden iniciar su ciclo ya sea mediante un detector de nivel de contaminación, o cuando las condiciones lo permiten. Se pueden realizar lavados secuenciales para lo cual es necesario determinar mediante un estudio cada cuanto necesitan lavarse los aisladores y en base a esto se programa para que lo haga cada determinado tiempo.

La posición de las válvulas se monitorea y si se detecta que más de una de las válvulas se encuentra abierta, se interrumpe el ciclo, ya que al disminuir la presión se corre el riesgo de que ocurra un arqueo.

Arreglo típico de los aspersores:

Voltaje KV	Presión bar	Aspersores Número de	Flujo/aspersor lt/s
400	9.0	6	0.8
275	8.0	4	0.7
132	5.5	4	0.45
33	4.0	2	0.06

El agua almacenada se debe mantener a una temperatura adecuada. Para evitar que el agua se congele, se usan calentadores sumergibles. Cuando la temperatura ambiente es menor a los 5°C se drena el agua de la tubería y cuando la temperatura es menor a los -5°C se suspende el lavado de los aisladores.

Selección de los aisladores. Los aisladores se seleccionan mediante pruebas de laboratorio que evalúan su desempeño al lavarlos con un sistema como el antes mencionado. Un diseño aerodinámico puede contribuir al no acumular tantos contaminantes.

El viento y el rocío. La eficiencia del lavado se reduce cuando aumenta la velocidad del viento. Inicialmente el lavado se suspendía cuando esta velocidad era superior a los 12 m/s,

La protección en subestaciones

Como ejemplo presento a continuación la planta de lavado de una subestación de 400 KV.

Capacidad del tanque de almacenamiento del agua	150,000 litros
Capacidad de la bomba en litros por segundo	60 lt/seg
Presión del agua	12.5 bar
Presión de lavado del aislador	9 bar
Flujo promedio por aislador	5 a 6 lt/seg
Flujo promedio por cada grupo de 9 aisladores	50 lt/seg
Diámetro de las ramas	50 a 100 mm
Diámetro de las válvulas	75 a 100 mm
Diámetro del alimentador principal	150 mm
Conductividad del agua para lavado	50 μ s/cm max.

Las operaciones de lavado se controlan automáticamente y pueden iniciar su ciclo ya sea mediante un detector de nivel de contaminación, o cuando las condiciones lo permiten. Se pueden realizar lavados secuenciales para lo cual es necesario determinar mediante un estudio cada cuanto necesitan lavarse los aisladores y en base a esto se programa para que lo haga cada determinado tiempo.

La posición de las válvulas se monitorea y si se detecta que más de una de las válvulas se encuentra abierta, se interrumpe el ciclo, ya que al disminuir la presión se corre el riesgo de que ocurra un arco.

Arreglo típico de los aspersores:

Voltaje KV	Presión bar	Aspersores Número de	Flujo/aspersor lt/s
400	9.0	6	0.8
275	8.0	4	0.7
132	5.5	4	0.45
33	4.0	2	0.06

El agua almacenada se debe mantener a una temperatura adecuada. Para evitar que el agua se congele, se usan calentadores sumergibles. Cuando la temperatura ambiente es menor a los 5°C se drena el agua de la tubería y cuando la temperatura es menor a los -5°C se suspende el lavado de los aisladores.

Selección de los aisladores. Los aisladores se seleccionan mediante pruebas de laboratorio que evalúan su desempeño al lavarlos con un sistema como el antes mencionado. Un diseño aerodinámico puede contribuir al no acumular tantos contaminantes.

El viento y el rocío. La eficiencia del lavado se reduce cuando aumenta la velocidad del viento. Inicialmente el lavado se suspendía cuando esta velocidad era superior a los 12 m/s,

La protección en subestaciones

sin embargo se determinó que era mejor una lavado parcial que no lavar los aisladores en lo absoluto.

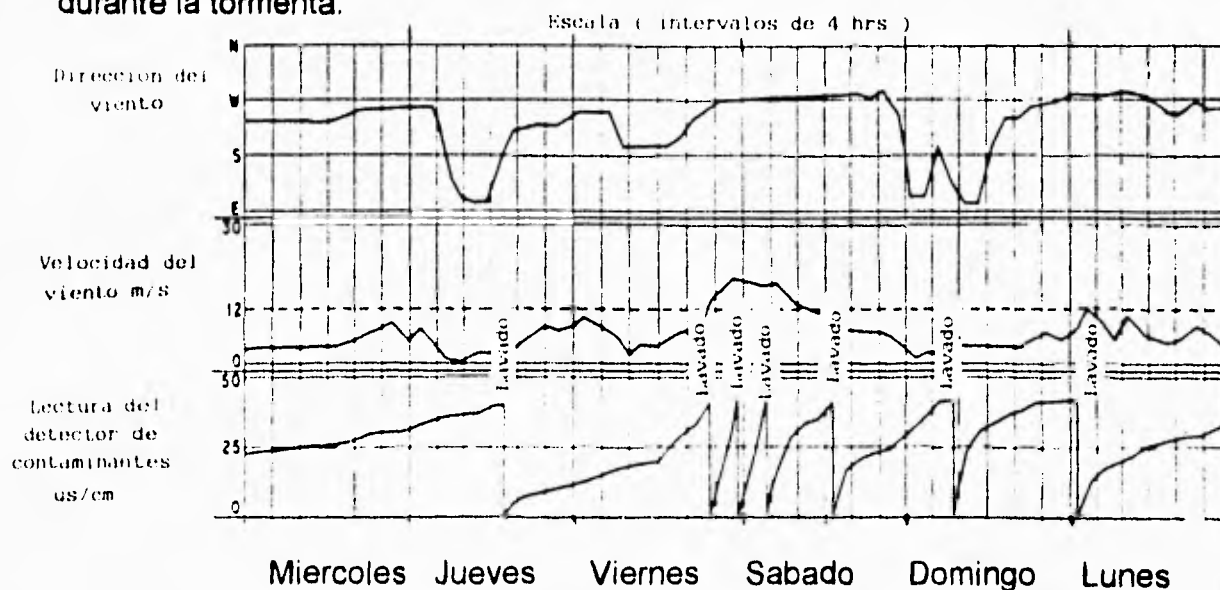
El riesgo de un arqueo aumenta cuando un aislador contaminado se humedece por el rocío de un aislador que se encuentra cerca y esta siendo lavado. Es por esto que los sistemas de control se programan para lavar los aisladores en una secuencia determinada, de acuerdo a la dirección del viento. De este modo el rocío llega a aisladores que ya han sido lavados.

Frecuencia de lavado. Un principio básico para el lavado de aisladores con la subestación operando es el prevenir la acumulación de contaminantes de manera que esta se pueda realizar sin riesgo de que se produzca un arqueo, por lo que la frecuencia del lavado depende del grado de contaminación de la zona. Como ya se había mencionado, en lugares donde el grado de contaminación es casi constante como lo son las zonas industriales, se puede establecer intervalos regulares de tiempo para el lavado de los aisladores. En la costa, el nivel de contaminación de los aisladores varía de manera impredecible por lo que es necesario utilizar detectores de contaminación que inicien el lavado cuando se ha llegado a un grado de contaminación predeterminado.

Ejemplo:

En Enero 2 y 3 de 1976 una tormenta azotó las costas de Inglaterra provocando que el detector mandara la señal para 4 lavados en un periodo de 20 horas. El punto crítico de la tormenta fue el viernes por la noche, y de no ser por el sistema de lavado, se habría necesitado suspender el servicio para lavar a mano los aisladores.

La siguiente figura muestra la velocidad del viento, dirección y conductividad del agua durante la tormenta.



Frecuencia de lavado en HINKLE POINT (S. E. 400 KV)

La protección en subestaciones

Los sistemas automáticos para lavado de aisladores en subestaciones han provado ser efectivos y confiables para combatir la contaminación particularmente en zonas industriales y cerca de las costas. Un diseño adecuado del sistema puede hacerla una medida económica y costeable.

La protección en subestaciones

Referencias

- ¹ Diseño de subestaciones eléctricas
José Raúl Martín
Mc Graw Hill
- ² An automatic insulator washing system to prevent insulator flashover due to pollution
R.J. Cakebread, H.J. Brown and R.B. Dawkins
Central Electricity Generating Board, Transmission Development and Construction Division, Guilford, U.K.
- ³ Manual de diseño de subestaciones
Compañía de Luz y Fuerza del Centro
Gerencia de planeación e Ingeniería
Editado por: Relaciones Industriales

La protección en subestaciones

Referencias

- ¹ Diseño de subestaciones eléctricas
José Raúl Martín
Mc Graw Hill
- ² An automatic insulator washing system to prevent insulator flashover due to pollution
R.J. Cakebread, H.J. Brown and R.B. Dawkins
Central Electricity Generating Board, Transmission Development and Construction Division, Guilford, U.K.
- ³ Manual de diseño de subestaciones
Compañía de Luz y Fuerza del Centro
Gerencia de planeación e Ingeniería
Editado por: Relaciones Industriales

14.1 Disposiciones constructivas:

En los capítulos anteriores, se analizaron los distintos diagramas de conexiones utilizados en las subestaciones y se definieron los criterios para elegir los diagramas más adecuados.

En este capítulo se estudiará la forma de realizar los diagramas de conexiones adoptados, respetando las condiciones de seguridad de operación y de mantenimiento y tratando de obtener el costo más bajo posible.

Las características generales que deben satisfacer todas las disposiciones constructivas para realizar un diagrama de conexiones determinado, dependen de los siguientes factores:

- Diagrama de conexiones adoptado
- Tensión nominal de la instalación
- Intensidad de corriente máxima que puede circular por las distintas partes conductoras de la instalación, bajo las condiciones de operación más desfavorables y corriente máxima de corto circuito.

Características relacionadas con el diagrama de conexiones. El diagrama de conexiones que se adopte determina en gran parte el costo de la instalación, tanto por la cantidad de equipo eléctrico necesario, como por la superficie necesaria para la subestación.

Para realizar un diagrama de conexiones determinado, se pueden adoptar varias disposiciones constructivas, que tendrán diferentes ventajas e inconvenientes tomando en cuenta la superficie ocupada, estructuras de soporte necesarias, cantidad de aisladores requeridos, tipo y longitud de barras colectoras, etcetera; todos estos factores tendrán una repercusión en el costo de la subestación.

Características relacionadas con la tensión de operación. Una vez fijada la tensión de operación de una subestación, es necesario definir el nivel de aislamiento de las instalaciones y en subestaciones de extra alta tensión, adoptar las disposiciones necesarias para evitar que se produzca efecto corona en las barras colectoras, en los conectores y grapas y en general en cualquier punto de la instalación.

La elección del nivel de aislamiento determina las características de aislamiento de los aparatos, las distancias entre fases y de fase a tierra, y tiene por lo tanto una repercusión importante en el costo de la subestación.

Cuando la subestación se instala en un lugar muy alto, la rigidez dieléctrica del aire disminuye, de modo que el nivel de aislamiento así como el efecto corona deben ser tratados de manera especial.

14.2 Diagramas unifilares:

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica es el resultado de conectar en forma simbólica y a través de un solo hilo todo el equipo mayor que forma parte de la instalación, considerando la secuencia de operación de cada uno de los circuitos. El diseño de una

instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, que resulta del estudio de las necesidades de carga de la zona en el presente y con proyección a un futuro de mediano plazo.

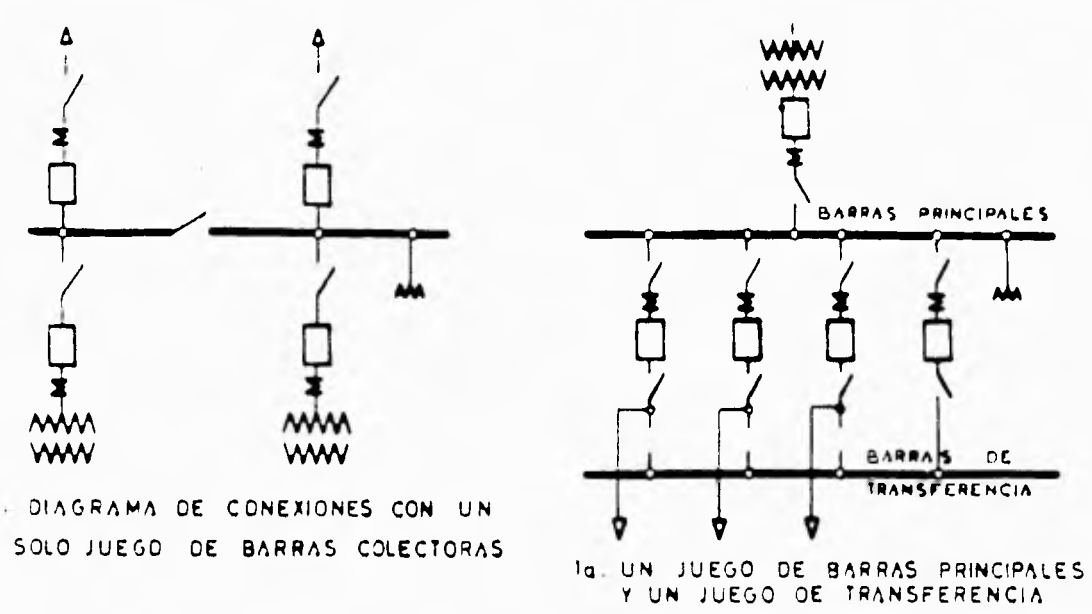
4.2.1 Diagramas de conexiones y criterios de comparación:

La elección del diagrama de conexiones de una subestación depende de las características específicas de cada sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

Protección de barras colectoras. La protección de las barras colectoras y su posible desconexión, ya sea por operación de la protección diferencial de barras para librar una falla o por una operación intempestiva de esta protección, plantea un problema más grave para el sistema. Es precisamente este problema el que condiciona la selección del diagrama a utilizar en la subestación.

4.2.1.1 Primer caso (un solo juego de barras colectoras):

Con este arreglo, una operación de la protección diferencial de barras desconecta todas las líneas y todos los transformadores conectados a esas barras; la falla se libra en un tiempo suficientemente corto para evitar la inestabilidad de los generadores, pero las repercusiones sobre el sistema son de tal magnitud, que pueden causar un colapso total del sistema.



4.2.1.2 Segundo caso (doble juego de barras colectoras):

Consideremos el caso de la S.E. Los Remedios. La mitad de los circuitos de 230 KV que entran a la subestación y la mitad de los transformadores de 230/85 KV se conectan a un juego de barras y la otra mitad al otro juego de barras, operando normalmente con el interruptor de amarre cerrado. Una falla en las barras de 230 podrá librarse desconectando únicamente la mitad de los circuitos de 230 y la mitad de los transformadores de 230/85 . Dado que cada circuito tiene capacidad para llevar la carga de los dos circuitos, la pérdida de uno de los dos juegos de barras colectoras no causará la desconexión por sobrecarga de los circuitos conectados al otro juego de barras. Con respecto a los transformadores, la situación es más crítica y pueden sufrir una sobrecarga excesiva, sin embargo dada la inercia térmica de los transformadores, esta sobrecarga puede tolerarse durante un tiempo corto, suficiente para que el operador tome las medidas necesarias. Este arreglo de doble juego de barras colectoras interconectadas por un interruptor de amarre, se conoce también como arreglo de bus partido.

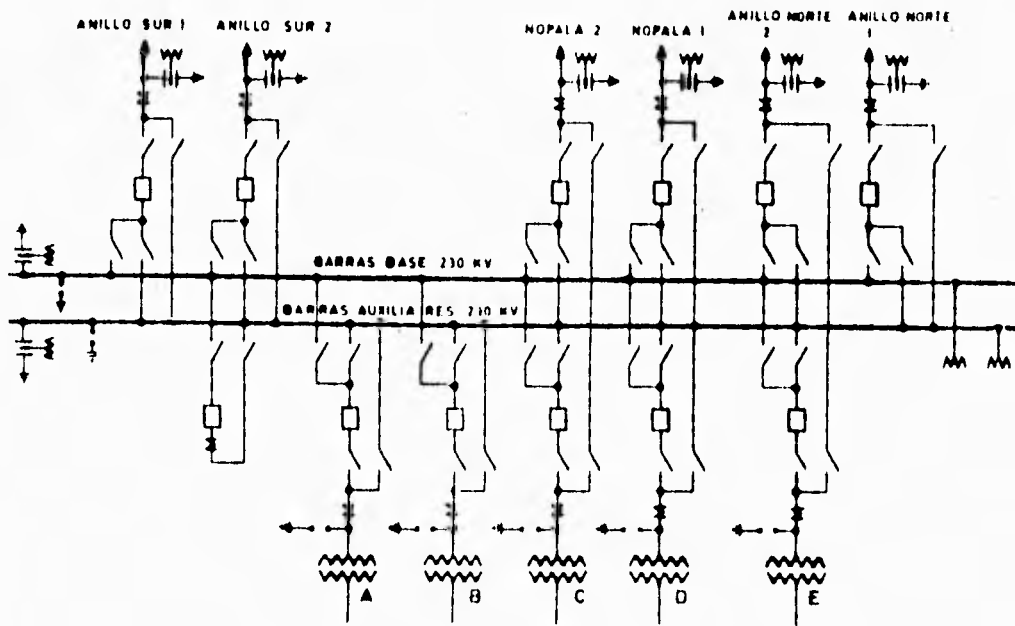


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LA SECCION DE 230 KV DE LA S E LOS REMEDIOS (SITUACION ACTUAL)

4.2.1.3 Tercer caso (interruptor y medio):

En operación normal todos los interruptores están cerrados. Cada juego de barras colectoras tiene su propia protección diferencial; en caso de una falla en las barras, se desconecta el equipo afectado, abriendo los interruptores correspondientes, sin desconectar ninguna línea , ni ningún transformador. Las ventajas de este arreglo son evidentes, especialmente en subestaciones de interconexión.

Para el arreglo de interruptor y medio se muestran una variante que se adoptó para la subestación de 230 Valle de México, debido a que en esta subestación la llegada de todas las líneas tuvo que hacerse por un solo lado.

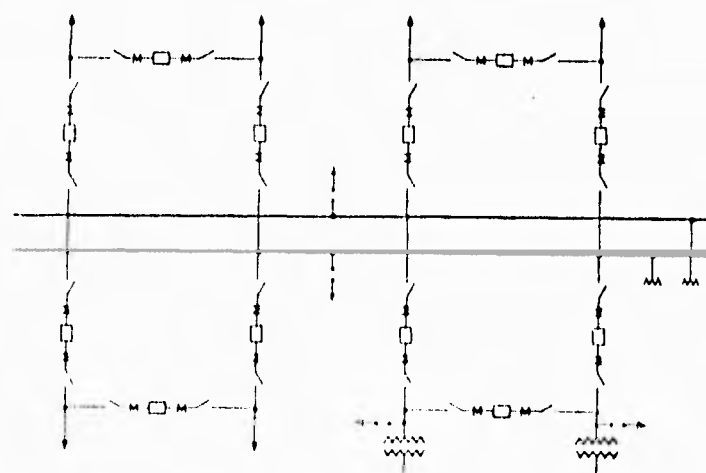
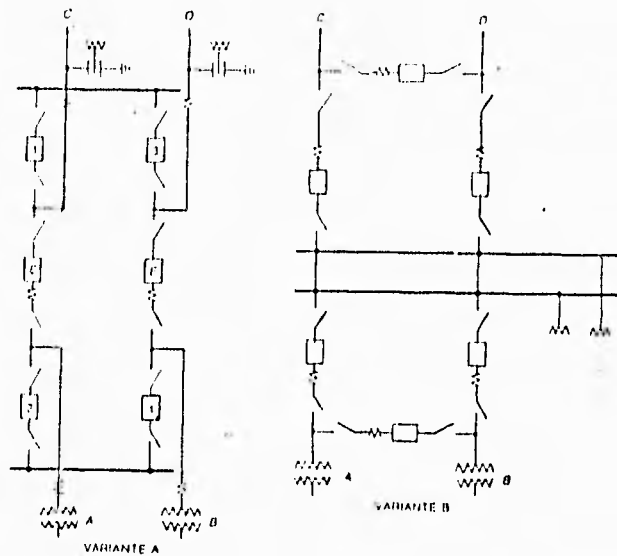


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LA SECCION DE 230 KV DE LA S.E. CERRO GORDO

4.2.2 Criterios para la selección del diagrama unifilar:

Los criterios que pueden utilizarse para hacer la selección del diagrama unifilar más adecuado, son los siguientes:

- Continuidad del servicio
- Flexibilidad de operación
- Facilidad para dar mantenimiento al equipo
- Cantidad de equipo eléctrico necesario

Continuidad del servicio. La continuidad en el servicio es indispensable, es por esto que las subestaciones deben ser capaces de responder ante una falla. En caso de presentarse una falla trifásica, esta debe ser desconectada en menos de 15 ciclos para evitar que se produzca un fenómeno de inestabilidad entre los generadores del sistema y en consecuencia, una interrupción total. Por otra parte es importante que la desconexión de la sección del sistema afectada por la falla no provoque la desconexión por sobrecarga de otras secciones desencadenándose un proceso en cascada que provoque la interrupción total del sistema. Para esto es necesario contar con un sistema de protección rápido, selectivo y confiable, formado por una protección primaria y una protección de respaldo.

Algunas de las medidas adoptadas en México para sistemas de 230 por la Compañía de Luz y Fuerza del Centro son por ejemplo, la protección primaria de líneas mediante la protección de onda portadora de comparación de fases o la protección de hilo piloto esto dependiendo de la longitud de la líneas; para los transformadores se utiliza por ejemplo la protección diferencial y un relevador de acumulación de gas.

Para que la desconexión de un elemento de la red no provoque la desconexión de otros por sobrecarga, todas las líneas son de doble circuito trifásico y operan normalmente en paralelo; cada circuito tiene capacidad para llevar en condiciones de emergencia, la carga de los dos circuitos. En las subestaciones, la capacidad instalada en transformadores es suficiente para permitir que se desconecte un transformador trifásico sin que los otros transformadores se sobrecarguen más allá de los límites permitidos. En el caso de bancos formados por tres transformadores monofásicos, se dispone de un cuarto transformador de reserva, que puede substituir a cualquiera de los tres transformadores del banco en caso de falla de uno de éstos.

Flexibilidad de operación y facilidad para dar mantenimiento al equipo. Si comparamos el arreglo de un solo juego de barras colectoras con el de dos juegos de barras colectoras, uno principal y otro auxiliar, podemos apreciar que el segundo arreglo tiene por objeto permitir substituir cualquiera de los interruptores por el interruptor comodín. Esto permite dar mantenimiento o reparar cualquier interruptor sin desconectar ninguna línea o transformador.

Introducción al diseño

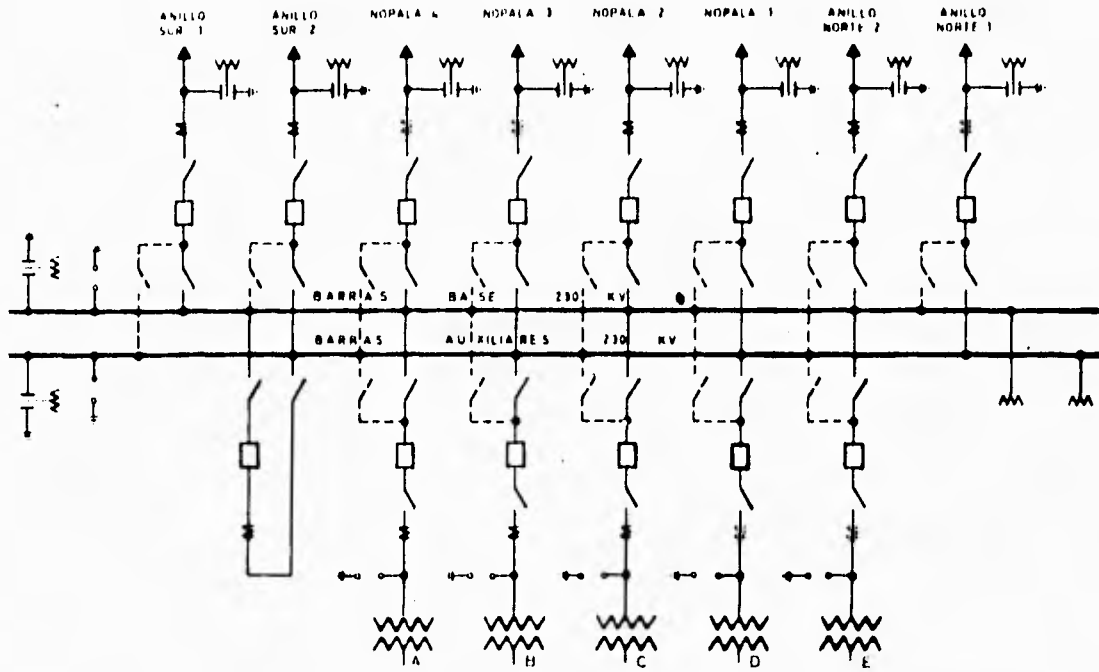


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LA SECCION DE 230 KV DE LA S E LOS REMEDIOS (SITUACION FUTURA)

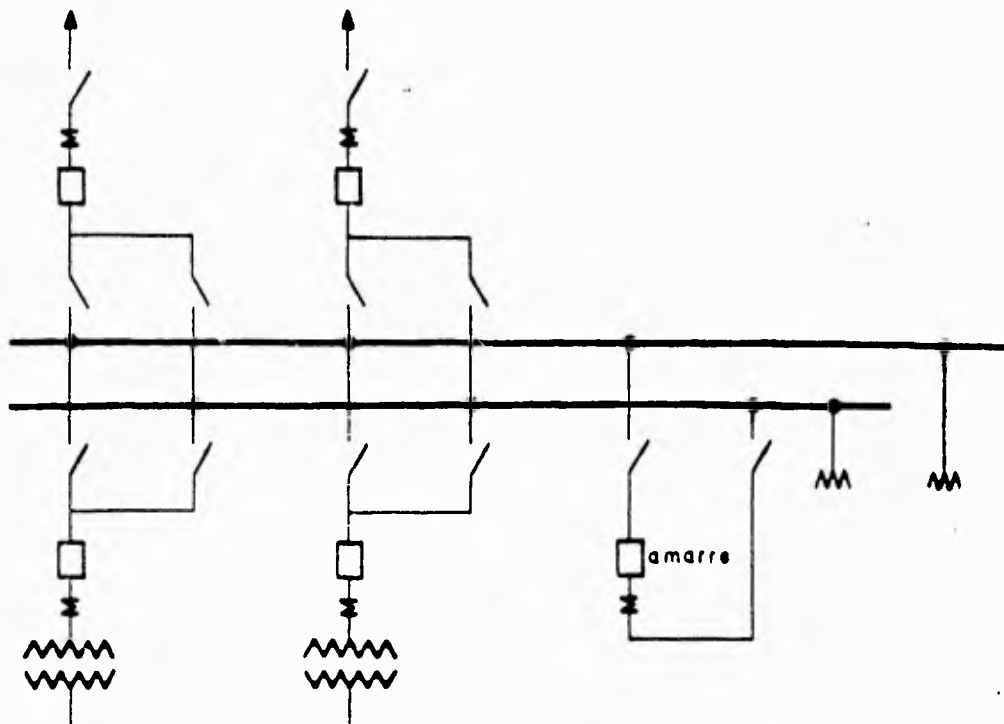


DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS

Introducción al diseño

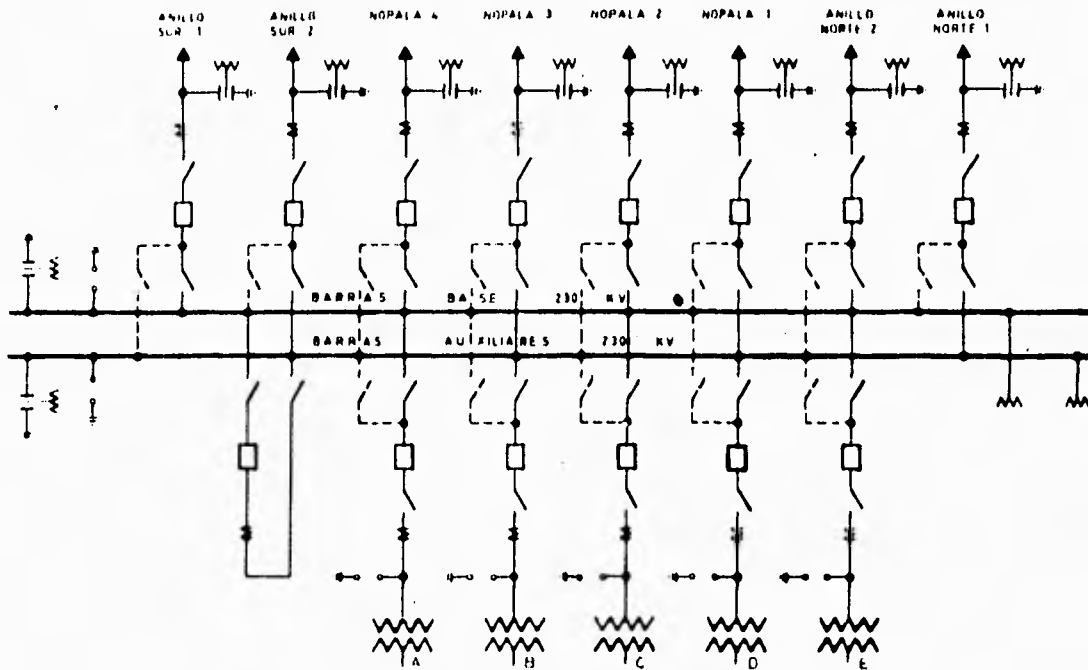


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LA SECCION DE 230 KV DE LA S E LOS REMEDIOS (SITUACION FUTURA)

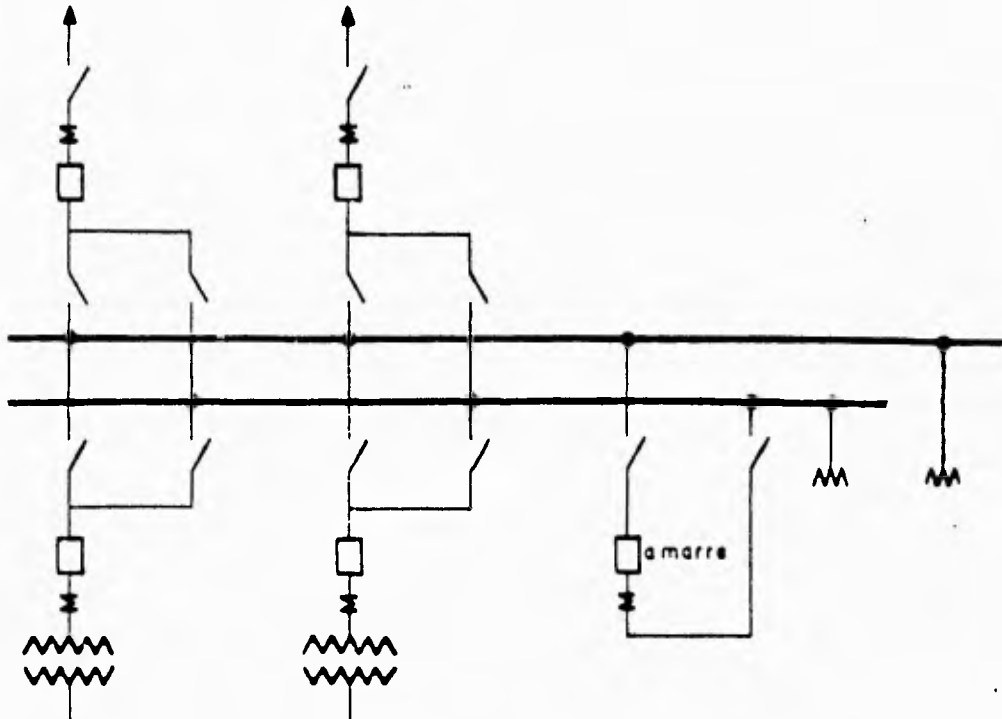
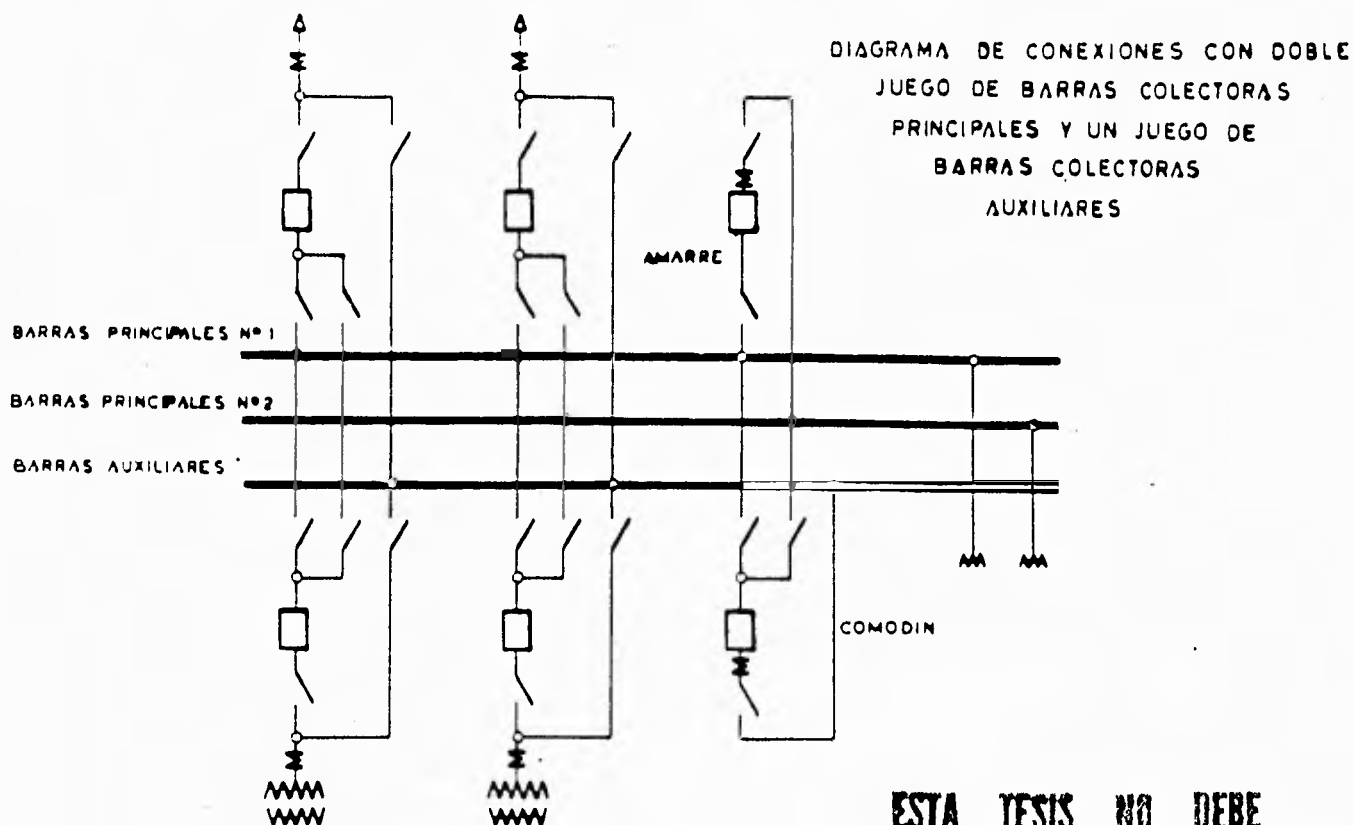
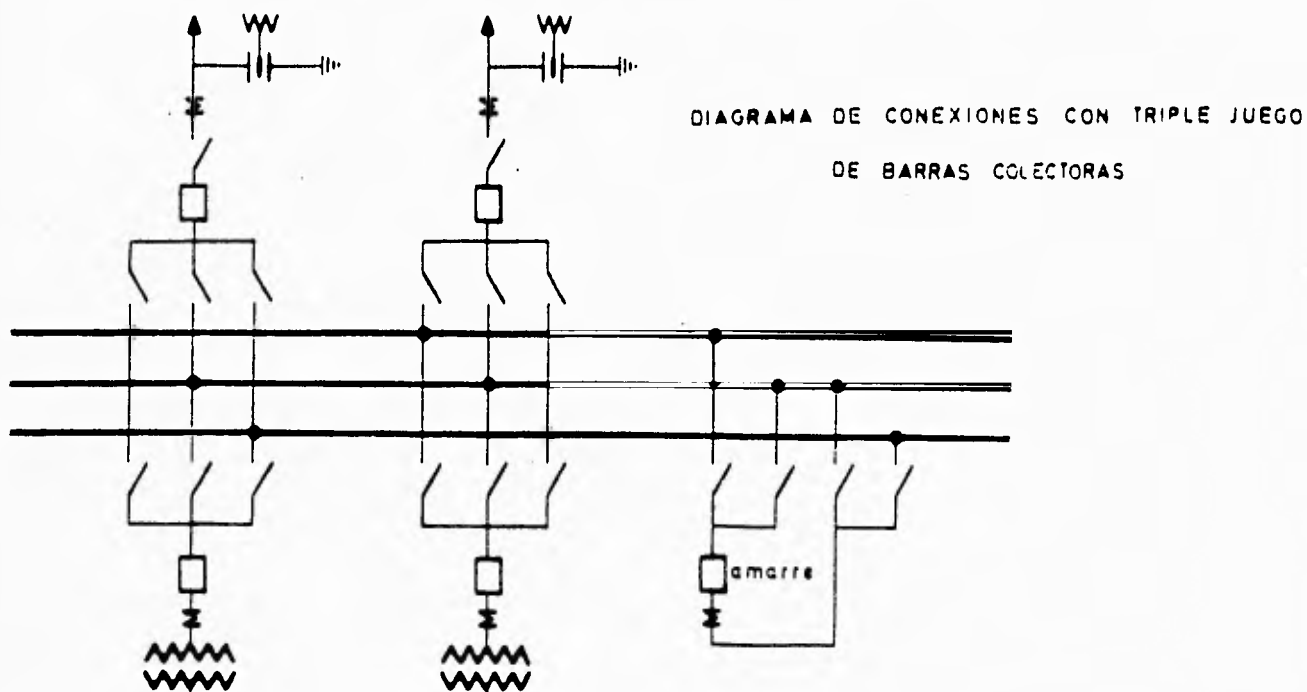


DIAGRAMA DE CONEXIONES CON DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS

Introducción al diseño

El arreglo con tres juegos de barras auxiliares es decir, dos principales y uno auxiliar permite además de substituir cualquier interruptor por el comodín, tener las líneas y los transformadores repartidos entre los dos juegos de barras colectoras principales, y si protegemos cada uno de estos juegos con una protección diferencial independiente, podemos evitar que en caso de una falla en las barras se desconecte toda la subestación.



ESTA TESIS NO DEBE SALIR DE LA BIBLIOTECA

Introducción al diseño

Cantidad de equipo eléctrico necesario. A continuación se presenta la comparación entre los siguientes arreglos:

- a) Un solo juego de barras colectoras
- b) Doble juego de barras colectoras
- c) Doble juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares
- d) Interruptor y medio

La comparación de la primera tabla se hace para una subestación de 230 con dos circuitos de 230 y dos transformadores trifásicos e incluye interruptores, cuchillas desconectadoras y transformadores de corriente y de potencial.

En la segunda tabla se compara una subestación de 230 con cuatro circuitos y cuatro transformadores.

En las comparaciones se ha considerado la cantidad mínima indispensable de transformadores de corriente de doble secundario; si se desea tener un traslape completo de las zonas de protección, independizar la alimentación de la protección primaria de la de respaldo, o duplicar algunas protecciones, el número de transformadores de corriente aumentará. Se ha supuesto también que se usa un juego de tres transformadores de potencial de tres secundarios conectado a cada juego de barras colectoras.

Comparación entre cuatro diagramas de conexiones para una subestación de 230 kV, con dos circuitos de 230 kV y dos transformadores de 230/85 kV

	CANTIDAD DE EQUIPO NECESARIO DE 230 kV				COSTO DEL EQUIPO (DÓLARES (USA))	COSTO %
	INTERRUPTORES	CUCHILLAS DESC.	JUEGOS DE T.C.	JUEGOS DE T.P.		
a) UN SOLO JUEGO DE BARRAS COLECTORAS	4	8	4	1	80 217.00	100
b) DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS	8	12	8	2	110 940.00	130
c) DOBLE JUEGO DE BARRAS COLECTORAS PRINCIPALES Y UN JUEGO DE BARRAS AUXS	6	22	6	2	151 098.00	188
d) INTERRUPTOR Y MEDIO	6	12	6	2	125 348.00	157
EQUIPO NECESARIO (precios 1987)						
INTERRUPTOR DE 230 kV		\$ 12 000.00				
JUEGO DE CUCHILLAS DE 230 kV		\$ 2 500.00				
JUEGO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE 230 kV		\$ 2 800.00				
JUEGO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 230 kV		\$ 3 240.00				

Como puede verse en las tablas, el costo del equipo de alta tensión para el arreglo con interruptor y medio es inferior al del arreglo de doble juego de barras colectoras principales y un juego de barras auxiliares, además es superior desde el punto de vista de la continuidad de servicio y permite la misma flexibilidad en la revisión de los interruptores.

Con respecto al arreglo de doble juego de barras colectoras, éste resulta más económico que el de interruptor y medio. Sin embargo en caso de una falla en las barras colectoras se desconecta la mitad de las líneas y de los transformadores y para revisar un interruptor es necesario desconectar la línea o el transformador correspondiente.

El arreglo con un solo juego de barras colectoras es el más económico, pero una falla en las barras colectoras desconecta toda la subestación; en consecuencia este arreglo no ofrece la confiabilidad necesaria en una subestación de transmisión o de interconexión dentro de una red de alta tensión. No ofrece tampoco ninguna flexibilidad para la operación de la subestación ni para el mantenimiento del equipo.

4.3 Subestaciones de 230/23 KV:

El análisis anterior se aplica a subestaciones de interconexión de 230 y de transformación de 230/85 .

En el caso de las subestaciones de transformación, que alimenten directamente el sistema de distribución, una desconexión de toda la subestación no afecta al resto de la red, sino únicamente a una porción del sistema de distribución, puede adoptarse, para la sección de 230 , un arreglo más económico.

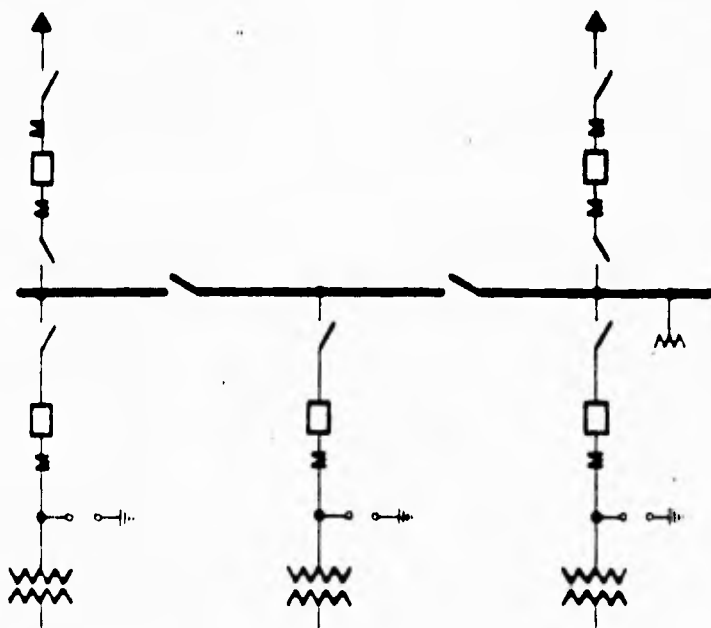


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE LA SECCION DE 230 KV
DE LA SE ECATEPEC (SITUACION FINAL)

Introducción al diseño

En la figura mostrada, se utilizó un solo juego de barras colectoras, protegidas por una protección diferencial de barras. En caso de presentarse una falla, ésta puede librarse rápidamente sin causar inestabilidad al sistema.

Para las subestaciones de distribución de 230/23, la compañía de Luz y Fuerza del Centro ha adoptado un diagrama de conexiones en anillo, para la sección de 23, que proporciona una mayor confiabilidad desde el punto de vista de la continuidad de servicio y una mayor flexibilidad para el mantenimiento que el arreglo de barra sencilla, utilizando la misma cantidad de equipo eléctrico de alta tensión. Además se ahorra la protección diferencial de barras ya que todas las partes de la instalación quedan protegidas por las protecciones de las líneas y de los transformadores debidamente traslapadas. El arreglo en anillo permite, además, convertirlo fácilmente en arreglo de interruptor y medio, en caso de que la subestación se desarrolle en el futuro para desempeñar no solo una función de subestación de distribución, sino también de interconexión. En la siguiente figura, se indican tres etapas de la posible evolución de este tipo de arreglo. Todos los interruptores están normalmente cerrados.

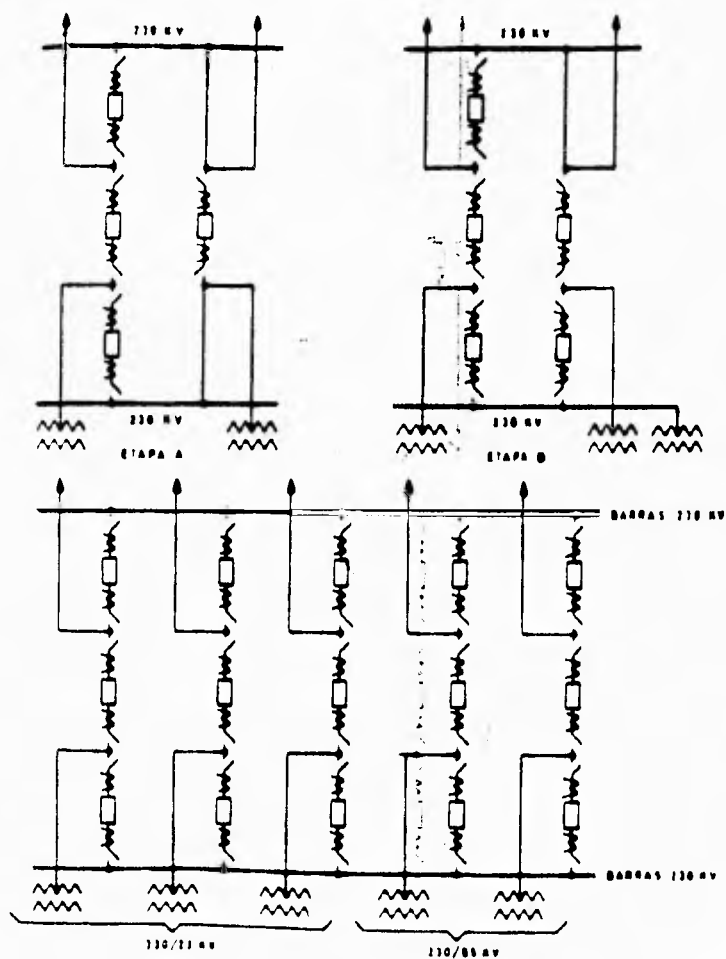


DIAGRAMA DE CONEXIONES EN ANILLO EN LA SECCIÓN DE 230 kV PARA
SUBESTACIONES DE 230/23 kV

Introducción al diseño

Por lo que hace a la sección de 23 se ha adoptado, para este tipo de subestaciones, un arreglo de doble anillo.

En condiciones normales de operación los interruptores de 23 AB1, AB2, BC1, BC2, CA1 Y CA2 están cerrados.

Si falla por ejemplo el transformador "A", la protección automática opera y abre los interruptores correspondientes, que en este caso serán A1, A2, A3 y A4 del lado de 23 y un interruptor o dos (según el arreglo utilizado) del lado de 230 ; posteriormente se cierran los interruptores de enlace AB1, AB2, BC1 y BC2 transfiriéndose automáticamente la carga del transformador "A" a los transformadores contiguos y evitándose así una interrupción del servicio. Es importante considerar que para poder transferir la carga del transformador fallado, es necesario que estos operen normalmente con una carga máxima inferior a su capacidad, de modo que al fallar uno, los otros toman la carga sin sobrecargarse más allá de los límites aceptables; en esta forma se evita el tener un transformador extra de reserva.

Para dar mantenimiento a cualquiera de los interruptores el alimentador respectivo se pasa mediante el interruptor de enlace, al transformador contiguo, lo que permite desconectar el interruptor en cuestión sin causar una interrupción del servicio.

El siguiente diagrama muestra el ejemplo antes mencionado:

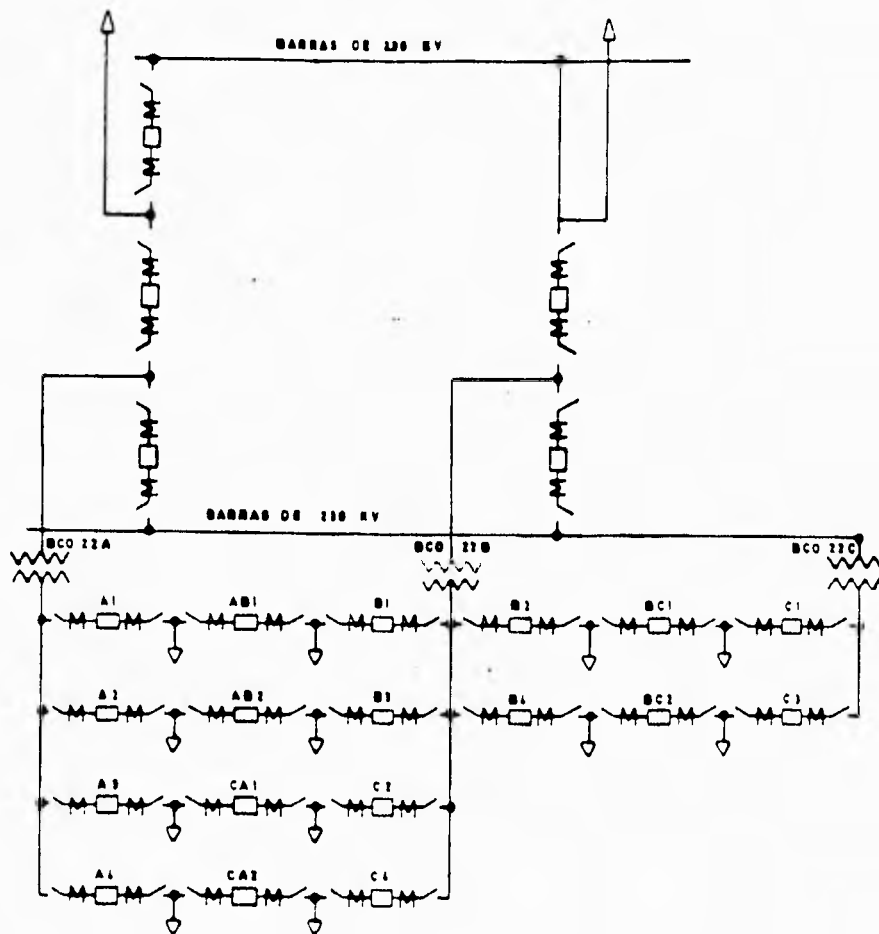


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE DOBLE ANILLO
EN LA SECCIÓN DE 23 KV DE SUBESTACIONES DE 230/23 KV.

4.4 Subestaciones de 85/23 :

Las subestaciones de distribución de 85/23 más antiguas se realizaron con bancos de transformadores monofásicos y con un diagrama de conexiones en la sección de 85 con un juego de barras colectoras principales y un juego de barras colectoras auxiliares con interruptor comodín. Esto se ha ido cambiando por el arreglo de doble juego de barras con interruptor de amarre. La sección de 23 tiene un arreglo con un juego de barras principales y un juego de barras auxiliares con interruptor comodín. Este tipo de arreglo se muestra en la siguiente figura.

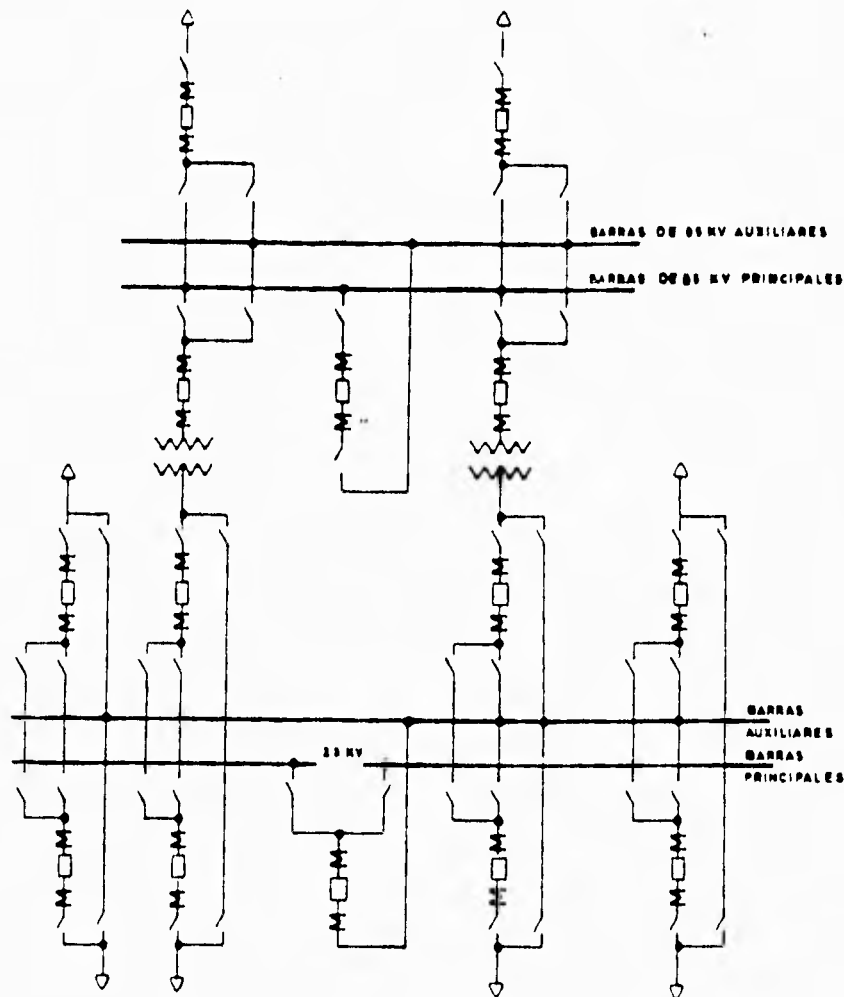


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE SUBESTACIONES ANTIGUAS DE 85/23 KV CON JUEGO DE BARRAS PRINCIPALES Y AUXILIARES CON INTERRUPTOR COMODIN EN 85 Y 23 KV.

Introducción al diseño

Las subestaciones de 85/23 más recientes se han realizado con transformadores trifásicos; el arreglo en 85 es generalmente el mismo que para las subestaciones antes mencionadas, o sea doble juego de barras con interruptor de amarre, pero para la sección de 23 se ha adoptado un arreglo en anillo sencillo, como se muestra en la siguiente figura.

Con el arreglo en anillo se mejora considerablemente la continuidad de servicio, ya que con este arreglo la falla de un transformador no produce interrupción del suministro.

Por lo que hace a una falla en las barras colectoras de 85, cada uno de los dos juegos de barras tiene su protección diferencial. En el caso del arreglo en anillo en 23, en una subestación con dos o cuatro transformadores, una falla y la desconexión consiguiente de uno de los juegos de barras de 85 desconecta dos transformadores pero no causa ninguna interrupción en los alimentadores de 23, siempre que los transformadores estén conectados a los juegos de barras de 85 en forma alternada, como se muestra en la figura y a condición de que la operación de la protección diferencial de barras de 85 actúe sobre el control de los interruptores de 23 en la misma forma que lo hace la protección de los transformadores, para lograr la transferencia de los alimentadores.

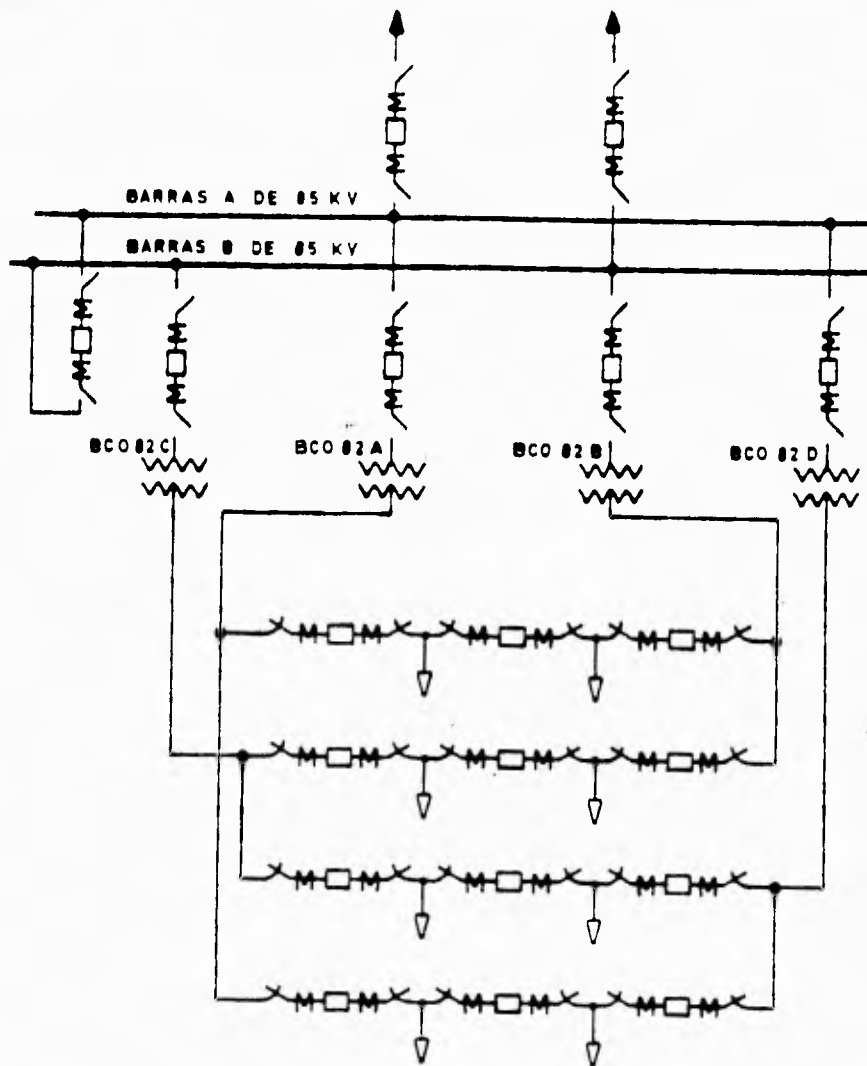


DIAGRAMA DE CONEXIONES DE DOBLE BARRA CON INTERRUPTOR DE AMARRE
EN LA SECCION DE 85 KV Y DE ANILLO SENCILLO EN 23 KV.

4.5 Nivel de aislamiento:

² En una subestación, una vez determinada la tensión nominal de operación, se fija el nivel de aislamiento que en forma indirecta, fija la resistencia de aislamiento que debe tener un equipo eléctrico, para soportar sobretensiones.

Las sobretensiones pueden tener procedencias diferentes:

Externa, debida a descargas atmosféricas (rayos); es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales inferiores a 300 KV.

Interna, debida a maniobras de interruptores. Ésta es la de mayor importancia en las instalaciones eléctricas con tensiones nominales superiores a 300 KV.

El nivel de aislamiento de una subestación se fija en función de la tensión nominal de operación, de las normas correspondientes, y de los niveles de sobretensiones existentes en el sistema. Se conoce con el nombre de Nivel Básico de Impulso (NBI) y sus unidades se dan en kilovolts.

³ Teóricamente la naturaleza de una falla es la reducción en el nivel de aislamiento ya sea entre fases, fase y tierra, fase y malla de tierra en un conductor, etc. Pero en la práctica, la reducción del nivel de aislamiento no se considera como falla, hasta que esta sea detectable, es decir, al manifestarse ya sea una corriente excesiva o una reducción de la impedancia entre conductores o entre conductores y tierra.

4.5.1 Factores que reducen el nivel de aislamiento:

Fallas primarias o del sistema:

- Un alto grado de contaminación, reduce el nivel de aislamiento, pero no se considera falla hasta que se presenta el arqueo.
- La contaminación es causada muchas veces por cemento y polvos producto de las industrias.
- Sal transportada por el viento en la costa.
- Pájaros, descargas atmosféricas, niebla, hielo y nieve, aisladores rotos o en mal estado, conductores pelados, cargas anormales en máquinas, cables y transformadores.
- Pérdida de continuidad o mal contacto en los sistemas de tierra por oxidación, daños mecánicos, etc.

Fallas ajenas al sistema:

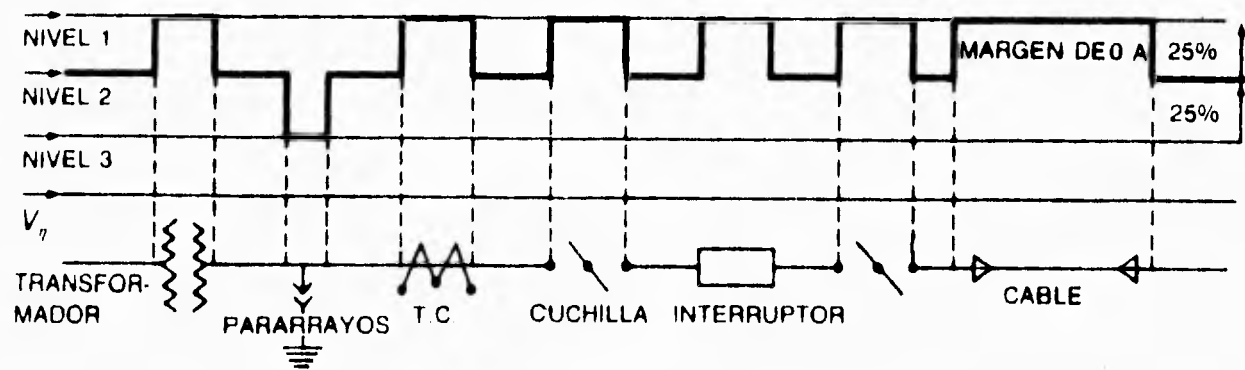
- Operan las protecciones del sistema como consecuencia de errores por ejemplo al realizar las conexiones, o errores humanos al hacer pruebas o durante el mantenimiento del equipo.

2 4.6 Coordinación de aislamiento:

Se denomina coordinación de aislamiento de una instalación eléctrica, al ordenamiento de los niveles de aislamiento de los diferentes equipos, de tal manera que al presentarse una onda de sobretensión, ésta se descargue a través del elemento adecuado, que llamaremos explosor o pararrayos, sin producir arcos ni daños a los equipos adyacentes.

La coordinación de aislamiento compara las características de operación de un pararrayos, dadas por sus curvas tensión-tiempo, contra las características de respuesta del aislamiento del equipo por proteger, dadas también por sus propias curvas tensión-tiempo. Dicho de otra forma, la coordinación de aislamiento se refiere a la correlación entre los esfuerzos dieléctricos aplicados y los esfuerzos dieléctricos resistentes.

En un sistema eléctrico es muy importante coordinar los aislamientos entre todo el equipo de la instalación. Para ello, se pueden considerar tres niveles de aislamiento, como se observa en la figura.



La figura muestra un diagrama unifilar. En su parte superior se encuentran los tres niveles de sobretensión considerados en la coordinación de aislamiento, indicando el nivel que corresponde a cada aparato. V_n es la tensión nominal del sistema.

Nivel 1, también llamado nivel alto. Se utiliza en los aislamientos internos, no autorrecuperables (sin contacto con el aire), de aparatos como: transformadores, cables o interruptores.

Nivel 2, también llamado nivel medio o de seguridad. Está constituido por el nivel de aislamiento autorrecuperable de las partes vivas de los diferentes equipos, que están en contacto con el aire. Este nivel se adecúa de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar de la instalación y se utiliza en todos los aisladores de aparatos, buses y pasamuros de la subestación que están en contacto con el aire.

Introducción al diseño

Nivel 3, también llamado nivel bajo o de protección. Está constituido por el nivel de tensión de operación de los explosores de los pararrayos de protección.

Respecto a los intervalos entre los niveles de tensión, se considera que la diferencia entre los niveles medio y alto puede ser entre 0 y 25%. La diferencia entre los niveles medio y bajo (pararrayos) parece ser suficiente con un 15%. Sin embargo, como los pararrayos pueden estar instalados a una distancia algo mayor que la debida de los aparatos por proteger, las sobretensiones que llegan a estos aparatos pueden ser ligeramente superiores a las de operación del pararrayos. Por lo tanto, es conveniente también, fijar una diferencia de 25% entre estos dos últimos niveles.

4.6.1 Nivel de aislamiento interno y externo de los aparatos:

En las tablas que se muestran a continuación, se indican valores normalizados de las tensiones nominales entre fases, adoptados por la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), así como los niveles de aislamiento adoptados por la CEI, correspondientes a los valores normales de tensión.

Valores normales de tensiones entre fases

Tensiones nominales del sistema kV		Tensión máxima para el equipo kV
66	69	72.5
110	115	123
132	138	145
150	161	170
220	230	245
275	287	300
330	345	362
380	400	420
500		525
700 a 750		765

FUENTE: Publicación 38 de la CEI: "Tensiones normales de la CEI", 4a. ediciones 1967, Tabla V, p. 12.

Introducción al diseño

Niveles de aislamiento

TENSIÓN MÁXIMA PARA EL EQUIPO kV ef.	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO		NIVEL DE AISLAMIENTO A BAJA FRECUENCIA	
	Aislamiento pleno kV cresta	Aislamiento reducido kV cresta	Aislamiento pleno kV ef.	Aislamiento reducido kV ef.
100	450	380	185	150
123	550	450	230	185
145	650	550	275	230
170	750	650	325	275
245	1 050	900	460	395
		825		360
		750		325
300		1 175		510
		1 050		460
		900		395
362		1 300		570
		1 175		510
		1 050		460
420		1 675		740
		1 550		680
		1 425		630
		1 300		570
525		1 800		790
		1 675		740
		1 550		680
		1 425		630

FUENTE: Publicación 71 de la CEI: "Coordinación del aislamiento" 4a. edición, 1967; Tabla III, p. 24.

Cuando se calculan o seleccionan los aislamientos, es importante tomar en cuenta que los aislamientos internos, no están en contacto con la atmósfera por lo que sus características son independientes de las condiciones atmosféricas y de la altitud de la instalación.

En lo que respecta a los aislamientos externos, sus características dependen de las condiciones atmosféricas tales como la presión barométrica, temperatura y humedad.

Como se mencionó anteriormente, al hablar de las características relacionadas con la tensión de operación, cuando la subestación se instala en un lugar muy alto, la rigidez dieléctrica del aire disminuye, de modo que el nivel de aislamiento así como el efecto corona deben ser tratados de manera especial, es por esto que para el caso del nivel de aislamiento, se elaboró la siguiente tabla que da los factores de corrección por altitud.

Introducción al diseño

Corrección del nivel de aislamiento externo de los aparatos para altitudes mayores a 1 000 m

Altitud m	Factor de corrección del nivel de aislamiento δ'
1 000	1.00
1 200	0.98
1 500	0.95
1 800	0.92
2 100	0.89
2 400	0.86
2 700	0.83
3 000	0.80
3 600	0.75
4 200	0.70
4 500	0.67

FUENTE: Normas USAS C57, (200-1968), Tabla 1, p. 8

Nivel de aislamiento de cadenas de aisladores de suspensión y de aisladores soportes de barras:

Los valores de las tensiones de prueba, tanto al impulso con onda de 1.2×50 micro segundos como con tensiones de baja frecuencia (15 a 100 H z), están referidos a las condiciones atmosféricas de temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad indicadas en la siguiente tabla.

Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio en condiciones atmosféricas normales

	Práctica Europea	Práctica en Estados Unidos y Canadá
Temperatura ambiente	20°C	25°C
Presión atmosférica	1 013 mbar	1013 mbar
Humedad	11 g/m ³	15 g/m ³

NOTA. Una presión de 1 013 mbar equivale a una presión de 760 mm de mercurio a 0°C.

FUENTE: Publicación 274 de la CEI: "Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 000 V" Primera edición, 1968: p. 16.

Introducción al diseño

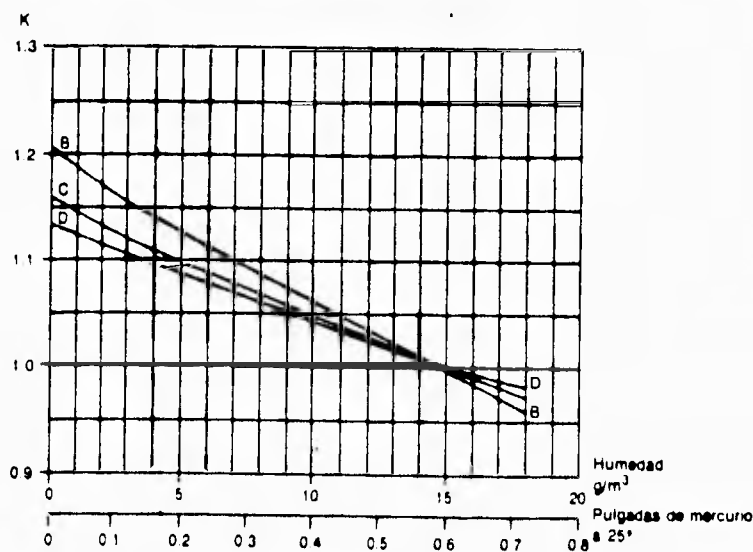
Si las condiciones atmosféricas son distintas de las normales, deben corregirse las tensiones de prueba multiplicando las tensiones de prueba al impulso y a baja frecuencia en seco por el factor de corrección de la densidad del aire " δ " y dividiendo por el factor de corrección de la humedad "K"; la tensión de prueba a baja frecuencia bajo lluvia se corrige únicamente multiplicando por " δ ".

$$\delta = \frac{3.92 b}{273 + t}$$

b = presión atmosférica en cm. de columna de mercurio

t = temperatura ambiente en grados celsius.

El factor de corrección de la humedad, de acuerdo con la práctica en Estados Unidos y Canadá está dado por las curvas de la siguiente figura:



La curva B se aplica a las pruebas a frecuencia industrial en seco.
 La curva C se aplica a las pruebas de impulsos de tensión de polaridad positiva.
 La curva D se aplica a las pruebas de impulsos de tensión de polaridad negativa.
 FUENTE: Publicación 274 de la CIE: Pruebas de aisladores de porcelana o de vidrio destinados a las líneas aéreas de tensión nominal superior a 1 000 V. Primera edición, 1964. Fig. 2, p. 47

Factor de corrección por humedad (K_h)

Por poner un ejemplo, en las instalaciones de 230 de la Compañía de Luz y Fuerza del Centro, se utilizan cadenas de aisladores formadas por 16 aisladores de suspensión de 10 pulgadas de diámetro por 5 3/4 pulgadas de paso, con un nivel de aislamiento al impulso de 1425 al nivel del mar y 1083 a 2300 metros de altitud. Para los aisladores soportes de barras utilizan columnas formadas por siete aisladores, con un nivel de aislamiento al impulso de 1300 al nivel del mar y 988 a 2300 metros sobre el nivel del mar (m.s.n.m).

Para instalaciones de 400 , las cadenas de aisladores de suspensión deben tener un nivel de aislamiento al impulso de 1457 a 2300 m.s.n.m. o sea 1915 a las condiciones normalizadas de prueba. Este valor se obtiene utilizando cadenas formadas por 23 aisladores de 10" x 5 3/4".

2 4.7 Determinación de distancias dieléctricas en S.E.:

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

Para ello vamos a definir ciertos conceptos que utilizaremos, para comprender el problema.

Tensión crítica de flameo (TCF). Se designa como tensión crítica de flameo a la tensión obtenida en forma experimental, que presenta una probabilidad de flameo de 50%.

La relación entre la TCF y el NBI para una probabilidad de falla del 10%, está dada en forma experimental por:

$$\text{NBI} = 0.961 \text{ TCF (considerando una desviación estándar del fenómeno de 3%).}$$

En las normas se calcula el valor de la tensión crítica de flameo a partir del nivel básico de impulso al nivel del mar, o sea

$$(\text{TCF})_{\text{normal}} = \text{NBI} / 0.961$$

Por ejemplo, para el caso de una tensión nominal de 230 KV, con un NBI = 1050 KV

$$(\text{TCF})_{\text{normal}} = 1050 / 0.961 = 1092.6 \text{ KV al nivel del mar}$$

Para el diseño se utiliza la $(\text{TCF})_{\text{normal}}$ corregida por altitud y por humedad o sea

$$(\text{TCF})_{\text{diseño}} = [(\text{TCF})_{\text{normal}} \times K_h] / \delta$$

donde

$(\text{TCF})_{\text{normal}}$ = valor de la tensión crítica de flameo en condiciones normales de temperatura, presión y humedad, o sea cuando $\delta = 1$ y $K_h = 1$

δ = Factor de densidad del aire de acuerdo con la altitud y temp.

K_h = Factor de humedad atmosférica

La relación entre la $(\text{TCF})_{\text{diseño}}$ y la distancia dieléctrica entre electrodos es tal, que para un impulso producido por un rayo, considerando un gradiente de tensión que varía entre 500 y 600 KV/m, se obtiene la siguiente expresión

$$(\text{TCF})_{\text{diseño}} = K \times d$$

donde

K = gradiente de tensión en KV/m

d = distancia de fase a tierra en m

Introducción al diseño

Despejando d y utilizando el valor promedio de K , la expresión queda de la siguiente forma:

$$d = (TCF)_{\text{diseño}} / 550$$

Sustituyendo $(TCF)_{\text{diseño}}$ y tomando la distancia en metros queda:

$$d = (TCF)_{\text{normal}} \times K_h / 550 \delta$$

Confirmando lo expresado anteriormente, las distancias dieléctricas también se pueden corregir por altitud a partir de 1000 m.s.n.m., considerando un incremento en la distancia dieléctrica por altura de 1.25% por cada 100 metros de incremento en altitud, a partir de los 100 metros de altura de modo que:

$$d_h = d_{1000} + 0.0125 [(h - 1000) / 100] d_{1000}$$

donde

d_h = distancia dieléctrica a la altura de h m.s.n.m

d_{1000} = distancia dieléctrica a la altura de 1000 m.s.n.m

A continuación se muestra una tabla con los valores de la distancia mínima de fase a tierra, para $d=1000$ m, para tres magnitudes de tensión nominal.

Tensión nominal del sistema kV	NBI kV	δ A 1000 msnm	$(TCF)_{\text{normal}} = \frac{NBI}{0.961}$ kV	$(TCF)_{\text{diseño}} = \frac{(TCF)_{\text{normal}}}{\delta}$ kV	Distancia mínima de fase a tierra d_{1000} = m
85	550	0.893	572.3	640.9	1.165
230	1.050	0.893	1.092.6	1.232.5	2.225
400	1.425	0.893	1.483.0	1.661.0	3.020

Si se calcula la distancia mínima para la ciudad de México, es decir a 2300 m.s.n.m., las distancias serán las siguientes:

Tensión nominal del sistema kV	Distancia mínima de fase a tierra (d_{1000}) m	Distancia mínima de fase a tierra (d_{2300}) m
85	1.165	1.350
230	2.225	2.586
400	3.020	3.510

Introducción al diseño

El utilizado para establecer los valores mínimos de no flameo, no es exacto, por lo que la CEI recomienda que la distancia mínima entre fase y tierra para tensiones menores de 245 KV, se obtenga aumentando en 10% los valores mínimos de no flameo, para la tensión de que se trate.

Si la tensión es superior a 380 KV, un aumento de 6% es suficiente.

Los datos obtenidos, de acuerdo con los criterios explicados, pueden o no sufrir variaciones en sus magnitudes, dependiendo de las consideraciones que se hagan en el desarrollo de la norma de que se trate. Por esto al partir de datos iguales, pero utilizando normas diferentes, se puede llegar a soluciones ligeramente diferentes.

En la tabla que se muestra a continuación, se encuentran los valores de las distancias mínimas de no flameo para las tensiones máximas normalizadas de acuerdo con la norma CEI.

Los valores de la tercera columna de la tabla se han determinado con electrodos placa-varilla e indican las distancias a través del aire, en centímetros, necesarias para soportar sin flameo cinco impulsos de magnitud igual al nivel de aislamiento (NBI) correspondiente, que aparece en la segunda columna, o en caso de que se produzca un único arqueo, se aplicarán de nuevo diez impulsos adicionales, sin que se produzca flameo.

Para las instalaciones situadas entre 1000 y 2300 m.s.n.m., las distancias de la tercera columna deben incrementarse en 1.25% por cada 100 m de incremento en altitud.

Distancias mínimas de no flameo

Tensión máxima entre fases del sistema kV	Nivel de aislamiento al impulso kV	Distancia mínima a tierra a menos de 1000 m cm	Distancia mínima a tierra a 2 300 m cm
3.6	45	6	7.0
7.2	60	9	10.5
12	75	12	14.0
17.5	95	16	18.6
24	125	22	25.6
36	170	32	37.2
52	250	48	55.8
72.5	325	63	73.3
100	380	75	87.2
100-123	450	92	107.0
123-145	550	115	133.7
145-170	650	138	160.5
170	750	162	188.4
245	825	180	209.3
245	900	196	227.9
245-300	1 050	230	267.4
420	1 425	305	354.6

FUENTE: Publicación 71A de la CEI: "Recomendaciones para la coordinación del aislamiento" Primera edición, 1962 p. 28.

4.7.1 Distancia dieléctrica entre fases:

La distancia mínima entre fases puede determinarse teniendo en cuenta que la tensión máxima que puede aparecer entre fases, es igual al nivel de aislamiento al impulso (NBI) más el valor de cresta de la onda de tensión a tierra, de frecuencia fundamental, correspondiente a las condiciones fundamentales de operación. Esto conduce a elegir una distancia mínima entre fases, 15% mayor que la distancia mínima a tierra, según la recomendación de la CEI, en su publicación 71-A, sección 6.4.

Como práctica en el diseño de subestaciones, las distancias entre los ejes de los conductores de fases diferentes, y entre el eje de un conductor de fase y tierra, se fijan aumentando a sus respectivas distancias mínimas el diámetro exterior de los conductores, o bien, las dimensiones exteriores de las partes vivas de los aparatos conectados.

Para buses flexibles, hay que tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos. Por ello, las distancias mínimas de diseño se pueden expresar como el producto de un factor que varía de 1.8 a 2.0, por la distancia mínima de fase a tierra dada de acuerdo con la altura sobre el nivel del mar del lugar de la instalación.

El valor de 1.8 se aplica para claros, en buses, del orden de 40 m, mientras que el valor de 2.0 se aplica para claros mayores de 40 m, obteniéndose una serie de valores que se muestran a continuación.

Distancia entre fases y a tierra a 2 300 m.s.n.m. para buses flexibles

Tensión nominal del sistema kV	NBI kV	Distancias mínimas		Factor	Redondear a m
		Fase a tierra m	Entre fases m		
85	550	1.350	2.43	1.8	2.5
230	1 050	2.586	4.66	1.8	5.0
400	1 425	3.510	7.02	2.0	7.0

Para niveles de tensión nominal superiores a 230 KV, las sobretensiones originadas por maniobras de interruptores son más críticas que las de los impulsos debidos a rayos y, en consecuencia, las distancias mínimas entre fases y de fase a tierra deben fijarse de acuerdo con este tipo de sobretensiones.

Por otro lado, la distancia entre fases es uno de los factores que inciden en la magnitud del gradiente de potencial en la superficie de los conductores, el cual debe limitarse a valores inferiores al gradiente crítico, a partir de cuyo valor se inicia el efecto corona.

En sí, el efecto corona es un caso particular del fenómeno de descargas parciales. Este efecto se puede oír y ver como una crepitación y luminosidad respectivamente que se producen sobre la superficie desnuda de un conductor, cuando el gradiente de tensión en la superficie alcanza un valor que excede la rigidez dieléctrica del aire que le rodea.

El efecto corona, produce radiointerferencia en la gama de 5 a 10 MHz, con las consiguientes pérdidas de energía. El fenómeno de radiointerferencia se atenúa rápidamente con la distancia, al grado de que a más de 50 m de la fuente, la atenuación es lo suficientemente grande para que la señal no afecte los radiorreceptores y televisores de la zona.

4.8 Corrientes en una subestación:

Una instalación eléctrica debe estar diseñada para soportar el paso de dos tipos de corriente:

- Corriente nominal máxima
- Corriente de cortocircuito máxima

Corriente nominal. La corriente nominal nos fija los esfuerzos térmicos que debe soportar una instalación eléctrica, en las condiciones de operación más desfavorables. Sirve para determinar la sección de las barras colectoras y las características de conducción de corriente de interruptores, cuchillas, transformadores de corriente, etc. En las subestaciones de tipo común, dependiendo del nivel de potencia que manejan, es normal encontrar magnitudes de corrientes que pueden variar entre mil y cinco mil amperes.

Corriente de cortocircuito. La corriente de cortocircuito determina los esfuerzos electrodinámicos máximos que pueden soportar las barras colectoras y los tramos de conexión; y es también un parámetro importante en el diseño de la red de tierra de la instalación.

La corriente de cortocircuito, al circular por los devanados de cualquier transformador, produce un aumento brusco de temperatura, que degrada los aislamientos y disminuye la vida útil de éstos, de tal manera que una sobretensión posterior, aunque sea pequeña, puede ser el origen de una falla seria en los embobinados e incluso de su destrucción.

Como ambas corrientes aumentan a medida que crece el sistema eléctrico, conviene diseñar las instalaciones tomando en cuenta los valores de corriente que se alcanzarán en la etapa final de desarrollo de la subestación considerada.

Para reducir las corrientes de cortocircuito, se acostumbra conectar bobinas en serie en las tres fases para reducir el cortocircuito trifásico, o bien, instalar una sola en el neutro de los transformadores de potencia para reducir el cortocircuito monofásico a tierra. Los valores de las reactancias de estas bobinas varían según el sistema de que se trate.

La capacidad de cortocircuito prevista hasta el año 2000 de acuerdo con la tensión nominal de cada sistema es la siguiente:

400 KV	-	20 000 MVA
230 KV	-	15 000 MVA
85 KV	-	3 800 MVA

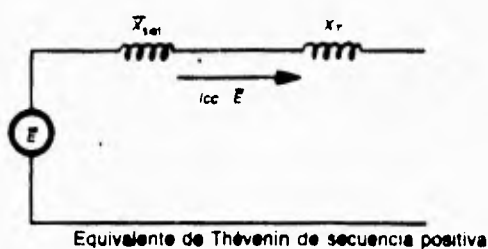
Introducción al diseño

Ejemplo:

Cálculo de un cortocircuito trifásico. Se quiere calcular la magnitud de un cortocircuito trifásico en un banco formado por tres transformadores monofásicos, de 10 MVA cada uno. La capacidad del banco es de 30 MVA, su relación es de 85/23, conexión delta-estrella, con una impedancia de cada transformador en p.u. (por unidad) de 0.084 y se utiliza una base de 30 MVA.

Empleando el equivalente de Thévenin de secuencia positiva, para una falla trifásica en 85, se obtiene la impedancia de secuencia positiva equivalente, del sistema, a partir de la expresión:

$$\bar{X}_S = MVA_b / MVA_{cc}$$



donde:

\bar{X}_S = valor p.u. (por unidad) de la reactancia del sistema.

MVA_b = valor de la potencia base en MVA.

MVA_{cc} = valor de la potencia de cortocircuito con MVA.

$$\bar{X}_S = 30 / 3800 = 0.00789 \text{ p.u.}$$

El valor del cortocircuito trifásico en las barras de 23 del banco, se calcula a partir del circuito de la figura, considerando $E = 1$.

$$MVA_{cc} = MVA_b / \bar{X}_S$$

$$MVA_{cc} = 30 / (0.00789 + 0.084) = 326.5 \text{ MVA}$$

Es práctica común suponer que la impedancia del sistema X_s es cero, por lo que podemos considerar que la corriente de cortocircuito en el sistema de 85 es infinita. A este criterio de cálculo se le conoce como el método del "bus infinito".

Considerando ahora el análisis del problema anterior por el método del bus infinito, se obtiene el nuevo valor de MVA_{cc}

$$MVA_{cc} = 30 / 0.084 = 357 \text{ MVA}$$

que nos muestra que la diferencia entre considerar el valor real del cortocircuito o considerar el valor por el método del bus infinito, es pequeña y prácticamente despreciable.

Introducción al diseño

Referencias

- ¹ Manual de diseño de subestaciones
Compañía de Luz y Fuerza del Centro
Gerencia de planeación e Ingeniería
Editado por: Relaciones Industriales
- ² Diseño de subestaciones eléctricas
José Raúl Martín
Mc Graw Hill
- ³ Power System protection 1
Principles and components
Published by: PETER PERGRINUS LTD

Contenido:

V	Diseño de la red de tierras
5.1	Definiciones
5.2	Peligro de un choque eléctrico
5.2.1	Clasificación de las corrientes de acuerdo al efecto producido en el cuerpo humano
5.2.2	Recierres
5.2.3	Importancia de la eliminación rápida de fallas
5.3	Problema básico de las redes de tierra
5.3.1	Ventajas de un sistema eficazmente aterrizado
5.3.2	Problemas típicos que se encuentran en el diseño de redes de tierra
5.4	Criterios de diseño
5.4.1	Corrientes máximas de cortocircuito a tierra
5.4.2	Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito
5.4.3	Cálculo del calibre del conductor de la red
5.4.4	Disposiciones básicas de las redes de tierra
5.4.5	Seguridad del personal
5.4.6	Protección de equipo de control y comunicaciones
5.5	Parámetros de diseño
5.6	Medición de la resistividad del terreno
5.6.1	Consideraciones generales para determinar la resistividad del terreno
5.6.2	Medición de la resistividad específica del suelo
5.6.3	Selección de un modelo estratificado del suelo no homogéneo
5.6.4	Equipo de medición
5.7	Resistencia a tierra
5.7.1	Método de la caída de tensión
5.8	Elementos de la red de tierra
5.8.1	Electrodo de puesta a tierra
5.8.2	Conductores
5.8.3	Conectores y accesorios
5.9	Datos de diseño
5.9.1	Revisión de los criterios de diseño
5.9.2	Información necesaria
5.9.3	Parámetros de la red
5.10	Procedimiento de diseño
5.11	Análisis de operación de una red de tierras
5.12	Revisión del diseño
5.13	Corrosión en los sistemas de tierras
5.14	Ejemplo

Diseño de la red de tierras

¹ Cuando se comenzó a utilizar la electricidad en forma comercial, los sistemas de puesta a tierra se usaban para tener un voltaje más de referencia.

Actualmente se utilizan para limitar sobretensiones debidas a descargas atmosféricas, fenómenos transitorios en los circuitos y contactos accidentales de mayor tensión. También se utilizan para limitar la diferencia de potencial a tierra del circuito durante su operación normal.

La conexión sólida a tierra facilita la operación de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en caso de que se presente una falla a tierra. De hecho los dispositivos de protección contra sobretensiones (apartarrayos, hilo de guarda, cuernos de arqueo, etc.), necesitan una conexión a tierra para su correcta operación.

Hoy en día se está teniendo mas cuidado al diseñar la redes de tierras ya que el uso generalizado de los sistemas de cómputo y comunicaciones (en sí equipos con componentes electrónicos) no permite elevaciones de potencial que puedan dañarlos. Los componentes electrónicos se dañan con la menor elevación de potencial (alrededor de 300 volts), peor aún, en los sistemas de cómputo, con un impulso de sobretensión se puede introducir un dato erróneo, lo cual puede ser más perjudicial que si dañara el equipo.

Los sistemas de tierra se emplean en subestaciones de potencia, en plantas generadoras, en líneas de transmisión, en sistemas de distribución, etc.

En las subestaciones de potencia la red de tierras se forma por una cuadrícula de cobre desnudo enterrado a una profundidad que va de 50 a 100 cm. con electrodos conectados en forma irregular preferentemente en las orillas y en ocasiones con la cuadrícula más cerrada en las orillas y en las esquinas.

En las plantas generadoras el proceso es similar pero dado que los lugares que ocupan son mucho más grandes que las de las subestaciones, la cuadrícula es muy abierta.

Para diseñar un sistema de tierras, lo primero que se debe de hacer es medir la resistividad del terreno. Conociendo este valor, así como las dimensiones del terreno, se procede al diseño de la red de tierras.

El principal problema de los sistemas de tierra se debe a que estos van enterrados y por lo tanto están expuestos a la corrosión, a falsos contactos, etc. Por regla general, una vez que se instala la red de tierras esta es olvidada esperando que funcione en forma adecuada por tiempo indefinido, lo cual no sucede. Por esto se recomienda checar el estado de la red, si bien, esta no se puede inspeccionar porque esta enterrada, se pueden efectuar mediciones periódicas de resistencia cada año durante la época de estiaje, es decir, la época mas seca del año.

² Los principales objetivos en lo referente al sistema de tierras en este capítulo son:

- a) Definir conceptos que faciliten la comprensión del alumno en lo referente a los sistemas de tierra.
- b) Establecer los límites de seguridad en las diferencias de tensión que pueden existir en una subestación entre distintos puntos con los que puede hacer contacto el cuerpo

Diseño de la red de tierras

humano o algún ser vivo cuando se produce una falla en el sistema eléctrico, por corto circuito a tierra o por disturbios atmosféricos; límites que sirvan de base para un diseño adecuado.

c) Suministrar una guía metódica para el diseño práctico de un sistema de tierras basado en esos límites.

d) Recomendar los métodos de prueba que ayuden a obtener los datos técnicos para el diseño y sirvan para comprobar si la construcción de ese sistema resultó adecuada.

e) Desarrollar los métodos matemáticos que sean herramientas para entender y solucionar los problemas típicos de gradientes de potencial.

5.1 Definiciones:

Tierra o aterrizado y aterrizar. Conexión intencional o accidental a la tierra o algún cuerpo conductor extendido que supla a ésta.

Red o malla de tierra. Porción metálica subterránea de un sistema aterrizado que disipe hacia la tierra todo flujo de corriente. La red se compone en general de varias mallas interconectadas por la unión de conductores longitudinales con conductores transversales.

Sistema de tierra. Es la red completa, tanto arriba como abajo de la superficie de la tierra que proporciona un aterrizaje en una subestación e incluye un conductor a tierra, una malla o red de tierra y la tierra que rodea al conductor o a los conductores.

Conductor de tierra de equipo. Se usa para conectar las partes metálicas de la estructuras que no conducen corriente, equipos, charolas, conductores y otras cubiertas a la malla de tierras.

Conductor de tierra del neutro. Conecta el neutro de un transformador, la terminal de tierra de un apartarrayos, el neutro de capacitores, de interruptores de tierra, etcétera, a la malla de tierra.

Barra de tierras. Es una barra o conductor al que se conectan los conductores de tierra de varias partes de equipos y que a su vez está conectado a la malla de tierras en uno o más puntos.

Resistencia de la malla de tierras. Es la resistencia óhmica entre la malla de tierras y un electrodo de tierras remoto de resistencia cero. En ocasiones puede considerarse como la resistencia de contacto de la malla de una tierra de resistencia cero.

Efectivamente aterrizado. Conectado intencionalmente a través de una conexión a tierra de impedancia suficientemente baja y de conductividad alta, de tal manera que una falla a tierra produzca una elevación en las tensiones de las fases no falladas menor que 40%.

Un sistema de corriente alterna o una porción de él está efectivamente conectado a tierra cuando la relación de la reactancia de secuencia cero con la secuencia positiva de todos los

Diseño de la red de tierras

puntos del sistema o la porción específica, sea no mayor de tres, y la relación de la resistencia de secuencia cero con la reactancia positiva sea no mayor de uno, en cualquier condición de operación y para cualquier magnitud de capacidad de generación conectada.

$$X_0 / X_1 \leq 3$$

$$R_0 / X_1 \leq 1$$

Conductor de control de gradiente. Es el conductor instalado en el área inmediatamente cercana de una estructura o equipo, en la superficie de la tierra o apenas abajo de ella, que está conectado tanto a la malla o red de tierras como al metal sobre la superficie. Se usa para reducir al mínimo las diferencias de potencial entre las estructuras, equipo y tierra circundante, también para reducir al mínimo los gradientes de potencial sobre la superficie de la tierra circundante.

Corriente a tierra. Es la corriente que se inyecta a la tierra, ya sea en el conductor de puesta a tierra o en la malla o red de tierras.

Corriente residual. Es la suma vectorial de las corrientes, exclusivamente en los conductores de fase. Vale normalmente $3 I_0$, donde I_0 es la corriente de secuencia cero.

Corrientes de regreso a tierra. Es la suma vectorial de las corrientes en todos los conductores, el neutro o la pantalla, inclusive.

Corriente de secuencia cero. Es aquella porción de las corrientes trifásicas desbalanceadas que pueden representarse matemáticamente con un conjunto de vectores balanceados que están en fase. Las corrientes de secuencia cero pueden circular del neutro a tierra en algunas cargas conectadas en estrella o en bancos de transformadores, o bien, fluyen en la delta de los mismos transformadores. Se designa por I_0 .

Corriente de falla a tierra. Es el valor máximo de la corriente que fluye en el corto circuito durante una falla de línea a tierra.

Corriente de malla a tierra. Causa los gradientes de tensión y eleva el potencial de la red de tierras sobre el potencial de una tierra lejana.

Potencial de tierra. Es el potencial de referencia que la tierra mantiene en ausencia de influencias eléctricas externas.

Electrodo de tierra incidental. Es cualquier objeto metálico enterrado, por cualquier motivo, de uso distinto al del electrodo de tierra, pero que está conectado al sistema de tierra. Como ejemplos típicos pueden citarse las tuberías metálicas para agua, tubos de pozos, bases de tipo emparrillado.

5.2 Peligro de un choque eléctrico:

Cuando el cuerpo pasa a formar parte de un circuito eléctrico, los efectos de la corriente eléctrica son consecuencia de la magnitud de la corriente y de la duración del choque.

La magnitud de corriente se da, por la ley de Ohm:

$$I = E / Z$$

Donde E es la tensión aplicada entre dos puntos del circuito del que forma parte el cuerpo humano y Z es la impedancia total entre esos dos puntos y no sólo la que existe entre el cuerpo humano y uno de ellos: A frecuencias bajas la impedancia del cuerpo es esencialmente resistiva mientras que a altas frecuencias se vuelve no lineal y presenta las características de un circuito resistivo-capacitivo.

Si se aplican directamente tensiones de 240 volts o más a la piel, la perforan en forma instantánea y dejan con frecuencia una quemadura profunda y bien localizada. En estos casos la impedancia interna es el primer factor que limita la intensidad de la corriente que circula.

Hasta 100 Hz la resistencia del cuerpo humano se comporta linealmente, sin embargo se ha demostrado que la impedancia se reduce a menos de 50% con un aumento de la frecuencia de 50 a 50,000 Hz. La resistencia de la piel humana, a las frecuencias normales usadas en los sistemas de potencia de 50 o 60 Hz, la forma principalmente la capa callosa de la epidermis que varía en las diversas partes del cuerpo, así como entre diferentes individuos. La piel seca puede tener una resistencia de 100,000 a 300,000 Ω/cm^2 , pero la húmeda puede abatirse a 1% de estos valores. Los contactos húmedos o líquidos producen resistencias bajas, por consiguiente la piel sudorosa abate fuertemente la resistencia de la capa superior. Así cuando una persona realiza el trabajo a altas temperaturas ambientales, asociadas primordialmente con alta humedad, queda más expuesta a daños por corrientes de magnitudes inferiores. Además, debe tomarse en cuenta que las condiciones fisiológicas y psicológicas tienen también influencia sobre la resistividad de la piel, estos factores adquieren importancia cuando una corriente intensa circula durante más de 1 o 2 segundos. Cuando la corriente persiste por más de unos cuantos segundos, se forman ampollas que reducen aún más la resistencia. Los contactos sobre una piel lastimada por una cortadura o en una abrasión pueden resultar muy dolorosos con corrientes de sólo unos cuantos miliamperes.

5.2.1 Clasificación de las corrientes de acuerdo al efecto producido en el cuerpo humano:

Corrientes perceptibles. La percepción de pequeñas corrientes continuas se manifiesta con una sensación de calor en la palma de la mano que toma al electrodo y la estimulación nerviosa por corrientes alternas la indica el cosquilleo. La corriente de percepción promedio para hombres es de 1.1 mA y para mujeres de 0.7 mA a 60 Hz.

Diseño de la red de tierras

Corrientes de reacción causada por movimientos involuntarios. Las corrientes más débiles que pueden producir una reacción inesperada, involuntaria se llaman corrientes de reacción, y los límites que se han fijado son entre 0.5 y 0.75 mA.

Corrientes de engarrotamiento. Si se aumenta la intensidad de la corriente, se llega a reacciones musculares y dolor que pueden hacerse insoportables. Si la intensidad sigue en aumento, llega el momento en que el sujeto pierde el control sobre sus músculos y ya no puede soltar voluntariamente el conductor. La media de las corrientes límites de engarrotamiento para hombres y mujeres tienen valor de 26 a 10.5 mA en la proporción cercana de 2/3 para mujeres.

Corrientes ligeramente mayores de 18 mA contraen los músculos del tórax de manera que se interrumpe la respiración durante el choque, sin embargo, se restablece la respiración normal al interrumpirse la corriente. Si la corriente persiste sobrevienen colapsos, pérdida de la conciencia y la muerte en cuestión de minutos.

Corriente de fibrilación. Otro efecto serio que se presenta cuando el choque lo producen corrientes mayores es la fibrilación ventricular que afecta al corazón. Cuando la corriente circula por el corazón, primeramente le produce una arritmia cardiaca, procediendo a detenerlo por completo causándole la muerte.

Mediante experimentos realizados en animales, así como por medio del estudio de accidentes sufridos por humanos se determinó que:

$$I_{f\ 50kg} = 116 / t^{1/2}$$

donde

$I_{f\ 50kg}$ = corriente de fibrilación en mA para una persona
cuyo peso es de 50 kg.

t = tiempo de duración del choque eléctrico en segundos

$$I_{f\ 70kg} = 157 / t^{1/2}$$

donde

$I_{f\ 70kg}$ = corriente de fibrilación en mA para una persona
cuyo peso es de 70 kg.

t = tiempo de duración del choque eléctrico en segundos

(Esta ecuación no es funcional para tiempos largos o muy cortos)

Diseño de la red de tierras

De las dos expresiones anteriores, la que se utiliza es la primera y se considera que un trabajador adulto normal puede soportar una corriente de $116 / t^{1/2}$ mA donde t es el tiempo en segundos, sin llegar a la fibrilación ventricular.

$$I_K \leq 116 / t^{1/2}$$

I_K = corriente efectiva a través del cuerpo en mA.
t = tiempo de duración del choque eléctrico en segundos

Efectos a corrientes superiores. Las corrientes con intensidades considerablemente superiores a aquéllas apenas necesarias para producir fibrilación ventricular pueden producir paros cardiacos, inhibición respiratoria, daños irreversibles del sistema nervioso, quemaduras serias e inconsciencia.

5.2.2 Recierres:

En las prácticas modernas de operación, son comunes los recierres después de una falla. Normalmente, un recierre rápido automático provocaría un segundo choque en algo menos de 1/2 segundo después de iniciado el primero, lo que da muy poca oportunidad a la víctima de librarse en este intervalo, principalmente si sufrió engarrotamiento. Con recierres manuales e intervalos de varios segundos a unos minutos, habría la posibilidad, pero no la seguridad, de que la víctima evitara un segundo choque.

Aunque el informe de la Universidad de Columbia asegura que los choques sucesivos no tienen efectos acumulativos sobre la susceptibilidad del corazón a la fibrilación, no se justifica aplicar este criterio al caso en estudio con intervalos de tan corta duración, ya que en dicho informe se encontró que el corazón siempre volvía a la normalidad en los 5 minutos siguientes a la aplicación de la corriente, siempre que no se produjera fibrilación. Esto sugiere que es posible se presente cierta tolerancia en los choques por recierre, pero no es aconsejable fijar una guía cuantitativa a este respecto.

5.2.3 Importancia de la eliminación rápida de fallas:

Como ya se ha mencionado en capítulos anteriores, es de mucha importancia, como factor de seguridad, eliminar la falla en muy corto tiempo por medio de interruptores rápidos que, por otro lado, son necesarios para conservar la estabilidad de grandes sistemas interconectados, debido: primero, a que es obvio que la probabilidad de un choque se reduce, si existe una apertura de interruptor que elimine la falla en un tiempo razonablemente corto, en contraposición con situaciones en las cuales ésta persiste durante varios minutos o quizás horas, y segundo, a que tanto las pruebas experimentales como las experiencias de campo demuestran que la probabilidad de daños severos o la muerte se reduce, en mucho, cuando la duración del paso de la corriente por el cuerpo es de muy corta duración.

5.3 Problema básico de las redes de tierra:

Durante una falla en una subestación, el flujo de las corrientes a tierra produce gradientes de tensión dentro y alrededor de la misma.

La resistencia que ofrece la tierra al paso de la corriente eleva el potencial eléctrico de la malla y a menos que se tomen precauciones adecuadas en el diseño, los gradientes en toda la superficie de la malla pueden resultar tan grandes en condiciones adversas que ponen en peligro a quien camine por ahí. Pueden resultar también diferencias de tensión peligrosas durante alguna falla entre estructuras o equipos conectados a tierra.

Debe hacerse hincapié en que contrariamente a ideas generalizadas que a veces se expresan, una resistencia baja a tierra no es en sí una garantía de seguridad. No existe una relación simple entre la resistencia del sistema de tierras en conjunto y el potencial máximo del choque que pueda sufrirse. Una estación de baja resistencia a tierra puede en ocasiones hacerse peligrosa y, por lo contrario, estaciones de alta resistencia pueden hacerse seguras por medio de diseños elaborados con cuidado.

La idea generalizada de que puede tocarse todo objeto conectado a tierra es falsa y resulta evidente que ella ha sido causa de muchos accidentes.

Por razones económicas se justifica un sistema de transmisión eficazmente aterrizado, lo que requiere de una conexión a tierra adecuada en cada subestación. Debido a que las mallas de tierra quedan enterradas fuera de la vista, podrían descuidarse durante su vida útil. Es por esto que el ingeniero de diseño deberá estipular una red de tierras resistente mecánica, eléctrica y químicamente para una duración de 20 a 30 años.

5.3.1 Ventajas de un sistema eficazmente aterrizado:

- Costo mínimo del equipo.
- Mínima radiointerferencia (RIF).
- Facilidad de localizar fallas.
- Aplicación satisfactoria de relevadores.
- Niveles mínimos de aislamiento (BIL) y de estabilidad (" Transient Stability Limit").

5.3.2 Problemas típicos que se encuentran en el diseño de redes de tierra:

- Tierra de alta resistividad.
- Altos gradientes de potencial en la superficie de la tierra.
- Requerimientos de coordinación de protecciones.
- Tensiones mayores de inducción electromagnética (EMI).
- Difícil mantenimiento de la instalación por estar enterrada.

5.4 Criterios de diseño:

Al conectar un electrodo (tierra) al neutro de los elementos de la red, la corriente a tierra se inyectará a través de dicho electrodo, lo que producirá elevaciones de potencial dentro y fuera del área de la subestación. Es por esto que los criterios básicos para el diseño de la red de una subestación se relacionan con estos potenciales, diferentes al potencial cero normal de la superficie del suelo.

—

¹ Es común que en subestaciones de mediana tensión (13.8 , 23 , 34.5) se piense que con tener una resistencia a tierra baja es suficiente para proteger los equipos y al personal, sin embargo existen factores que son determinantes y que si no se cumplen el diseño no es adecuado ya que se pueden presentar potenciales peligrosos al momento de una falla de corto circuito, algunos de estos factores son; la resistividad del terreno, la corriente de corto circuito, tamaño del local de la subestación, duración de la falla, geometría de la malla, etc.

El diseño se debe de basar en la protección del personal y los equipos, disipando las corrientes de falla a tierra sin elevar el potencial que se presenta más allá del permisible. Es decir poniendo especial interés en los criterios de los voltajes de paso y toque.

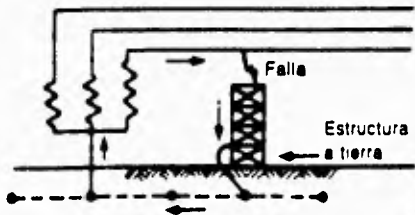
—

³ 5.4.1 Corrientes máximas de cortocircuito a tierra:

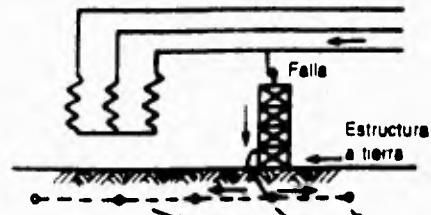
Para calcular nuestro sistema de tierras es necesario determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra (tipo de falla que produce el máximo flujo de corriente entre la malla del sistema de tierras y la tierra adyacente) para lo cual se analizan dos casos, la falla monofásica a tierra y la falla trifásica. La corriente máxima nos permite determinar la elevación de potencial así como los gradientes locales en el área de la subestación.

Para cualquiera de los tipos de falla mencionados, es útil hacer primero un diagrama como el que muestro a continuación que represente la situación real de los circuitos. El diagrama deberá incluir todo hilo aéreo neutro que esté conectado al sistema de tierras o a los neutros de los transformadores.

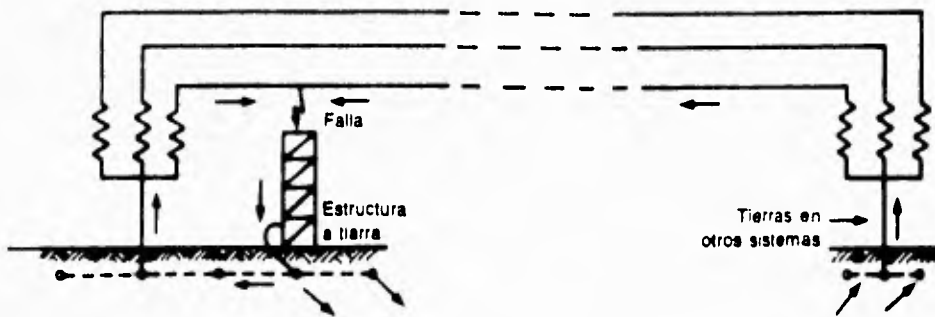
Diseño de la red de tierras



Caso 1. Falla dentro del local de la estación. Sistema de tierras local solamente. La corriente de falla sigue el camino metálico suministrado por la red de tierra. Ninguna corriente apreciable fluye en la tierra.



Caso 2. Falla en el local de la estación. Neutro conectado a tierra sólo en punto remoto. La corriente total de falla fluye de la red de tierra hacia la tierra.



Caso 3. Falla en la estación. Sistema conectado a tierra tanto en la estación como en otros puntos. La corriente de falla regresa al neutro local a través de la red de tierras y a los neutros remotos a través de la tierra. Ésta es la componente que impera en el estudio de tensiones peligrosas.



Caso 4. Falla en la línea fuera de la estación. Sistema a tierra localmente y en otros puntos. Parte de la corriente regresa de la tierra al sistema local de tierras y determina el aumento de potencial y gradientes allí. Casos 1, 2 y 3 muestran fallas dentro del local de la estación. El caso 4 muestra una falla externa en la línea.

5.4.2 Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito:

Para calcular la corriente de falla a tierra, se utilizan factores de corrección los cuales son necesarios cuando se requiere tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla o bien cuando es pertinente tomar en cuenta los aumentos de las corrientes de falla a tierra debidos al crecimiento del sistema eléctrico.

Factor de decremento. Este factor se produce por el desplazamiento de la componente de corriente directa y por la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

Debido a que los cortocircuitos suceden en forma aleatoria con respecto a la onda de tensión y, como el contacto puede existir en el momento en que se inicia la falla, se hace necesario suponer una onda de corriente de falla a tierra asimétrica desplazada 100% durante el tiempo del choque eléctrico. Las experiencias que se tienen han permitido determinar fórmulas que nos entregan un cierto factor de decremento. Sin entrar más en detalle se muestra a continuación una tabla que contiene los factores de decremento para fallas con diferente duración. Para otros valores de duración intermedia pueden interpolarse linealmente los valores del factor de decremento.

Factores de decremento

DURACIÓN DE LA FALLA Y DEL CHOQUE ELÉCTRICO T_{seg}	FACTOR DE DECREMENTO D
0.08	1.65
0.10	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
0.50 o más	1.00

Factor de seguridad por crecimiento de la subestación. Es común que existan cambios en las configuraciones de los alimentadores, por lo que la corriente puede variar, si la corriente de corto circuito baja, no existe problema ya que el diseño estará del lado seguro, pero la probabilidad de que la corriente de cortocircuito aumente existe, por lo que hay que considerar un factor de aumento en la corriente de cortocircuito. Resulta prudente tomar un margen adecuado para estimar estos aumentos futuros ya sea por aumento de la capacidad

Diseño de la red de tierras

del sistema eléctrico o por interconexiones posteriores, pues las modificaciones posteriores a la red de tierra resultan costosas y generalmente se omiten dando motivo a introducir inseguridad en el sistema. Este efecto puede tomarse en cuenta disminuyendo la impedancia del sistema o aplicando un factor de seguridad al valor calculado de la corriente de falla.

5.4.3 Cálculo del calibre del conductor de la red :

Cada uno de los elementos del sistema de tierra, incluyendo los conductores de la propia malla, las conexiones y los electrodos, deberán diseñarse de tal manera que:

- Las uniones eléctricas no se fundan o deterioren en las condiciones más desfavorables de magnitud y duración de la corriente de falla a que queden expuestas.
- Los elementos sean mecánicamente resistentes en alto grado, especialmente en aquellos lugares en que quedan expuestos a un daño físico.
- Tengan suficiente conductividad para que no contribuyan apreciablemente a producir diferencias de potencial locales.

Mediante análisis y experimentación se utiliza la ecuación de Onderdonk la cuál nos permite seleccionar el conductor de cobre y la unión adecuados para evitar la fusión. A continuación se muestra una tabla elaborada con dicha fórmula la cual nos permite seleccionar en forma rápida la sección de cobre necesaria, a partir del tiempo de duración de la falla.

Calibres del conductor de cobre mínimos, que previenen la fusión

Tiempo de duración de falla	Circular mils por ampere		
	Cable solo	Con uniones de soldadura de laton	Con uniones de conectores
30 segundos	40	50	65
4 segundos	14	20	24
1 segundo	7	10	12
0.5 segundos	5	6.5	8.5

¹ Una red de tierras se forma por regla general por un conductor desnudo enterrado a una profundidad que varía de 30 a 100 cm, en forma horizontal, en forma rectangular, formando una malla y con conductores paralelos en ambos sentidos, con electrodos o varillas colocadas en las esquinas y en los puntos proximos a los transformadores y pararrayos. No

5.4.2 Factores de corrección considerados en el cálculo de las corrientes de cortocircuito:

Para calcular la corriente de falla a tierra, se utilizan factores de corrección los cuales son necesarios cuando se requiere tomar en cuenta el efecto del desplazamiento de la onda de corriente por corriente continua y los decrementos en las componentes transitorias de corriente directa y alterna de la corriente de falla o bien cuando es pertinente tomar en cuenta los aumentos de las corrientes de falla a tierra debidos al crecimiento del sistema eléctrico.

Factor de decremento. Este factor se produce por el desplazamiento de la componente de corriente directa y por la atenuación de las componentes transitorias de corriente alterna y directa de la corriente de falla.

Debido a que los cortocircuitos suceden en forma aleatoria con respecto a la onda de tensión y, como el contacto puede existir en el momento en que se inicia la falla, se hace necesario suponer una onda de corriente de falla a tierra asimétrica desplazada 100% durante el tiempo del choque eléctrico. Las experiencias que se tienen han permitido determinar fórmulas que nos entregan un cierto factor de decremento. Sin entrar más en detalle se muestra a continuación una tabla que contiene los factores de decremento para fallas con diferente duración. Para otros valores de duración intermedia pueden interpolarse linealmente los valores del factor de decremento.

Factores de decremento

DURACIÓN DE LA FALLA Y DEL CHOQUE ELÉCTRICO T_{seg}	FACTOR DE DECREMENTO D
0.08	1.65
0.10	1.25
0.20	1.20
0.25	1.10
0.50 o más	1.00

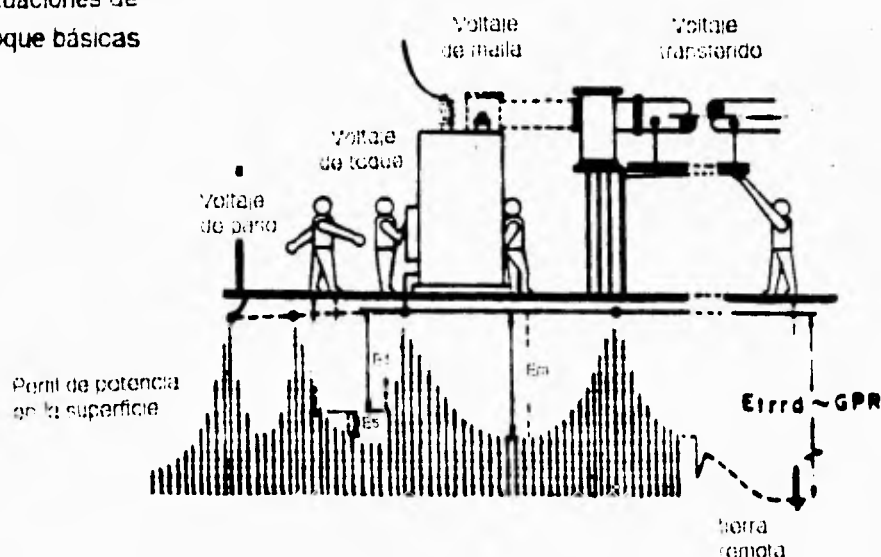
Factor de seguridad por crecimiento de la subestación. Es común que existan cambios en las configuraciones de los alimentadores, por lo que la corriente puede variar, si la corriente de corto circuito baja, no existe problema ya que el diseño estará del lado seguro, pero la probabilidad de que la corriente de cortocircuito aumente existe, por lo que hay que considerar un factor de aumento en la corriente de cortocircuito. Resulta prudente tomar un margen adecuado para estimar estos aumentos futuros ya sea por aumento de la capacidad

Diseño de la red de tierras

es necesario que la malla tenga forma rectangular ya que la configuración puede adaptarse a las condiciones del terreno que ocupa la subestación.

El voltaje máximo que se presenta en la malla (voltaje de malla) es el peor caso, a excepción de los voltajes transferidos, entonces, el voltaje de malla se puede usar como base para el diseño, ya que el máximo voltaje de toque es igual al voltaje de malla.

Situaciones de choque básicas



3 5.4.4 Disposiciones básicas de las redes de tierra:

Para las redes de tierra, se han considerado básicamente tres sistemas:

- Sistema radial
- Sistema de anillo
- Sistema de red

Sistema radial. El sistema radial es el más barato pero el menos satisfactorio ya que al ocurrir una falla en un aparato, se producen grandes gradientes de potencial. Este sistema consiste en uno o varios electrodos que se conectan mediante derivaciones a cada aparato.

Sistema de anillo. Este sistema se obtiene colocando en forma de anillo un cable de cobre de suficiente calibre (aproximadamente 1000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación y conectando derivaciones a cada aparato, mediante un cable más delgado (500 MCM o 4/0 AWG). Es un sistema económico y eficiente y en él se eliminan las grandes distancias de descarga a tierra del sistema radial. Los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos en paralelo.

Diseño de la red de tierras

Sistema de red. Este es el sistema más usado actualmente en nuestro sistema eléctrico y consiste, como su nombre lo indica, en una malla formada por cable de cobre (aproximadamente 4/0 AWG) conectada a través de electrodos de varillas de 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 tipos.

² Los criterios de diseño aplicables al análisis del comportamiento de un electrodo o red de tierras en una subestación se dividen en dos grupos.

Seguridad del personal.

Protección del equipo de control y comunicaciones.

5.4.5 Seguridad del personal:

Como es bien sabido, la circulación de una corriente a través del electrodo de puesta a tierra produce una elevación de potencial del propio electrodo en relación con una tierra remota, que se considera a potencial cero. Durante la falla se presentan también gradientes de potencial sobre la superficie del suelo; estos potenciales medidos en relación con la tierra remota de potencial cero, introducen situaciones que ponen en peligro la vida de los seres vivos que se encuentran dentro del área de la subestación o en la vecindad de la misma en el instante que se presenta la falla.

Para asegurar la protección del personal dentro del área de la instalación durante la ocurrencia de una falla, es necesario limitar estos potenciales a valores normalizados, los cuales se han establecido a través de experimentos. Los valores máximos tolerables de potenciales se han dividido en tres. Potencial de toque, de paso y de transferencia.

Las situaciones peligrosas y su designación dentro de la terminología de las redes de tierra, así como su significado conceptual se describen a continuación:

En general se recomiendan valores de:

$\rho_s = 3000 \Omega\text{-m}$; cuando se usa roca triturada.

$t = 0.5$ segundos (valor conservador).

Los potenciales transferidos pueden tratarse como potenciales especiales de toque y por lo mismo deberán limitarse al valor establecido en dicha expresión.

Generalmente, las resistencias de contacto entre la mano y el pie se consideran despreciables. Sin embargo, la resistencia del suelo directamente debajo del contacto del pie (R_p) se considera importante. Si tomamos al pie como un electrodo de placa circular, la

Diseño de la red de tierras

resistencia aproximada es $3 \rho_s$. La guía 80 del IEEE recomienda el uso de 1000 ohms para la resistencia del cuerpo humano. Por lo que en el caso del potencial de paso se tiene una resistencia total de:

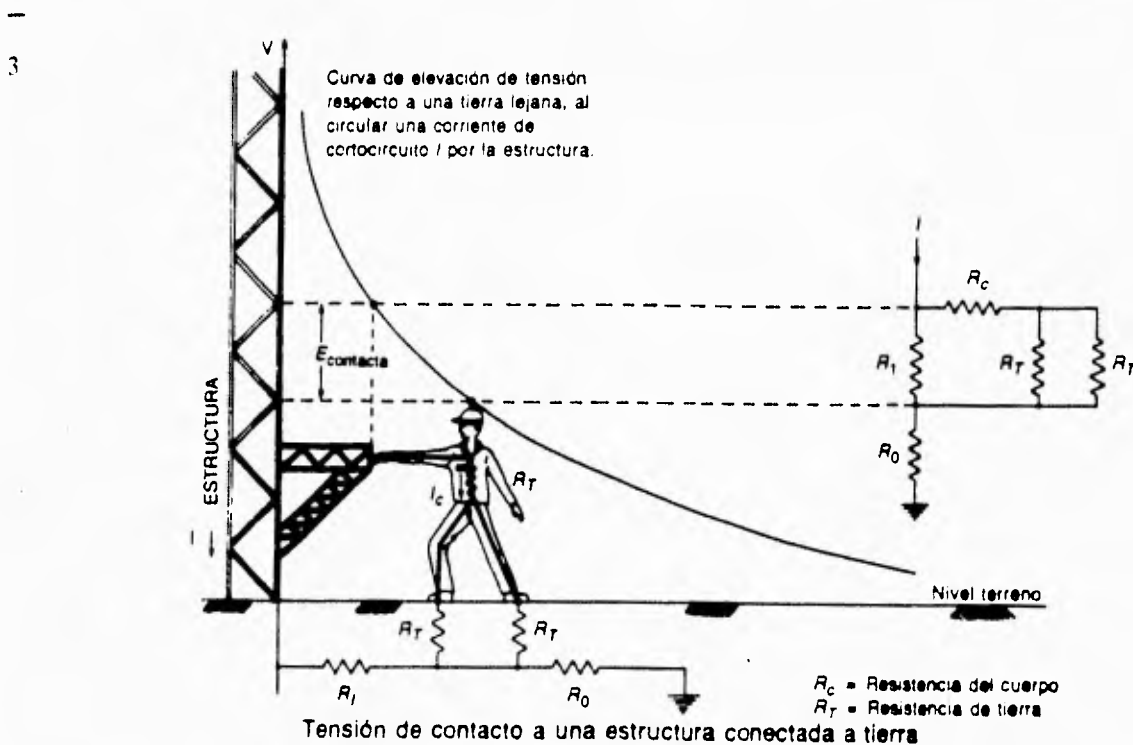
$$R = 1000 \text{ ohms} + 6 \rho_s \text{ (la resistencia de los dos pies en serie)}.$$

y en el caso del potencial de toque:

$$R = 1000 + 1.5 \rho_s \text{ (la resistencia de los dos pies en paralelo)}.$$

De esta manera se pueden calcular dos potenciales:

Potencial de toque. El potencial de toque definido con base en las normas existentes es el potencial máximo que experimentará una persona que se encuentra de pie dentro del área de la subestación y que durante la ocurrencia de una falla esté tocando con una o ambas manos una estructura o cualquier elemento conductor, directamente unido a la red de tierras.



¹ Este potencial se presenta cuando se toca una estructura por la cual circula una corriente de falla. Tomando las consideraciones de corriente de fibrilación y de resistencia del cuerpo humano, el potencial que podemos soportar está dado por la siguiente ecuación:

Diseño de la red de tierras

$$V_{\text{toque}} = [(1000 + 1.5 \rho_s) (0.116)] / t^{1/2} = (116 + 0.174 \rho_s) / t^{1/2}$$

donde

$$\begin{aligned} \rho_s &= \text{resistividad del suelo} \\ t &= \text{duración de la falla (seg.)} \end{aligned}$$

$$V_{\text{toque } 50 \text{ kg}} = (116 + 0.17 \rho_s) / t^{1/2}$$

$$V_{\text{toque } 70 \text{ kg}} = (157 + 0.24 \rho_s) / t^{1/2}$$

Por desgracia la mayor parte de accidentes por electrocución ocurren en el hogar por causa de este potencial.

2 Desde el punto de vista práctico, el potencial de toque queda establecido por la diferencia máxima de potencial que existe en condiciones de falla entre la red de tierras y un punto cualquiera sobre la superficie del suelo. Generalmente, esta diferencia se obtendrá al comparar el potencial de la red con el potencial de malla, siendo cada uno de ellos:

$$EPR = I_g R_g$$

donde

$$\begin{aligned} EPR &= \text{elevación de potencial de la red} \\ I_g &= \text{corriente de falla a través de la red} \\ R_g &= \text{resistencia a tierra de la red} \end{aligned}$$

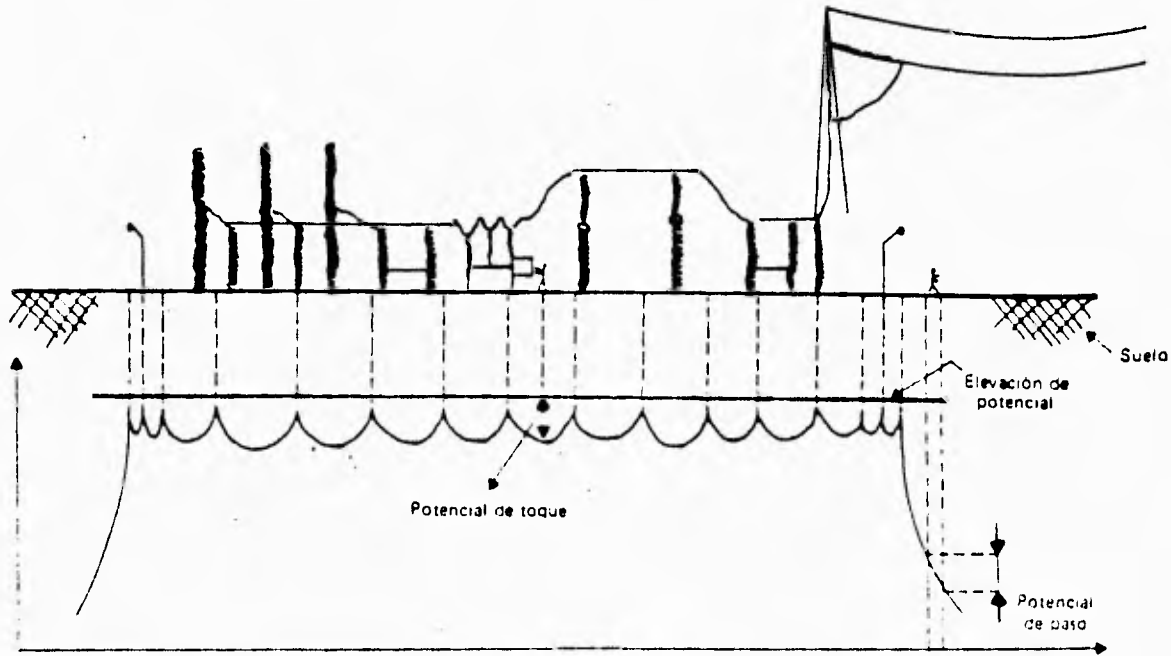
El potencial de malla es aquel que existirá sobre la superficie del suelo en el centro de una de las mallas de la red. Para este análisis se tomará cualquier valor como se indica en la siguiente figura.

$$V_{\text{toque}} = EPR - V_m$$

donde

$$\begin{aligned} V_{\text{toque}} &= \text{potencial de toque} \\ V_m &= \text{potencial de malla} \end{aligned}$$

Diseño de la red de tierras



Potencial de paso. El potencial de paso es el potencial máximo que se aplicará a una persona entre sus pies, cuando en el instante de una falla se encuentre caminando en el área o inmediatamente fuera de la red. Prácticamente, el potencial de paso es aquel que existe entre dos puntos separados un metro sobre la superficie del suelo; en general este valor es más crítico en los límites del área que cubre la red.

$$V_p = V_a - V_b$$

donde

V_p = potencial de paso

V_b = potencial del punto b (localizado a un metro del punto a)

V_a = potencial del punto a.

Quando se rebasa este potencial, se produce una contracción muscular en las piernas, es decir, no responden a los impulsos del cerebro y el individuo cae al piso, donde queda expuesto a las corrientes que circulan por el corazón. El potencial de paso se puede calcular también mediante la siguiente ecuación:

$$V_{\text{paso}} = [(1000 + 6 \rho_s) (0.116)] / t^{1/2} = (116 + 0.696 \rho_s) / t^{1/2}$$

Diseño de la red de tierras

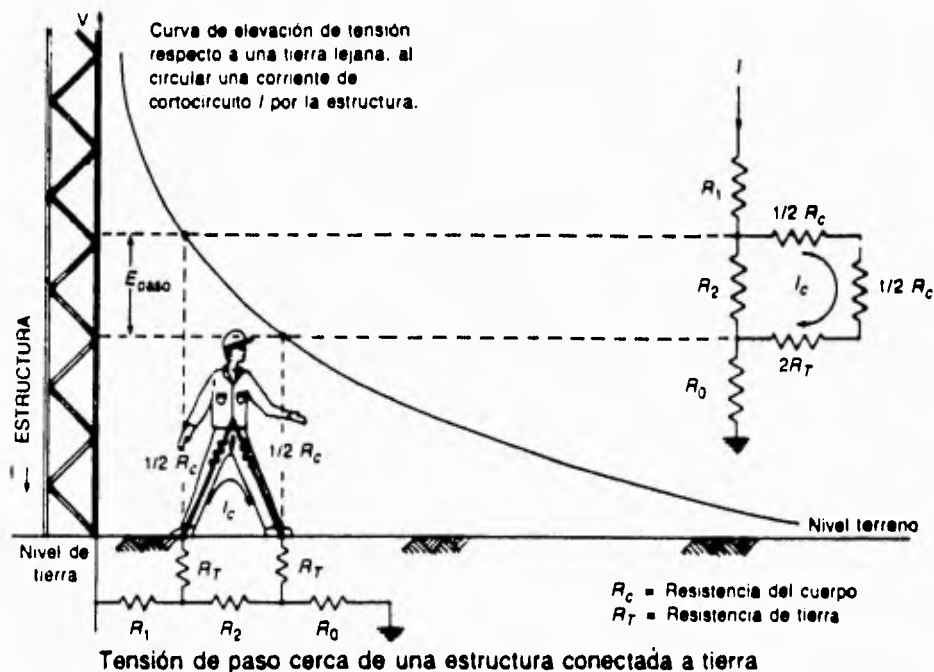
donde

ρ_s = resistividad del suelo
 t = duración de la falla (seg.)

$$V_{\text{paso } 50 \text{ kg}} = (116 + 0.7 \rho_s) / t^{1/2}$$

$$V_{\text{paso } 70 \text{ kg}} = (157 + \rho_s) / t^{1/2}$$

3



2 Potenciales de transferencia. Los potenciales de transferencia son aquellos que se presentan en sitios alejados de la subestación donde ocurre la falla, usualmente esto se debe a la presencia de estructuras enterradas en la cercanía de la subestación como tuberías, cercas metálicas, rieles de ferrocarril, etc., o bien a neutros e hilos de comunicación que salen de la subestación. Los potenciales transferidos pueden resultar peligrosos si no se analizan y limitan sus valores cuando sea necesario.

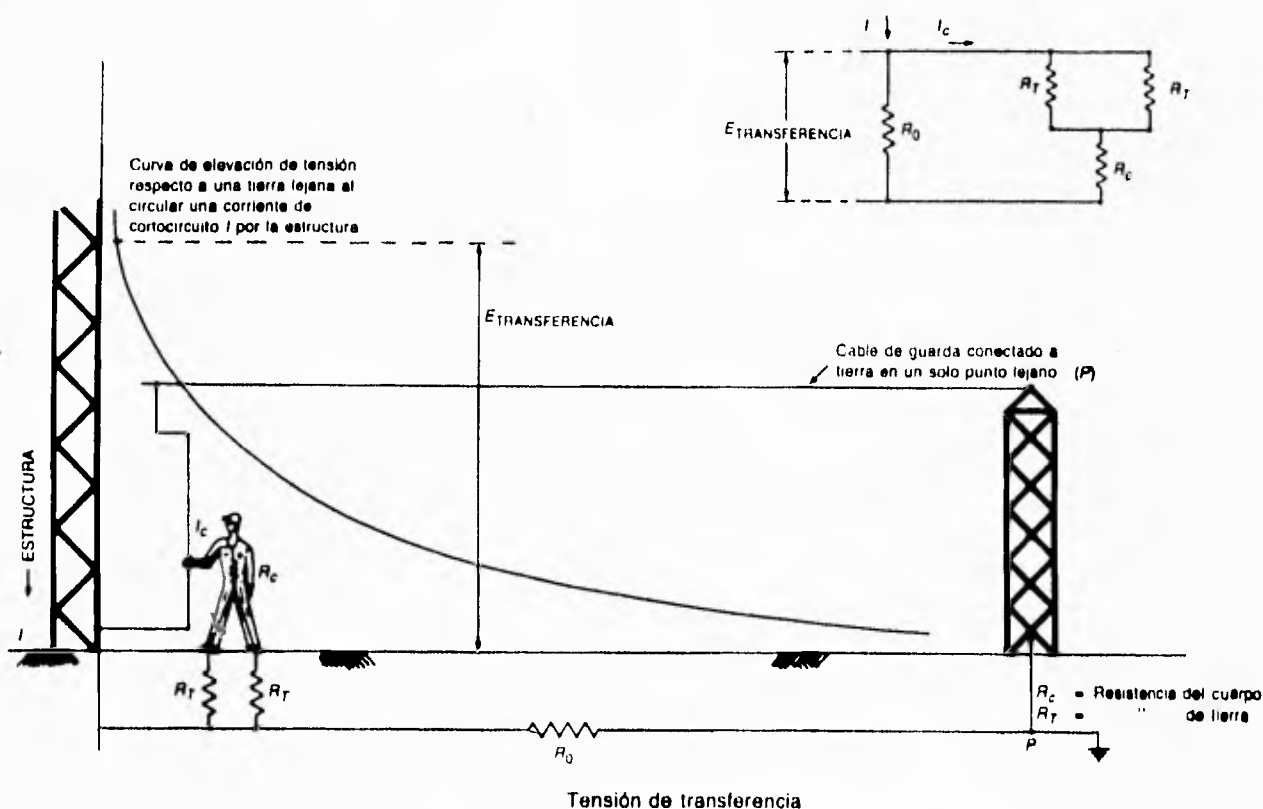
Para esta situación no pueden establecerse recomendaciones generales, pues cada situación deberá estudiarse con atención especial. En forma general, el procedimiento que se aplica para limitar el peligro de potenciales transferidos, consiste en instalar juntas

Diseño de la red de tierras

aislantes en las estructuras enterradas o superficiales cercanas a la subestación y para los cables de comunicación, en aplicar transformadores de aislamiento.

El potencial transferido se considera como un caso especial del potencial de toque, por tanto, su valor deberá limitarse a lo establecido por la ecuación utilizada para calcular el potencial de toque.

3



5.4.6 Protección de equipo de control y comunicaciones:

La protección de estos equipos, desde el punto de vista de la red de tierras, es importante debido a la posibilidad de potenciales muy elevados en el área de la subestación.

Nota: Es importante considerar que al introducirse la fibra óptica en las subestaciones, muchos de los problemas referentes al control y las telecomunicaciones quedarán resueltos. Esto se trató en capítulos posteriores.

La elevación del potencial natural del suelo, en el área de la subestación, obliga a coordinar el aislamiento para el equipo de control y comunicaciones, ya que por norma el

Diseño de la red de tierras

nivel de aislamiento de estos equipos es de 5 KV, por lo que este valor se presentará como una limitación para el valor de la resistencia de la red.

Partiendo de la expresión:

$$EPR = I_g R_g$$

Sustituimos el valor de EPR por 5 KV y despejamos R_g .

$$R_g = 5 / I_g$$

5.5 Parámetros de diseño:

Las características naturales del suelo y la capacidad de corto circuito de la red eléctrica en el lugar de la instalación determinan los parámetros básicos para el diseño de una red de tierras, por lo que los factores indispensables que deben considerarse en un diseño son:

Corriente de falla. La corriente de falla del sistema es el punto de partida para establecer la magnitud de la corriente que se inyectará a tierra a través del electrodo o red de tierras. En general, es menor que la correspondiente corriente de falla de una fase a tierra calculada por medio de estudios de corto circuito. Para fines prácticos, se considerará igual al valor de la corriente de falla de fase a tierra.

Es de gran importancia establecer que la corriente de falla debe ser precisamente la de falla de una fase a tierra, ya que en ningún caso debe tomarse el valor correspondiente de falla trifásica, a pesar de que normalmente proporciona valores mayores a los de la corriente de fase a tierra.

Resistividad del terreno. La resistividad del terreno, junto con la corriente de falla, el factor de mayor influencia para la determinación de las características de una red de tierras, por lo mismo es indispensable conocer su valor y estructura a través de mediciones de campo. Un procedimiento de diseño que no parta de mediciones de campo, por preciso y eficaz que sea, será inadecuado.

Area de la subestación. El área donde se ubicará la subestación deberá siempre conocerse al iniciar un diseño, ya que, como se explicará más adelante, la resistencia de la red de tierras es una función directa del área donde se instalará (además de la resistividad).

Tiempos de apertura de interruptores. Como se indica en las expresiones normalizadas de los potenciales de paso y de toque (V_{paso} , V_{toque}), el tiempo en el que persiste la falla determinará la magnitud del potencial seguro. Sin embargo, a pesar de que en el presente se usan interruptores rápidos, se sugiere el valor de $t=0.5$ segundos.

¹ Después de analizar las ecuaciones de potenciales peligrosos vemos claramente que es muy importante reducir el tiempo de la falla, la experiencia nos muestra que los casos de muerte por electrocución se deben generalmente a fallas de larga duración, el tiempo típico de apertura de interruptores es de medio segundo, sin embargo se ha demostrado que el peligro de fibrilación ventricular disminuye con tiempos de falla de un tercio de segundo.

Por esto es importante coordinar adecuadamente las protecciones y así librar en el menor tiempo posible la corriente de falla.

² *Nivel de aislamiento de equipo de comunicaciones.* El equipo de comunicaciones consta del cableado de control y comunicaciones dentro de una subestación.

Generalmente, tiene un nivel de aislamiento de 5 o 10 KV, por consiguiente, este valor determinará, en gran parte, la resistencia de la red, ya que una elevación de potencial (EPR mayor a estos valores dañaría los cables de control y comunicación).

5.6 Medición de la resistividad del terreno:

La investigación que proporciona el lugar donde se construirá una subestación, deberá incluir una descripción de las composición general del suelo y principalmente determinará las características del terreno desde el punto de vista de la ingeniería civil y eléctrica.

La determinación de la resistividad del terreno deberá obtenerse a través de mediciones directas, evitando aplicar tablas de carácter general. Las mediciones se efectuarán en varios lugares dentro del predio de la instalación. Estas mediciones permitirán establecer la representación del suelo a través de un modelo homogéneo o un modelo estratificado.

Naturaleza del suelo	Resistividad promedio		
	(Ω - m)		
Terreno vegetal	1	-	50
Arcilla	2	-	100
Arena y grava	50	-	1000
Superficie calcárea	5	-	4000
Arcilla granulada	5	-	100
Roca porosa	20	-	2000
Granito, basalto, etc.			1000
Roca cristalina	50	-	500
Terreno de cultivo	10	-	100

Diseño de la red de tierras

1 Otra clasificación que se puede utilizar es la siguiente:

Tierra orgánica húmeda	10	Ω -m
Tierra húmeda	100	Ω -m
Tierra seca	1000	Ω -m
Roca	5700	Ω -m

Algunos factores que determinan la resistividad del suelo son:

a) *Tipo de suelo.*

Roca.

Existen tres tipos de roca:

Roca volcánica la cual es producto de erupciones y se encuentra sobre todo en formaciones montañosas. La ciudad de México se encuentra dentro del cinturón volcánico mexicano, por lo cual existen zonas con este tipo de roca.

Roca sedimentaria la cual se forma a partir de la sedimentación de sales y no se encuentra necesariamente en el fondo de los mares, ya que algunas montañas han emergido pudiendo encontrar este tipo de rocas en la ciudad de México, por ejemplo el cerro del Tenayo.

Roca metamórfica que está formada por una composición de las dos anteriores.

Tepetate.

El Tepetate que en Nahuatl significa " cama de piedra " está considerado como una roca, aunque no entra en la clasificación anterior. Este se formó de la sedimentación de las cenizas volcánicas que con el calor excesivo de las erupciones se convirtió en piedra. Esta formado por arcilla y es un buen conductor de la electricidad.

El Tepetate se encuentra también en la zona del cinturón volcánico mexicano, y su principal característica es su dureza al impacto o a la penetración. Una zona de Tepetate se puede encontrar en el condado de Sayavedra.

Arena.

La arena es muy mala conductora de la electricidad por dos razones, la primera que no retiene humedad y por regla general está muy seca, la segunda, tiene muchos huecos que ocupa el aire.

Relleno sanitario.

El material de relleno por regla general lleva material orgánico, el cual desaparece con el tiempo, dejando grandes huecos, también lleva pedazos de tabique y piedras, por lo que su resistividad no es buena.

Diseño de la red de tierras

El suelo de la ciudad de México es heterogéneo pero se tiene una clasificación del tipo de suelo de acuerdo a la zona: En el Norte roca o tepetate, en el sur roca, en el oriente tierra húmeda y en el poniente tepetate y arena. Esta clasificación es útil pero no tenemos un mapa con el tipo de terreno bien definido y el tipo de suelo puede cambiar de características en unos cuantos metros de separación.

b) *Contenido de humedad y sales.* Este aspecto es el más importante para que un suelo sea conductor de la electricidad, la humedad del suelo está en función del contenido de arcilla, materia orgánica, clima, lugar, época del año, etc.

Cuando el agua tiene un alto contenido de sales es buena conductora de la electricidad mientras que el agua sin sales, (agua destilada) es poco conductora.

La arena no retiene la humedad y como resultado tiene una resistividad muy alta.

Las arcillas retienen la humedad y son conductoras de la electricidad tal es el caso de la bentonita una arcilla que retiene agua varias veces su volumen.

c) *Tamaño del grano y su distribución.* El tamaño del grano y su distribución es importante en la conducción eléctrica ya que si se tienen granos con grandes espacios se reduce el área de contacto, mientras que si se tienen granos mas pequeños con diferentes tamaños los espacios se reducen y aumenta el área de contacto llenando el agua el resto. Las rocas por ejemplo no tienen espacios y el agua no penetra lo que le da una alta resistividad, siempre que no tenga alto contenido de partículas metálicas.

d) *Temperatura.* El agua a temperaturas bajas es mala conductora y la resistividad de un terreno está en función de su humedad, por lo que en zonas muy frías la resistividad aumenta.

5.6.1 Consideraciones generales para determinar la resistividad del terreno:

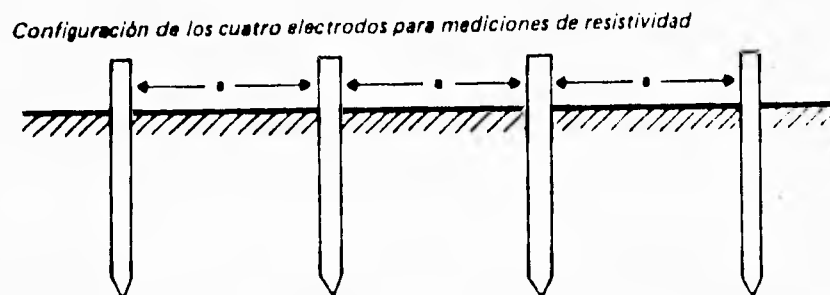
Usualmente desde un punto de vista práctico nos preguntamos: ¿Dónde, cómo y cuándo hacer las mediciones de resistividad y qué equipo se requiere para realizarla?

Las mediciones de resistividad deberán hacerse en el área donde se edificará la subestación, siguiendo el método de Wenner de los cuatro electrodos, o bien el método de Schlumberger cuando la precisión del equipo y la resistividad del terreno así lo requieran. Las mediciones deberán hacerse en época de sequía, evitando realizar mediciones después de días lluviosos o en temporada de lluvia.

5.6.2 Medición de la resistividad específica del suelo:

² Para medir la resistividad del suelo es necesario pasar corriente a través de él, lo que sólo se logra al insertar electrodos en el suelo para obtener la circulación de corriente. El método generalmente empleado es el de los cuatro electrodos. Del mismo existen varias versiones que dependen de la configuración de los electrodos; en general se basan en la teoría desarrollada por Frank Wenner.

La configuración de los cuatro electrodos se muestra en la siguiente figura:



Como se observa, éstos se colocan en línea recta y a una misma profundidad de penetración, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia que existe entre electrodos y de la resistividad propia del terreno. Por lo contrario, no dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, a pesar de que dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra.

Método de Wenner. Aunque, como ya se indicó, la teoría que desarrolló Wenner se aplica a cualquier configuración de cuatro electrodos para medir resistividad, habitualmente se conoce como método de Wenner a la disposición de los cuatro electrodos en línea recta, con igual separación y profundidad de penetración en la tierra.

Al emplear esta configuración. Si se conocen la profundidad de los electrodos, la distancia entre ellos y la resistencia que se opone al paso de la corriente; siempre que en la medición los electrodos 1 y 4 se utilicen para inyectar corriente, y la diferencia de potencial se mida entre los electrodos 2 y 3, la resistividad específica del suelo estará dada por la siguiente expresión:

$$\rho = (4\pi aR) / [1 + 2a / (a^2 + 4b^2)^{1/2} - 2a / (4a^2 + 4 b^2)^{1/2}] = 4\pi aR / n$$

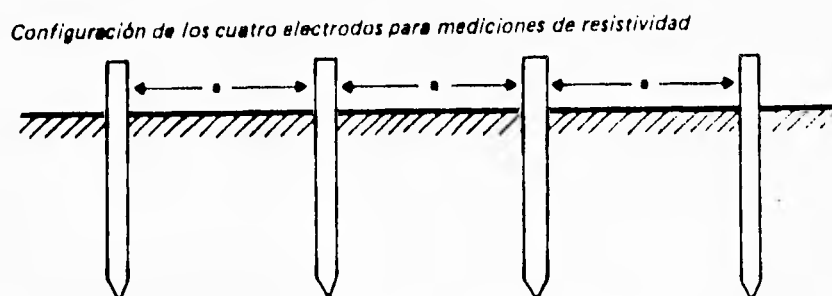
donde

ρ = resistividad del terreno, en ohm-metro

5.6.2 Medición de la resistividad específica del suelo:

² Para medir la resistividad del suelo es necesario pasar corriente a través de él, lo que sólo se logra al insertar electrodos en el suelo para obtener la circulación de corriente. El método generalmente empleado es el de los cuatro electrodos. Del mismo existen varias versiones que dependen de la configuración de los electrodos; en general se basan en la teoría desarrollada por Frank Wenner.

La configuración de los cuatro electrodos se muestra en la siguiente figura:



Como se observa, éstos se colocan en línea recta y a una misma profundidad de penetración, las mediciones de resistividad dependerán de la distancia que existe entre electrodos y de la resistividad propia del terreno. Por lo contrario, no dependen en forma apreciable del tamaño y del material de los electrodos, a pesar de que dependen de la clase de contacto que se haga con la tierra.

Método de Wenner. Aunque, como ya se indicó, la teoría que desarrolló Wenner se aplica a cualquier configuración de cuatro electrodos para medir resistividad, habitualmente se conoce como método de Wenner a la disposición de los cuatro electrodos en línea recta, con igual separación y profundidad de penetración en la tierra.

Al emplear esta configuración. Si se conocen la profundidad de los electrodos, la distancia entre ellos y la resistencia que se opone al paso de la corriente; siempre que en la medición los electrodos 1 y 4 se utilicen para inyectar corriente, y la diferencia de potencial se mida entre los electrodos 2 y 3, la resistividad específica del suelo estará dada por la siguiente expresión:

$$\rho = (4ITaR) / [1 + 2a / (a^2 + 4b^2)^{1/2} - 2a / (4a^2 + 4 b^2)^{1/2}] = 4\pi I a R / n$$

donde

ρ = resistividad del terreno, en ohm-metro

Diseño de la red de tierras

R = resistencia medida, en ohms

a = Distancia entre electrodos, en metros

b = profundidad de penetración de los electrodos, en metros

n = factor aproximado que tiene un valor entre 1 y 2

Depende de la relación b/a; si $b = a$, $n = 1.187$

si $b = 2a$ $n = 1.030$

si $b = 4a$ $n = 1.003$

La expresión puede aproximarse a:

$$\rho = 4\pi a R \quad \text{si } b \gg a$$

$$\rho = 2\pi a R \quad \text{si } b \ll a$$

a) Podemos considerar $b \gg a$ cuando $a/b < 20$ y $b \ll a$ si $a/b \geq 20$.

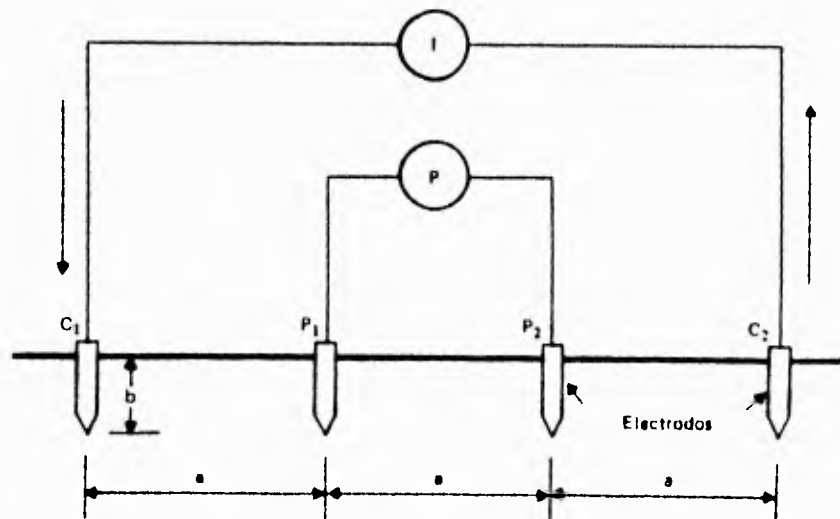
b) Generalmente "b" es de 50 cm y "a" de 10 metros.

c) Se deben efectuar varias mediciones dependiendo del tamaño del terreno

El método de Wenner a pesar de que se publicó en el año de 1915 continúa vigente, y los métodos diferentes para medir la resistividad que se han desarrollado se basan en su teoría. Cabe aclarar que este método es para un suelo homogéneo, esto quiere decir que cuando el suelo es de una sola capa se pueden efectuar mediciones de resistividad con diferentes separaciones de electrodos y el valor de resistividad será el mismo.

Si el suelo es heterogéneo, es decir, cambia sus propiedades a cierta profundidad en dos o más capas entonces la medición de resistividad cambiará con la separación de los electrodos.

Configuración universal del método de Wenner

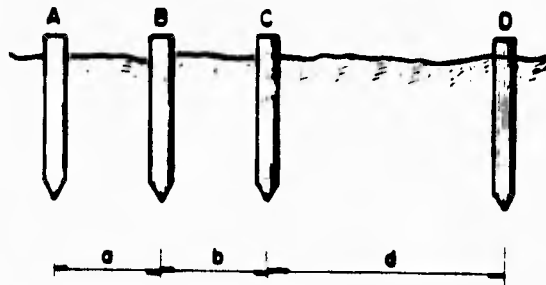


Diseño de la red de tierras

En el método de Wenner, la disposición habitual de los electrodos es C-P-P-C donde C es electrodo de corriente y P de potencial. Sin embargo, los electrodos pueden intercambiarse sin alterar el resultado de la resistividad que se va a medir, siempre y cuando se aplique la expresión adecuada. Con base en lo anterior se sugieren tres configuraciones alternativas para las mediciones, las cuales se presentan a continuación. Algunos autores denominan esta variante del método de Wenner como Método del electrodo central.

¹ **Método del electrodo central.** Es una variante del método de Wenner y la ventaja que presenta es que si hay que efectuar varias mediciones, solo se mueven dos electrodos, mientras que en el de Wenner se mueven los cuatro. La resistividad estará dada por:

$$\rho = [2 \Pi a (a + b) R] / b$$



En la configuración de Wenner el arreglo de electrodos usual se basa en circular una corriente por los extremos midiendo un potencial en los electrodos centrales (C P P C), sin embargo se puede tener otro arreglo de electrodos como se muestra en la siguiente tabla:

2

<u>Configuración de electrodos</u>	<u>Expresión de resistividad</u>
C-P-P-C	$\rho_1 = 2 \pi a R_1$
P-C-C-P	
C-C-P-P	$\rho_2 = 8 \pi a R_2$
P-P-C-C	
C-P-C-P	$\rho_3 = 3 \pi a R_3$
P-C-P-C	

Diseño de la red de tierras

Al realizar mediciones conjuntas en una misma área pueden emplearse para determinar la homogeneidad del terreno; en el caso de suelo homogéneo se tendrá:

$$3 \rho_1 = \rho_2 + 2 \rho_3$$

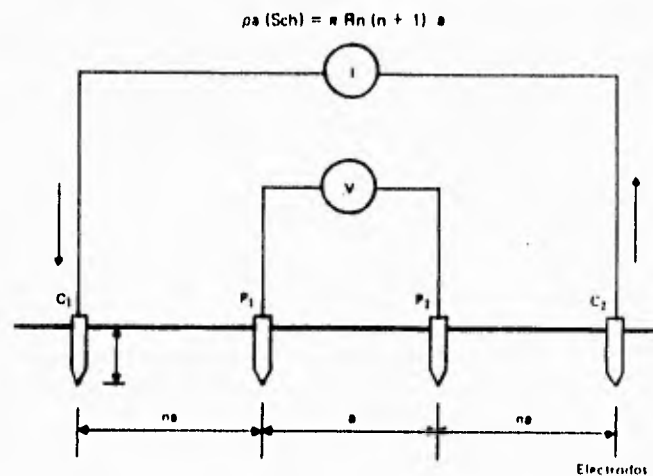
$$R_1 = R_2 + R_3$$

Método de Schlumberger. El método de Schlumberger es una modificación del método de Wenner. También emplea cuatro electrodos, en este caso la separación entre los electrodos centrales o de potencial (a) se mantiene constante y las mediciones se realizan variando la distancia de los electrodos exteriores a partir de los electrodos interiores, a distancias múltiples (na) de la separación base de los electrodos internos (a).

La configuración, así como la expresión de la resistividad correspondiente a este método de medición se muestran a continuación:

Configuración

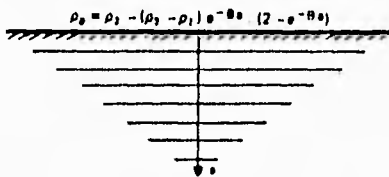
Configuración del método de Schlumberger



El método de Schlumberger es de gran utilidad cuando el aparato de medición no tiene la precisión adecuada para valores de resistencia pequeños, ya que con la separación entre electrodos del método de Wenner, se introducen errores si se emplean aparatos de poca precisión cuando la resistividad del terreno es del orden de $20 \Omega\text{-m}$ y los valores de resistencia proporcionados por el aparato son del orden de 10^{-3} ohms.

Diseño de la red de tierras

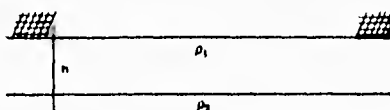
Modelo exponencial propuesto para explicar las variaciones de resistividad con la profundidad



Resistividad aparente

$$\frac{\rho_a}{\rho_1} = 1 + 4 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{k^n}{\sqrt{1 + \left(\frac{2nh}{a}\right)^2}} - \frac{k^n}{\sqrt{4 + \left(\frac{2nh}{a}\right)^2}}$$

Modelo de 2 capas que presenta las variaciones de la resistividad con la separación entre electrodos



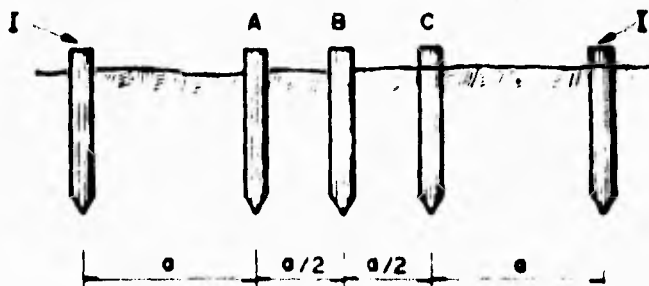
- k = factor de reflexión $(\rho_1 - \rho_2) / (\rho_2 + \rho_1)$
- ρ_a = resistividad aparente calculado por el método de Wenner (ohm-m)
- ρ_1 = resistividad de la primera capa (ohm-m)
- h = altura de la primera capa (m)
- a = espaciamiento entre electrodos en el método de Wenner (m)

Método de Lee. Consiste en enterrar cinco electrodos como se muestra en la figura, en la medición solo se utilizan cuatro, circulando una corriente en los extremos y midiendo la caída de potencial entre A y B ó entre B y C, la resistividad estará dada por:

$$\rho = 4 \Pi a R_{AB}$$

$$\rho = 4 \Pi a R_{BC}$$

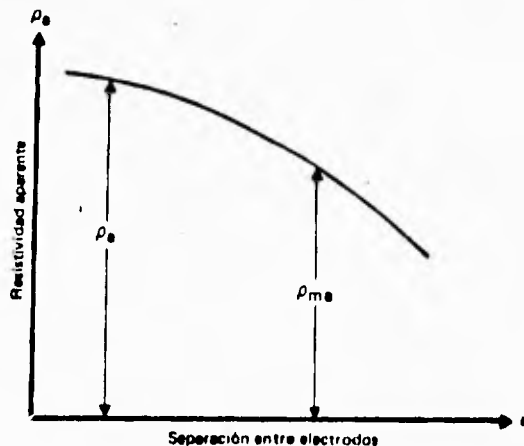
Tiene la ventaja de poder efectuar dos mediciones y si los resultados difieren el suelo no es homogéneo en la parte superficial.



5.6.3 Selección de un modelo estratificado del suelo no homogéneo:

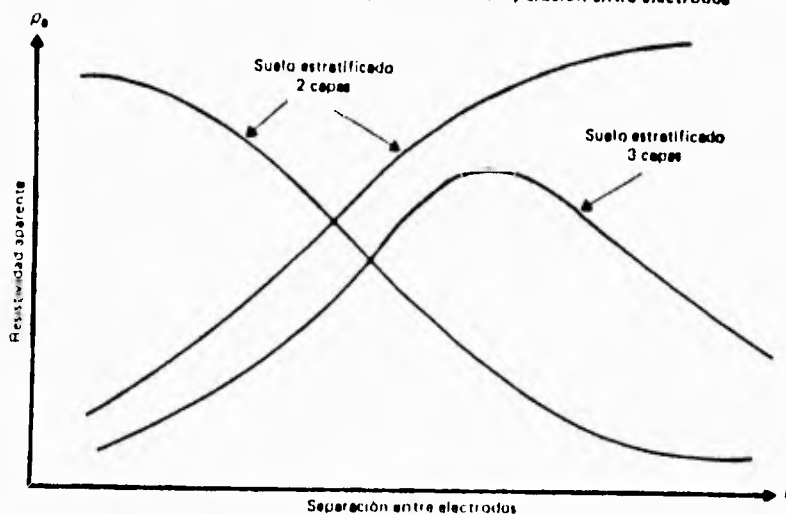
En el diseño de la red de tierras la resistividad es uno de los parámetros de diseño más importantes; en algunos casos es suficiente suponerla homogénea. Sin embargo, cuando se efectúan mediciones se encuentra generalmente que la no-homogeneidad es el resultado más común, por lo que al aplicar las fórmulas para obtener la resistividad, se encuentran valores como los presentados a continuación, donde en función de la separación entre electrodos se tiene una resistividad aparente (ρ_a).

Variación aparente de resistividad con la distancia entre electrodos



Desde un punto de vista práctico, cuando se grafican los resultados de las mediciones de campo, de resistividad contra la distancia entre electrodos, se obtienen los tipos de curvas que se muestran a continuación:

Posibles variaciones de la resistividad aparente con la separación entre electrodos



Diseño de la red de tierras

Podemos observar que la variación de la resistividad es notoria al incrementarse la separación entre electrodos; al aplicar el método de Wenner de los cuatro electrodos, las variaciones observadas se atribuyen fundamentalmente a la variación exponencial de la resistividad en función de la profundidad.

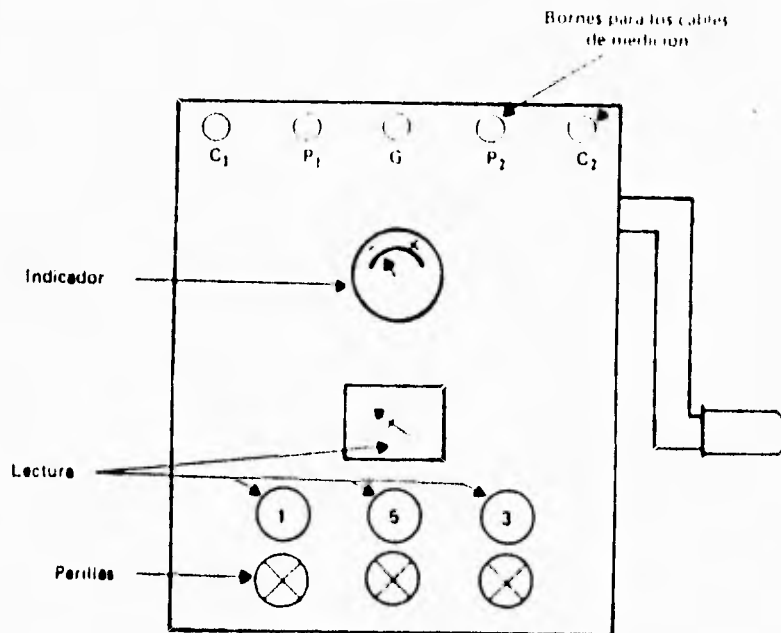
5.6.4 Equipo de medición:

Aparato de medición. Los aparatos que más se utilizan para la medición de resistividad del terreno se conocen como Megger de tierras y por su principio de operación pueden ser de dos tipos. Megger de tipo compensación y de equilibrio en cero o Megger de lectura directa.

El Megger de equilibrio en cero genera una corriente alterna. El de lectura directa, una corriente directa que se invierte periódicamente con el fin de evitar corrientes parásitas de tipo electrolítico que pueden alterar las mediciones.

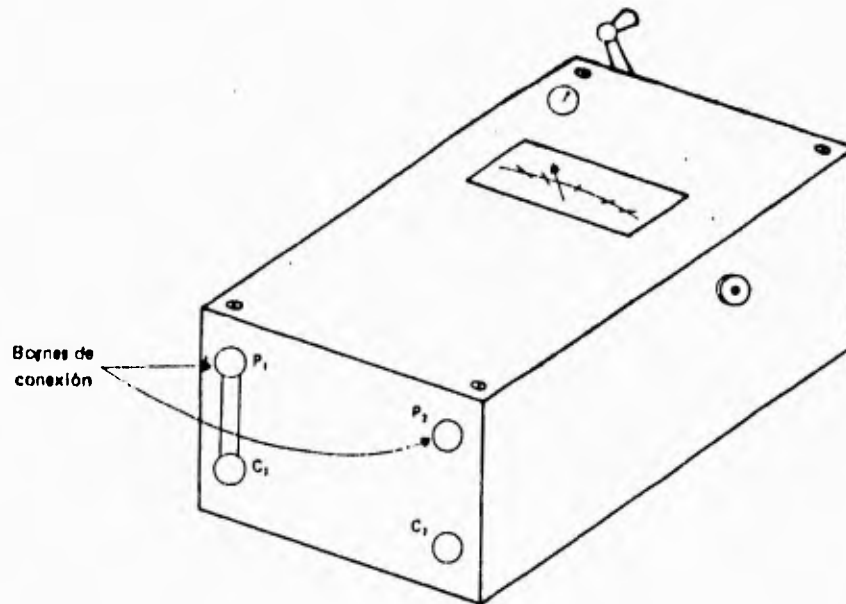
Megger de equilibrio en cero. El medidor del tipo compensación o equilibrio en cero se acciona, al mover la manija o el interruptor de presión. Según el sentido de la desviación de la aguja, la resistencia deberá aumentarse o disminuirse. Con ayuda de las tres perillas se logra la estabilización en el centro de la escala. El valor de la resistencia mediada es el que muestran las escalas correspondientes a las perillas, multiplicado por el factor de escala seleccionado.

Carátula representativa de un Megger de equilibrio en cero



Megger de lectura directa. El medidor de lectura directa genera una corriente continua por medio de un dinamo accionado manualmente. La desviación de la aguja indica directamente el valor de la resistencia medida en ohms. La lectura puede apreciarse exclusivamente cuando se acciona la manija de la dinamo. La utilización de este tipo de aparato es ventajosa cuando se tienen resistividades del suelo muy grandes, debido a que en estas situaciones el equipo de balance nulo requiere la inyección de grandes corrientes para lograr la compensación y así permitir la lectura de la resistencia.

Representación esquemática de un Megger de lectura directa



5.7 Resistencia a tierra:

El suelo es un conductor eléctrico y su conductividad es baja comparada con los metales que son buenos conductores.

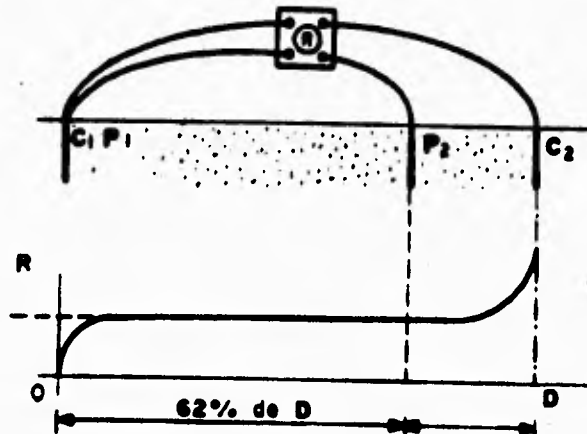
La resistencia a tierra de un electrodo está dada por la suma de varias resistencias; la de contacto en las conexiones, las propias del electrodo, la del electrodo y el medio que lo rodea y por último la que presenta el terreno. De todos estos factores solo la resistencia que presenta el terreno es apreciable ya que las tres primeras son muy bajas.

5.7.1 Método de la caída de tensión:

El método aquí descrito es el de " la caída de tensión ".

Consiste en circular una corriente entre dos electrodos fijos, uno auxiliar (C_2) y el otro el de prueba (C_1), midiendo la caída de tensión entre otro electrodo auxiliar (P_2) y el electrodo bajo medición (P_1), este segundo electrodo auxiliar (P_2) se va desplazando y conforme se mueve se van tomando lecturas y graficando hasta obtener una figura como la siguiente:

Diseño de la red de tierras



El valor de resistencia a tierra de la red es el que se obtiene en la intersección del eje de resistencia (R) con la parte paralela de la gráfica al eje de las distancias (D). Si la curva no presenta un tramo paralelo, quiere decir que la distancia escogida no es suficiente.

Actualmente se cuenta con equipos de medición que solo traen tres bornes de prueba, con cables calibrados a cierta distancia y se conectan de la siguiente manera; verde al electrodo de prueba (C₁ P₁), amarillo al electrodo auxiliar (P₂) y rojo al electrodo auxiliar (C₂).

Este método ha sido probado con éxito en sistemas de tierra muy grandes como lo es el de la central nuclear de Laguna Verde. Consiste en colocar el electrodo auxiliar (P₂) a 62% de la distancia en que se encuentra (C₂).

5.8 Elementos de la red de tierra:

5.8.1 Electrodo de puesta a tierra:

Existe cierta confusión en lo que respecta al electrodo de puesta a tierra. Algunas personas piensan que el electrodo solo es una varilla enterrada, sin embargo un electrodo puede consistir en un conductor enterrado en forma vertical u horizontal, una placa enterrada, una varilla con relleno químico, varias varillas en paralelo, mallas de cables enterrados, etc.

La resistencia total del electrodo puede ser dividida en tres partes:




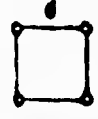
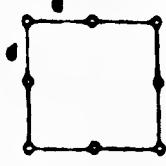
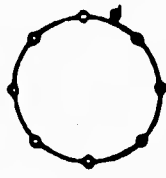

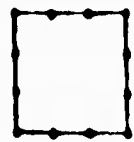
- La resistencia propia del conductor
- La resistencia del contacto entre el electrodo y tierra
- La resistencia de la masa de tierra que rodea al electrodo.

La última representa el valor más significativo de resistencia a tierra ya que los otros dos valores comparativamente son despreciables.

Diseño de la red de tierras

Electrodos múltiples. El electrodo común es un medio económico de instalar un sistema de tierra, sin embargo, generalmente su valor de resistencia a tierra es alto, por lo que frecuentemente se deben colocar varios electrodos en paralelo.

Sin entrar en más detalles, a continuación se muestran arreglos con dos o más electrodos unidos por medio de un cable desnudo, junto con el porcentaje que se reduce la resistencia de uno solo de acuerdo al arreglo utilizado.

Valores esperados	Arreglo
Dos electrodos en paralelo reducen al 55% la resistencia de uno	
Tres electrodos en línea recta reducen al 35% la resistencia de uno	
Tres electrodos en delta reducen al 38% la resistencia de uno	
Cuatro electrodos en cuadro reducen al 17% la resistencia de uno	
Ocho electrodos en cuadro reducen al 17% la resistencia de uno	
Ocho electrodos en círculo reducen al 16% la resistencia de uno	
Nueve electrodos en cuadro sólido reducen al 16% la resistencia de uno	
Doce electrodos en cuadro reducen al 12% la resistencia de uno	

Diseño de la red de tierras

Electrodos horizontales. Cuando no es posible utilizar electrodos de Copper-weld enterrados en forma vertical se recurre a otros métodos, uno de ellos bastante eficiente es el de electrodos horizontales. Para instalar un electrodo horizontal se requiere espacio y se tiene el inconveniente de que con frecuencia es hurtado; factores que representan desventajas, por lo que su aplicación se reduce a lugares donde no se pueden colocar electrodos verticales, hay suficiente área y no tienen acceso fácil evitándose su hurto. En sistemas de distribución su aplicación se ha reducido a los fraccionamientos, por los problemas antes mencionados. Un ejemplo de esta aplicación se encuentra en el Fraccionamiento Jardines de la Montaña, el cual tiene una red horizontal de 10 km de cable desnudo.

³ **Electrodos para pararrayos.** Con este título distinguimos al conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de las estructuras de una subestación y que sirven para complementar la red de cables de guarda que se extiende sobre los copetes de las estructuras de la subestación para protegerla de posibles descargas atmosféricas.

Los electrodos se fabrican con tramos de tubo de hierro galvanizado de unos 40 mm de diámetro y 3 metros de largo, atornillados a la estructura de la subestación y cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto de punta.

Debido a que las descargas de los rayos son de alta frecuencia, se recomienda que las terminales de descarga de la red de hilo de guarda, así como las terminales de descarga de los pararrayos tengan el mismo calibre del cable de la red de tierra y lo ideal es utilizar un cable de descarga del mismo calibre de las barras para atenuar el reflejo de ondas que provoca un aumento en la amplitud de la onda de choque.

¹ **Varillas de " copper-weld "**. La varilla de " copper-weld " esta formada por una barra circular de hierro forrada con una capa de cobre de 0.25 mm, el hierro le da la dureza necesaria para introducirla en la tierra (se introducen al suelo por medio de golpes), mientras que el cobre le da conductividad y resistencia a la corrosión. Su longitud aproximada es de 3 metros aunque algunas varillas se pueden unir mediante el uso de conectores aumentando de este modo su longitud.

Electrodos profundos. Son bastante efectivos ya que al enterrarse a una profundidad considerable, llegan a capas de terreno más húmedas y a veces hasta los niveles freáticos. En perisur (un centro comercial al sur de la ciudad de México D.F.) se utilizaron electrodos profundos obteniendose resultados satisfactorios.

Electrodos químicos. Consisten en modificar el medio que rodea el electrodo, bajando la resistividad del suelo. Los más usuales son:

Carbón mineral (coke). Ha venido a sustituir el carbón vegetal por tener mejores cualidades aunque requiere en cierta medida de la humedad.

Diseño de la red de tierras

En 1980 como prueba se instaló un electrodo con coke en terreno basáltico, es decir roca, teniendo una eficiencia de 40% logrando reducir una resistencia a tierra de 34 ohms a 21 ohms.

Sulfatos. Han caído en desuso por ser corrosivos ya que deterioran los metales en particular el cobre.

Sales. Al igual que los sulfatos son corrosivas, y además se diluyen fácilmente en el agua.

Bentonita. La bentonita se usa para bajar la resistividad del terreno y reducir el valor de resistencia a tierra y se empezó a utilizar con estos fines en Hungría y Checoslovaquia. Ésta arcilla se usa también para otros fines, por ejemplo en las perforaciones de pozos profundos sirve para evitar derrumbes y en los canales para evitar filtraciones.

Su principal propiedad es la capacidad de retener agua, aunque resulta difícil manejarla debido a que en contacto con el agua forma una película impermeable. Mezclarla con agua no es fácil, necesiándose dos meses para que absorba el agua al 100%.

En agosto de 1980 se realizó una prueba para la cual se instaló un electrodo con bentonita en una perforación de 70 cm. de diámetro. Su rendimiento fue de 60%, es decir de un valor original en el electrodo de 34 ohms a tierra se redujo a 13 ohms.

Método Sanik. Inventado por el sueco Sanik, consiste en dos soluciones salinas que reaccionan entre sí, formando una mezcla gelatinosa estable, la cual es conductora de la electricidad e insoluble en agua. A diferencia de la bentonita, absorbe agua fácilmente.

Se han instalado desde 1949 a la fecha y permanecen sin alteración. La eficiencia de un electrodo tratado con éste procedimiento varía entre el 25 y el 80%.

Resinas sintéticas. Son resinas de bajo peso molecular del tipo electrolítico con un elemento endurecedor, que dan como resultado un elemento de baja resistividad que se mantiene por largo tiempo. Éste método lo han desarrollado en China y su eficiencia va del 80 al 90%.

3 5.8.2 Conductores:

El conductor puede ser de cobre, aluminio o de hierro, en sí cualquier elemento metálico, sin embargo, la mayoría de los metales comunes se corroen fácilmente, por lo que el cobre ha destacado en este aspecto ya que es muy resistente a la corrosión.

Cuando la red de tierras se localiza en zonas cercanas a canales de aguas residuales se utiliza un material distinto al cobre debido a que la descomposición de la materia orgánica produce compuestos de azufre que lo atacan.

El conductor utilizado en los sistemas de tierra es el cable de cobre desnudo calibre 4/0 AWG o arriba dependiendo del sistema que se utilice. Se ha escogido el calibre 4/0 AWG como mínimo por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse cables de cobre de menor calibre. El cobre tiene una alta conductividad tanto eléctrica como térmica y su

Diseño de la red de tierras

resistencia a la corrosión se debe a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

Para sistemas de anillo se utiliza el cable de cobre de 1000 MCM, mientras que para los sistemas de malla se utiliza comunmente calibre 4/0 AWG.

5.8.3 Conectores y accesorios:

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

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

- a) Conectores atornillados
- b) Conectores a presión
- c) Conectores soldados

Todos los tipos de conectores deben poder soportar la corriente de la red de tierra en forma continua.

Los conectores atornillados se fabrican con bronces de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material está formado por bronces al silicio que les da alta resistencia mecánica y a la corrosión.

La utilización del bronce, que es un material no magnético, proporciona una conducción segura para las descargas atmosféricas que son de alta frecuencia.

Los conectores a presión son más económicos que los atornillados y dan mayor garantía de buen contacto.

Los 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 de la malla de tierra, al cable de las estructuras, etcétera.

—

5.9 Datos de diseño:

² 5.9.1 Revisión de los criterios de diseño:

Para entrar al diseño de nuestra red de tierra, es conveniente recordar algunos aspectos anteriormente expuestos.

Funciones básicas de una red de tierras:

- a) Proporcionar seguridad al personal, limitando los potenciales de paso y de toque a valores tolerables.

Diseño de la red de tierras

- b) Limitar la elevación del potencial en el área de la red sobre el potencial natural del suelo en condiciones de falla eléctrica.
- c) Controlar los sobrevoltajes durante la ocurrencia de fallas y facilitar la operación de los dispositivos de protección correspondientes (relevadores).

5.9.2 Información necesaria:

La información mínima para la realización del diseño de una red de tierras es:

- a) Resistividad del terreno (ρ). Parámetro que deberá obtenerse a través de mediciones de campo.
- b) Corriente de falla (I_f). El valor de la corriente de falla se obtendrá del área de planeación de la empresa eléctrica. No deberá usarse la información de capacidad interruptiva, ya que, en general, este valor difiere del correspondiente a la corriente de falla a tierra.

5.9.3 Parámetros de la red:

A partir de la información básica y de la aplicación de expresiones simples se determinarán los parámetros que permitan conocer la forma de la red de tierras. Los parámetros que se determinarán son:

a) *Área de la red.* En la realización de un diseño práctico pueden presentarse dos situaciones. La disponibilidad de un área limitada, que se reflejará en un valor límite de la resistencia a tierra del electrodo, o bien la posibilidad de usar un área no limitada, con lo que se logrará el valor de resistencia para el electrodo de puesta a tierra.

b) *Longitud del conductor de la red.* El conocimiento de la longitud del conductor de la red permite adoptar una configuración sobre el área disponible. La necesidad de limitar los potenciales de paso y de toque determinarán principalmente su longitud.

c) *Sección transversal del conductor.* La rigidez mecánica, en realidad, limita el diámetro del conductor, aunque teóricamente dependerá de la capacidad térmica que imponga la circulación de la corriente de falla a través de la red.

d) *Electrodos de tierra.* Los electrodos de tierra son de gran ayuda para distribuir, de manera eficaz, la corriente de falla en el suelo, especialmente cuando la resistividad del suelo es menor a medida que se aumenta la profundidad. También son de gran utilidad cuando

Diseño de la red de tierras

existen fuertes variaciones de resistividad superficial del suelo, en las diferentes estaciones del año.

5.10 Procedimiento de diseño:

El cálculo de la red de tierra se realizará en dos etapas, la primera estará dedicada a la determinación de los parámetros y a la configuración de la red, en tanto que la segunda tratará sobre el análisis del comportamiento de la red.

Determinación de los elementos de la red:

a) *Resistencia.* El primer parámetro de la red de tierras que se determinará en todo diseño es la resistencia deseada para la red. Este valor dependerá de la corriente de falla (I_f) y de la elevación del potencial (EPR) en el área de la subestación.

La expresión que se aplica es:

$$R_g = \text{EPR} / I_f$$

donde

R_g = resistencia de la red

EPR = elevación aceptable del potencial de la red de tierra

I_f = corriente de falla

Debe aclararse que éste valor constituye un objetivo, ya que la resistencia de la red en el diseño final dependerá del área y la longitud del conductor. Sin embargo, éste ayudará a conocer, al iniciar el diseño, la magnitud de la resistencia de la red que buscará satisfacerse.

Ahora bien, el nivel de aislamiento de los equipos de comunicación y control limitan el valor de la elevación del potencial de la red (EPR); tradicionalmente se ha usado un valor de 5 KV. Cuando el área de la red y la corriente de falla impongan limitaciones serias, se usará de 10 KV; siempre se deberá comunicar esta información al departamento de diseño que haga la selección del equipo de comunicación.

b) *Longitud del conductor de la red.* La necesidad de limitar los potenciales de paso y de toque limitará la longitud del conductor de la red. Usualmente el potencial de toque impone mayores restricciones de diseño, por lo que se usará como parámetro básico en el cálculo de la longitud del conductor.

Diseño de la red de tierras

El potencial de la malla en el área de una red cuando se considera la situación más desfavorable será:

$$V_m = (K_{\text{malla}} \rho I_f) / L$$

donde

ρ = resistividad del suelo (Ω -m)

I_f = corriente de falla a tierra inyectada a la red (A)

L = longitud del conductor de la red (m)

K_{malla} = este factor $K_s K_i$ da valores entre 1.5 y 3.0, utilizando los cálculos señalados en la guía 80 de IEEE. Se ha comprobado que el valor de 3.0 corresponde a un diseño conservador. Por consiguiente, para esta etapa de un diseño preliminar se recomienda un valor de 1.7 .

Ahora bien, el valor límite del potencial de toque lo dará la expresión normalizada:

$$V_{\text{toque}} = (116 + 0.17 \rho_s) / t^{1/2}$$

Para esta evaluación se tomará una resistividad superficial ρ_s de 3000 Ω -m (lo que se logrará al emplear grava triturada en el área de la subestación). Asimismo, el tiempo de apertura t se considerará igual a 0.5 segundos por lo que:

$$V_{\text{toque}} = 900 \text{ Volts aproximadamente}$$

Finalmente, la expresión para la longitud del conductor será:

$$L = (K_{\text{malla}} \rho I_f) / 900$$

c) *Area de la red.* Si se sabe que la longitud del conductor y el área de instalación determinan la resistencia de un electrodo de puesta a tierra, se considerará que la resistencia de la red obtenida a través de la ecuación:

$$R_g = \text{EPR} / I_f$$

constará de dos componentes:

$$R = R' + r'$$

donde

R' = efecto del área de la subestación sobre la resistencia de la red

r' = efecto de la longitud del conductor en la resistencia de la red

Diseño de la red de tierras

El potencial de la malla en el área de una red cuando se considera la situación más desfavorable será:

$$V_m = (K_{\text{malla}} \rho I_f) / L$$

donde

ρ = resistividad del suelo (Ω -m)

I_f = corriente de falla a tierra inyectada a la red (A)

L = longitud del conductor de la red (m)

K_{malla} = este factor $K_s K_i$ da valores entre 1.5 y 3.0, utilizando los cálculos señalados en la guía 80 de IEEE. Se ha comprobado que el valor de 3.0 corresponde a un diseño conservador. Por consiguiente, para esta etapa de un diseño preliminar se recomienda un valor de 1.7 .

Ahora bien, el valor límite del potencial de toque lo dará la expresión normalizada:

$$V_{\text{toque}} = (116 + 0.17 \rho_s) / t^{1/2}$$

Para esta evaluación se tomará una resistividad superficial ρ_s de 3000 Ω -m (lo que se logrará al emplear grava triturada en el área de la subestación). Asimismo, el tiempo de apertura t se considerará igual a 0.5 segundos por lo que:

$$V_{\text{toque}} = 900 \text{ Volts aproximadamente}$$

Finalmente, la expresión para la longitud del conductor será:

$$L = (K_{\text{malla}} \rho I_f) / 900$$

c) *Area de la red.* Si se sabe que la longitud del conductor y el área de instalación determinan la resistencia de un electrodo de puesta a tierra, se considerará que la resistencia de la red obtenida a través de la ecuación:

$$R_g = EPR / I_f$$

constará de dos componentes:

$$R = R' + r'$$

donde

R' = efecto del área de la subestación sobre la resistencia de la red

r' = efecto de la longitud del conductor en la resistencia de la red

Diseño de la red de tierras

Las expresiones para cada uno de estos términos son:

$$R' = 1.6 \rho / P$$

$$r' = 0.6 \rho / L$$

donde

$$\begin{aligned} \rho &= \text{resistividad del suelo (} \Omega\text{-m)} \\ P &= \text{perímetro de la subestación (m)} \\ L &= \text{longitud del conductor (m)} \end{aligned}$$

La expresión para R es igual a la presentada en la Guía 80 del IEEE, excepto que al segundo término le afecta un factor de 0.6. Éste valor se determinó mediante experimentación por parte del Instituto de Investigaciones Eléctricas. El efecto de la longitud del conductor en la resistencia (R) tiene menor efecto que el área de la red de tierras. Es por esto que se recomienda el uso del factor de 0.6

d) *Tamaño del conductor.* Tradicionalmente se ha considerado que el tamaño del conductor está en función de su capacidad térmica; sin embargo, con los tiempos de apertura usados en los sistemas de potencia modernos esto ha dejado de ser una limitación y la sección transversal de los conductores de la red estará determinada por razones mecánicas, por lo que conductores calibre 2/0 o 4/0 son aceptables. Un conductor 4/0 AWG Cu soporta, antes de la fusión y según la ecuación de Onderdonk, una corriente de 40000 A por un tiempo de 0.5 segundos.

e) *Electrodos de tierra.* Es difícil dar una fórmula generalizada para el número de electrodos requerido, ya que los electrodos a tierra no siguen la ley de las resistencias en paralelo. Sin embargo, se acepta la fórmula empírica:

$$N_v = 1.125 R_v$$

donde

$$\begin{aligned} N_v &= \text{número de varillas} \\ R_v &= \text{resistencia de una varilla (} \Omega \text{)} \end{aligned}$$

$$R_v = [\rho / 1.915 L] [\ln (96 L / d) - 1]$$

donde

$$\begin{aligned} \rho &= \text{resistividad (} \Omega\text{-m)} \\ L &= \text{longitud de la varilla (pies)} \\ d &= \text{diámetro de la varilla (pulgadas)} \\ R_v &= \text{resistencia de la varilla (} \Omega \text{)} \end{aligned}$$

Diseño de la red de tierras

Expresión para varillas de tierra de 3 metros de longitud (10 pies) y 19 mm de diámetro (3/4 pulgadas) :

$$R = 0.3214 \rho \text{ (} \Omega \text{)}$$

Finalmente, para conocer todos los parámetros de la red, la profundidad a la que se colocará la red a partir de la superficie del suelo será de 0.5 a 0.7 metros. No se considera conveniente hacerlo a mayor profundidad ya que, a pesar de que teóricamente, al aumentar la profundidad disminuye la resistencia de la red, el costo de la instalación no se justifica y no muestra mejoras importantes en la operación de la red.

5.11 Análisis de operación de una red de tierras:

Una vez determinados los parámetros básicos de la red se procederá a la distribución del conductor sobre el área de la red. En general, se sabe que una distribución no uniforme del conductor proporciona un mejor comportamiento. A pesar de que no pueden establecerse reglas claras, se recomienda que al menos los primeros tres conductores cercanos a la periferia estén separados por distancias que midan la mitad de la separación que existe entre todos los otros conductores de la red, por que se ha determinado, a través de mediciones con modelos a escala, que la distribución de corriente no es uniforme sino que existe una mayor densidad de corriente en la periferia de la red.

Para juzgar el comportamiento de la red en este método simplificado, se consideran como parámetros importantes la resistencia de la red y el potencial de toque en el área de la instalación.

Para calcular la resistencia de red se utilizará la expresión:

$$R = \rho \{ [0.537 / A^{1/2}] + [1.75 / (L n^{1/3})] \} \{ 1 - 0.8 [(100 h d) / (n A^{1/2})]^{1/4} \}$$

donde

- A = área de la red (m²)
- L = longitud del conductor (m)
- h = profundidad de la red (m)
- d = diámetro del conductor de la red (m)
- n = número de conductores
- R = resistencia de la varilla (Ω)
- ρ = resistividad del terreno (Ω -m)

Diseño de la red de tierras

El potencial de toque estará dado por la expresión:

$$V_{\text{toque}} = (K_{\text{malla}} \rho I_f) / L$$

donde

V_{toque} = potencial de toque

K_{malla} = factor de malla

$$K_{\text{malla}} = 0.9 + 0.1 [(A^{1/2} / D) - 2.5] + 0.0248 (A^{1/2} - 10)^{0.72}$$

donde

D = separación entre conductores de la red (o el valor medio geométrico de las longitudes de malla laterales).

A = área de la red (m^2)

La red analizada cumplirá con el comportamiento establecido, si la resistencia de la red es menor o igual a la determinada por la ecuación ($R_g = EPR / I_f$) y el potencial de toque, a su vez, es igual al normalizado (se sugieren 900 V, cuando se usa grava triturada sobre la superficie de la red).

5.12 Revisión del diseño:

En caso de haber hecho el cálculo total para el diseño preliminar y encontrar que la malla puede resultar peligrosa, se hace un nuevo diseño, ajustando la longitud total del conductor para caer dentro de los límites de seguridad. En este caso se hacen otra vez todos los cálculos, para revisar si el nuevo diseño resulta seguro.

Además de lo anterior, para mejorar la operación de la red de tierra pueden seguirse las siguientes indicaciones:

- a) Reducir la resistencia total de la red reduciendo el aumento de potencial máximo y por lo tanto, el potencial máximo de transferencia. Hay dos formas de reducirla que son: aumentar el área de la red, o cuando el área está confinada, usar varillas enterradas y conectar la red a tubos de pozos profundos.
- b) Reducir el espaciamiento de los conductores que forman las mallas acercándose en el límite a la condición de placa metálica. Esto permite eliminar los potenciales peligrosos.
- c) Agregar capas de roca triturada de alta resistividad en la superficie del terreno para aumentar la resistencia en serie con el cuerpo.
- d) Proveer pasos adicionales a las corrientes de falla a tierra por medio de los cables de guarda de las líneas de transmisión, conectándolos a la red de tierra.

Diseño de la red de tierras

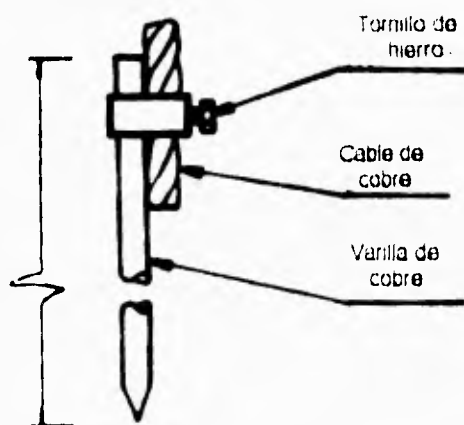
- e) Limitar cuando sea posible las corrientes de falla a tierra sin aumentar los tiempos de interrupción ya que en general este hecho tiene un efecto adverso a la seguridad.
- f) Prohibir el paso a ciertas áreas limitadas, donde sea poco práctico eliminar la posibilidad de que aparezcan diferencias de potencial excesivas durante las fallas a tierra.
- g) Utilizar un tapete de hule y tarima de madera con clavos de madera frente a los tableros para aumentar la resistividad en la superficie a 4000 ohms-metro aproximadamente reduciendo el peligro debido a potenciales peligrosos.

5.13 Corrosión en los sistemas de tierras:

Los sistemas de tierras se componen de elementos que van enterrados directamente, en el suelo, el cual por lo general está húmedo, éstos elementos, se ven atacados por la corrosión. Así, es común encontrar redes de tierra que no funcionen en forma adecuada, porque algunos de sus elementos se han corroído.

Entre los casos más comunes donde se presenta la corrosión están; lugares donde se rectifica la corriente, como centros de cómputo, vías de tranvía, trolebuses, etc. Lugares cercanos a canales de aguas residuales, ya que a éstas aguas se les agrega sustancias químicas que atacan a los metales y al cobre en particular, sin embargo, un metal enterrado tiende a corroerse con el transcurso del tiempo.

Corrosión por efecto galvánico. Otra forma de corrosión en los metales se da por el efecto galvánico que se da por la unión de metales diferentes como se muestra en la figura.



Efecto galvánico entre la unión del hierro y el cobre, donde el hierro se va a corroer

Diseño de la red de tierras

3 Éste tipo de corrosión es el peor y se debe a la acción electroquímica de metal electropositivo cuando dos o más metales diferentes entran en contacto en presencia de un electrólito. La corrosión galvánica en zonas salinas e industriales adquiere grandes proporciones en comparación con zonas rurales.

La tabla de la serie galvánica de los metales está construida de tal manera que entre dos metales cualesquiera adyacentes, se considera que no hay corrosión. Esta corrosión es más intensa a medida que se usan metales que se encuentran relativamente más alejados en sus posiciones de la tabla y, en caso de haber destrucción, el metal destruido es siempre el anódico.

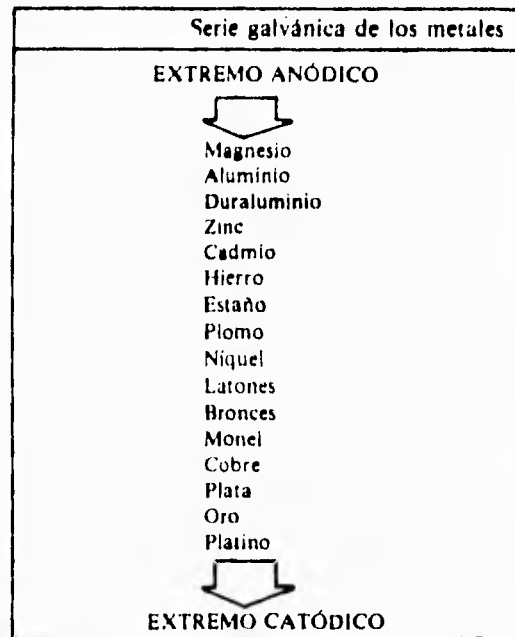
Por ejemplo en caso de usarse conductores de magnesio y de platino, se tendría la máxima intensidad de corrosión galvánica como lo muestra la tabla, destruyendose en este caso la pieza de magnesio. En el caso del aluminio y del cobre, siempre se destruirá la pieza de aluminio.

Una manera de reducir al máximo la corrosión galvánica es disminuyendo al máximo la resistencia de contacto. Como caso práctico se usan elementos bimetálicos y pastas anticorrosivas. Las pastas anticorrosivas sellan la conexión contra la oxidación y corrosión evitando que la humedad del ambiente penetre en la conexión. Además, estas pastas contienen partículas metálicas conductoras que, cuando se presionan entre el conductor y el conector, rompen la película de óxido y actúan como puentes para llevar la corriente, ocupando las áreas donde se ha roto la película de óxido.

Los metales tienen un potencial propio el cual se da en la siguiente tabla:

Material	Potencial
Potasio	-2.922
Magnesio	-2.340
Aluminio	-1.670
Zinc	-0.762
Cromo	-0.710
Hierro	-0.440
Niquel	-0.250
Hidrógeno	0.000
Cobre	+0.345
Plata	+0.800
Platino	+1.200
Oro	+1.680

Diseño de la red de tierras



Los métodos más comunes para prevenir la corrosión entre el aluminio y el cobre son los siguientes:

1. Sellar las superficies de contacto con cromato de zinc o cualquier otro tipo de pasta anticorrosiva comercial.
2. Recubrir las superficies de contacto con estaño, cadmio o zinc, metales que se encuentran en la serie galvánica entre el aluminio y el cobre.
3. Insertar una placa bimetálica de cobre y aluminio entre las superficies de contacto, quedando unidas las superficies del mismo metal.
4. Soldar las dos superficies de aluminio y cobre.

5.14 Ejemplo:

A partir de los siguientes parámetros, calcular las características de la red de tierras y evaluar su comportamiento.

Corriente de falla	13 KA
Resistividad del terreno	72 Ω -m
Resistividad superficial	3000 Ω -m
Area de la red	36 x 36 m ²
Diámetro del conductor	0.014 m
Profundidad de la red	0.5 m

Diseño de la red de tierras

1. *Cálculo de la resistencia de la red.* Para este ejemplo, debido a la gran magnitud de la corriente de falla, se considera la $EPR = 10 \text{ kV}$

$$R = 10 / 13 = 0.769 \Omega$$

2. *Longitud del conductor.* Para limitar los potenciales sobre la superficie del área de la subestación.

$$V_{\text{toque}} = 900 \text{ volts (debido a } \rho_s = 3000 \Omega\text{-m)}$$

$$L = (K_{\text{malla}} \rho I_f) / 900$$

$$L = 1.7 [(72 \times 13000) / 900] = 1768 \text{ m}$$

3. *Area necesaria para la red.* En este ejemplo existe la limitación de un área dada, el cálculo del área ideal será de utilidad para tener una idea de la posibilidad que existe de lograr el diseño propuesto. Si se parte de la siguiente expresión:

$$R = R' + r'$$

se tendrá:

$$0.769 = 1.6 (\rho / P) + 0.6 (\rho / L)$$

$$P = (1.6 \times 72) / \{ 0.769 - [(0.6 \times 72) / 1768] \} = 154 \text{ m}$$

Lo que implicaría un área cuadrada de 38.5 metros por lado. Por lo que la resistencia de la red será un poco mayor de la deseada.

4. *Tamaño del conductor.* Para este cálculo se considera un conductor de 0.014 m de diámetro que corresponde a un calibre 211.6 CM (4/0 AWG).

5. *Varillas de tierra.* Aplicando la expresión:

$$N_v = 1.125 R_v$$

se tendrá:

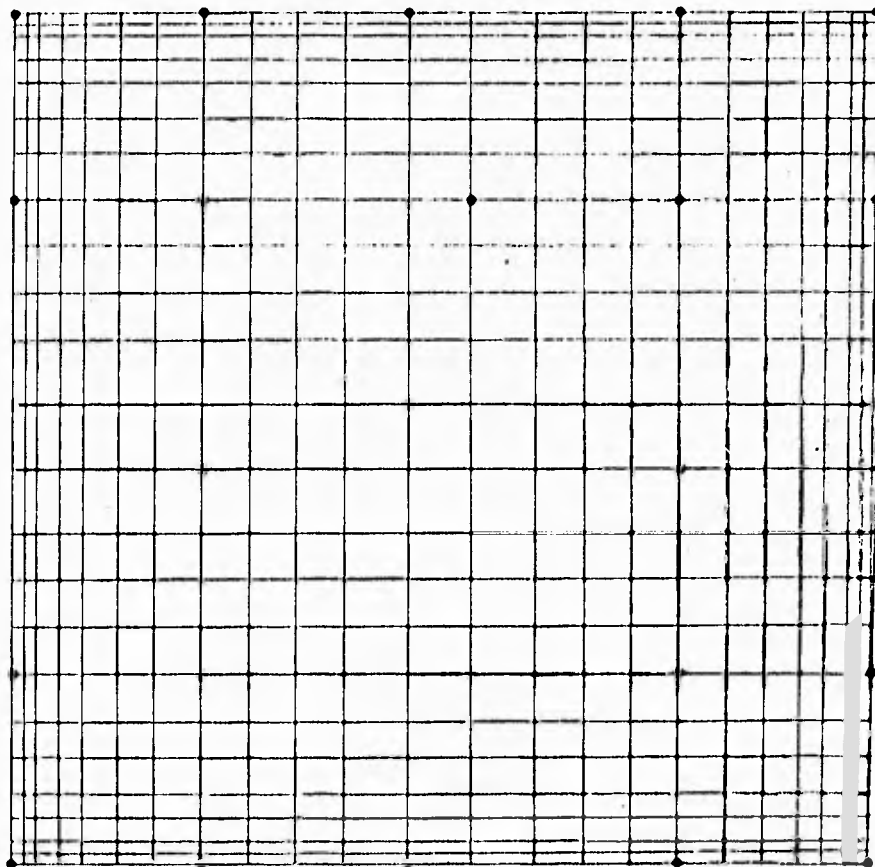
$$N_v = 1.125 (0.3214 \rho) = 26 \text{ varillas}$$

En lo que se refiere a la distribución del conductor y varillas sobre el área de la red, si se parte de un área conocida, el número de conductores será igual a:

$$N_c = 1768 / 36 = 49$$

Diseño de la red de tierras

Lo que implicará un número aproximado de 24 conductores en cada dirección. La distribución correspondiente se muestra en la siguiente figura. Es importante hacer notar que los electrodos deberán distribuirse empezando por la periferia, a una distancia aproximada de 2 a 3 veces su longitud y cuando haya electrodos adicionales, se instalarán en el interior de la malla, cerca de los bancos de transformadores, y de los pararrayos.



Comportamiento esperado

Parámetros:

L	= 1803 m
A	= 1296 m ²
h	= 0.5 m
d	= 0.014 m
n	= 48 conductores
D	= 2 m

Diseño de la red de tierras

(Considerando que es aproximadamente el valor de la separación media geométrica, el de los conductores centrales de la red).

$$R = 0.956 \Omega$$

$$V_{\text{toque}} = 1406 \text{ V}$$

Este valor resulta superior a los 900 Volts deseados, sin embargo será aceptable si el tiempo de apertura de interruptores es menor a 0.25 segundos (12 ciclos).

Diseño de la red de tierras

Referencias

- ¹ **Sistemas de tierra
En redes de distribución
Guillermo Monroy**
- ² **Manual de diseño de redes de tierra para subestaciones eléctricas de potencia
R. Velázquez S., H. Sarmiento U., J.V. Schmill, R. Valdivia H. y C. Romualdo T.
Instituto de Investigaciones Eléctricas
División de sistemas de potencia
Departamento de transmisión y distribución**
- ³ **Diseño de subestaciones eléctricas
José Raúl Martín
Mc Graw Hill**

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Contenido:

VI Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

- 6.1 Diseño de barras colectoras
- 6.1.1 Conductores eléctricos
- 6.1.2 Aisladores
- 6.1.2.1 Materiales más utilizados en los aisladores
- 6.1.3 Conectores y herrajes
- 6.1.4 Materiales
- 6.1.5 Diseño de barras colectoras
- 6.1.5.1 Factores secundarios en el diseño de barras colectoras
- 6.2 Distancias de seguridad
- 6.2.1 Zonas de circulación del personal
- 6.2.2 Zonas de circulación de vehículos
- 6.2.3 Zonas de trabajo

6.1 Diseño de barras colectoras:

En los capítulos anteriores, hemos podido apreciar los diferentes elementos que componen una subestación eléctrica los cuales tienen como conexión común las barras colectoras cuyo diseño variará de acuerdo a la configuración de la subestación, así como de acuerdo a las características en general del lugar donde se encuentre.

Los circuitos que se conectan o derivan de las barras pueden ser generadores, bancos de transformadores, líneas de transmisión, etc.

En una subestación se pueden tener diferentes circuitos, cada uno de ellos con niveles de voltaje diferente y en consecuencia características diferentes en lo que a las barras colectoras se refiere.

Las barras colectoras están formadas principalmente por **conductores eléctricos, aisladores** (como elemento aislante y soporte mecánico del conductor) , **conectores y herrajes**. Estos últimos sirven como uniones y para sujetar el conductor al aislador.

6.1.1 Conductores eléctricos:

El elemento principal de las barras colectoras es el conductor eléctrico y el número de barras depende del número de fases que componen el circuito no importando si este maneja corriente directa o alterna.

Los tipos de barras normalmente usados son:

- Cables
- Tubos
- Soleras

Cables. El cable es un conductor formado por alambres trenzados en forma helicoidal. Es el tipo de barra más comúnmente usado gracias a su costo (es el más económico de los tres tipos de barras) ya que permite tener claros más grandes que los tubos y soleras.

Los cables tienen la desventaja de que sus pérdidas por efecto corona son mayores así como por el efecto superficial (flujo de corriente en la superficie del conductor).

Los materiales más usados para cables son el cobre y el aluminio reforzado con acero. Este último tiene alta resistencia mecánica, buena conductividad eléctrica y bajo peso.

Cuando la capacidad de energía manejada lo requiere, se utilizan conjuntos de 2, 3 y 4 cables unidos por separadores especiales para reducir las pérdidas por efecto corona.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Propiedades de los alambres de cobre

CALIBRE AWG	DIÁMETRO mm	ÁREA		PESO kg/km	TIPO RECOCIDO	
		MCM	mm ²		RESIST. MÁX. A LA c.d. 20°C Ohms/km	CARGA MÁX. DE RUPTURA kg
14	1.628	4.107	2.082	18.5	8.284	56.337
12	2.053	6.530	3.310	29.4	5.210	89.586
10	2.588	10.380	5.260	46.8	3.277	142.430
8	3.264	16.510	8.367	74.4	2.061	217.637

Propiedades físicas de los cables de cobre

COBRE RECOCIDO CON CONDUCTIVIDAD DE 100%

CALIBRE		NÚMERO DE ALAMBRES	DIAM. DEL ALAMBRE mm	DIAM. DEL CABLE mm	ÁREA mm ²	PESO kg/km	TIPO RECOCIDO		CAP. DE COND. DE CORRIENTE CABLE DESNUDO (AMPERES)	
							RESIST. MÁX. A LA c.d. 20°C Ohms/km	CARGA MÁX. DE RUPTURA kg	INTERIOR 30°C	EXTERIOR 30°C
MCM	AWG									
26.25	6	7	1.554	4.115	13.30	118.3	1.296	360	—	—
41.74	4	7	1.961	5.189	21.15	188.0	0.815	572	100	135
56.37	2	7	2.474	6.543	33.62	299.0	0.512	910	135	185
105.50	1/0	7	1.892	8.252	53.48	475.4	0.322	1.391	184	248
133.10	2/0	7	2.126	9.266	67.43	599.5	0.255	1.754	216	286
167.80	3/0	7	2.388	10.404	85.01	755.9	0.203	2.212	250	335
211.60	4/0	7	2.680	11.684	107.20	953.2	0.161	2.789	296	388
250	—	12	3.665	15.24	126.64	1.148.6	0.138	3.295	331	434
500	—	19	4.120	20.59	253.35	2.297.5	0.069	6.591	525	670

Propiedades físicas de los cables ACSR más usados

CALIBRE		NÚM. DE ALAMBRES		DIÁMETRO mm		PESO TOTAL DEL CABLE kg/km	CARGA DE RUPTURA kg	RESISTENCIA 25°C Ohm/km	CAPAC. DE COND. DE CORRIENTE 30°C AMP
				TOTAL DE CABLE	NUCLEO ACERO				
mm ²	MCM	ALUMINIO	ACERO						
171.36	336.0	26	7	18.31	6.75	688.0	6.373	0.172	420
405.45	795.0	26	7	28.14	10.36	1.633.8	14.152	0.072	725
567.63	1.113.0	54	19	32.84	10.94	2.126.3	18.234	0.052	875

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Tubos. Estos se utilizan como barras colectoras, cuando se desea llevar grandes cantidades de corriente, especialmente en subestaciones de bajo perfil como las instaladas en zonas urbanas. (Recordemos de capítulos anteriores que las políticas ambientales fomentan el uso de subestaciones eléctricas con bajo perfil)

El uso de tubo en subestaciones compactas resulta ser el más económico. En subestaciones con tensiones muy altas, reduce el área necesaria para su instalación además de que requiere estructuras más ligeras.

Los materiales más usados son el cobre y el aluminio y presenta las siguientes ventajas:

- Su resistencia a la deformación es igual en todos los planos.
- El número de soportes necesarios es menor debido a su rigidez.
- La unión entre tramos de tubo es sencilla.
- Las pérdidas por efecto corona y efecto superficial son menores y tiene una capacidad de conducción de corriente elevada.

Sus desventajas son el alto costo del tubo en comparación con otros tipos de barras y el número de uniones que se requieren debido a que la longitud de los tubos que se fabrican es relativamente corta.

La selección de los tubos se hace con base a la capacidad de conducción de corriente y a su deflexión siendo este último generalmente el factor determinante. Por lo general se utilizan diámetros mayores que los necesarios en lo que a capacidad de conducción de corriente se refiere, logrando con esto aumentar la longitud de los claros (reduciendo de este modo el número de soportes) y disminuir pérdidas por efecto corona.

Propiedades de los tubos de cobre estandar

98% DE CONDUCTIVIDAD

DIAMETRO NOMINAL		DIAM DEL TUBO		GRUESO DE LA PARED	AREA	PESO	MOMENTO DE INERCIA	MÓDULO DE SECCION	LIMITE ELASTICO	RESISTENCIA A LA c.d. 20°C	CAPAC. DE COND. DE CORR. 30°C	
		EXTERIOR	INTERIOR								INER	INTEMP
Pulg	cm ²			in	cm ²	kg m	I = (cm) ⁴	S = (cm) ⁴	kg	MICROOHMS POR METRO		
3/4	2.0	2.667	2.087	0.289	2.162	1.93	1.5500	1.1628	2.433	81.31	512	680
1	2.5	3.340	2.697	0.321	3.046	2.73	3.5104	2.1024	3.427	57.72	675	860
1 1/4	3.2	4.216	3.474	0.370	4.478	3.98	8.3578	3.9656	5.039	39.26	875	1.130
1 1/2	4.0	4.826	4.064	0.381	5.319	4.74	13.2361	5.4847	5.983	33.06	1.025	1.285
2	5.0	6.032	5.237	0.398	7.036	6.26	28.0705	9.3061	7.915	24.99	1.300	1.585
2 1/2	6.0	7.302	6.350	0.476	10.210	9.10	59.7706	16.3722	11.489	17.22	1.700	2.010

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Propiedades de los tubos de aluminio estándar con 61% de conductividad

DIÁMETRO NOMINAL		DIAM DEL TUBO cm		GRUESO DE LA PARED cm	ÁREA cm ²	PESO kg/m	MOMENTO DE INERCIA I = (cm) ⁴	MÓDULO DE SECCIÓN S = (cm) ³	LÍMITE ELÁSTICO kg	RESISTENCIA A LA c.d. 20°C MICROHMS POR METRO	CAPAC. DE COND. DE CORR. 30°C	
Pulg	cm	EXTERIOR	INTERIOR								INTER	INTEMP
3/4	2.0	2.667	2.093	0.287	2.147	0.580	1.5400	1.1552	2 871	140.74	435	530
1	2.5	3.340	2.664	0.337	3.186	0.863	3.6336	2.1761	4 259	94.89	590	700
1 1/4	3.2	4.216	3.505	0.355	4.308	0.680	8.1039	3.8443	5 756	70.16	740	890
1 1/2	4.0	4.826	4.089	0.373	5.160	1.397	12.8989	5.3454	6 894	58.58	840	1 010
2	5.0	6.032	5.250	0.391	6.870	1.877	27.2922	9.1865	9 253	43.59	1 100	1 320
2 1/2	6.0	7.302	6.271	0.515	10.990	2.979	63.6831	17.450	14 696	27.52	1 490	1 790
3	8.0	8.890	7.792	0.548	14.370	3.894	125.6057	28.257	19 187	21.02	1 765	2 120
4	10.0	11.430	10.226	0.602	20.472	5.548	301.038	52.674	27 352	14.76	2 300	2 720
5	12.5	14.130	12.819	0.655	27.735	7.515	631.00	89.325	37 059	10.89	3 100	3 660

Barras de solera. Este tipo de barra se utiliza para llevar grandes cantidades de corriente. Puede estar hecha de aluminio o de cobre. Tiene la ventaja de ser más económica que el tubo y su ventilación es excelente gracias a su superficie de radiación en comparación con la sección transversal de las barras. Este tipo de barras son un excelente medio de conducción de corriente directa.

Propiedades de las soleras

DIMENSIONES				ÁREA		PESO kg/m	EJE HORIZONTAL		EJE VERTICAL		LÍMITE ELÁSTICO kg	RESISTENCIA A LA c.d. 20°C MICROHMS POR METRO
ESPESOR		ANCHO		MCM	cm ²		MOM. DE INERCIA I = cm ⁴	MÓDULO DE SECCIÓN S = cm ³	MOM. DE INERCIA I = cm ⁴	MÓDULO DE SECCIÓN S = cm ³		
Pulg	cm	Pulg	cm									
SOLERA DE COBRE												
1.4	0.6	2	5.0	636.6	3.225	2.88	6.926	2.7300	0.1083	0.3413	5216	54.18
		2 1/2	6.0	795.8	4.031	3.60	13.527	4.2671	0.1354	0.4267	7087	43.32
		3	8.0	955.0	4.837	4.33	23.375	6.1451	0.1625	0.5120	8505	36.11
		4	10.0	1273	6.450	5.77	55.400	10.923	0.2167	0.6826	11340	27.06
		5	12.5	1592	8.062	7.21	108.219	17.075	0.2709	0.8534	14175	21.64
SOLERA DE ALUMINIO												
1.4	0.6	3	8.0	955	4.837	1.30	23.433	6.1451	0.1664	0.5079	—	58.41
		4	10.0	1273	6.450	1.74	55.483	10.930	0.2081	0.6882	—	43.82
		5	12.5	1592	8.062	2.18	108.386	17.075	0.2913	0.8521	—	35.06

Las barras de solera tienen la desventaja de poseer una baja resistencia mecánica al pandeo debido a los esfuerzos de cortocircuito, mayores pérdidas por efecto superficial y de proximidad (cuando se conduce corriente alterna) y requieren un mayor número de soportes.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Las soleras son más eficientes en su posición vertical ya que la ventilación es mejor y los esfuerzos mecánicos que soporta también lo son.

Cuando se agrupan varias soleras y estas conducen corriente directa, las barras del centro se calientan reduciéndose la eficiencia, mientras que cuando estas conducen corriente alterna, el efecto superficial provoca que las barras que se encuentran en los extremos conduzcan una corriente mayor aumentando la eficiencia gracias a la ventilación que las barras de los extremos reciben.

6.1.2 Aisladores:

Los aisladores se utilizan tanto para fijar las barras conductoras a la estructura como para proporcionar el nivel de aislamiento necesario.

Para la selección adecuada del tipo de aislador es necesario tomar en cuenta varios factores como por ejemplo: El nivel de aislamiento que se requiere para el juego de barras, el tipo de barras, los esfuerzos que debe soportar los aisladores, las condiciones ambientales, etc.

Los tres tipos de aisladores que se utilizan son: los aisladores rígidos, las cadenas de aisladores y los aisladores de tipo especial.

Aisladores rígidos. Los aisladores rígidos se usan para soportar barras rígidas (tubos y soleras), y estos pueden ser tipo alfiler o tipo columna.

Aisladores tipo alfiler. La forma de este tipo de aisladores concéntricos evita que penetre la contaminación entre sus pliegues. Este tipo de aislador se usa solo, o en columna, sobreponiendo uno sobre otro hasta alcanzar el nivel de aislamiento deseado (cuando se utilizan en conjunto se puede reforzar la distancia de flameo). Los aisladores tipo alfiler tienen la desventaja de ser difíciles de limpiar.

Aisladores tipo columna. Este tipo de aislador está formado por una sola pieza de mayor longitud que el tipo alfiler (también se usan solos o ensamblados uno sobre otro) que actúa como una columna mecánica presentando las siguientes ventajas:

- Alta rigidez y resistencia mecánica
- Mayor estabilidad
- Ofrece una superficie mayor a la atmósfera contaminante
- Aunque se contamina más, es más fácil de limpiar ya sea por lluvia o por algún medio artificial.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Características de aisladores tipo columna en intemperie
(temperatura 10°C a 40°C 50/60 Hz)

VOLT NOMI. kV	DIMENSIONES ALTURA mm (pulg)		RESISTENCIA MECANICA					CARACTERISTICAS ELECTRICAS					NORMAS	TIPO
			CANTILEVER		RESISTENCIA MINIMA			NIVEL DE NIVEL DE AISLAM.						
			VERTICAL PISO	VERTICAL TECHO	TENSION	TORSION	COMPRESION	IMPULSO	A FREC. NOM.	DIST. DE FUGA.				
			kgs (lbs)	kgs (lbs)	kgs (lbs)	kg-m (lb-pulg)	kgs (lbs)	1.2 x 50 µ SEC. kV	HLMEDO kV	SECO kV	mm (pulg)			
23	305 (12)	267 (10 1/2)	908 (2 000)	454 (1 000)	2 270 (5 000)	92 (8 000)	4 540 (10 000)	150 (NIVEL DEL MAR)	60 (N.M.)	70 (N.M.)	508 (20)	ANSI- C29.8	CAMPANA	
85 y 230	368 (14 1/2)	432 (17)	3 178 (7 000)	1 816 (4 000)	9 080 (20 000)	461 (40 000)	27 240 (60 000)	210 (NIVEL DEL MAR)	75 (N.M.)	115 (N.M.)	838 (33)	ANSI- C29.8	CAMPANA	
85	1 220	240	817 (1 800)		--	408 (35 385)	--	550 (1 000 m s n m.)	230 (1 000 m s n m.)	--	1 970 (77 1/2)	CEI-273	CILIN- DRICO	
230	2 650	280	409 (900)		--	306 (26 540)	--	1 175 (1 000 m s n m.)	510 (1 000 m s n m.)	--	4 600	CEI-273	CILIN- DRICO	
400	3 850	350	612 (1 340)		--	306 (26 540)	--	1 675 (1 000 m s n m.)	740 (1 000 m s n m.)	--	6 700	CEI-273	CILIN- DRICO	

Cadenas de aisladores. Las cadenas de aisladores se usan para soportar barras de cable. La selección del aislador adecuado, se hace de acuerdo con los esfuerzos mecánicos a que se van a sujetar. Este tipo de aisladores se enlazan uno con otro (de ahí viene su nombre) formando una cadena hasta obtener el nivel de aislamiento deseado.

Característica de aisladores para cadenas

VOLT. NOMINAL kV	NUM. DE UNIDADES x 2.50	DIMENSIONES C. UNIDAD		VOLTAJE DE FLAMBO DE LA CADENA BAJA FRECUENCIA (NIVEL DEL MAR)		DIST. DE FUGA DE LA CADENA mm (pulg)	DIST. DE ARCO EN SECO Pulg	RESISTENCIA MECANICA A ELECTRICA COMBIN. kg (lbs)	RESIST. AL IMPACTO Pulg-lbs	CARGA MAX. SOSTENIDA (lbs)	PESO POR UNIDAD (lbs)	CAL. EQUIV. BRASS
		LONGITUD	DIAMETRO DEL DISCO DE PORCEL.	SECO	HIUMEDO							
		mm (pulg)	mm (pulg)	kV	kV							
23	1	305	267	90	90	121	7.54	875 (19 000)	90	9 000	1 380	47 300
23	1	368	432	90	90	121	7.54	875 (19 000)	90	9 000	1 380	47 300
85	6	127	254	145	215	182	--	875 (19 000)	90	9 000	1 380	47 300
230	6	146	254	85	635	487	--	875 (19 000)	90	9 000	1 380	47 300
400	23	146	254	85	635	487	--	875 (19 000)	90	9 000	1 380	47 300

Aisladores especiales. Son todos aquellos aisladores cuyo diseño es especial debido a las condiciones del lugar donde se van a instalar (Normalmente se utilizan en zonas con alto nivel de contaminación ya sea por polvo, humos químicos, humedad, etc.) utilizandose en algunas ocasiones aislamiento del tipo reforzado.

6.1.2.1 Materiales más utilizados en los aisladores:

Para la elaboración del aislador se requieren materiales aislantes siendo los más utilizados el vidrio templado y la porcelana, y metales utilizandose generalmente el hierro maleable (tanto para las cachuchas como para los alfileres) el cual no se oxida por lo que no es necesaria su galvanización.

La unión de los materiales aislantes y los metales se hace por medio de tratamientos especiales que aumentan la adherencia entre las superficies.

Los materiales aislantes usados poseen una alta resistencia mecánica y eléctrica, cero absorción de humedad y una estructura muy densa.

Los aisladores de tipo alfiler y columna tienen características eléctricas muy parecidas como se aprecia en la siguiente tabla que nos muestra los diferentes niveles de voltaje adoptados en las subestaciones, y el número de piezas necesarias para alcanzar un nivel de aislamiento al impulso adecuado.

Número de piezas en columnas de aisladores al nivel del mar

TIPO ALFILER: VOLTAJE	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO kV	NÚMERO DE PIEZAS
23 kV	150	1
85 kV	500	3
230 kV	1 300	7
400 kV	1 800	10
TIPO COLUMNA: VOLTAJE	NIVEL DE AISLAMIENTO AL IMPULSO kV	NÚMERO DE PIEZAS
85 kV	550	1
230 kV	1 175	3
400 kV	1 675	5

Nota: Para obtener el NBI A 2 300 m.s.n.m. se multiplica el valor de la segunda columna por $\delta = 0.763$.

6.1.3 Conectores y herrajes:

Los accesorios de las barras colectoras sirven para unir elementos conductores, fijar los conductores a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos.

Entre los accesorios más usados podemos destacar los siguientes:

Conectores. Sirven para conectar (unir) diferentes tramos de tubos que forman una barra. Estos pueden ser de varios tipos (rectos, en "T", codos, etc.) y se pueden soldar, atornillar o fijar a presión.

Cuando los tramos van soldados, las uniones son más seguras y económicas, además se ahorra tiempo al evitar trámites de compra.

Un buen conector deberá tener una resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos causados por corto circuitos, viento y expansión térmica.

Los conectores deben tener una alta conductividad eléctrica para disminuir las pérdidas de potencia y tener una baja elevación de temperatura, aun con sobrecarga. Para que esto se cumpla, los conectores deberán tener una baja resistencia de contacto, lo cuál se logra aumentando el número de puntos de contacto mediante un incremento en la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Cuando se trata de conectores de presión atornillados se requiere un buen diseño en el cual se considera tanto el diámetro de los tornillos como el número de estos. Los pernos se colocan lo más próximo posible a los conductores lograndose una mejor presión cuando se colocan en pares opuestos.

Material utilizado en los conectores. Con respecto al material utilizado para fabricar los conectores, éste deberá tener una alta conductividad, deberá ofrecer una buena superficie de contacto y deberá ser maleable. Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio en diferentes aleaciones.

Las aleaciones con alto contenido de cobre se usan para corrientes muy altas (pueden llevar hasta el doble de la corriente normal del conductor que unen).

Las aleaciones que poseen alta resistencia mecánica y baja conductividad eléctrica se utilizan para sujetar el conductor con el aislador.

El coeficiente de expansión térmica de ambas aleaciones es casi igual al del cobre puro y es por esto que los conectores no se aflojan al experimentar variaciones de temperatura.

En los pernos de unión se usa bronce al silicio. El bronce al silicio tiene igual coeficiente de expansión térmica que el cobre, una alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión.

Cuando los metales son diferentes, se produce un fenómeno conocido como cedencia del material (los cambios de temperatura en las conexiones ocasionan movimientos que producen zonas de alta presión y de baja presión aflojandose el conductor).

A continuación se muestra una tabla con los diferentes tipos de conectores atornillados, ya sea de tubo a tubo, de tubo a cable o de cable a cable.

6.1.3 Conectores y herrajes:

Los accesorios de las barras colectoras sirven para unir elementos conductores, fijar los conductores a los aisladores y absorber los esfuerzos mecánicos.

Entre los accesorios más usados podemos destacar los siguientes:

Conectores. Sirven para conectar (unir) diferentes tramos de tubos que forman una barra. Estos pueden ser de varios tipos (rectos, en "T", codos, etc.) y se pueden soldar, atornillar o fijar a presión.

Cuando los tramos van soldados, las uniones son más seguras y económicas, además se ahorra tiempo al evitar trámites de compra.

Un buen conector deberá tener una resistencia mecánica suficiente para soportar los esfuerzos causados por corto circuitos, viento y expansión térmica.

Los conectores deben tener una alta conductividad eléctrica para disminuir las pérdidas de potencia y tener una baja elevación de temperatura, aun con sobrecarga. Para que esto se cumpla, los conectores deberán tener una baja resistencia de contacto, lo cuál se logra aumentando el número de puntos de contacto mediante un incremento en la presión de contacto sobre materiales relativamente maleables.

Cuando se trata de conectores de presión atornillados se requiere un buen diseño en el cual se considera tanto el diámetro de los tornillos como el número de estos. Los pernos se colocan lo más próximo posible a los conductores lograndose una mejor presión cuando se colocan en pares opuestos.

Material utilizado en los conectores. Con respecto al material utilizado para fabricar los conectores, éste deberá tener una alta conductividad, deberá ofrecer una buena superficie de contacto y deberá ser maleable. Los materiales más utilizados son el cobre y el aluminio en diferentes aleaciones.

Las aleaciones con alto contenido de cobre se usan para corrientes muy altas (pueden llevar hasta el doble de la corriente normal del conductor que unen).

Las aleaciones que poseen alta resistencia mecánica y baja conductividad eléctrica se utilizan para sujetar el conductor con el aislador.

El coeficiente de expansión térmica de ambas aleaciones es casi igual al del cobre puro y es por esto que los conectores no se aflojan al experimentar variaciones de temperatura.

En los pernos de unión se usa bronce al silicio. El bronce al silicio tiene igual coeficiente de expansión térmica que el cobre, una alta resistencia mecánica y alta resistencia a la corrosión.

Cuando los metales son diferentes, se produce un fenómeno conocido como cedencia del material (los cambios de temperatura en las conexiones ocasionan movimientos que producen zonas de alta presión y de baja presión aflojandose el conductor).

A continuación se muestra una tabla con los diferentes tipos de conectores atornillados, ya sea de tubo a tubo, de tubo a cable o de cable a cable.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Diferentes tipos de conectores atornillados de tubo a tubo, de tubo a cable y de cable a cable

TIPO	USO
CONECTOR "T"	Derivación en T de un tubo a otro tubo, o de un tubo a cable, o de cable a cable.
CONECTOR "F"	Derivación en T de un tubo a dos tubos formando un ángulo, de un tubo a dos cables, de un cable a otros dos o de tubo a soleras.
COPLÉS	Unión recta de tubos, extremo con extremo, de tubo con cable, o de dos cables de tubo con solera o de dos soleras.
REDUCCION	Unión recta de tubos, extremo con extremo, que absorbe cualquier movimiento longitudinal de los tubos o de las soleras.
CONECTOR "T" EN EXPANSIÓN	Derivación en T de un tubo a otro tubo que absorbe cualquier desplazamiento de los tubos en el sentido longitudinal y angular.
CONECTORES A BIRLO DE EXPANSION	Unión recta o en ángulo de tubo o de solera a birlo roscado, que absorbe cualquier movimiento del tubo o del birlo.
TERMINAL DE EXPANSION	Unión de tubo a placa que absorbe cualquier movimiento longitudinal del tubo.
CLEMAS	Soportan los tubos y van montados sobre los aisladores, pueden ser fijas o deslizantes. También se usan para fijar cables a soleras, ya sean estas últimas horizontales o verticales.
CONECTORES A BIRLO RIGIDO	Unión recta o en ángulo de tubo o solera a birlo roscado.

Juntas de expansión. Están formadas por conductores flexibles que sirven para absorber las expansiones térmicas de las barras colectoras. Estas se deben instalar en la llegada de las barras al equipo pesado, evitando de este modo esfuerzos en las boquillas.

Herrajes. Los herrajes sirven para fijar las barras a los aisladores y puede haber de dos tipos. Soportes de anclaje (clemas fijas) y soportes deslizantes (soportes sobre los cuales resbala el conductor al dilatarse).

6.1.4 Materiales:

La selección de un material conductor determinado es, esencialmente un problema económico, el cual considera las propiedades eléctricas del conductor, pero además las propiedades mecánicas, la facilidad de hacer conexiones, el mantenimiento, la cantidad de soportes necesarios, las limitaciones de espacio, la resistencia a la corrosión del material, etc.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Los materiales comúnmente usados para conducir corriente eléctrica son, el cobre, el aluminio y las aleaciones de cobre, hierro y acero. A continuación se muestra una tabla en la que se muestran las propiedades físicas de los metales normalmente utilizados para la fabricación de conductores eléctricos.

Constantes físicas de los metales comúnmente usados como conductores eléctricos

PROPIEDADES FISICAS	COBRE ELECTROLITICO	ALUMINIO	ACERO
PESO ESPECIFICO g/cm ³ a 20°C	8.91	2.71	7.63
PUNTO DE FUSION °C	1084	658	1406
COEF. LINEAL DE EXPANSION TERMICA: (°C) POR 10 ⁶	17.6	23.1	10.9
RESISTIVIDAD ELÉCTRICA A 20°C microhms - cm	1.68	2.68	Aprox. 16
CONDUCTIVIDAD ELÉCTRICA EN % DEL COBRE RECOCIDO A 20°C	101.0	61.0	12.3
RESISTENCIA A LA TENSION kg/cm ² DURO	3866	1898	9139
RESISTENCIA A LA TENSION kg/cm ² BLANDO	2249	844	6046
MODULO DE ELASTICIDAD kg/cm ² por 10 ⁶	1.19	0.70	2.1

Cobre. La mayoría de los conductores eléctricos están hechos de cobre. El cobre tiene la conductividad eléctrica más alta después de la plata. Puede ser estañado, plateado o cadminizado fácilmente y si se utiliza equipo especial puede soldarse. Gracias a que es muy dúctil puede fácilmente ser convertido a cable, tubo, solera u otra forma. Tiene buena resistencia mecánica (esta aumenta cuando se usa en combinación con otros metales, para formar aleaciones), no se oxida fácilmente y tiene buena conductividad térmica.

Aluminio. Los conductores de aluminio se usan mucho en exteriores, en líneas de transmisión y distribución y para servicios pesados en subestaciones. El aluminio es un material muy ligero (tiene la mitad de peso que el cobre para la misma capacidad de corriente) que es altamente resistente a la corrosión atmosférica. Puede ser soldado con equipo especial y tanto el efecto superficial como el efecto corona es menor debido a que para la misma capacidad de corriente, se usan diámetros mayores.

El aluminio presenta problemas de corrosión galvánica al ponerse en contacto directo con el cobre (para evitar esto se utilizan juntas bimetálicas o pastas anticorrosivas). Su conductividad eléctrica es menor a la del cobre y en su superficie se forma una película de óxido que es altamente resistente al paso de la corriente por lo que causa problemas en juntas de contacto.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

A continuación muestro una tabla que nos permite comparar la capacidad de conducción de corriente relativa entre el de cobre y el de aluminio a 70° C con un mismo diámetro y sección de metal.

Capacidad de conducción de corriente relativa

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD EN %	CAPACIDAD DE CORRIENTE RELATIVA
COBRE	100	1.00
ALEACIONES DE COBRE	95	0.98
	90	0.96
	85	0.94
	80	0.91
	70	0.86
ALUMINIO	61	0.78
ALEACIONES DE ALUMINIO	55	0.74
	50	0.71

6.1.5 Diseño de las barras colectoras:

Ya hemos hablado anteriormente de aspectos importantes en el diseño de una subestación eléctrica como lo son la seguridad y continuidad del servicio. Para el diseño de las barras colectoras es necesario tomar en cuenta la corriente que ésta debe soportar (esfuerzos electromagnéticos y expansiones térmicas como consecuencia de dicha corriente), los esfuerzos mecánicos debidos al peso del bus y sus aditamentos y otro tipo de factores tales como el viento, la acumulación de hielo, etc.

Cargas estáticas. Las cargas estáticas son todas las cargas constantes que actúan sobre las barras, como lo es el peso del bus, el peso de los conectores, etc. En este caso el peso del conductor es uno de los factores básicos para la selección del mismo. Cuando se desea instalar una subestación en un lugar muy frío, también es necesario tomar en cuenta el peso adicional ocasionado por la acumulación de hielo.

Cuando las barras están formadas por tubos, el factor determinante es la deflexión del tubo. El valor de la deflexión máxima del tubo se encontrará entre los siguientes casos extremos:

a) El caso de una viga libremente apoyada con carga uniformemente repartida (dos apoyos) donde la deflexión máxima será $L/50$ siendo L el claro entre los dos apoyos.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

b) El caso de una viga continua con carga uniformemente repartida donde la deflexión máxima será $L/200$.

Flecha. La flecha máxima para una viga libremente apoyada con carga uniformemente distribuida es igual a:

$$f = 5 W_t L^3 / (384 E I)$$

donde:

- f = flecha en pulgadas
- W_t = carga total en lb
- L = claro en pulgadas
- E = módulo de elasticidad en lb/pulg²
- I = momento de inercia de la sección en pulg⁴

En algunos casos, una vez calculada la flecha de la barra, se le da a ésta una contraflecha, antes de montarla, igual a la flecha calculada y en esta forma se ve el tubo como una viga completamente horizontal.

Para reducir las flexiones, se puede aumentar el número de soportes, pero ésto es demasiado caro por lo que en ocasiones se opta por aumentar el diámetro de los tubos, de este modo se reduce el número de soportes de la barra y, por lo tanto, el peso de la estructura (al emplearse tubos de mayor diámetro se reducen también las pérdidas por efecto corona).

Las barras de tubo se sellan en sus extremos para evitar la acumulación de agua (ésta aumenta el peso del tubo y con esto la deflexión). Los tapones que se les ponen deben tener forma esférica para reducir pérdidas por efecto corona.

Aunque el módulo de elasticidad del aluminio es aproximadamente $2/3$ del valor del módulo de elasticidad del cobre, los tubos de aluminio tienen menor deflexión debido a que el peso, para igual volumen, es de $1/3$ del de cobre. Pero en caso de acumular hielo, a mayor espesor de éste, el tubo de aluminio se deflexiona más que el de cobre.

Cargas dinámicas. Las cargas dinámicas son todas aquellas cargas que actúan sobre las barras en forma variable y se consideran en el diseño en forma horizontal o axial.

Expansiones térmicas. Cuando hablamos de expansiones térmicas, lo peligroso en las barras colectoras es la expansión diferencial entre el material de la barra y la estructura de acero que lo soporta rigidamente, lo que ocasiona esfuerzos excesivos en los aisladores soporte. Este efecto es aún más pronunciado en las barras colectoras dado que los aisladores no llevan corriente y las barras sí, por lo que el calentamiento se produce solamente en las barras, pudiendose llegar a romper los aisladores.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Tabla de coeficientes de expansión lineal de materiales comúnmente usados en las barras colectoras.

MATERIAL	(°C) ⁻¹	(°F) ⁻¹
COBRE	0.0000166	0.00000928
ALUMINIO	0.0000231	0.0000128
ACERO	0.0000119	0.0000067
CONCRETO	0.0000143	0.0000079

Esfuerzos mecánicos. Hay otros esfuerzos en las barras que pueden causar ruptura de los aisladores. Estos son los de tipo mecánico tales como:

- Impactos debido a la operación de interruptores.
- Esfuerzos mecánicos debido a tormentas o huracanes.
- Esfuerzos diferenciales debido a asentamientos de las cimentaciones del equipo pesado.

Es por esto que el diseño de las barras colectoras debe hacerse en tal forma que los esfuerzos no se transfieran a los aisladores soporte o a las boquillas de porcelana del equipo pesado. Las juntas de expansión y los apoyos deslizantes se utilizan para absorber estos esfuerzos.

Esfuerzos electromagnéticos. Estos esfuerzos son producidos por las corrientes de cortocircuito en el sistema que se trate. Un conductor debe tener suficiente resistencia mecánica para soportar también los cortocircuitos que producen una interacción entre la corriente de cortocircuito y su campo magnético. Cuando se diseña el bus, se busca alcanzar un balance económico de acuerdo con los tres puntos básicos siguientes:

- a) Limitar las corrientes máximas de cortocircuito
- b) Aumentar la separación entre fases
- c) Cambiar los arreglos de los buses

Los esfuerzos debidos a cortos que actúan sobre los tubos son principalmente laterales aunque también hay que tomar en cuenta los esfuerzos longitudinales y los torsionales. Estos esfuerzos los reciben íntegramente los aisladores soporte de las barras.

$$F_{cc} = K 27.4 \times 10^{-7} \times I_{cc}^2 \times L / d$$

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

donde:

- F_{cc} = Fuerza lateral en libras
- K = factor de corrección (para tubos = 1)
- I_{cc} = Valor instantáneo de corriente en amperes
- L = Longitud del claro en pies
- d = distancia entre ejes de conductores de fases diferentes en pulgadas

La separación mínima entre fases diferentes viene dada por la distancia de flameo entre dos electrodos en forma de agujas, determinada experimentalmente. En la práctica este valor se amplía para tomar en cuenta diferentes formas de conductores, características del aire circundante y los esfuerzos mecánicos debido a los campos magnéticos.

Cargas horizontales en las barras tubulares. En esta parte del cálculo, se consideran los esfuerzos horizontales a que están sujetas las barras, 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 " cantiliver " sobre los aisladores soporte de las barras y es la que nos limita la longitud del claro entre dos soportes continuos, de acuerdo con la resistencia del aislador que se ha seleccionado.

Esfuerzo por cortocircuito. Para obtener el esfuerzo por cortocircuito, lo primero que se hace es obtener el valor de la corriente de cortocircuito para el voltaje que se esté manejando. Para las subestaciones trifásicas será:

$$I_{cc} = KVA_{cc} / (3^{1/3} KV)$$

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Después se obtiene la separación entre fases y con esto se calcula la fuerza máxima de cortocircuito entre fase y tierra, que es mayor al caso trifásico.

$$F_{cc} = 27.4 \times 10^{-7} \times I_{cc}^2 \times L / d$$

Esfuerzo debido al viento. Este esfuerzo se debe a la velocidad del viento, que produce una presión en la superficie del conductor. A continuación se da una tabla con valores de presión sobre diversos conductores.

Presiones debidas al viento

SUPERFICIE	FÓRMULA	PRESIÓN (VALORES PRÁCTICOS)	VELOCIDAD DE VIENTO		
			pie/seg	km/h	m/seg
CILINDRO (TUBO)	$P = 0.075 v^2$	$P = 39$ kg/m ²	75	82	22.8
CABLES	$P = 0.050 v^2$	$P = 26$ kg/m ²	75	82	22.8
SUPERFICIES PLANAS	$P = 0.125 v^2$	$P = 65$ kg/m ²	75	82	22.8

Para el caso de tubos se usará la fórmula:

$$P = 0.075 v^2$$

donde:

- P = Presión del viento en Kg / m²
- v = Velocidad del viento en m / seg

Para obtener la presión del viento en lb / pie² es necesario utilizar la siguiente ecuación:

$$P = 0.00143 v^2$$

donde:

- P = Presión del viento en lb / pie²
- v = Velocidad del viento en pie / seg

El cálculo de la fuerza en el tubo debida a la presión del viento se calcula con la siguiente fórmula:

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

$$F_v = P \times L \times D$$

donde:

- F_v = Fuerza debida al viento en Kg
- P = Presión por viento en Kg / m²
- L = Longitud del claro en m
- D = Diámetro exterior del tubo, en m

La fuerza horizontal máxima que está aplicada sobre el tubo, será la suma de la fuerza debida al cortocircuito más la fuerza debida al viento.

$$F_{\text{máx}} = F_{\text{cc}} + F_v$$

Igualando la fuerza horizontal máxima de un claro con la resistencia al esfuerzo en "cantiliver" del aislador soporte, y aplicando un factor de seguridad de $f_s = 1.25$, se calcula la longitud del claro máximo entre dos apoyos tomando en cuenta sólo los esfuerzos debidos a cortocircuito y viento.

$$F_{\text{máx}} = R_a / f_s$$

donde:

- R_a = Resistencia del aislador en lb.
- f_s = Factor de seguridad

$$F_{\text{máx}} = R_a / 1.25 = F_{\text{cc}} + F_v$$

$$F_{\text{máx}} = (27.4 \times 10^{-7} \times I_{\text{cc}}^2 \times L / d) + (0.00143 v^2 \times D \times L) / 12$$

Manipulando algebraicamente podemos obtener la siguiente ecuación:

$$R_a / 1.25 = (27.4 \times 10^{-7} \times I_{\text{cc}}^2 \times L / d) + (0.000119 v^2 \times D \times L)$$

Por lo tanto:

$$L = R_a / [1.25 (27.4 \times 10^{-7} \times I_{\text{cc}}^2 / d + 0.000119 v^2 \times D)]$$

Donde:

- L = Longitud del claro en pies
- I_{cc} = Corriente máxima de cortocircuito, valor efectivo en amperes
- d = Distancia entre conductores en pulgadas
- D = Diámetro exterior del tubo en pulgadas
- v = Velocidad del viento en pie / seg
- R_a = Resistencia del aislador en cantiliver, en lb

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

D	= Diámetro exterior del tubo en pulgadas
v	= Velocidad del viento en pie / seg
R _a	= Resistencia del aislador en cantiliver, en lb

Esfuerzo debido a temblor. Para el caso de considerar el esfuerzo debido a temblor de tierra, se considera según el Reglamento de Construcciones para el Distrito Federal, un empuje lateral máximo entre 0.25 y 0.35 (de la aceleración de la gravedad g), lo que se traduce en multiplicar el peso unitario del tubo por dicho factor para obtener la fuerza debida a temblor, por unidad de longitud de la barra.

Zona lacustre	0.25
Zona de transición	0.3
Zona rígida	0.35

6.1.5.1 Factores secundarios en el diseño de las barras colectoras:

Existen varios factores inherentes a la forma y condiciones de las barras mismas, que no dependen de las condiciones externas y que son importantes para determinar la capacidad de corriente que pueden llevar un grupo de barras colectoras. Entre estos factores se encuentran los siguientes:

Efecto corona. El efecto corona es una descarga causada por la ionización del aire que rodea al conductor cuando éste se encuentra energizado. Éste puede detectarse fácilmente por el zumbido que produce, y en las noches es visible (resplandor violeta alrededor del conductor).

El efecto corona se debe al gradiente de potencial en la superficie de los conductores y los factores principales que intervienen son el diámetro del conductor, la rugosidad de la superficie del conductor (siendo el conductor cilíndrico el más eficiente para altos voltajes), la altura sobre el nivel del mar al que se han instalado los conductores y la humedad del ambiente (durante la epoca de lluvias las pérdidas aumentan hasta en 12 veces).

Radiointerferencia. Se llama radiointerferencia al efecto obtenido en una recepción de radio, cuando la relación de la intensidad de campo deseada, a la intensidad de campo indeseable (ruido atmosférico, ruido producido por el hombre o señal de radio) es menor que el valor detectado por el oído humano en la frontera entre lo satisfactorio y lo insatisfactorio.

Efecto superficial. Una corriente alterna, al circular a través de un conductor, produce un flujo magnético que genera una fuerza electromotriz que se opone al paso de la corriente y como en el centro del conductor el flujo magnético es mayor, se produce el llamado efecto superficial, o sea que la corriente se concentra en la periferia del conductor aumentando su resistencia aparente.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Efecto de proximidad. El efecto de proximidad se debe al fenómeno resultante de las inducciones causadas por la corriente de una barra y la corriente de retorno en la barra paralela. Estas corrientes generan campos magnéticos que originan fuerzas electromotrices que se oponen al paso de la corriente en las porciones más alejadas de las barras, haciendo que la corriente se concentre en las porciones más cercanas de las dos barras, produciendo un calentamiento mayor en estas zonas.

El efecto de proximidad es inversamente proporcional a la distancia entre conductores. Donde hay espacio, se recomienda una separación mínima de unos 45 cm. Al reducirse la distancia, se reduce la capacidad de conducción debido a que aumenta la resistencia aparente del circuito.

Emisividad térmica. Se define como la velocidad de radiación térmica de un material. Un conductor cubierto de una superficie oscura puede llevar mayor cantidad de corriente para una determinada elevación de temperatura, que un conductor similar pero sin oscurecer su superficie. Por ejemplo, un conductor de cobre negro puede emitir hasta 25% más calor que un conductor con la superficie pulida.

El efecto de la superficie de las barras conductoras sobre la cantidad total de calor disipado se muestra en la siguiente tabla tomada de un conductor redondo de cobre de 4" de diámetro.

Emisividad térmica

SUPERFICIE	COEF. DE EMISIVIDAD POR RADIACION	DISIPACIÓN DE CALOR w/ pie ²		
		RADIACION	CONVECCION	TOTAL
PÁLIDA	0.03	0.68	13.44	14.12
BRILLANTE	0.07	1.58	13.44	15.02
LIGERA OXIDACION	0.30	6.76	13.44	20.20
MEDIANA OXIDACIÓN	0.50	11.27	13.44	24.71
MUY OXIDADA	0.70	15.78	13.44	29.22
PINTURA GRANULADA	0.90	20.30	13.44	33.74
PINTURA LISA	0.95	21.43	13.44	34.87

Vibración. La vibración en conductores eléctricos es una causa frecuente de fallas de tipo mecánico. La vibración de conductores aéreos puede dividirse en dos tipos:

Vibraciones resonantes de alta frecuencia y baja amplitud:

Las fallas debidas a vibraciones resonantes son las más destructivas y son causadas por la fatiga del material. La mayor parte de las fallas ocurren en los puntos de soporte.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Los métodos más usados para disminuir el efecto de la vibración son los siguientes:

- a) Sustituyendo conductores de gran resistencia a la fatiga por materiales con límites de endurecimiento menores.
- b) Cambiando la forma de conductores cableados, en vez de un conductor sólido.
- c) Mejorando el diseño de las clemas de soporte o colocando algunos accesorios como los siguientes:
- d) Usando clemas de suspensión diseñadas en tal forma que la vibración en un tramo de conductor pase a través de ellas al tramo adyacente, evitando el reflejo de la vibración en el primer tramo.
- e) Usando varillas protectoras preformadas en las clemas de suspensión, que incrementan el módulo de sección.
- f) Usando amortiguadores que absorban la energía de la vibración y que eviten las amplitudes destructivas.

Vibraciones de baja frecuencia y gran amplitud (llamadas danzantes o galopantes). Generalmente esta clase de vibraciones son producidas por el viento.

Corrosión. Es la destrucción de una sustancia, generalmente metal, por la reacción química o electroquímica con el medio que la rodea. Los materiales más usados para conductores eléctricos como son el cobre y el aluminio, son altamente resistentes a la corrosión atmosférica. En el caso del acero, aún galvanizándolo se corroe al usarse en zonas salinas o en zonas industriales, por lo que debe usarse en lugares secos o en distritos rurales.

Existen varios tipos de corrosión, pero los más frecuentes son la corrosión atmosférica y la corrosión galvánica.

Con respecto a la corrosión galvánica, esta ya se trató en el capítulo de tierras. En lo que respecta a la corrosión atmosférica, esta es la corrosión producida en un material que está expuesto en exteriores.

En el caso del cobre y el aluminio, esta corrosión produce una capa de óxido sobre el material, que lo aísla de la atmósfera, protegiéndolo y deteniendo el proceso corrosivo.

En el caso del acero, esta capa de óxido no es protectora, por lo que la acción corrosiva continúa invisiblemente, debajo de la primera capa, hasta la destrucción total del metal.

4 6.2 Distancias de seguridad:

Desde el punto de vista de seguridad del personal de Operación y Mantenimiento de una subestación de alta tensión, pueden hacerse las siguientes consideraciones:

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

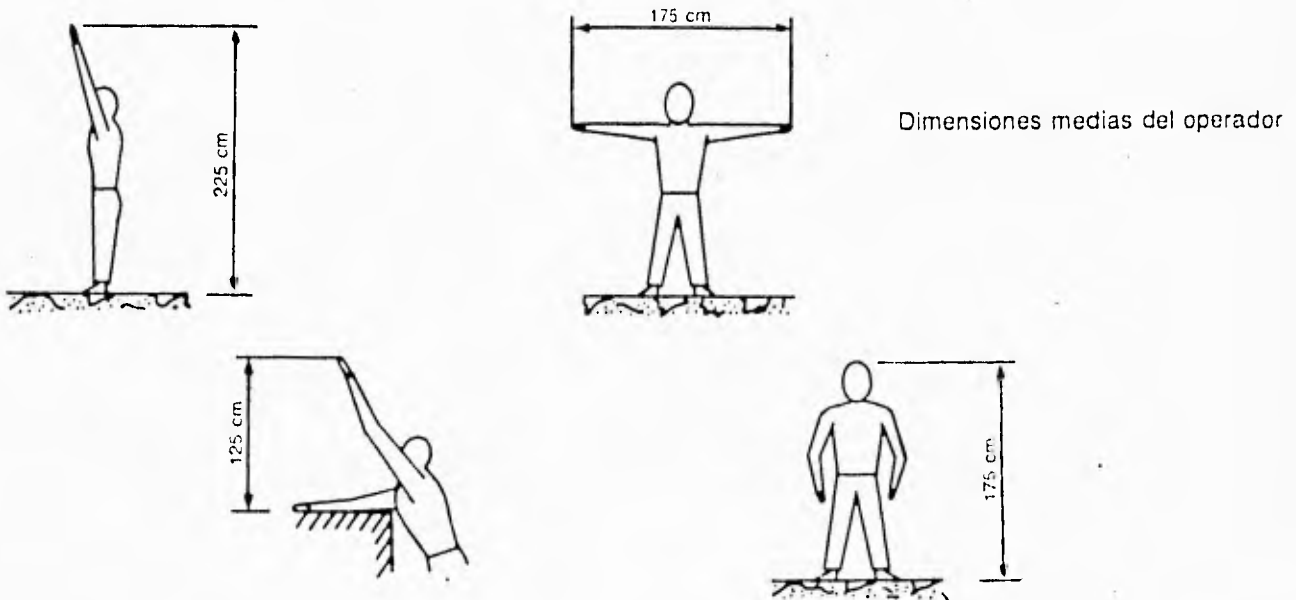
Las partes con potencial (partes vivas) deben quedar fuera del alcance del personal, para lo cual:

- Puede utilizarse equipo auto-protegido, en el que las partes vivas quedan encerradas en cubiertas, concebidas de manera que, en servicio normal, impidan cualquier acceso a dichas partes vivas.
- Las partes con potencial pueden hacerse inaccesibles mediante barreras ó cercas que impidan acercarse a distancias peligrosas de las partes vivas.
- Las partes con potencial pueden ponerse fuera del alcance del personal colocándolas a distancias de las zonas de circulación ó de trabajo suficientemente grandes para hacer imposible un contacto accidental con las mismas.

El siguiente análisis se refiere exclusivamente a las distancias de seguridad en instalaciones abiertas.

Las distancias de seguridad a través del aire están constituidas por la suma de dos términos:

- El primer término es una distancia de base que es función del nivel de aislamiento al impulso; esta distancia debe ser suficiente para impedir todo riesgo de flameo y es igual a la distancia mínima de fase a tierra correspondiente a cada nivel de aislamiento.
- El segundo término, que debe sumarse a la distancia de base, depende de la talla media de los operadores y de la naturaleza y características de los trabajos que se realicen en las instalaciones, incluyendo la circulación del personal y el acceso a los lugares posibles de trabajo. En la siguiente figura se indican las dimensiones medias del operador consideradas por el comité de estudios No. 23 de la C.E.I.



Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

Las distancias mínimas de seguridad se pueden expresar con las siguientes relaciones:

$$d_h = d_{F-T} + 0.9$$

$$d_v = d_{F-T} + 2.25$$

donde:

d_h = Distancia horizontal en metros que debe respetarse en todas las zonas de circulación

d_v = Distancia vertical, en metros, que también debe respetarse en toda la zona de circulación y nunca debe ser menor de 3 metros

d_{F-T} = Distancia mínima de fase a tierra correspondiente al NBI de la zona

De acuerdo con las dos relaciones anteriores, se pueden tabular las distancias de seguridad según las tensiones más utilizadas:

Distancias de seguridad según tensiones

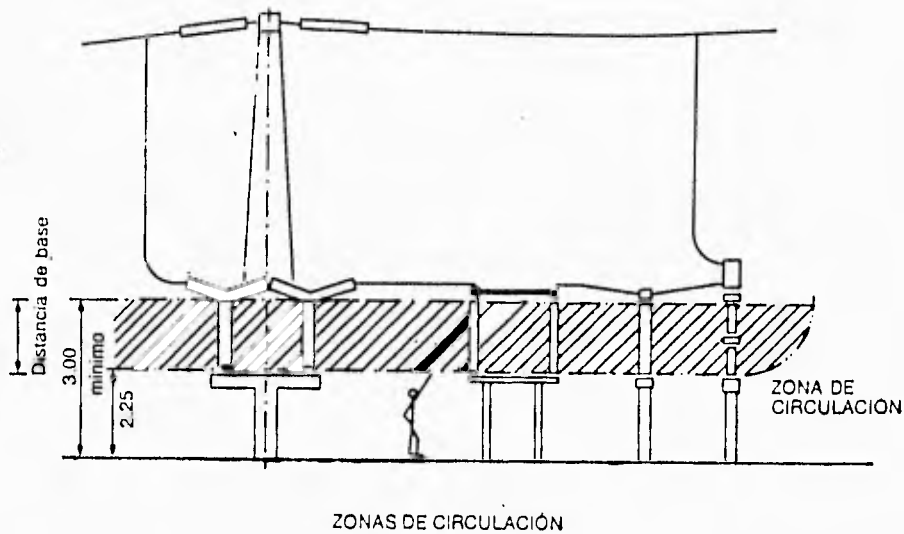
Tensión nominal kV	NBI kV	d_{F-T} 2 300 msnm m	d_h m	d_v m	Ajuste m	
					d_h	d_v
85/115	550	1.35	2.25	3.60	2.30	3.60
230	1 050	2.59	3.49	4.84	3.50	4.90
400	1 425	3.76	4.66	6.00	4.70	6.00

6.2.1 Zonas de circulación del personal:

Cuando no hay barreras ó cercas de protección, la altura mínima de las partes vivas sobre el piso debe ser suficiente para permitir la circulación del personal por la superficie de la subestación. Esta altura mínima deberá ser igual a la distancia de base, que es función del nivel de aislamiento al impulso, aumentada en 2.25 metros, que es la altura que puede alcanzar un operador de talla media con un brazo extendido.

La altura mínima de las partes vivas sobre el piso, en zonas no protegidas por las barreras o cercas de protección, no deberá ser nunca inferior a 3 metros.

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad



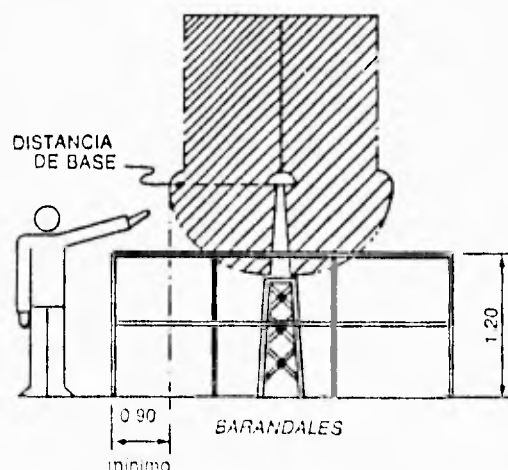
La altura mínima sobre el piso de un aislador tipo columna, en zonas no protegidas por barreras o cercas, no deberá ser inferior a 2.25 metros, ya que el aislador debe considerarse como una pieza bajo tensión, cuyo valor decrece a lo largo del aislador y sólo la base metálica inferior está al potencial de tierra.

En zonas de la subestación donde las partes con potencial estén a alturas inferiores de las especificadas en los párrafos anteriores, deberán instalarse barandales o cercas de las siguientes características:

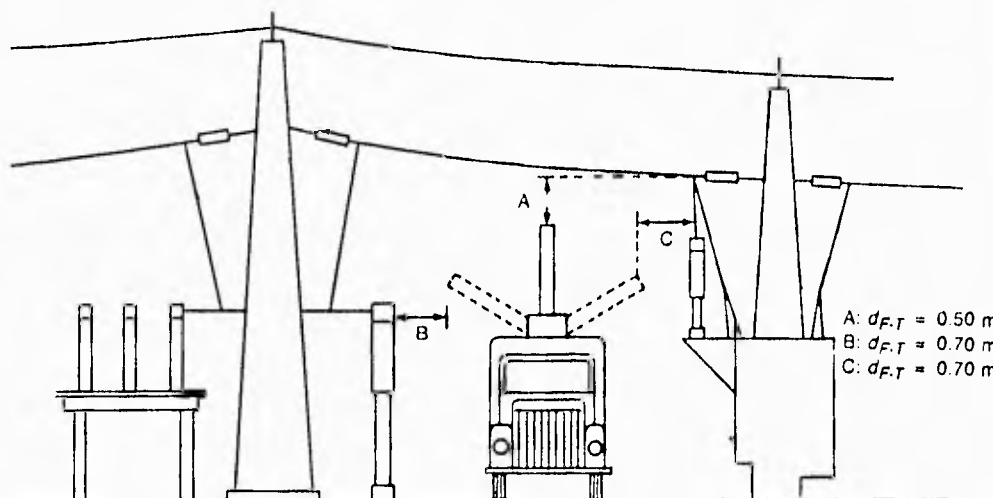
- Cuando se usen barandales, éstos deberán ser de 1.20 metros de alto y deberán quedar a una distancia de las partes con potencial igual a la distancia de base, aumentada en 0.90 metros como mínimo.

$$\text{ALTURA MÍNIMA} = \text{VALOR BÁSICO} + 2.25 \text{ m}$$

$$\text{DIST. HORIZONTAL MÍNIMA} = \text{VALOR BÁSICO} + 0.90 \text{ m}$$

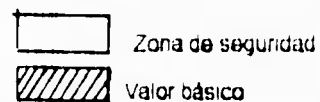


Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

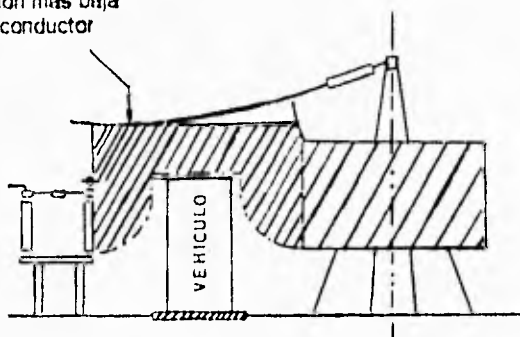


Distancias de vehículos a partes vivas

Distancia horizontal = Valor básico + 1.75 m.
 Distancia vertical = Valor básico + 1.25 m.

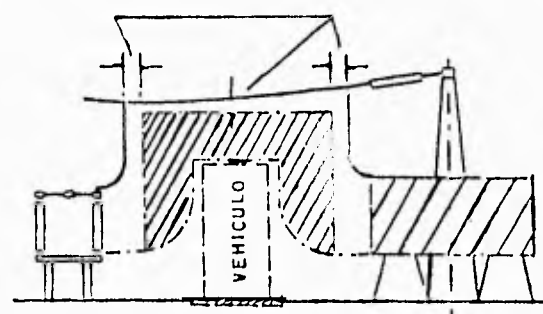


Posición más baja del conductor

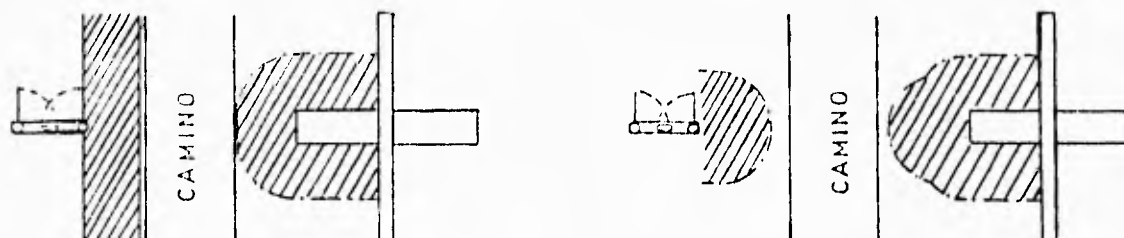


PARA CONEXIONES RIGIDAS

Zona libre debido al movimiento de los conductores flexibles



PARA CONEXIONES FLEXIBLES

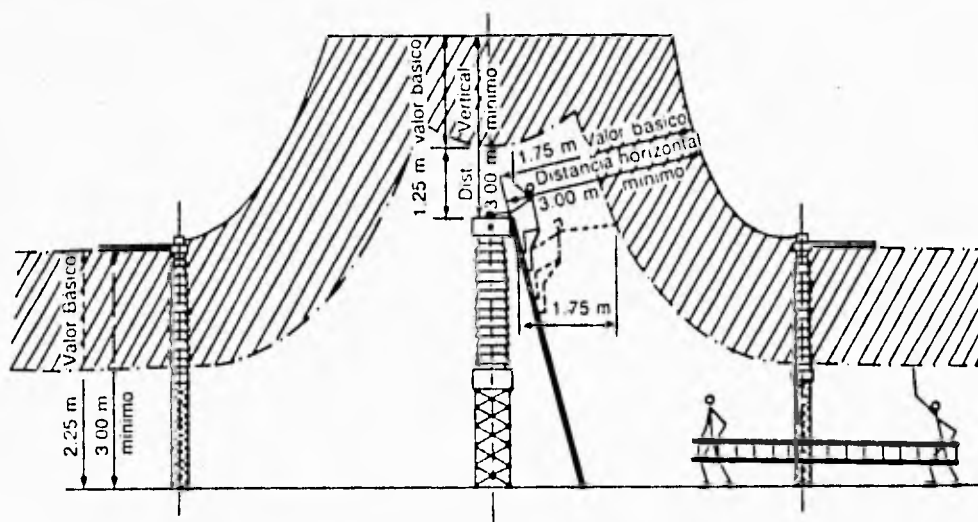


ZONAS DE CIRCULACION DE VEHICULOS

6.2.3 Zonas de trabajo:

En cualquier sección de las instalaciones de alta tensión de una subestación deben poderse realizar con toda seguridad trabajos de mantenimiento, una vez que la sección ha sido desconectada mediante la apertura de los interruptores y cuchillas correspondientes, sin tener que desconectar las secciones contiguas que deben seguir funcionando para no afectar la operación del sistema.

La distancia total no debe ser en ningún caso inferior a 3 metros.



Distancias de seguridad en zonas de trabajo

En la tabla que se muestra a continuación, se indican las distancias de seguridad para los distintos casos que pueden presentarse en instalaciones con tensiones nominales de 23, 85, 230 y 400 kV.

Distancias de seguridad

Tensión entre conductores kV	Altura mínima de las partes vivas descubiertas m	Distancia horizontal mínima a las partes vivas descubiertas m
6.6	2.40	1.00
11	2.70	1.05
22	2.80	1.15
33	2.90	1.20
44	3.00	1.30
66	3.20	1.50
88	3.35	1.70
110	3.50	1.85
132	3.70	2.00
220	4.70	3.00

Fuente: Reglamento de Obras e Instalaciones Eléctricas.
Art. 66, Frac. 8, Tabla No. 19

Diseño de barras colectoras y distancias de seguridad

La siguiente tabla, especifica las alturas mínimas de las partes vivas descubiertas y las distancias horizontales mínimas a las partes vivas descubiertas, para distintos voltajes entre conductores.

Distancias de seguridad, según diferentes casos y tensiones

Tensión nominal del sistema	Nivel de aislamiento al impulso a 2 300 m	Distancia de base (distancias mínimas de fase a tierra a 2 300 m)	Zonas de circulación del personal		Zonas de trabajo del personal			
			Distancia adicional	Altura mínima de partes vivas	Distancia adicional	Distancia mínima horizontal	Distancia adicional	Distancia mínima vertical
kV	kV	m	m	m	m	m	m	m
23	125	0.282	2.25	3.00	1.75	3.00	1.25	3.00
85	450	1.177	2.25	3.43	1.75	3.00	1.25	3.00
230	900	2.507	2.25	4.76	1.75	4.26	1.25	3.76
400	1 425	3.759	2.25	6.01	1.75	5.51	1.25	5.01

Referencias

- ¹ Diseño de subestaciones eléctricas
José Raúl Martín
Mc Graw Hill
- ² Manual de diseño de redes de tierra para subestaciones eléctricas de potencia
R. Velázquez S., H. Sarmiento U., J.V. Schmill, R. Valdivia H. y C. Romualdo T.
Instituto de Investigaciones Eléctricas
División de sistemas de potencia
Departamento de transmisión y distribución
- ³ Sistemas de tierra
En redes de distribución
Guillermo Lopez Monroy
- ⁴ Manual de diseño de subestaciones
Compañía de Luz y Fuerza del Centro
Gerencia de planeación e Ingeniería
Editado por: Relaciones Industriales

Contenido:

- VII Programas de computadora y su aplicación en el diseño de subestaciones eléctricas.**
- 7.1 Introducción al lenguaje C
- 7.2 Elaboración de programas en C
- 7.2.1 Creación de un programa ejecutable
- 7.2.2 Programación estructurada
- 7.2.3 Estructuras de control
- 7.2.4 Acerca de los ejemplos
- 7.3 Aplicación de programas en lenguaje C para el diseño de una subestación
- 7.3.1 Programas de aplicación del capítulo 4
- 7.3.2 Programas de aplicación del capítulo 5
- 7.3.3 Programas de aplicación del capítulo 6

7.1 Introducción al lenguaje C

A continuación presento una breve introducción al lenguaje C, lenguaje de programación que se ocupará para los programas.

Lenguajes de programación:

BCPL:

(1967 *Martin Richards*)

No tenía tipos (tipo de variable como entero, flotante, real, etc.).

Se manipulaba a través de 0's y 1's (lenguaje de máquina).

Las operaciones se realizaban con aritmética de apuntadores y direcciones.

B:

(1970 *Ken Thompson*)

Se desarrolló la primera versión del sistema operativo **UNIX**.

C:

(1972 *Dennis Ritchie*)

Se le puso C por mejoras que se le hicieron al B.

Pero surgieron una gran cantidad de versiones. Es decir, cada persona definió distintas funciones, o una manera distinta de aplicar el lenguaje.

Se llegó a un acuerdo, estandarizando el lenguaje. Y es así como surge el **ANSI-C**.

Reglas del lenguaje C:

Toda expresión nos devuelve un valor

Una entrada == Una salida

EI TURBO C Tiene librerías estándar que funcionan en cualquier ambiente y tiene además librerías específicas.

Algunas de las **ventajas del C** son la *portabilidad*, el que utiliza un *código pequeño* siendo un lenguaje más eficiente, el uso de *palabras reservadas* y el hecho de que su modo de programar puede ser *modular*.

Lenguajes:

Bajo nivel

Tenemos por ejemplo el ensamblador.

Su programación es muy difícil (manejo de registros) .

Es difícil localizar los errores.

Es muy veloz (Mucho más rápido que un lenguaje de alto nivel).

Alto nivel

Es una programación fácil.
Detecta errores fácilmente, es modular, etc.

Medio nivel

Aquí se encuentra el C
Aprovecha las características de un lenguaje de alto nivel, junto con la funcionalidad de un lenguaje de bajo nivel.

7.2 Elaboración de programas en C:

7.2.1 Creación de un programa ejecutable:

Para crear un programa ejecutable, es necesario seguir los siguientes pasos

1.- *Crear el programa fuente* (Este programa es creado por el usuario de acuerdo a sus necesidades.)

2.- *Compilar el programa* (La computadora verifica el programa y señala errores en caso de que existan para que estos se corrijan.)

Cuando el programa ya no tiene errores, la computadora traduce el programa a lenguaje de máquina compuesto por 1's y 0's.

3.- *Ligar el programa* (Al ligar el programa lo que hace la computadora es buscar las librerías que se llamaron en el programa fuente, para poder interpretar las funciones utilizadas en dicho programa, y de este modo crear nuestro programa ejecutable { combina el código objeto de la computadora con el de rutinas específicas del compilador })

Ya que el programa ha sido compilado y ligado, se crea el **ejecutable** (este programa se puede iniciar simplemente escribiendo el nombre del programa y apretando return)

1 Creación del programa fuente: La estructura de un programa en C debe ser la siguiente:

- a.- Definición de librerías a utilizar
- b.- Definición de constantes simbólicas y variables globales
- c.- Encabezados de funciones
- d.- Programa principal
- e.- Funciones a invocar

Ejemplo 1 En este ejemplo podemos distinguir la estructura de un programa

```

.....
/* En el programa se pueden hacer comentarios */

# include < stdio.h > /* (a) esta libreria la toma por default in-out */
# include < math.h > /* (a) operaciones como el seno, coseno, etc. */
# include < graphs.h > /* (a) para el uso de gráficas */
# include < string.h > /* (a) manejo de arreglos ( cadenas ) */
# define MAXIMO 10 /* (b) es una constante simbólica, y se recomienda usar
/* mayúsculas. Por ser considerada global, la puedo llamar
/* desde cualquier punto de mi programa */

int arreglo [10] /* (b) variable global */
int suma ( int, int ); /* (c) definimos la subrutina ó función suma, la cual está
/* compuesta por dos valores enteros. Por eso nos vá a
/* regresar un valor entero */

main ( ) { /* (d) las llaves indican donde empieza el programa */
int i, c;
for ( i = 0 ; i < MAXIMO ; i ++ ) /* el ++ incrementa de uno en uno, i es una
/* variable local ( solo la puedes ver en el
/* lugar donde se está utilizando
/* i++ = i + 1
scanf ( " %d " , arreglo [ i ] ); /* el scanf sirve para leer datos */
c = suma ( arreglo [ 0 ] , arreglo [ 1 ] ); /*aquí hacemos la llamada a la función suma*/
printf ( " la suma es %d " , c ); /* despliegue de resultado */
}

int suma ( int d, int e ) { /* subrutina o función invocada */
return ( d + e );
}
.....

```

2 Creación del programa objeto (Compilar el programa)

Como mencioné anteriormente al compilar un programa, la computadora verifica el programa y señala los errores en caso de que existan para que estos se corrijan.

Para poder corregir dichos errores es necesario saber manejar el editor. Sugiero teclear este primer programa y compilarlo. Es posible que se cometan errores al teclear el programa e incluso se pueden hacer a propósito para ver como actúa el compilador y corregirlos utilizando el editor el cuál nos permite detectar y corregir los errores.

Para entrar al editor :

> TC (TURBO C)

Lo que estamos haciendo al poner TC y presionando return, es ejecutar **TC.EXE**. Cuando entramos al editor de Turbo_C, aparece una pantalla la cual posee las siguientes opciones.

File Edit Run Compile Project Options Debug Break/Watch

Cada una de estas opciones disponibles a las cuales se entra presionando **Alt + letra resaltada** posee un menu propio el cual se explica parcialmente. Cabe mencionar que nuestro paquete cuenta con **ayuda** y para utilizarla, basta con posicionarse al inicio de la instruccion menú o comando con el cual tenemos dudas y presionar **Control + F1**.

File	Edit	Run	Compile	Project
Load		Run	Compile to OBJ	Project name
Pick		Program reset	Make EXE file	Break make on errors
New		Go to cursor	Link EXE file	Auto dependencies off
Save		Trace into	Build all	Clear project
Write to		step over	Primary C file:	Remove messages
Directory		user screen	Get info	
Change dir				
Os shell				
Quit				
Options	Debug		Break/Watch	
Compiler	Evaluate		Add watch	
Linker	Call stack		Edit watch	
Enviroment	Find function		Remove all watches	
Directories	Refresh display		
Arguments	Display swapping		Toggle breakpoint	
Save options	Source debugging		Clear all breakpoint	
Retrieve options			View next breakpoint	

F1-Help F5-Zoom F6-Switch F7-Trace F8-Step F9-Make

Algunas de las funciones que podemos ejecutar son :

En **compile** podemos checar sintaxis del programa. Al compilar aparece una ventana de errores. Te posesionas sobre el error que deseas corregir, presionas F6 y conmutas entre tu programa y la ventana de errores.

En **options** puedes cambiar el destino donde vas a guardar tus programas .obj y .exe. (esto en **output**).

Con **F7** se ejecuta el programa línea por línea.

En el menú debug, evaluate, escoges la variable y te dá el valor de nuestra variable en ese momento.

Para esto tenemos también **Add watch** donde aparece una ventana con los valores de la(s) variables a medida que avanza.

La función **toggle break point** te permite analizar renglón por renglón cualquier programa utilizando F7 para lo cuál se deberán de seguir los siguientes pasos.

- 1 Posicionar el cursor en el punto apartir del cual se desea checar el programa.
- 2 Presionar F10 toggle break point (return)
- 3 Apartir del punto seleccionado avanzas con F7.

3 Creación del ejecutable (ligado del programa)

Cuando el programa ya no posee errores se crea el programa objeto y al ligarlo se crea el ejecutable.

7.2.2 Programación Estructurada (Dijkstra):

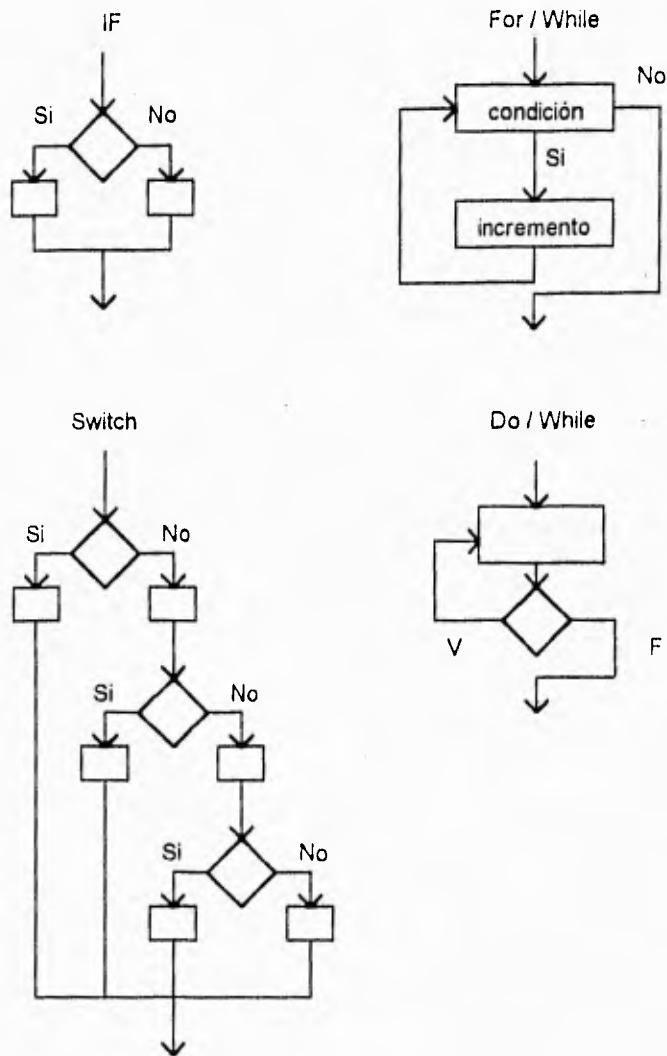
Cuando se habla de programación estructurada, nos referimos a los siguientes puntos:

- Secuencia de eventos. Las instrucciones se ejecutan de manera ordenada " estructurada "
- Selección. Durante la ejecución de los programas, éste puede seguir diferentes caminos dependiendo de la información que se le suministre.
- Repetición. Los programas nos permiten ejecutar ciclos finitos.

A continuación se presentan los ciclos más conocidos y los cuales son estructuras muy útiles y ampliamente utilizadas en la elaboración de programas.

Ciclo if
if anidado (switch)
Ciclos for/while y Do/while

Programación en C



Tipos Operadores y expresiones:

Variables. Una variable es una localidad de memoria cuyo contenido varía. Las variables deberán cumplir con lo siguiente:

- El límite en cuanto al tamaño de la variable son 32 caracteres de longitud.
- Es distinto "A" que "a" (existe diferencia entre las letras mayúsculas y las minúsculas).
- El primer caracter debe ser una letra ó subguión.
- No pueden utilizarse como nombres de variables las palabras reservadas del lenguaje
- Es conveniente elegir nombres relacionados con el propósito de la variable.
- Se recomienda usar para las variables, letras minúsculas.

Programación en C

Tipos de variables:

variable	tipo	
char	caracter	inferior
int	entero	
float	punto flotante	
double	doble precisión	
long double	doble long	
void	sin tipo	superior

Declaración de variables:

< tipo >

char	a, b;	a = 'A';
float	sueldo;	sueldo = 139.0;
double	área;	área = 23.45e6;
int	lado;	lado = 9;

Calificadores: (short, long unsigned)

	tamaño en bits	rango
int short	16	-32767, 32767
int long	32	-4694967296, 4694967296
int unsigned	16	0, 65535
char signed	8	-127, 126
char unsigned	8	0, 255
double long	128	10 dígitos de precisión

Tipo:

Tipo	ejemplo	
int	± 1, 234	
short int	± 1, 20	
long int	± 3500L	
unsigned int	1000U	
float	± 34.452F	
double	± 56.985	
long double	43.678123L	
octal	0 < número octal >	007
hexadecimal	0X < número hex. >	0X4C

Programación en C

Constantes: Son variables que el programa no puede modificar .

(antes del main)	#define	<nombre>	<valor>		
	#define	MAX	10		
	const	<tipo>	<nombre_const>	=	<valor>
	const	int	AREA	=	20

ejemplo1.C

Este programa nos da el rango de valores según el tipo de variable que estamos utilizando. para esto se utiliza una función definida que se conoce como **sizeof ()** :

```
sizeof ( <tipo de variable> )  
sizeof ( int )
```

Nota: Para utilizar funciones definidas tales como sizeof la ayuda puede ser útil. Para utilizarla, te posicionas al inicio del comando del cual requieres información y presionas **Ctl + F1** .

En el programa se aprecia que es posible poner comentarios, pero estos deberan estar encerrados por : **/* comentario */**

```
/*  
*****  
*/  
/*  
* Guillermo Simbeck Tablada  
* programa: Ejemplo1.C  
* programa para obtener el # de bits que tienen los distintos tipos  
*  
*/  
*****  
#include <stdio.h>  
main ( ) {  
    int d;  
    printf ( " \n El tamaño de char es %d          ", sizeof (char));  
    printf ( " \n El tamaño de int es %d          ", sizeof (int));  
    printf ( " \n El tamaño de float es %d          ", sizeof (float));  
    printf ( " \n El tamaño de double es %d          ", sizeof (double));  
    printf ( " \n El tamaño de int long es %d          ", sizeof (int long));  
    printf ( " \n El tamaño de double long es %d          ", sizeof (double long));  
    printf ( " \n esto es para detener el programa (da un número)");  
    scanf ("%d",&d);  
}
```

ejemplo1'.C

Este nos muestra también el manejo de variables y la manera de definir las.

Programación en C

```
#include <stdio.h>
#define VALORHEX 0XE
#define VALORLON 1230000L
main() {
    int i=0;
    int entero=35000;
    unsigned int uentero=35000;
    long int lentero;
    char car;
    float vreal=7534.23456;
    double dvariable=1000e-23;
    const int MAXIMO=10;
    const char MENSAJE[5]="HOLA";
    clrscr();
    printf("\n %d",entero);
    printf("\n %u",entero);
    printf("\n %d",uentero);
    printf("\n %u",uentero);
    car=123;
    printf("\n %c",car);
    printf("\n %d",car);
    car=car-1;
    printf("\n %c",car);
    printf("\n %x",VALORHEX-1);
    lentero=VALORLON;
    printf("\n %ld",lentero);
    printf("\n %f",vreal);
    printf("\n %e",vreal);
    printf("\n %E",vreal);
    printf("\n %d",MAXIMO-1);
    printf("\n %s",MENSAJE);
    printf("\n %g",dvariable);
}
```

Operadores aritméticos

operador	acción
-	resta
+	suma
/	división
*	multiplicación
%	división en módulo
-	menos
--	decremento
++	incremento

Operadores aritméticos binarios : + , - , * , / , %

nota: Si estas trabajando con números enteros, el resultado = entero .

```
int a = 10, int b = 3
```

Programación en C

- i) $a / b = 3$
Como a y b se definieron como enteros, el resultado será un entero.
- ii) $a / b * b = 9$
En este segundo caso, se sigue respetando lo antes dicho.
- iii) $a \% b = 1$
% = modulo = residuo de la división a/b
- iv) $a / (b * 1.0) = 3.33333$
Al introducir un número con parte decimal aunque esta valga cero, la variable "b" modifica su tipo y en consecuencia a, obteniendo un número con parte decimal.

nota 1: Si le asignas a una expresión de un tipo una variable de diferente tipo, la expresión se convertirá al tipo de la variable que se asigne.

```
float c = 3
a / c = 3.33333
float z
z = a / b ; z = 3.0
```

nota 2: Al declarar nuestras variables y manipularlas, debemos tener mucho cuidado. El siguiente ejemplo nos ilustra el porque debemos ser cuidadosos:

- Si le asignamos a una variable tipo int (2 bytes) una variable tipo char (1 byte), se corre el riesgo de truncar el valor almacenado en int.
- Por otro lado si lo que queremos es obtener las unidades de un número nos puede servir.

Ejemplo:

```
int x = 25;      tenemos    x = 2 5
char c ;        Al hacerla tipo char se pierde un byte
c = x ;         x = //// 5 y nos queda
                x = 5 siendo 5 las unidades del número 25
```

Operadores aritméticos unarios : + , -

```
int a = 5 ;
a = + a ;
a = - a ;
```

Programación en C

Ejemplo: $c = -a / b * h - i \% c$

- 1.- Se cambia el signo de a y luego de i (de derecha a izquierda)
- 2.- Multiplicación
- 3.- División
- 4.- Módulo

Operadores aritméticos de incremento y decremento : ++ , --

- ++ incrementa en 1 el valor de la variable
- decrementa en 1 el valor de la variable

<i>postfijas</i>	var ++	<i>prefijas</i>	++ var
	var --		-- var

Ejemplo: var = 5
i = var ++ i = 5 var = 6 incrementa después
i = ++ var i = 6 var = 6 incrementa previamente

ejemplo2.C

En este ejemplo podemos apreciar como funcionan los incrementos y decrementos de tipo **prefijo** y **postfijo** .

```
#include <stdio.h>
main ( ) {
    int a,b,c,d;
    a = b = c = 0 ;
    clrscr ( ) ;
    printf ( " \n a b c " ) ;
    printf ( " \n %d %d %d ",a,b,c) ;
    a = ++b + ++c ;
    printf ( " \n \n a=++b + ++c " ) ;
    printf ( " \n %d %d %d ",a,b,c) ;
    a = b++ + c++ ;
    printf ( " \n \n a=b++ + c++ " ) ;
    printf ( " \n %d %d %d ",a,b,c) ;
    a = --b - c-- ;
    printf ( " \n \n a=--b + c-- " ) ;
    printf ( " \n %d %d %d ",a,b,c) ;
    a = --b + c-- ;
    printf ( " \n \n a=--b + c-- " ) ;
    printf ( " \n %d %d %d ",a,b,c) ;
    a = b-- + c-- ;
    printf ( " \n \n a=b-- + c-- " ) ;
    printf ( " \n %d %d %d ",a,b,c) ;
    a = --b + --c ;
    printf ( " \n \n a=--b + --c " ) ;
    printf ( " \n %d %d %d ",a,b,c) ;
    printf ( " \n \n Esto es para poder ver la pantalla " ) ;
    printf ( " \n dame un numero y presiona return " ) ;
    scanf ( " \n %d",&d) ;
}
```

Programación en C

Operadores relacionales ó de relación :

operador	acción
==	igual
!=	diferente a
>	mayor que
>=	mayor o igual que
<	menor que
<=	menor o igual que

El operador de relación te regresa un:

- 0** Cuando la expresión comparada es falsa
- 1** Cuando la expresión comparada es verdadera

Operadores lógicos :

operador	acción
	or
&&	and
!	not

Operador lógico unario : not !

Operadores a nivel de bits:

operador	acción
&	and
!	or
^	or exclusiva (XOR)
~	complemento a 1 (NOT)
>>	desplazamiento a la derecha
<<	desplazamiento a la izquierda

Ejemplo:

A = 5	00000101
B = 6	00000110
A & B = C	00000100
A ! B = D	00000111
>> = C % 2	00000010
<< = C * 2	00001000
~ A = E	11111010
E ^ B	11111100

Para hacer cero el bit resaltado del siguiente número 0000101 cuyo valor de acuerdo a su posición es 4 basta con utilizar las compuertas & y ~

X	0010101
~ 4	1111011
X & ~ 4	0010001

Si ahora lo que deseamos es colocar un uno en la sexta posición contando de derecha a izquierda y cuyo valor en decimal es igual a $2^{(6-1)} = 32$ y en hexadecimal (0X)

= 0X10 vamos a necesitar una compuerta OR.

X	0010101
16 = 0X10	0100000
X ! 16	0110101

Ejemplo3.C

Este ejemplo nos permite poner en practica el manejo de **operadores a nivel de bits**, siendo muy interesante el **uso de mascarar** para distintas finalidades.

En nuestro ejemplo vamos a desplegar el número que deseamos analizar en binario, así como el número de 1's y 0's que lo componen.

Programación en C

```
/*
*****
/* Guillermo Simbeck Tablada
/* programa : ejemplo3.C
/* Ejemplo para contar el número de ceros y unos
/* este programa nos permite entender como funcionan los operadores
/* a nivel de bits, así como el uso de mascarar para cumplir con los
/* objetivos deseados
/*
*****
#include <stdio.h> ;
main ( ) {
    int contador=0, numero, i ;
    clrscr ( ) ;
    printf ("\n \n Dame el número del cual deseas saber cuantos unos" ) ;
    printf ("\n y cuantos ceros posee :") ;
    scanf ("%d",&numero ) ;
    printf ("\n \n") ;
    for ( i=0 ; i < 16 ; i++ ) {
        if ( numero & 01 == 1 ) {
            printf ("1" ) ;
            contador++ ;
        }
        else
            printf ("0" ) ;
        numero = numero>>1 ;
    }
    printf (" \n \n El número de 0ns es igual a: %d", 16-contador ) ;
    printf (" \n \n El número de 1ns es igual a: %d", contador) ;
    printf (" \n \n \n esto es para poder ver la pantalla. Dame un") ;
    printf ("\n # y presiona return para terminar la ejecución") ;
    scanf ("%d",&i) ;
}
}
```

Operador terciario (?)

Se trata de una expresión condicional y es de la forma:

condición ? expresión1 : expresión2 ;

Nota: La condición es evaluada primero. Si es diferente de cero (*verdadero*), entonces **expresión1** es evaluada, y ése es el valor de la expresión condicional. De otra forma, **expresión2** se evalúa, y ése es el valor.

ejemplo: if (a > b)
 z = a ;
 else
 z = b ;

(se puede escribir de la forma:)

z = (a > b) ? a : b ;

Programación en C

```
/*
*****
*/
/*
Guillermo Simbeck Tablada
programa : ejemplo3.C
Ejemplo para contar el número de ceros y unos
este programa nos permite entender como funcionan los operadores
a nivel de bits, así como el uso de mascarar para cumplir con los
objetivos deseados
*/
*****
*/
#include <stdio.h> ;
main ( ) {
    int contador=0, numero, i ;
    clrscr ( ) ;
    printf ("\n \n Dame el número del cual deseas saber cuantos unos" ) ;
    printf ("\n y cuantos ceros posee :") ;
    scanf ( "%d",&numero ) ;
    printf ("\n \n") ;
    for ( i=0 ; i < 16 ; i++ ) {
        if ( numero & 01 == 1 ) {
            printf ("1" ) ;
            contador++ ;
        }
        else
            printf ("0" ) ;
        numero = numero>>1 ;
    }
    printf ( " \n \n El número de 0ns es igual a: %d", 16-contador ) ;
    printf ( " \n \n El número de 1ns es igual a: %d", contador ) ;
    printf ( " \n \n \n esto es para poder ver la pantalla. Dame un" ) ;
    printf ( "\n # y presiona return para terminar la ejecución" ) ;
    scanf ("%d",&i) ;
}
}
```

Operador terciario (?)

Se trata de una expresión condicional y es de la forma:

condición ? expresión1 : expresión2 ;

Nota: La condición es evaluada primero. Si es diferente de cero (*verdadero*), entonces **expresión1** es evaluada, y ése es el valor de la expresión condicional. De otra forma, **expresión2** se evalúa, y ése es el valor.

ejemplo: if (a > b)
 z = a ;
 else
 z = b ;

(se puede escribir de la forma:)

z = (a > b) ? a : b ;

Ejemplo4.C

En este ejemplo, tenemos una aplicación del **operador terciario**, utilizandolo para desplegar un arreglo de 40 elementos en 4 renglones de 10 elementos cada uno.

```

/*****
/*
/*  Guillermo Simbeck Tablada
/*  programa : ejemplo4.C
/*  Ejemplo para desplegar un arreglo de 40 elementos en cuatro ren-
/*  glones. este programa nos permite entender como funciona el ope-
/*  rador terciario " ? "
/*
/*
/*****
#include <stdio.h> ;
main ( ) {
    int arreglo[40], i, j ;
    clrscr ( ) ;
    printf ("\n \n") ;
    for ( i=0 ; i < 40 ; i++ )
        printf ("%d %c", arreglo[i],(i%10==9?' \n':' ')) ;
    printf ( " \n \n \n esto es para poder ver la pantalla. Dame un" ) ;
    printf ( "\n # y presiona return para terminar la ejecución" ) ;
    scanf ("%d",&i) ;
}

```

Operador

sizeof

operador variable
sizeof (tipo)

Operador , " coma "

a = (b = 6 , b - 1)

Operadores de asignación : += -= *= /= %= &= ^= != <<= >>=

x = x + y	x += y
x = x + (3 * z)	x += 3 * z
x = x >> y	x >= y
z = z % (x + 5)	z %= x + 5
w = w * (z + 6)	w *= z + 6
x = x ! 0XFE	x != 0XFE

nota: 0XFE es un número en hexagesimal

7.2.3 Estructuras de control :

Proposición vacía (para una proposición simple) ;
Proposición compuesta (usamos llaves) { }

if :

sirve para evaluar una condición if (x == 0)

Otra manera de escribir la misma condición es: if (! x)

El operador **if** lo que hace es evaluar la condición, que se encuentra adentro del parentesis, y en caso de cumplirse, entonces se ejecutan las instrucciones que a continuación se ponen. De lo contrario se salta la instrucción o conjunto de instrucciones gobernadas por el if.

if (expresión) proposición1 proposición2	En este caso proposición1 se realizará solo en caso de que la expresión del if sea verdadera. Por otro lado, proposición2 siempre se realiza.
--	---

if - else :

if (expresión) proposición1 else proposición2	En este caso si la expresión evaluada del if es verdadera se realiza la proposición1, en caso contrario se realiza la proposición2.
--	---

Else - if (if anidado)

```
if ( e1 )  
    proposición1  
else if ( e2 )  
    proposición2  
else if ( e3 )  
    proposición3  
else  
    proposición4  
proposición_siguiente
```

ejemplo5.C

En este programa se muestra como funciona el **Else - if (if anidado)**

```

/*****
/*
/*   Guillermo Simbeck Tablada
/*   programa : ejemplo5.C
/*   Ejemplo del if anidado en donde podemos observar como funciona.
/*
/*
*****/

#include <stdio.h> ;
main ( ) {
    float a,b ;
    int opcion ;
    clrscr ( ) ;
    printf ("\n \n Este programa te permite hacer las operaciones de suma, res
    printf ("\n multiplicación y división entre dos números.") ;
    printf ("\n \n ") ;
    printf (" Dame el valor del primer número:") ;
    scanf ("%f",&a) ;
    printf ("\n Dame el valor del segundo número:") ;
    scanf ("%f",&b) ;
    printf (" \n \n Selecciona la operación que deseas realizar: ") ;
    printf (" \n      1 ) suma          ") ;
    printf (" \n      2 ) resta         ") ;
    printf (" \n      3 ) multiplicacion ") ;
    printf (" \n      4 ) division      ") ;
    printf (" \n \n ") ;
    scanf ("%d",&opcion) ;
    printf (" \n ") ;
    if (opcion == 1 )
        printf (" suma = %f",a+b) ;
    else if ( opcion == 2 )
        printf (" resta = %f",a-b) ;
    else if ( opcion == 3 )
        printf (" multiplicación = %f",a*b ) ;
    else if ( opcion == 4 )
        printf (" división = %f",a/b ) ;
    else
        printf (" opción errónea ") ;
    printf (" \n \n \n esto es para poder ver la pantalla. Dame un") ;
    printf ("\n # y presiona return para terminar la ejecución") ;
    scanf ("%d",&opcion) ;
}

```

do - while

La ventaja de este ciclo, es que nos asegura el que se realice la proposición deseada una vez antes de evaluar la expresión. Es por ésto que aun cuando al evaluar la expresión ésta no se cumpla, habremos realizado la proposición.

```

do
    proposición
while ( expresión ) ;

```

ejemplo6.C

Ejemplo en el cual podemos apreciar como funciona nuestro ciclo **do - while**.

```

/*****
/*
/*  Guillermo Simbeck Tablada
/*  programa : ejemplo6.C
/*  Ejemplo para el uso de while y el de do-while
/*
/*
*****/

#include <stdio.h> ;
main ( ) {
    #define MAX 10
    int i=1, contador=0 ,numero ;
    clrscr ( ) ;

    /***** ciclo while *****/

    printf ( " \n \n Dar un número para desplegar su tabla : " ) ;
    scanf ("%d",&numero) ;
    printf ( " \n" ) ;
    while ( i <= MAX ) {
        printf ("%d,"i*numero) ;
        i++ ;
    }

    /***** ciclo do while *****/

    do {
        if (numero & 0X01 )
            contador-- ;
        numero>>=1 ;
    } while (numero) ;
    printf ( " \n \n el número de lós que posee es:%d",contador) ;
    printf ( " \n \n \n esto es para poder ver la pantalla. Dame un" ) ;
    printf ( "\n # y presiona return para terminar la ejecución" ) ;
    scanf ("%d",&numero) ;
}

```

Switch :

La proposición **switch** es una decisión múltiple que prueba si una expresión coincide con uno de un número de valores constantes enteros, y traslada el control adecuadamente.

```

switch ( expresión ) {
    case exp-const: proposiciones
    case exp-const: proposiciones
    default : proposiciones
}

```

ejemplo7.C

Ejemplo en el cual se puede apreciar el funcionamiento del **switch** .

```

*****//
/*
/*   Guillermo Simbeck Tablada
/*   programa: Ejemplo7.C
/*   programa para realizar una de las 4 operaciones (suma, resta,
/*   multiplicación y división ), mediante el empleo del switch case
/*
/*
*****//

#include <stdio.h>
#define suma 1
#define resta 2
#define mult 3
#define div 4
main ( ) {
    int opcion ;
    float a, b ;
    clrscr ( ) ;
    printf ("\n \n selecciona una operación; 1 (+), 2 (-), 3 (*), 4 (/) ") ;
    scanf ("%d",&opcion) ;
    printf ("\n \n teclea 2 enteros : ") ;
    scanf ("%f %f", &a, &b) ;
    printf ("\n \n") ;
    switch (opcion) {
        case suma: printf (" El resultado es : %f",a+b) ;
                    break ;
        case resta: printf (" El resultado es : %f",a-b) ;
                    break ;
        case mult: printf (" El resultado es : %f",a*b) ;
                    break ;
        case div: printf (" El resultado es : %f",a/b) ;
                    break ;
        default: printf (" opción erronea") ;
    }
    printf ("\n \n Para terminar la ejecución teclea un número y presiona ret
    scanf ("%d",&opcion) ;
}

```

while :

La expresión se evalúa. Si es diferente de cero, se ejecuta la proposición y se reevalúa la expresión. Este ciclo se evalua hasta que la expresión se hace cero.

```

while ( expresión )
    proposición

```

ejemplo8.C

Ejemplo en el cual se puede apreciar el funcionamiento de los ciclos **while** y **for** .

```

/*****
/*
/*   Guillermo Simbeck Tablada
/*   programa : Ejemplo8.C
/*   Este ejemplo nos muestra como funcionan los ciclos while y for
/*
/*****

#include <stdio.h> ;
#include <math.h> ;
main ( ) (

    float ahorro, salario, horas, porciento, ahorrado, semana ;
    int i=1 ;

    clrscr ( ) ;
    printf("\n\nDime cuanto dinero deseas ahorrar: ") ;
    scanf ("%f",&ahorro) ;
    printf("Cuanto ganas por hora : ") ;
    scanf ("%f",&salario) ;
    printf("Cuantas horas trabajas a la semana : ") ;
    scanf ("%f",&horas) ;
    printf("De tu salario, que porcentaje estas dispuesto a ahorrar : ") ;
    scanf ("%f",&porciento) ;

    porciento = porciento/100 ;
    ahorrado = ahorro/(salario*porciento) ;
    printf ("\n\nPara ahorrar %f nuevos pesos necesitaras trabajar", ahorro ) ;
    printf ( " %f horas ", ahorrado ) ;
    ahorrado = salario*horas*porciento ;
    semana = ahorrado ;
    printf ("\n\nAhorro semanal: %f nuevos pesos ", semana ) ;
    while ( ahorrado <= ahorro ) {
        printf ("\nEl ahorro acumulado para la semana # %i ",i ) ;
        printf ( " N$ %f ",ahorrado ) ;
        i = i++ ;
        ahorrado = ahorrado+semana ;
    }
    i = i-- ;
    ahorrado = ahorrado-semana ;
    if ( ahorrado != ahorro ) {
        ahorro = ahorro-(i*semana) ;
        printf ("\n\nLos N$ %f restantes representan", ahorro ) ;
        printf ( " %f horas de trabajo.", ahorro/(salario*porciento) ) ;
        printf ("\nSi consideramos jornadas de 8 horas diarias, el número") ;
        printf ("\nde dias adicionales será " ) ;
        ahorrado = salario*porciento ;
        for (i=1; ahorrado <= ahorro; i++) {
            ahorrado = ahorrado*i ;
        }
        printf ( " %f dias ",1/8.0 ) ;
    }
    printf ("\n\nDame un # y presiona return para terminar la ejecución") ;
    scanf ("%i",&i) ;
}

```

for :

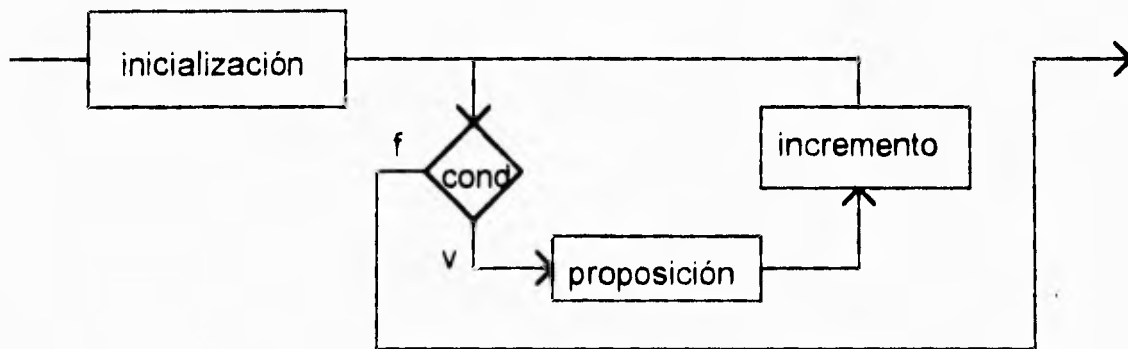
En nuestro ciclo for tenemos en primer término, la **inicialización**, que vienen siendo las condiciones iniciales (esto nos sirve por ejemplo para poner en cero nuestros contadores).

A continuación tenemos la **condición** que se va a evaluar regresándonos ya sea un cero o un uno ejecutándose o no la proposición. Y por último el **incremento**.

```
for ( inicialización ; condición ; incrementos )
    proposición
```

es equivalente a

```
expr1;
while ( expr2 ) {
    proposición
    expr3;
}
```



7.2.4 Acerca de los ejemplos:

En los ejemplos hemos podido apreciar como se utilizan los operadores aritméticos, los relacionales, los lógicos, el operador terciario, diferentes tipos de variables y algunas de sus características, así como estructuras de control con la finalidad de introducir al lector a la programación en lenguaje C. Para aclarar cualquier duda sugiero el libro titulado " El lenguaje de programación C de Brian W. Kernighan y Dennis M. Ritchie ". Este libro utiliza una gran cantidad de ejemplos que ilustran adecuadamente la programación en este lenguaje e incluye en su apéndice B la biblioteca estándar donde se definen las funciones ó palabras reservadas.

7.3 Aplicación de programas en lenguaje C para el diseño de la subestación :

Antes de entrar a la aplicación de programas, cuya finalidad es asistir al alumno en el diseño de subestaciones eléctricas, es importante aclarar que no basta con aplicar estos programas para diseñar una subestación.

Para diseñar una subestación eléctrica adecuadamente, se requiere disponer de toda la información en lo que a equipo se refiere, pero esto tampoco es suficiente.

Los programas nos permiten agilizar el cálculo de diferentes parámetros, y nos permiten jugar con las diferentes variables que intervienen en el diseño. Por otro lado el contar con la información necesaria del equipo que se desea utilizar, es indispensable para lograr un diseño eficiente, que cumpla con las demandas del sistema al cuál se encuentre ligada la subestación. Pero esto no basta. La experiencia que el diseñador adquiera al participar en el diseño de subestaciones es lo que le dará un criterio adecuado y acertivo.

En los programas se distinguen los siguientes aspectos:

- Se utilizan dos librerías **<stdio.h>** y **<math.h>**. La primera es la librería para entradas y salidas (standard in/out) y la segunda es la librería de funciones matemáticas.
- Se utilizan los ciclos **while** y el **if** y **For**.
- La instrucción **printf** sirve para desplegar mensajes en la pantalla y la **scanf** para leer datos proporcionados por el usuario para después realizar las operaciones que se requieran y entregar uno o varios resultados.
- Para ilustrar la aplicación de los programas, se mostrarán varias corridas de los mismos.
- Para distinguir cuando se trata de un mensaje en pantalla, un valor proporcionado por el usuario y un resultado propio del programa se utilizarán los siguientes tipos de letra:

Mensajes desplegados en la pantalla

Valores proporcionados por el usuario

Resultados propios del programa

7.3.1 Programas de aplicación del capítulo 4

cap4p1.C

Este programa nos permite :

- Determinar la tensión crítica de flameo tanto normal como de diseño a partir de la relación $NBI = 0.961 TCF$.
- Determinar la distancia mínima de fase a tierra a partir de la relación $TCF = K * d$.
- Determinar la distancia mínima entre fases.

```

/*****
/*
/*   Guillermo Simbeck Tablada
/*   programa : Cap4p1.C
/*   Programa que nos permite:
/*   -Determinar la tensión crítica de flameo normal y de diseño
/*     a partir de la relación  $NBI = 0.961 TCF$  (Capítulo 4 página 92)
/*   -Determinar la distancia mínima de fase a tierra a partir de
/*     la relación  $TCF = K * d$  ( Capítulo 4 páginas 92 y 93 ).
/*   -Determinar la distancia mínima entre fases
/*
*****/

#include <stdio.h> ;
#include <math.h> ;
main ( ) {

    float NBI, TCF, FDA, FHA, DFT, altura ;
    int i=1 ;
    clrscr ( ) ;

/*****   TCF normal y de diseño *****/

    printf("\nPara obtener el valor de la tensión crítica de flameo (TCF) ");
    printf("\na partir del nivel básico de impulso (NBI) al nivel del mar ");
    printf("\nse necesita el NBI el cual está en función de la tensión ");
    printf("\nnominal y aparece en la página 89. ");

    while ( i==1 ) {

        printf("\n\n   NBI [ KV ] = " );
        scanf ("%f",&NBI) ;
        TCF = NBI/0.961 ;
        printf("\nEl valor de la TCF al nivel del mar es: ");
        printf("\n\n   TCF = %f [ KV ]",TCF );
        printf("\n\nPara diseño se utiliza la TCF corregida por altitud y por");
        printf("\nhumedad. Estos datos aparecen en las páginas 90 y 91. ");
        printf("\n\nNota 1: En condiciones normales de temperatura, presión y");
        printf("\n   humedad los dos factores son iguales a 1. ");
        printf("\n\nNota 2: El factor de densidad del aire a la altura de la ");
        printf("\n   ciudad de México (2300 m.s.n.m.) que corresponde a ");
        printf("\n   una presión barométrica media de 58 cm de columna ");
        printf("\n   de mercurio y una temperatura promedio de 25°C es ");
        printf("\n   igual a 0.763 ");
        printf("\n\nFactor de densidad del aire = " );
        scanf ("%f",&FDA) ;
        printf("\nFactor de humedad atmosférica = " );
        scanf ("%f",&FHA) ;
        TCF = TCF*FHA/FDA ;
        printf("\nEl valor de la TCF de diseño es: ");
        printf("\n\n   TCF = %f [ KV ]",TCF );

/*****   distancia de fase a tierra *****/

        printf("\n\n¿ A que altura se localiza la subestación ? (metros sobre");
        printf("\nel nivel del mar) : " );
        scanf ("%f",&altura) ;
        printf("\nLa distancia de fase a tierra de acuerdo a las fórmulas ");
        printf("\nque aparecen en las paginas 92 y 93 del capítulo 4 es: ");
    }
}

```

Programación en C

```
if ( altura <= 1000 ) {
    DFT = TCF/550 ;
    printf("\n\nDistancia de fase a tierra = %f [ m ]",DFT      );
}
else {
    DFT = TCF/550*(1+(0.0125*((altura-1000)/100))) ;
    printf("\n\nDistancia de fase a tierra = %f [ m ]",DFT      );
}

/***** Distancia entre fases *****/

printf("\n\nLa distancia dieléctrica entre fases de acuerdo a lo que ");
printf("\nse indica en la página 95 capítulo 4, deberá ser 15% mayor ");
printf("\na la distancia entre fase y tierra. ");
printf("\nPara buses flexibles es necesario tomar en cuenta los des- ");
printf("\nplazamientos debidos al viento y a los sismos, siendo la ");
printf("\ndistancia entre fases entre un 180% y un 200% mayor. ");
printf("\n\nDistancia entre fases: %f [ m ]      15% mayor",1.15*DFT);
printf("\n                                %f [ m ]      180% mayor",1.8*DFT );
printf("\n                                %f [ m ]      200% mayor",2*DFT );

printf("\n\nElija cualesquiera de las opciones. ");
printf("\n\n    1) Introducir los datos nuevamente ");
printf("\n\n    2) Finalizar el programa ");
printf("\n\nOpción : ");
scanf ("%d",&i );
}
```

1:

Datos: Subestación con:

- Tensión nominal del sistema de 230 KV.
- NBI = 1050
- Factor de densidad del aire $\delta = 0.763$
- Factor de humedad atmosférica $K_h = 1.1$
- Altura de la subestación = 2300 m.s.n.m

Para obtener el valor de la tensión crítica de flameo (TCF) a partir del nivel básico de impulso (NBI) al nivel del mar se necesita el NBI el cuál está en función de la tensión nominal y aparece en la página 89.

$$\text{NBI [KV]} = 1050$$

El valor de la TCF al nivel del mar es :

$$\text{TCF} = 1092.611816 \text{ [KV]}$$

Para diseño se utiliza la TCF corregida por altitud y por humedad. Estos datos aparecen en la páginas 90 y 91.

Nota 1: En condiciones normales de temperatura, presión y humedad los dos factores son iguales a 1.

Nota 2: El factor de densidad del aire a la altura de la ciudad de México (2300 m.sn.m.) que corresponde a

Programación en C

una presión barométrica media de 58 cm de columna de mercurio y una temperatura promedio de 25°C es igual a 0.763

Factor de densidad del aire = 0.763

Factor de humedad atmosférica = 1.1

El valor de la TCF de diseño es :

TCF = **1575.193970** [KV]

¿ A que altura se localiza la subestación ? (metros sobre el nivel del mar) : 2300

La distancia de fase a tierra de acuerdo a las fórmulas que aparecen en las páginas 92 y 93 del capítulo 4 es:

Distancia de fase a tierra = **3.329387** [m]

La distancia entre fases de acuerdo a lo que se indica en la página 95 capítulo 4, deberá ser 15% mayor a la distancia entre fase y tierra.

Para los buses flexibles es necesario tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos, siendo la distancia entre fases entre un 180% y un 200% mayor.

Distancia entre fases : **3.828795** [m] 15% mayor

5.992897 [m] 180% mayor

6.658774 [m] 200% mayor

Elija cualesquiera de las opciones

- 1) Introducir los datos nuevamente
- 2) Finalizar el programa

Opción : 2

2:

Datos: Subestación con: - Tensión nominal del sistema de 230 KV.
- NBI = 1050
- Factor de densidad del aire $\delta = 0.763$
- Factor de humedad atmosférica $K_h = 1.1$
- Altura de la subestación = **900** m.s.n.m

Nota: Este ejemplo varía únicamente en el valor de la altura de la subestación. Al ser una altura menor a los 1000 m.s.n.m. tanto el valor de la distancia entre fase y tierra, como el valor de la distancia entre fases cambia.

Programación en C

Para obtener el valor de la tensión crítica de flameo (TCF) a partir del nivel básico de impulso (NBI) al nivel del mar se necesita el NBI el cuál está en función de la tensión nominal y aparece en la página 89.

$$\text{NBI [KV]} = 1050$$

El valor de la TCF al nivel del mar es :

$$\text{TCF} = 1092.611816 \text{ [KV]}$$

Para diseño se utiliza la TCF corregida por altitud y por humedad. Éstos datos aparecen en la páginas 90 y 91.

Nota 1: En condiciones normales de temperatura, presión y humedad los dos factores son iguales a 1.

Nota 2: El factor de densidad del aire a la altura de la ciudad de México (2300 m.sn.m.) que corresponde a una presión barométrica media de 58 cm de columna de mercurio y una temperatura promedio de 25°C es igual a 0.763

Factor de densidad del aire = 0.763

Factor de humedad atmosférica = 1.1

El valor de la TCF de diseño es :

$$\text{TCF} = 1575.193970 \text{ [KV]}$$

¿ A que altura se localiza la subestación ? (metros sobre el nivel del mar) : 900

La distancia de fase a tierra de acuerdo a las fórmulas que aparecen en las páginas 92 y 93 del capítulo 4 es:

Distancia de fase a tierra = **2.863989 [m]**

La distancia entre fases de acuerdo a lo que se indica en la página 95 capítulo 4, deberá ser 15% mayor a la distancia entre fase y tierra.

Para los buses flexibles es necesario tomar en cuenta los desplazamientos debidos al viento y a los sismos, siendo la distancia entre fases entre un 180% y un 200% mayor.

Distancia entre fases : **3.293587 [m]** 15% mayor
 5.155180 [m] 180% mayor
 5.727978 [m] 200% mayor

Elija cualesquiera de las opciones

- 1) Introducir los datos nuevamente
- 2) Finalizar el programa

Opción : 2

Programación en C

En los siguientes ejemplos muestro únicamente datos y resultados. Los resultados se obtuvieron aplicando el programa, y pueden verificarse en las tablas que aparecen en la páginas 93 y 95.

3:

Datos:

- Tensión nominal del sistema de = 85 KV
- NBI = 550 KV
- Factor de densidad del aire δ = 0.893
- Factor de humedad atmosférica K_h = 1
- Altura de la subestación = 1000 m.s.n.m

Resultados:

- $TCF_{\text{nivel del mar}}$ = 572.320496 KV
- $TCF_{\text{diseño}}$ = 640.896423 KV
- Distancia de fase-tierra = 1.165266 m
- Distancia entre fases = 1.340056 m
= 2.097479 m
= 2.330533 m

4:

Datos:

- Tensión nominal del sistema de = 85 KV
- NBI = 550 KV
- Factor de densidad del aire δ = 0.893
- Factor de humedad atmosférica K_h = 1
- Altura de la subestación = 2300 m.s.n.m

Resultados:

- $TCF_{\text{nivel del mar}}$ = 572.320496 KV
- $TCF_{\text{diseño}}$ = 640.896423 KV
- Distancia de fase-tierra = 1.354622 m
- Distancia entre fases = 1.557815 m
= 2.438320 m
= 2.709244 m

5:

Datos:

- Tensión nominal del sistema de = 400 KV
- NBI = 1425 KV
- Factor de densidad del aire δ = 0.893
- Factor de humedad atmosférica K_h = 1
- Altura de la subestación = 1000 m.s.n.m

Resultados:

- $TCF_{\text{nivel del mar}}$ = 1482.830444 KV
- $TCF_{\text{diseño}}$ = 1660.504395 KV
- Distancia de fase-tierra = 3.019099 m
- Distancia entre fases = 3.471964 m
= 5.434378 m
= 6.038198 m

6:

Datos:

- Tensión nominal del sistema de = 400 KV
- NBI = 1425 KV
- Factor de densidad del aire δ = 0.893
- Factor de humedad atmosférica K_h = 1
- Altura de la subestación = 2300 m.s.n.m

Resultados:

- $TCF_{\text{nivel del mar}}$ = 1482.830444 KV
- $TCF_{\text{diseño}}$ = 1660.504395 KV
- Distancia de fase-tierra = 3.509702 m
- Distancia entre fases = 4.036158 m
= 6.317464 m
= 7.09405 m

7.3.2 Programas de aplicación del capítulo 5

cap5p1.C

Este programa nos permite :

- Calcular los potenciales de toque y de paso.
- Calcular la resistividad del terreno mediante el empleo de diferentes métodos.
- Diseñar una red de tierra.

```

/*****
/*
/* Guillermo Simbeck Tablada
/* programa : Cap5p1.C
/* Programa que nos permite:
/* -Determinar los potenciales de toque y de paso ( capítulo 5 pági-
/* nas 113 a 116 ).
/* -Determinar la resistividad del terreno mediante el empleo de los
/* diferentes metodos ( -Capítulo 5 páginas 122 a 127 ).
/* -Diseñar una red de tierra.
/*
/*****

#include <stdio.h> ;
#include <math.h> ;
main ( ) {

    float rs,tiempo,pt,pp,a,b,R,k,compara,pi,EPR,Icc,rt,lc,p ;
    int i,j,l,cont,cuenta ;
    clrscr ( ) ;

/***** Cuadro de opciones *****/

    i = 1 ;
    pi = 3.14159265359 ;
    while ( i!=4 ) {
        printf("\nElija cualquiera de las opciones : ");
        printf("\n\n 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso. ");
        printf("\n 2) Cálculo de la resistividad del terreno. ");
        printf("\n 3) Cálculo de la red de tierra. ");
        printf("\n 4) Finalizar el programa. ");
        printf("\n\n Opción : ");
        scanf("%d",&i) ;
    }

/*****

    if ( i==1 ) {
        clrscr ( ) ;
        printf("\nCálculo de los potenciales de toque y de paso : ");
        printf("\n\nPara determinar estos valores se utilizan las fórmulas ");
        printf("\ndel capítulo 5 páginas 113 a 116. ");
        printf("\n\n");
        printf("Dame el valor de la resistividad del suelo [ohms-metro]: ");
        scanf("%f",&rs) ;
        printf("\nDame el valor de la duración de la falla [segundos]: ");
        scanf("%f",&tiempo) ;
        pt = ( 116 + 0.17 * rs ) / sqrt(tiempo) ;
        printf("\nPotencial de toque ( 50 Kg ) = %f [volts]",pt) ;
        pt = ( 157 + 0.24 * rs ) / sqrt(tiempo) ;
        printf("\nPotencial de toque ( 70 Kg ) = %f [volts]",pt) ;
        pp = ( 116 + 0.7 * rs ) / sqrt( tiempo) ;
        printf("\n\nPotencial de paso ( 50 Kg ) = %f [volts]",pp) ;
        pp = ( 157 + rs ) / sqrt(tiempo) ;
        printf("\nPotencial de paso ( 70 kg ) = %f [volts]",pp) ;
        printf("\n\nEs importante destacar que para el calculo de la red de");
        printf("\ntierras, de los cuatro valores el que se considera es el ");
        printf("\ndel potencial de toque ( 50 kg ) . ");
        printf("\n\n");
    }
}

```

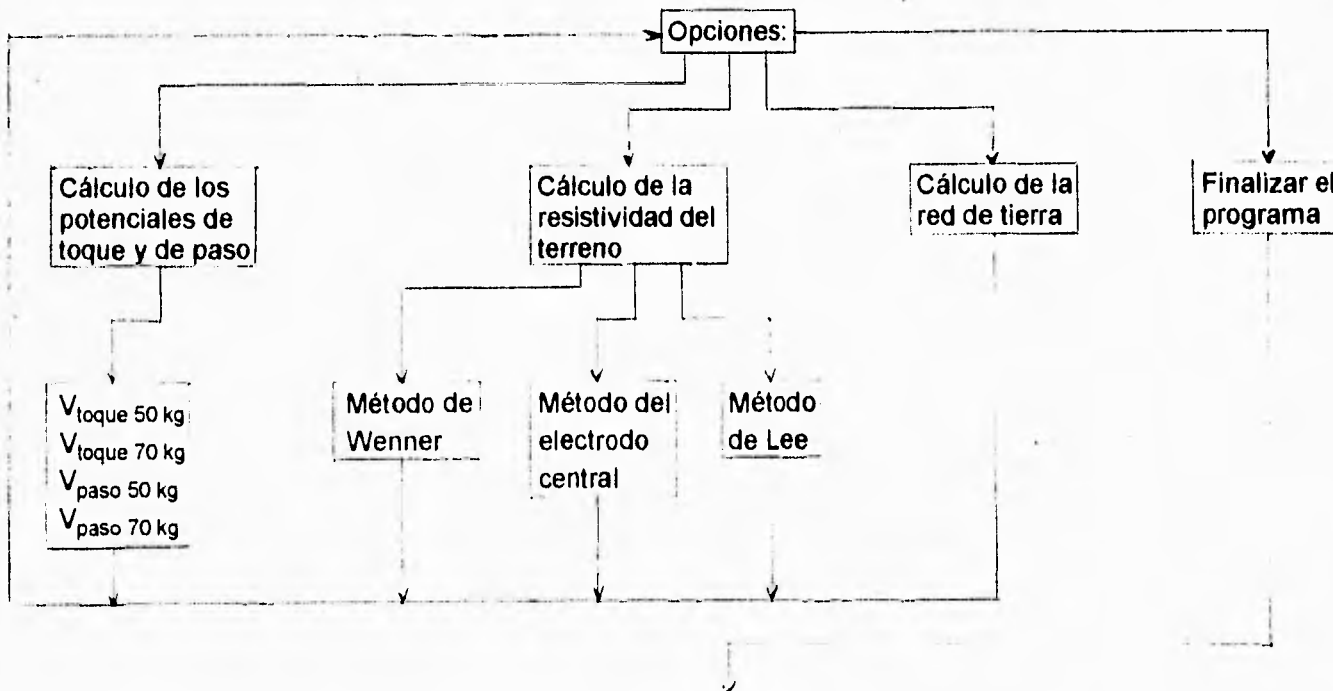

Programación en C

```

printf("\nComo segundo paso calcularemos la longitud del conductor.");
printf("\nPara esto se requiere el valor del tiempo en que se libra");
printf("\nla falla, la resistividad del terreno, la resistividad de");
printf("\nla superficie y el valor de la constante K de la malla que");
printf("\nse indica en la página 137. ");
printf("\n\n Nota: La resistividad del terreno es diferente a la ");
printf("\n resistividad de la superficie, por ejemplo un\n");
printf("\n terreno con una tarima de madera puede tener una\n");
printf("\n resistividad del terreno igual a 100 [ohms-metro] ");
printf("\n y una resistividad de la superficie igual a 5000");
printf("\n [ohms-metro]. ");
printf("\n\nResistividad del terreno [ohms-metro] : " );
scanf("%f",&rt );
printf("\nResistividad de la superficie [ohms-metro] : " );
scanf("%f",&rs );
printf("\nTiempo de duración de la falla [segundos] : " );
scanf("%f",&tiempo );
printf("\nK de la malla : " );
scanf("%f",&k );
pt = (116+.17*rs)/sqrt(tiempo) ;
lc=k*rt*Icc*1000/pt ;
printf("\nLONGITUD DEL CONDUCTOR = %f [ metros ]",lc );
printf("\n\n");
printf("\nEl area ideal para la red de tierras se especifica a con-");
printf("\ntinuación en base a los datos proporcionados con la fina-");
printf("\nidad de apreciación si se puede lograr el diseño deseado. ");
p=1.35*lc/((R*lc)-(0.6* ));
printf("\n\nPara un perímetro igual a %f [ metros ] se requie-",p );
printf("\nre un area cuadrada de %f metros por lado.",p/4 );
printf("\n\n");
printf("\nLa red se puede armar utilizando %f segmentos",ceil(4*lc/p) );
printf("\nde conductor calibre 4/0 AWG. ");
printf("\n\nSe requieren además %f varillas",ceil(0.361575*rt) );
printf("\n");

```

Diagrama de bloques



Programación en C

En el diagrama de bloques se aprecia como inicia el programa con una ventana de opciones, a partir de la cuál se pueden seguir diferentes caminos. En los ejemplos que se muestran a continuación, se irán tomando dichas rutas de manera ordenada.

Cálculo de los potenciales de toque y de paso:

En los siguientes ejemplos se muestra como se pueden obtener los potenciales de paso y de toque mediante el empleo del programa.

1) Un trabajador se encuentra en una subestación de potencia donde la tensión máxima que se presenta en el momento de una falla, es de 3000 volts, ésta dando mantenimiento a un tablero y está tocando la estructura en el momento que ocurre una falla a tierra.

El piso de la subestación donde se encuentra de pié es de grava con una resistividad de 3000 Ω -m, opera la protección, abriendo el interruptor, en 1/2 segundo, desde que se inicia la falla hasta que se libera la corriente de cortocircuito, el trabajador es de complexión robusta y pesa aproximadamente 70 kg.

La pregunta es, si el trabajador se daña al recibir una tensión de toque.

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 1

Cálculo de los potenciales de toque y de paso :

Para determinar éstos valores se utilizan las fórmulas del capítulo 5 páginas 113 a 116.

Dame el valor de la resistividad del suelo [ohms-metro]: 3000

Dame el valor de la duración de la falla [segundos]: 0.5

Potencial de toque (50 kg) = **885.297668** [volts]

Potencial de toque (70 kg) = **1240.265269** [volts]

Potencial de paso (50 kg) = **3133.897217** [volts]

Potencial de paso (70 kg) = **4464.672363** [volts]

Es importante destacar que para el cálculo de la red de tierras, de los cuatro valores el que se considera es el del potencial de toque (50 kg) .

Respuesta: El trabajador puede soportar una descarga de 1240.265 volts y recibe una descarga de 3000 volts, por lo tanto si se daña.

2) Un niño por accidente inserta un tenedor metálico en un contacto de su casa con tensión de 127 volts. El piso donde se encuentra el niño está alfombrado.

Se desea conocer si el niño sufre un accidente o sólo un susto. El niño al sentir la corriente por su cuerpo retira el tenedor y el fusible de la protección no opera, el tiempo de exposición es de 1 segundo aproximadamente.

($\rho_{\text{piso alfombrado}} = 5000 \Omega\text{-m}$)

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 1

Cálculo de los potenciales de toque y de paso :

Para determinar éstos valores se utilizan las fórmulas del capítulo 5 páginas 113 a 116.

Dame el valor de la resistividad del suelo [ohms-metro]: 5000

Dame el valor de la duración de la falla [segundos]: 1

Potencial de toque (50 kg) = **966.000000** [volts]
Potencial de toque (70 kg) = **1357.000000** [volts]

Potencial de paso (50 kg) = **3616.000000** [volts]
Potencial de paso (70 kg) = **5157.000000** [volts]

Es importante destacar que para el cálculo de la red de tierras, de los cuatro valores el que se considera es el del potencial de toque (50 kg) .

Respuesta: El voltaje que soporta es de 966 volts por lo tanto, el niño sólo sufre un susto.

3) Una mujer de 50 kg aproximadamente se encuentra bañándose y tiene una regadera eléctrica, por accidente la regadera tiene una conexión de fase a tierra y no opera la protección porque la tubería no está aterrizada, la mujer toca la regadera en la parte metálica y sufre una descarga de 127 volts durante 3 segundos.

Se desea conocer si el accidente es mortal o no.

Programación en C

(Pág 120 $\rho_{\text{tierra húmeda}} = 10 \Omega\text{-m}$)

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 1

Cálculo de los potenciales de toque y de paso :

Para determinar éstos valores se utilizan las fórmulas del capítulo 5 páginas 113 a 116.

Dame el valor de la resistividad del suelo [ohms-metro]: **10**

Dame el valor de la duración de la falla [segundos]: **3**

Potencial de toque (50 kg) = **67.954124** [volts]

Potencial de toque (70 kg) = **92.029633** [volts]

Potencial de paso (50 kg) = **71.014084** [volts]

Potencial de paso (70 kg) = **96.417496** [volts]

Es importante destacar que para el cálculo de la red de tierras, de los cuatro valores el que se considera es el del potencial de toque (50 kg) .

Respuesta: Con 67.95 volts se puede electrocutar y recibe una descarga de 127 volts, por lo tanto la persona sufre un accidente mortal.

4) Una persona que pesa 70 kg aproximadamente, camina cerca de una torre de transmisión sin tocarla, en el momento en que ocurre una falla a tierra a través de la estructura.

El suelo está seco y se quiere conocer el potencial que soporta antes de engarrotarse y caer al piso, la falla dura medio segundo, ya que opera la protección de la línea.

(Pág 120 $\rho_{\text{tierra seca}} = 1000 \Omega\text{-m}$)

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 1

Programación en C

Cálculo de los potenciales de toque y de paso :

Para determinar éstos valores se utilizan las fórmulas del capítulo 5 páginas 113 a 116.

Dame el valor de la resistividad del suelo [ohms-metro]: **1000**

Dame el valor de la duración de la falla [segundos]: **0.5**

Potencial de toque (50 kg) = **404.465088** [volts]

Potencial de toque (70 kg) = **561.442810** [volts]

Potencial de paso (50 kg) = **1153.998291** [volts]

Potencial de paso (70 kg) = **1636.245117** [volts]

Es importante destacar que para el cálculo de la red de tierras, de los cuatro valores el que se considera es el del potencial de toque (50 kg) .

Respuesta: La persona soporta un voltaje de 1636.245 volts

5) Una persona delgada de aproximadamente 50 kg camina cerca de una subestación de potencia, en el momento en que ocurre una falla, ésta tiene un tiempo de ocurrencia de medio segundo ya que opera la protección, y el suelo es de grava.

¿ Qué potencial de paso soporta ésta persona ?

($\rho_{\text{grava}} = 3000 \Omega\text{-m}$)

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 1

Cálculo de los potenciales de toque y de paso :

Para determinar éstos valores se utilizan las fórmulas del capítulo 5 páginas 113 a 116.

Dame el valor de la resistividad del suelo [ohms-metro]: **3000**

Dame el valor de la duración de la falla [segundos]: **0.5**

Potencial de toque (50 kg) = **885.297668** [volts]

Potencial de toque (70 kg) = **1240.265259** [volts]

Potencial de paso (50 kg) = **3133.897217** [volts]

Programación en C

Potencial de paso (70 kg) = **4464.672363** [volts]

Es importante destacar que para el cálculo de la red de tierras, de los cuatro valores el que se considera es el del potencial de toque (50 kg) .

Respuesta: La persona soporta 3133.89 volts, si el voltaje en ese punto es menor, no sufrirá daño, si es mayor se le engarrotarán las piernas, pudiendo caer al suelo y si se presenta un recierre, quedará expuesto a corrientes que pueden circular por su corazón.

6) Juan y Pedro se aproximan a una torre de transmisión la cual se encuentra en condiciones de falla, la protección tarda en operar medio segundo, presentandose un gradiente en forma radial a la torre de 2000 volts por metro.

Se desea saber si Luis y/o Pedro sufren algún daño, si la resistividad de la superficie del terreno es de 1500 Ω -m. Luis pesa 70 kg y Pedro 50 kg.

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 1

Cálculo de los potenciales de toque y de paso :

Para determinar éstos valores se utilizan las fórmulas del capítulo 5 páginas 113 a 116.

Dame el valor de la resistividad del suelo [ohms-metro]: 1500

Dame el valor de la duración de la falla [segundos]: 0.5

Potencial de toque (50 kg) = **524.673218** [volts]

Potencial de toque (70 kg) = **731.148438** [volts]

Potencial de paso (50 kg) = **1648.973022** [volts]

Potencial de paso (70 kg) = **2343.351807** [volts]

Es importante destacar que para el cálculo de la red de tierras, de los cuatro valores el que se considera es el del potencial de toque (50 kg) .

Respuesta. Luis no sufre daño alguno, pero Pedro cae quedando expuesto a corrientes que circulan a través de su cuerpo.

Cálculo de la resistividad del terreno:

A continuación se presentan algunos ejemplos resueltos que muestran una forma clara en que se calcula la resistividad y la resistencia a tierra en base a los resultados de las mediciones de campo.

1) En un terreno en el cual se construirá una subestación de potencia se tomaron las siguientes mediciones de resistividad.

Se escogió el método de Wenner o de los 4 electrodos de 50 cm de profundidad con una separación en línea recta de 10 metros dando las lecturas siguientes:

$$R_1 = 1.4 \quad R_2 = 1.7 \quad R_3 = 1.2 \quad R_4 = 1.9$$

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 2

Elija que método desea utilizar

- 1) Método de Wenner
- 2) Método del electrodo central
- 3) Método de Lee

Método seleccionado : 1

EL METODO DE WENNER, se explica en las paginas 122, 123 y 124.

Dame el valor de la distancia entre los electrodos [metros] : 10

Dame el valor de la profundidad de penetración de los electrodos [metros] : 0.5

Para determinar la resistividad, hace falta el valor de la resistencia que se obtiene con el Megger [ohms].
Puede ser uno o varios valores, en cuyo caso se obtiene el promedio.

Dame el número de valores : 4

Dame el valor de la lectura 1 : 1.4

Dame el valor de la lectura 2 : 1.7

Dame el valor de la lectura 3 : 1.2

Dame el valor de la lectura 4 : 1.9

La resistividad del terreno es igual a: **97.389381** [ohms-metro]

Programación en C

2) En un terreno que se va a construir una subestación de mediana tensión con terreno limitado de 8*10 m se tomaron las siguientes mediciones por el método de Wenner o de los 4 electrodos.

Colocando 4 varillas en línea recta a una profundidad de 40 cm con una separación de 3 metros, dando las lecturas siguientes:

$$R_1 = 6.4$$

$$R_2 = 7.3$$

$$R_3 = 6.9$$

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 2

Elija que método desea utilizar

- 1) Método de Wenner
- 2) Método del electrodo central
- 3) Método de Lee

Método seleccionado : 1

EL METODO DE WENNER, se explica en las paginas 122, 123 y 124.

Dame el valor de la distancia entre los electrodos [metros] : 3

Dame el valor de la profundidad de penetración de los electrodos [metros] : 0.4

Para determinar la resistividad, hace falta el valor de la resistencia que se obtiene con el Megger [ohms]. Puede ser uno o varios valores, en cuyo caso se obtiene el promedio.

Dame el número de valores : 3

Dame el valor de la lectura 1 : 6.4

Dame el valor de la lectura 2 : 7.3

Dame el valor de la lectura 3 : 6.9

La resistividad del terreno es igual a: **133.351349** [ohms-metro]

Programación en C

3) En un terreno en el cual se construirá una subestación de potencia se tomaron medidas de resistividad para el diseño de la red de tierras.

Se empleó el método del electrodo central, con los siguientes datos, profundidad de los electrodos 40 cm, distancia $a = 6$ m. y $b = 4$ m. las lecturas de resistencia fueron:

$$R_1 = 3.6$$

$$R_2 = 4.3$$

$$R_3 = 3.7$$

$$R_4 = 4.0$$

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 2

Elija que método desea utilizar

- 1) Método de Wenner
- 2) Método del electrodo central
- 3) Método de Lee

Método seleccionado : 2

EL METODO DEL ELECTRODO CENTRAL, se explica en la pagina 124.

Dame el valor de la distancia entre los electrodos a y b [metros] : 6

Dame el valor de la distancia entre los electrodos b y c [metros] : 4

Para determinar la resistividad, hace falta el valor de la resistencia que se obtiene con el Megger [ohms]. Puede ser uno o varios valores, en cuyo caso se obtiene el promedio.

Dame el número de valores : 4

Dame el valor de la lectura 1 : 3.6

Dame el valor de la lectura 2 : 4.3

Dame el valor de la lectura 3 : 3.7

Dame el valor de la lectura 4 : 4.0

La resistividad del terreno es igual a: **367.566345** [ohms-metro]

Programación en C

4) Se efectuaron mediciones de resistividad por el método del electrodo central y se desea conocer la resistividad. $a = 3$ m $b = 50$ cm

$$R_1 = 2.6$$

$$R_2 = 3.1$$

$$R_3 = 2.4$$

$$R_4 = 2.9$$

$$R_5 = 3.0$$

$$R_6 = 4.0$$

$$R_7 = 3.1$$

$$R_8 = 3.5$$

$$R_9 = 3.1$$

$$R_{10} = 2.9$$

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 2

Elija que método desea utilizar

- 1) Método de Wenner
- 2) Método del electrodo central
- 3) Método de Lee

Método seleccionado : 2

EL METODO DEL ELECTRODO CENTRAL, se explica en la pagina 124.

Dame el valor de la distancia entre los electrodos a y b [metros] : 3

Dame el valor de la distancia entre los electrodos b y c [metros] : 0.5

Para determinar la resistividad, hace falta el valor de la resistencia que se obtiene con el Megger [ohms]. Puede ser uno o varios valores, en cuyo caso se obtiene el promedio.

Dame el número de valores : 10

Dame el valor de la lectura 1 : 2.6

Dame el valor de la lectura 2 : 3.1

Dame el valor de la lectura 3 : 2.4

Dame el valor de la lectura 4 : 2.9

Dame el valor de la lectura 5 : 3.0

Dame el valor de la lectura 6 : 4.0

Dame el valor de la lectura 7 : 3.1

Dame el valor de la lectura 8 : 3.5

Dame el valor de la lectura 9 : 3.1

Dame el valor de la lectura 10 : 2.9

La resistividad del terreno es igual a: **403.757477** [ohms-metro]

Programación en C

5) Se va a construir una red de tierras para una subestación y se desea conocer la resistividad de dicho terreno para diseñarla en forma adecuada.

Se empleo el método de Lee con 5 electrodos, que se clavaron en línea recta a una profundidad de 40 cm y una separación de 10 m., los valores obtenidos fueron:

Lectura 1: $R_{AB} = 2.6$ Lectura 2: $R_{AB} = 2.4$ Lectura 3: $R_{AB} = 2.1$
 $R_{BC} = 2.9$ $R_{BC} = 2.7$ $R_{BC} = 2.8$

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 2

Elija que método desea utilizar

- 1) Método de Wenner
- 2) Método del electrodo central
- 3) Método de Lee

Metodo seleccionado : 3

EL METODO DE LEE, se explica en la pagina 126.

Dame el valor de la distancia entre los electrodos [metros] : 10

Dame el valor de la profundidad de penetración de los electrodos [metros] : 0.4

Para determinar la resistividad, hace falta el valor de la resistencia que se obtiene con el Megger [ohms].
Puede ser uno o varios valores, en cuyo caso se obtiene el promedio.

Dame el número de valores : 6

Dame el valor de la lectura 1 : 2.6
Dame el valor de la lectura 2 : 2.9
Dame el valor de la lectura 3 : 2.4
Dame el valor de la lectura 4 : 2.7
Dame el valor de la lectura 5 : 2.1
Dame el valor de la lectura 6 : 2.8

La resistividad del terreno es igual a: **324.631256** [ohms-metro]

Programación en C

5) Se va a construir una red de tierras para una subestación y se desea conocer la resistividad de dicho terreno para diseñarla en forma adecuada.

Se empleo el método de Lee con 5 electrodos, que se clavaron en línea recta a una profundidad de 40 cm y una separación de 10 m., los valores obtenidos fueron:

Lectura 1: $R_{AB} = 2.6$ Lectura 2: $R_{AB} = 2.4$ Lectura 3: $R_{AB} = 2.1$
 $R_{BC} = 2.9$ $R_{BC} = 2.7$ $R_{BC} = 2.8$

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 2

Elija que método desea utilizar

- 1) Método de Wenner
- 2) Método del electrodo central
- 3) Método de Lee

Método seleccionado : 3

EL METODO DE LEE, se explica en la pagina 126.

Dame el valor de la distancia entre los electrodos [metros] : 10

Dame el valor de la profundidad de penetración de los electrodos [metros] : 0.4

Para determinar la resistividad, hace falta el valor de la resistencia que se obtiene con el Megger [ohms].
Puede ser uno o varios valores, en cuyo caso se obtiene el promedio.

Dame el número de valores : 6

Dame el valor de la lectura 1 : 2.6
Dame el valor de la lectura 2 : 2.9
Dame el valor de la lectura 3 : 2.4
Dame el valor de la lectura 4 : 2.7
Dame el valor de la lectura 5 : 2.1
Dame el valor de la lectura 6 : 2.8

La resistividad del terreno es igual a: **324.631256** [ohms-metro]

6) Se hicieron 6 mediciones de resistividad en un terreno, en el cual se construirá una red de tierras. Se desea conocer el valor de resistividad para diseñar dicha red.

El método empleado es el de Lee. Los electrodos se colocaron a 10 metros de distancia y a una profundidad de 50 cms.

Lectura 1: $R_{AB} = 1.6$ Lectura 2: $R_{AB} = 1.7$ Lectura 3: $R_{AB} = 1.5$
 $R_{BC} = 2.0$ $R_{BC} = 2.3$ $R_{BC} = 1.6$

Lectura 4: $R_{AB} = 1.4$ Lectura 5: $R_{AB} = 1.8$ Lectura 6: $R_{AB} = 1.9$
 $R_{BC} = 1.7$ $R_{BC} = 1.4$ $R_{BC} = 2.0$

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 2

Elija que método desea utilizar

- 1) Método de Wenner
- 2) Método del electrodo central
- 3) Método de Lee

Método seleccionado : 3

EL METODO DE LEE, se explica en la pagina 126.

Dame el valor de la distancia entre los electrodos [metros] : 10

Dame el valor de la profundidad de penetración de los electrodos [metros] : 0.5

Para determinar la resistividad, hace falta el valor de la resistencia que se obtiene con el Megger [ohms].
Puede ser uno o varios valores, en cuyo caso se obtiene el promedio.

Dame el número de valores : 12

Dame el valor de la lectura 1 : 1.6
Dame el valor de la lectura 2 : 2.0
Dame el valor de la lectura 3 : 1.7
Dame el valor de la lectura 4 : 2.3
Dame el valor de la lectura 5 : 1.5
Dame el valor de la lectura 6 : 1.6
Dame el valor de la lectura 7 : 1.4
Dame el valor de la lectura 8 : 1.7
Dame el valor de la lectura 9 : 1.8

Programación en C

Dame el valor de la lectura 10 : 1.4
Dame el valor de la lectura 11 : 1.9
Dame el valor de la lectura 12 : 2.0

La resistividad del terreno es igual a: **218.864288** [ohms-metro]

Cálculo de la red de tierra:

Para finalizar la aplicación del programa cap5p1.C muestro a continuación dos ejemplos en los cuales se aplica la tercera opción del programa (el cálculo de una red de tierra) comensando por el ejemplo que se incluye al final del capítulo 5.

1)

Datos:	EPR	= 10 KV
	Corriente de falla	= 13 KA
	Resistividad del terreno	= 72 Ω -m
	Resistividad superficial	= 3000 Ω -m
	Tiempo en que se libra la falla	= 0.5 s
	K_{malla}	= 1.7

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 3

CALCULO DE LA RED

El procedimiento a seguir para el diseño de una red de tierra se explica en las páginas 136 a la 140, y se complementa con un ejemplo en las páginas 143 a la 146.

Como primer paso calcularemos el valor de la resistencia que requiere la red.

Dame el valor de la elevación aceptable del potencial de la red de tierra. EPR [KV] : 10

Dame el valor de la corriente de falla (Icc) [KA] : 13

RESISTENCIA DE LA RED = **0.769231** [ohms]

Como segundo paso calcularemos la longitud del conductor.

Programación en C

Para ésto se requiere el valor del tiempo en que se libra la falla, la resistividad del terreno, la resistividad de la superficie y el valor de la constante K de la malla que se indica en la pagina 137.

Nota: La resistividad del terreno es diferente a la resistividad de la superficie, por ejemplo un terreno con una tarima de madera puede tener una resistividad del terreno igual a 100 [ohms-metro] y una resistividad de la superficie igual a 5000 [ohms-metro].

Resistividad del terreno [ohms-metro] : 72

Resistividad de la superficie [ohms-metro] : 3000

Tiempo de duración de la falla [segundos] : 0.5

K de la malla : 1.7

LONGITUD DEL CONDUCTOR = 1797.361572 [metros]

El área ideal para la red de tierras se especifica a continuación en base a los datos proporcionados con la finalidad de apreciar si se puede lograr el diseño deseado.

Para un perímetro igual a 154.590302 [metros] se requiere un área cuadrada de 38.647575 metros por lado.

La red se puede armar utilizando 47.000000 segmentos de conductor calibre 4/0 AWG.

Se requieren además 27.000000 varillas.

2)

Datos:	EPR	= 5 KV
	Corriente de falla	= 9.5 KA
	Resistividad del terreno	= 47 Ω -m
	Resistividad superficial	= 4000 Ω -m
	Tiempo en que se libra la falla	= 0.2 s
	K _{malla}	= 1.8

Elija cualquiera de las opciones:

- 1) Cálculo de los potenciales de toque y de paso.
- 2) Cálculo de la resistividad del terreno.
- 3) Cálculo de la red de tierra.
- 4) Finalizar el programa.

Opción : 3

Programación en C

CALCULO DE LA RED

El procedimiento a seguir para el diseño de una red de tierra se explica en las páginas 136 a la 140, y se complementa con un ejemplo en las páginas 143 a la 146.

Como primer paso calcularemos el valor de la resistencia que requiere la red.

Dame el valor de la elevación aceptable del potencial de la red de tierra. $EPR [KV] : 5$

Dame el valor de la corriente de falla (I_{cc}) $[KA] : 9.5$

RESISTENCIA DE LA RED = 0.526316 [ohms]

Como segundo paso calcularemos la longitud del conductor. Para esto se requiere el valor del tiempo en que se libra la falla, la resistividad del terreno, la resistividad de la superficie y el valor de la constante K de la malla que se indica en la pagina 137.

Nota: La resistividad del terreno es diferente a la resistividad de la superficie, por ejemplo un terreno con una tarima de madera puede tener una resistividad del terreno igual a 100 [ohms-metro] y una resistividad de la superficie igual a 5000 [ohms-metro].

Resistividad del terreno [ohms-metro] : 47

Resistividad de la superficie [ohms-metro] : 4000

Tiempo de duración de la falla [segundos] : 0.2

K de la malla : 1.8

LONGITUD DEL CONDUCTOR = 451.539642 [metros]

El área ideal para la red de tierras se especifica a continuación en base a los datos proporcionados con la finalidad de apreciar si se puede lograr el diseño deseado.

Para un perímetro igual a **162.116898 [metros]** se requiere un área cuadrada de **40.529224 metros** por lado.

La red se puede armar utilizando **12.000000** segmentos de conductor calibre 4/0 AWG.

Se requieren además **17.000000** varillas.

7.3.3 Programas de aplicación del capítulo 6

cap6p1.C

Este programa nos permite :

- Calcular la flecha.
- Calcular el esfuerzo por cortocircuito.
- Calcular el esfuerzo debido al viento.
- Calcular la longitud del claro.
- Calcular el esfuerzo debido a temblor.

```

/*****
/*                               */
/*   Guillermo Simbeck Tablada   */
/*   programa : Cap6p1.C        */
/*   Programa que nos permite:   */
/*   -Determinar los esfuerzos a los que se ven sometidas las barras */
/*   colectoras y que se clasifican en : */
/*   a) Esfuerzos debidos a cargas estáticas ( Capítulo 6 páginas 159 */
/*   y 160. */
/*   b) Esfuerzos debidos a cargas dinamicas ( Capítulo 6 de la página */
/*   160 a la 164. */
/*                               */
/*****

#include <stdio.h> ;
#include <math.h> ;
main ( ) {

    float pu,ct,cl,me,mi,flecha,k,Icc,d,Fcc,v,ev,D,p,Ra,lb,et ;
    int i,j,mat ;
    clrscr ( ) ;

/***** Cuadro de opciones *****/

    i = 1 ;
    while ( i!=6 ) {
        printf("\n\nElija cualquiera de las opciones : ");
        printf("\n\n 1) Cálculo de la flecha. ");
        printf("\n\n 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito. ");
        printf("\n\n 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento. ");
        printf("\n\n 4) Cálculo de la longitud del claro. ");
        printf("\n\n 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor. ");
        printf("\n\n 6) Finalizar el programa. ");
        printf("\n\n Opción : " );
        scanf("%d",&i)
    }

/*****

    if ( i==1 ) {
        clrscr ( ) ;
        printf("\n\nCÁLCULO DE LA FLECHA ");
        printf("\n\nEn las páginas 159 y 160 se explica lo referente al ");
        printf("\n\nCálculo de la flecha. ");
        printf("\n\nEl valor de la deflexión máxima del tubo se encontrará ");
        printf("\n\nentre los ");
        printf("\n\nsiguientes casos extremos:\n ");
        printf("\n\n a) Una viga libremente apoyada con carga uniformemente ");
        printf("\n\n repartida donde la deflexión máxima es L/150. ");
        printf("\n\n b) Una viga continua con carga uniformemente repartida ");
        printf("\n\n donde la deflexión máxima será L/200. ");
        printf("\n\n L = claro entre los apoyos ");
        printf("\n\nDe que material va a ser la barra : ");
        printf("\n\n 1) De cobre. ");
        printf("\n\n 2) De aluminio. ");
        printf("\n\n 3) De acero. ");
        printf("\n\nMaterial ( 1,2 o 3 ) : " );
        scanf("%d",&mat)
        if ( mat==1 )
            me=16925778;
        else if ( mat==2 )

```

Programación en C

```

    me=9956340;
else if ( mat==3 )
    me=29869020;
printf("\nTanto el peso unitario de la barra, como el momento de ");
printf("\ninercia se pueden encontrar en las tablas de las páginas ");
printf("\n150, 151 y 152. ");
printf("\n\nPeso unitario [kg/m] : " );
scanf("%f",&pu );
pu = .056*pu ;
printf("\nMomento de inercia [ cm^4 ] : " );
scanf("%f",&mi );
mi = mi*0.0240250961;
printf("\nClaro [metros] : " );
scanf("%f",&cl );
cl = 39.370078*cl ;
ct = pu*cl ;
flecha = 5*ct*pow(cl,3)/(384*me*mi) ;
printf("\nEL VALOR DE LA FLECHA MÁXIMA ES = %f [pulgadas]",flecha );
flecha = 2.54*flecha ;
printf("\n                                     %f [centímetros]",flecha);
}

else if ( i==2 ) (
    clrscr ( ) ;
printf("\nCÁLCULO DEL ESFUERZO POR CORTO CIRCUITO ");
printf("\n\nEn las páginas 161 y 162 se explica lo referente al ");
printf("\ncálculo del esfuerzo por corto circuito. ");
printf("\n\nFactor de corrección ( para tubos k=1 ) : " );
scanf("%f",&k );
printf("\n          Icc = KVacc / 3^(1/3)*KV ");
printf("\n          [ para subestaciones trifásicas ] ");
printf("\n\nValor instantáneo de corriente (Icc) [amperes] : " );
scanf("%f",&Icc );
printf("\n\nLongitud del claro [metros] : " );
scanf("%f",&cl );
cl = 39.37*cl ;
printf("\n\nDistancia entre los ejes de conductores de fases ");
printf("\n\nndiferentes [metros] : " );
scanf("%f",&d );
d = 39.37*d ;
Fcc=k*27.4*pow(10,-7)*pow(Icc,2)*cl/(12*d);
printf("\nEL ESFUERZO POR CORTO CIRCUITO ES DE = %f [libras]",Fcc );
Fcc=.45359237*Fcc ;
printf("\n                                     %f [kg]",Fcc );
)

else if ( i==3 ) (
    clrscr ( ) ;
printf("\nCÁLCULO DEL ESFUERZO DEBIDO AL VIENTO ");
printf("\n\nEn las páginas 163 y 164 se explica lo referente al ");
printf("\ncálculo del esfuerzo debido al viento. ");
printf("\n\nSelecciona el tipo de barra que deseas : ");
printf("\n\n  1) Cilíndrica ( tubo ). ");
printf("\n  2) Cable. ");
printf("\n  3) Superficie plana ( Solera ). ");
printf("\n\n Selección ( 1,2 o 3 ) : " );
scanf("%d",&j );
printf("\n\nVelocidad del viento [metros/segundo] : " );
scanf("%f",&v );
if ( j==1 )
    p=0.075*pow(v,2);
else if ( j==2 )
    p=0.05*pow(v,2);
else if ( j==3 )
    p=0.125*pow(v,2);
printf("\n\nLongitud del claro [metros] : " );
scanf("%f",&cl );
printf("\n\nDiámetro exterior del tubo ");
printf("\n\n Nota: El diámetro exterior se puede obtener de las ");
printf("\n          tablas que aparecen en las páginas 151 y 152. ");
printf("\n\nDiámetro exterior del tubo [centímetros] : " );
scanf("%f",&D );
D = D/100 ;
ev = p*cl*D ;
printf("\n\nLA FUERZA DEBIDA AL VIENTO ES DE = %f [kg]",ev );
ev = 2.204622622*ev ;
printf("\n                                     %f [lb]",ev );
)

else if ( i==4 ) (
    clrscr ( ) ;
printf("\nCÁLCULO DE LA LONGITUD DEL CLARO ");
printf("\n\nEn la página 164 se encuentra la fórmula utilizada para");
printf("\nel cálculo de la longitud del claro. ");
printf("\n\nCorriente máxima de cortocircuito (Icc) [amperes] : " );
scanf("%f",&Icc );
)

```

Programación en C

```

printf("\nDistancia entre conductores [metros] : " );
scanf("%f",&d );
d = 39.37007874*d ;
printf("\nDiámetro exterior del tubo. ");
printf("\n\n Nota: El diámetro exterior se puede obtener de las ");
printf("\n tablas que aparecen en las páginas 151 y 152. ");
printf("\n\nDiámetro exterior del tubo [centímetros] : " );
scanf("%f",&D );
D = 0.39370078*D ;
printf("\nVelocidad del viento [metros/segundo] : " );
scanf("%f",&v );
v = 3.280839895*v ;
printf("\nResistencia del aislador (cantiliver) ");
printf("\n\n Nota: En la página 154 se proporciona información ");
printf("\n acerca de los aisladores. ");
printf("\n\nResistencia del aislador [libras]: " );
scanf("%f",&Ra );
cl=Ra/(1.25*((27.4*pow(10,-7)*Icc*Icc/d)+(.000119*v*v*D))) ;
printf("\nLONGITUD DEL CLARO = %f [pies]",cl );
printf("\n %f [metros]",0.3048*cl );
)

else if ( i==5 ) (
clrscr ( );
printf("\nCÁLCULO DEL ESFUERZO DEBIDO A TEMBLOR ");
printf("\n\nEn la página 165 se explica lo referente al esfuerzo ");
printf("\ndevido a temblor. ");
printf("\n\nDame el peso unitario de la barra (bus). ");
printf("\n\n Nota: El peso en [kg/m] aparece en las tablas que se ");
printf("\n encuentran en las páginas 150, 151 y 152. ");
printf("\n\nPeso unitario [kg/m] : " );
scanf("%f",&pu );
pu=0.67196897514*pu ;
printf("\nLongitud de la barra [metros] : " );
scanf("%f",&lb );
lb = 3.280839895*lb ;
printf("\nEl esfuerzo debido a temblor varía dependiendo de la zona");
printf("\npor lo que se presentan los 3 casos. ");
printf("\n\nESFUERZO DEBIDO A TEMBLOR = ");
et = .35*pu*lb ;
printf("\n\n %f [libras]",et );
et = .45359237*et ;
printf("\n %f [kg] (Zona lacustre)",et );
et = .3*pu*lb ;
printf("\n %f [libras]",et );
et = .45359237*et ;
printf("\n %f [kg] (Zona de transición)",et );
et = .25*pu*lb;
printf("\n %f [libras]",et );
et = .45359237*et ;
printf("\n %f [kg] (Zona rígida)",et );
)
)

```

Programación en C

Cálculo de la flecha:

1) Se desea calcular la flecha máxima para una barra de cobre de 2 1/2 pulgadas de diámetro, y que tiene una separación entre los apoyos de 7 metros.

En la tabla de la página 151 encontramos el peso unitario (9.1 kg/m) y el momento de inercia (59.7706 cm⁴).

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.
- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 1

CÁLCULO DE LA FLECHA

En las páginas 159 y 160 se explica lo referente al cálculo de la flecha.

El valor de la deflexión máxima del tubo se encontrará entre los siguientes casos extremos:

- a) Una viga libremente apoyada con carga uniformemente repartida donde la deflexión máxima es $L/150$.
- b) Una viga continua con carga uniformemente repartida donde la deflexión máxima será $L/200$.

L = claro entre los apoyos

De que material va a ser la barra :

- 1) De cobre.
- 2) De aluminio.
- 3) De acero.

Material (1,2 o 3) : 1

Tanto el peso unitario de la barra, como el momento de inercia se pueden encontrar en las tablas de las páginas 150, 151 y 152.

Peso unitario [kg/m] : 9.1

Momento de inercia [cm⁴] : 59.7706

Claro [metros] : 7

EL VALOR DE LA FLECHA MÁXIMA ES = **1.574795** [pulgadas]
3.99998 [centímetros]

Programación en C

2) Se desea calcular la flecha máxima para una barra de aluminio de 5 pulgadas de diámetro, y que tiene una separación entre los apoyos de 6 metros.

En la tabla de la página 152 encontramos el peso unitario (7.515 kg/m) y el momento de inercia (631.00 cm⁴).

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.
- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 1

CÁLCULO DE LA FLECHA

En las páginas 159 y 160 se explica lo referente al cálculo de la flecha.

El valor de la deflexión máxima del tubo se encontrará entre los siguientes casos extremos:

- a) Una viga libremente apoyada con carga uniformemente repartida donde la deflexión máxima es $L/150$.
- b) Una viga continua con carga uniformemente repartida donde la deflexión máxima será $L/200$.

L = claro entre los apoyos

De que material va a ser la barra :

- 1) De cobre.
- 2) De aluminio.
- 3) De acero.

Material (1,2 o 3) : 2

Tanto el peso unitario de la barra, como el momento de inercia se pueden encontrar en las tablas de las páginas 150, 151 y 152.

Peso unitario [kg/m] : 7.515

Momento de inercia [cm⁴] : 631

Claro [metros] : 6

EL VALOR DE LA FLECHA MÁXIMA ES = **0.113040** [pulgadas]
0.287121 [centímetros]

Programación en C

Calculo del esfuerzo por cortocircuito:

1) Se desea calcular el esfuerzo por corto circuito en una barra si atravez de ésta fluye una corriente de 12000 amperes. La longitud del claro es igual a 7 metros y los conductores se encuentran separados a una distancia de 2 metros.

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.
- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 2

CÁLCULO DEL ESFUERZO POR CORTO CIRCUITO

En las páginas 161 y 162 se explica lo referente al cálculo del esfuerzo por corto circuito.

Factor de corrección (para tubos k=1) : 1

$$I_{cc} = KVA_{cc} / 3^{(1/3)} * KV$$

[para subestaciones trifásicas]

Valor instantneo de corriente (Icc) [amperes] : 12000

Longitud del claro [metros] : 7

Distancia entre los ejes de conductores de fases diferentes [metros] : 2

EL ESFUERZO POR CORTO CIRCUITO ES DE = **115.08002** [libras]
52.199409 [kg]

2) Se desea calcular el esfuerzo por corto circuito en una barra si atravez de ésta fluye una corriente de 13000 amperes. La longitud del claro es igual a 12 metros y los conductores se encuentran separados a una distancia de 2.5 metros.

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.

Programación en C

- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 2

CÁLCULO DEL ESFUERZO POR CORTO CIRCUITO

En las páginas 161 y 162 se explica lo referente al cálculo del esfuerzo por corto circuito.

Factor de corrección (para tubos $k=1$) : 1

$$I_{cc} = KVA_{cc} / 3^{(1/3)} * KV$$

[para subestaciones trifásicas]

Valor instantáneo de corriente (I_{cc}) [amperes] : 13000

Longitud del claro [metros] : 12

Distancia entre los ejes de conductores de fases diferentes [metros] : 2.5

EL ESFUERZO POR CORTO CIRCUITO ES DE = **185.223999** [libras]
84.016190 [kg]

Calculo del esfuerzo debido al viento:

1) Calcular el esfuerzo debido al viento en una barra cilíndrica de 2 1/2 pulgadas de diámetro. La velocidad del viento es de 27 metros/segundo y el claro mide 10 metros.

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.
- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 3

CÁLCULO DEL ESFUERZO DEBIDO AL VIENTO

En las páginas 163 y 164 se explica lo referente al cálculo del esfuerzo debido al viento.

Selecciona el tipo de barra que deseas:

- 1) Cilíndrica (tubo).

Programación en C

- 2) Cable.
- 3) Superficie plana (Solera).

Selección (1,2 o 3) : 1

Velocidad del viento [metros/segundo] : 27

Longitud del claro [metros] : 10

Diámetro exterior del tubo

Nota: El diámetro exterior se puede obtener de las tablas que aparecen en las páginas 151 y 152.

Diámetro exterior del tubo [centímetros] : 7.302

LA FUERZA DEBIDA AL VIENTO ES DE = **39.923687 [kg]**
88.016663 [lb]

2) Calcular el esfuerzo debido al viento en una barra cilíndrica de 2 1/2 pulgadas de diámetro. La velocidad del viento es de 31 metros/segundo y el claro mide 12 metros.

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.
- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 3

CÁLCULO DEL ESFUERZO DEBIDO AL VIENTO

En las páginas 163 y 164 se explica lo referente al cálculo del esfuerzo debido al viento.

Selecciona el tipo de barra que deseas:

- 1) Cilíndrica (tubo).
- 2) Cable.
- 3) Superficie plana (Solera).

Selección (1,2 o 3) : 1

Velocidad del viento [metros/segundo] : 31

Longitud del claro [metros] : 12

Diámetro exterior del tubo

Programación en C

Nota: En la página 154 se proporciona información acerca de los aisladores.

Resistencia del aislador [libras] : 1340

LONGITUD DEL CLARO = **95.608559** [pies]
 29.141489 [metros]

2) Calcular la longitud del claro para una barra de 5 pulgadas de diámetro.

- Icc = 29000 Amperes.
- Distancia entre los conductores es de 6.5 metros.
- Velocidad del viento es de 22.86 metros/segundo.
- Resistencia del aislador = 970 lb.

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.
- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 4

CÁLCULO DE LA LONGITUD DEL CLARO

En la página 164 se encuentra la fórmula utilizada para el cálculo de la longitud del claro.

Corriente máxima de cortocircuito (Icc) [amperes] : 29000

Distancia entre conductores [metros] : 6.5

Diámetro exterior del tubo.

Nota: El diámetro exterior se puede obtener de las tablas que aparecen en las páginas 151 y 152.

Diámetro exterior del tubo [centímetros] : 12.7

Velocidad del viento [metros/segundo] : 22.86

Resistencia del aislador (cantiliver)

Nota: En la página 154 se proporciona información acerca de los aisladores.

Resistencia del aislador [libras] : 970

Programación en C

LONGITUD DEL CLARO = **62.826244** [pies]
 19.149439 [metros]

Cálculo del esfuerzo debido a temblor:

1) Calcular el esfuerzo debido a temblor de una barra de 5 pulgadas de diámetro, con una longitud de 8 metros.

Elija cualquiera de las opciones :

- 1) Cálculo de la flecha.
- 2) Cálculo del esfuerzo por cortocircuito.
- 3) Cálculo del esfuerzo debido al viento.
- 4) Cálculo de la longitud del claro.
- 5) Cálculo del esfuerzo debido a temblor.
- 6) Finalizar el programa.

Opción : 5

CÁLCULO DEL ESFUERZO DEBIDO A TEMBLOR

En la página 165 se explica lo referente al esfuerzo debido a temblor.

Dame el peso unitario de la barra (bus).

Nota: El peso en [kg/m] aparece en las tablas que se encuentran en las páginas 150, 151 y 152.

Peso unitario [kg/m] : 7.515

Longitud de la barra [metros] : 8

El esfuerzo debido a temblor varía dependiendo de la zona por lo que se presentan los 3 casos.

ESFUERZO DEBIDO A TEMBLOR =

46.389668 [libras] **21.042000** [kg] (Zona lacustre)
39.762573 [libras] **18.035999** [kg] (Zona de transición)
33.135475 [libras] **15.029999** [kg] (Zona rígida)

Programación en C

Referencias

- ¹ El lenguaje de programación C
Brian W. Kernighan
Dennis M. Ritchie
Prentice Hall

Espectativas futuras

Contenido:

VIII Espectativas futuras

- 8.1 Futuro de las instalaciones de control, protección y medición en las subestaciones electricas
 - 8.1.1 Introducción
 - 8.1.2 Futuro de las instalaciones de control, protección y medición
 - 8.1.3 Tendencias a corto plazo
 - 8.1.4 Tendencias a largo plazo
 - 8.1.5 Conclusiones
- 8.2 Las computadoras en los sistemas eléctricos de potencia
- 8.3 Protección y técnicas digitales en subestaciones
 - 8.3.1 Introducción
 - 8.3.2 Técnicas digitales en subestaciones
 - 8.3.3 Consideraciones para la jerarquía en los sistemas empleados en Subestaciones
 - 8.3.4 Criterio funcional para evaluar la protección digital y los sistemas de control
- 8.4 Fibras ópticas
 - 8.4.1 Introducción
 - 8.4.2 Diseño y construcción de la fibra óptica
 - 8.4.3 Uso de sistemas ópticos en los sistemas de potencia
 - 8.4.3.1 Comparación entre los conductores metálicos y la fibra óptica
 - 8.4.3.2 Aplicación para las comunicaciones
 - 8.4.3.3 Aplicaciones para el control dentro de las subestaciones
 - 8.4.4 Tendencias futuras y conclusión
- 8.5 Sector eléctrico mexicano

Espectativas futuras

Debido a la gran diversidad de temas relacionados con subestaciones eléctricas en lo que a innovaciones tecnológica se refiere y al tipo de material que encontré al respecto, trataremos el presente capítulo de una manera distinta.

Cada sección constará de una breve introducción, desarrollo y conclusiones lo cuál nos permite abordar los temas que queramos en el orden deseado.

18.1 Futuro de las instalaciones de control, protección y medición en las subestaciones eléctricas:

8.1.1 Introducción:

La integración de las funciones de protección, control y medición será la principal característica de las subestaciones futuras.

Dicha integración se logrará mediante el empleo de microprocesadores.

Los avances en la tecnología de integración a gran escala <LSI>, han hecho posible realizar complejos circuitos lógicos con más de 10^6 dispositivos activos en una sola tableta de silicón así como procesadores de 16 y 32 bits.

En los microprocesadores a medida que la escala de integración crece, el costo por función unitaria decrece y se incrementa la confiabilidad. Esto es, al disponer de los microprocesadores como fichas o como tabiillas de ensamble completas, las configuraciones de poderosos sistemas de multiprocesadores se hacen económicas. Para su utilización es necesario emplear dispositivos de soporte y de despliegue.

Los microprocesadores pueden ejecutar a alta velocidad los sofisticados algoritmos de protección, y los soportes de LSI proporcionan interfases de comunicación económicas con gran capacidad de memoria que no utilizan partes móviles. Por otra parte, al utilizar monitores a color como medios de despliegue, es posible mostrar la información de muchos dispositivos y eventos en la pantalla de manera digerida y organizada.

8.1.2 Futuro de las instalaciones de control, protección y medición:

A corto plazo. La Tecnología actual de relevadores microprocesados es económicamente competitiva y promete mejoras substanciales en la integración de las funciones de protección, control y monitoreo de las subestaciones eléctricas.

A largo plazo. El empleo de computadoras que centralicen todas las funciones de los relevadores microprocesados, permitirá tener subestaciones inteligentes con alto grado de confiabilidad, economía y sencillez.

Espectativas futuras

8.1.3 Tendencias a corto plazo:

El desarrollo tecnológico alcanzado por los relevadores de protección basado en microprocesadores, ha facilitado incorporar en éstos, funciones de medición, control, señalización, registro de fallas y de eventos, etc. Al utilizar esta nueva tecnología en las subestaciones eléctricas se obtendrán los siguientes beneficios:

- Menor costo por esquema, comparado con el formado por relevadores electromecánicos.
- Menor tiempo de proyecto, construcción, recepción, puesta en servicio y mantenimiento.
- Menor equipo a instalar.
- Menor espacio.
- Capacidad de registro de eventos y fallas, reportándolas local o remotamente.
- Autoanunciación de fallas en el equipo.
- Flexibilidad en sus aplicaciones como el disponer de distintas curvas características de operación y aun configuradas por el usuario.
- Montaje simple.
- Alambrado sencillo
- Posibilidad de integrar en un solo relevador, las funciones de protección equivalentes a varios relevadores electromecánicos.
- Disminución de costos de equipo, material y mano de obra.
- Incremento en calidad y productividad, basado en la simplificación de esquemas.

La arquitectura de una subestación con esta filosofía consta de 3 tipos de elementos básicos.

- Unidades terminal remotas (UTR) distribuidas
- Relevadores microprocesados.
- Dos computadoras huésped de la subestación integradas por interfaz hombre-máquina (teclado, monitor a color, ratón, impresora), puertos de comunicación y controlador.

En los gabinetes de protección de cada uno de los circuitos se encontrará la UTR, el relevador de protección primaria y el relevador de protección de respaldo.

El empleo de relevadores microprocesados, hace innecesario el uso de aparatos para la medición y relevadores auxiliares.

Las señalizaciones de la operación de la protección, medición, alarmas, registro de eventos y fallas, así como conteo del número de operaciones de un interruptor y su corriente de apertura serán los datos más relevantes que los relevadores microprocesados exportarán

Espectativas futuras

a las computadoras huésped de la subestación mediante puertos serie RS-485 con conductores metálicos o con puertos para emplear fibra óptica.

El sistema dual de computadoras huésped, permite una alta disponibilidad, actuando un equipo como "respaldo caliente".

Ambos controladores (computadoras) se conectarán entre si por medio de una red de área local (LAN) de alta velocidad, mediante la cual, se podrán conmutar las funciones del principal al de respaldo (en caso de falla del principal) en un tiempo muy corto sin que se pierda información en el sistema (base de datos y UTR's).

Las computadoras huésped tendrán las siguientes funciones:

- Presentar el diagrama unifilar de la subestación en el monitor, indicando el estado del equipo y las mediciones asociadas con cada uno de los circuitos. Se podrán efectuar comandos de hombre-máquina desde el COC (centro de operación y control), empleando el ratón o teclado localmente en la subestación de que se trata.
- Adquisición de datos en tiempo real de las UTR's distribuidas y de los relevadores de protección, para transmitirlos, previa selección y clasificación, al centro de control remoto.
- Transmitir las ordenes de control provenientes del control remoto a las UTR's distribuidas.
- Los dos últimos puntos nos indican que las computadoras harán la función de la UTR actual para comunicar la subestación con el centro de control.

Los reportes que se obtendrán en la impresora o en el monitor prácticamente son ilimitados. Su contenido y forma dependerá de las necesidades originadas por el mantenimiento y análisis del sistema eléctrico; algunos de estos reportes serán:

- Presentación de las fallas, graficando los valores instantáneos de los parámetros eléctricos (OPG).
- Reporte de las operaciones de los interruptores de la subestación (número de operaciones y corriente interrumpida).
- Lista de eventos.
- Registro estadístico de demandas máximas.

NOTA: Es importante señalar que este tipo de sistemas, requieren de buena voluntad por parte de quienes los diseñan, ya que se requiere configurar dichos sistemas, de manera que se puedan enlazar o uniformizar, los protocolos que se requieren para la comunicación entre los diversos fabricantes de relevadores microprocesados y de computadoras huésped.

8.1.4 Tendencias a largo plazo:

El cambio de relevadores microprocesados por computadoras, no será tan drástico como el de los relevadores electromecánicos a estáticos, debido a que las funciones del relevador microprocesado se implementan mediante programas (software), lo cual nos permite centralizarlos en un sistema dual de computadoras, eliminando los relevadores de protección asignados a cada circuito y con esto los problemas de manejar distintos protocolos de comunicación.

En esencia, a las funciones de las computadoras huésped, mencionadas anteriormente, se agregarán las de protección lo cual permitirá enlazarlas con otras de subestaciones remotas. Con el aprovechamiento de sus capacidades de cómputo, se podrán programar funciones de "inteligencia artificial", para optimizar la explotación del sistema eléctrico, consiguiendo con esto, una alta integración de las funciones de protección, control y monitoreo, lo que disminuirá el equipamiento y se simplificarán los esquemas en las subestaciones.

8.1.5 Conclusiones:

- Los rápidos avances en la tecnología digital han hecho surgir equipo de protección basado en poderosos microprocesadores, así como equipo de control y monitoreo disponibles para aplicarlos en las compañías de electricidad.
- La utilización efectiva de este volumen enorme de datos procesados redundará en una mejor operación y mantenimiento de los equipos de los sistemas de potencia y por ende se proporcionará el servicio público de energía eléctrica en condiciones adecuadas de cantidad, calidad, oportunidad, precio y atención al usuario.
- El uso de tecnología basada en sistemas con microprocesador originará una reconsideración completa de las prácticas de ingeniería, montaje, puesta en servicio y operación, por lo que es necesario capacitar al personal y plantear nuevas estrategias.
- El uso de tecnología basada en microprocesador requiere de la transferencia de las características de este tipo de equipos, a las filosofías de diseño y utilización.
- Los relevadores microprocesados deben adquirirse con características adecuadas para que puedan reemplazar a los electromecánicos en subestaciones ya existentes.

8.2 Las computadoras en los sistemas eléctricos de potencia:

A medida que los sistemas han aumentado en tamaño el número de interconexiones también ha aumentado, lo cual ha hecho que la planeación para expansiones futuras sea cada vez más difícil. El costo por modificaciones o expansiones en el sistema, ha obligado a las compañías a pensar en diferentes opciones para el diseño del mismo, estudiando el efecto que lleva consigo una modificación determinada en el sistema, estudiando dichos efectos tanto para condiciones normales, como para condiciones anormales de operación, así como también picos en la carga, cargas presentes y futuras, etcétera. Un gran volumen de información se debe manejar de manera correcta, para lo cual el ingeniero de planeación de estos sistemas de potencia, se ayuda mediante el uso de la computadora con programas que le permiten analizar flujos de carga, estabilidad, corto circuitos, transitorios, etcétera.

Los programas de flujos, calculan la magnitud de los voltajes, ángulos de fase, así como flujos en las líneas de transmisión para una red que opera en régimen permanente equilibrado. Otros resultados incluyendo el tap del transformador y la energía reactiva a la salida de los generadores se pueden calcular de manera automática. Las computadoras de hoy en día tienen la suficiente capacidad de almacenamiento y velocidad para hacer el cálculo de los flujos de carga para redes con más de 200 buses y 2500 líneas de transmisión en menos de un minuto. Con la ayuda de impresoras de alta velocidad se imprime posteriormente la solución en tablas que permiten analizar la información fácilmente. Existen también programas interactivos que despliegan la información en diagramas y mediante el uso de una pluma especial o del teclado, el diseñador modifica el diagrama en la pantalla y puede visualizar inmediatamente los resultados. Esto le permite al diseñador, simular tantos casos como sea necesario para tomar una decisión.

Los programas de estabilidad, se utilizan para estudiar los sistemas bajo condiciones anormales y de ese modo determinar si generadores y motores síncronos mantienen su sincronía. Los disturbios en el sistema pueden ser causados por una pérdida repentina de un generador o una línea de transmisión, por un aumento o disminución en la carga, por cortos circuitos, etcétera. Los programas de estabilidad combinan ecuaciones de flujos con ecuaciones dinámicas de las máquinas o motores para observar el comportamiento de los motores durante un disturbio. El programa también calcula tiempos críticos para librar una falla en el sistema y permite investigar los efectos en diversos parámetros de las máquinas, así como modificaciones a la red, tipos de disturbios y esquemas de control.

Los programas para el cálculo de corto circuito, se utilizan para calcular fallas trifásicas y de fase a tierra en las redes. Esto permite seleccionar los interruptores los cuáles se encargan de interrumpir la falla, así como relevadores que la detectan y que, mandan la señal de disparo a los interruptores. Las corrientes de corto circuito se calculan para cada

Espectativas futuras

punto en el cuál se desea colocar un relevador o interruptor bajo diferentes condiciones de operación. Esto permite determinar la mínima y la máxima corriente de falla.

Los programas que analizan los transitorios, calculan la magnitud y forma de sobre voltajes y corrientes como resultado de una descarga atmosférica, así como transitorios por maniobras. El ingeniero de planeación utiliza los resultados para determinar niveles de aislamiento tanto en líneas, como en transformadores y equipo en general. Estos programas permiten seleccionar el apartarrayos adecuado para proteger el equipo contra sobrevoltajes.

Otros paquetes de programación para la planeación de sistemas eléctricos, incluyen programas para la coordinación de relevadores, programas para la planeación de expansión en la generación de energía eléctrica con análisis de factibilidad, programas que calculan la probabilidad de pérdida de carga, programas para calcular el costo de producción, etcétera.

3 8.3 Protección y técnicas digitales en subestaciones:

8.3.1 Introducción:

El control, supervisión y adquisición de datos mediante el uso de computadoras es común en la industrias y su utilización para proteger aparatos de alto voltaje se ha investigado intensamente durante los últimos años.

La información que se ha obtenido mediante la experimentación y la investigación en general nos permiten concluir que pronto se tendrán sistemas mejorados capaces de ejecutar tareas de control, monitoreo y detección de perturbaciones en el sistema y de acuerdo a esto podrán disparar alarmas, grabar y analizar la secuencia de eventos así como oscilógrafos de manera integrada. La información que se presenta a continuación nos muestra el desarrollo en esta área lo cual es útil ya que nos muestra las tendencias futuras.

8.3.2 Técnicas digitales en subestaciones:

Las computadoras han sido utilizadas en subestaciones por varios años. La adquisición de datos, alarmas, monitoreo y el control mediante el uso de sistemas digitales se ha extendido de manera importante.

La protección de sistemas y aparatos de potencia mediante sistemas digitales (computadoras) es importante y actualmente un número importante de experimentos han sido llevados a cabo por varios grupos de investigadores.

Para proteger aparatos y sistemas adecuadamente, es necesario jerarquizar, así como también es importante mantener la independencia de cada aparato o elemento que se protege, esto con la finalidad de aumentar la confiabilidad del sistema.

Es importante considerar que una red de comunicaciones adecuada entre varias subestaciones nos beneficia mucho más que si se manejan de manera independiente ya que permite tomar decisiones de acuerdo a las condiciones que imperan en el sistema.

La aplicación adecuada de las técnicas digitales nos puede dar los siguientes beneficios:

- Una mayor confiabilidad gracias a la autodiagnosís así como capacidad de comunicación.
- Un mejor desempeño gracias a un mejor monitoreo del equipo dentro de la subestación.
- Un mejor desempeño con respecto a subsistemas independientes gracias a que se puede compartir información, así como la reducción de señales y canales de control.
- La posibilidad de utilizar la validación de información y corrección de errores al recibir información de múltiples fuentes.
- El registros de información más completos, así como programas mas sofisticados que permiten tomar decisiones de manera más adecuada.

Espectativas futuras

- Equipo para protección a buen precio gracias al volumen de producción.
- Nuevos sistemas a base de computadoras digitales que nos lleven al uso de mejores transductores e interfaces, así como la posibilidad de aumentar la inmunidad de nuestras protecciones mediante el uso de fibra óptica como medio de comunicación.

Junto con los puntos antes tratados, existen una serie de preguntas que no se han respondido, entre las cuales podemos destacar las siguientes áreas importantes:

- i) Experiencia limitada en el comportamiento de las computadoras digitales en subestaciones.
- ii) Costo elevado del software y problemas con respecto a la actualización y adaptabilidad del mismo.
- iii) El impacto para el personal familiarizado con tecnologías antiguas que se ven sometidas a cambios.

Sistemas integrados y funciones independientes. A diferencia de los sistemas de protección convencionales en los cuales se busca que cada sistema trabaje de manera independiente (aunque no siempre se logra). Los nuevos sistemas buscan la posibilidad de compartir información entre diferentes aparatos, respetando la independencia de ciertas funciones cuando ésta se considera necesaria. Esta no es una tarea fácil pero la experiencia que se ha obtenido y se obtendrá en el futuro redundará en mejoras a este tipo de sistemas.

8.3.3 Consideraciones para la jerarquía en los sistemas empleados en Subestaciones:

Se envió un cuestionario a diferentes compañías de servicio en todo el mundo para reunir información con respecto al uso de sistemas computarizados que empleen la jerarquización en subestaciones de transmisión. El objetivo fue el tratar de establecer la tendencia de los microprocesadores que se utilizan en la protección, control e instrumentación de subestaciones eléctricas.

Se encontró un equipo hardware que obedece distintos enfoques, cada uno con sus propios méritos y restricciones, pero la variedad es tal que resulta difícil encontrar una tendencia.

Los microprocesadores de bajo costo han hecho posible emplear estructuras jerárquicas y la mayoría de los países han reportado actividad en el uso de sistemas que emplean jerarquías.

Espectativas futuras

Con la información adquirida a través de los cuestionarios se pudo establecer los siguientes.

Las funciones que desempeñan los sistemas están basadas principalmente en el uso de microprocesadores y utilizan los principios de operación convencionales.

Muchos han incluido relevadores de estado sólido en los sistemas jerárquicos como un primer paso, pero en la mayoría de los sistemas se considera el control y monitoreo como el primer paso, seguido por funciones que no son críticas por naturaleza y por la protección. La protección forma parte del esquema completo, pero se encuentra en tercer lugar dado que la disponibilidad de sistemas de protección de estado sólido los cuales son veloces y confiables reducen la urgencia de incorporar versiones digitales.

La tabla A que aparece a continuación lista las funciones que se han implementado o se proponen tanto para sistemas jerárquicos como para otro tipo de sistemas. Las funciones que se enumeran se pueden dividir en las siguientes categorías.

- a protección
- b monitoreo de alarmas
- c manejo de información
- d control

Con respecto a la configuración o diseño de los elementos del sistema estos varían, pero se pueden percibir los siguientes requisitos fundamentales:

- El diseño del sistema debe ser económicamente viable y competitivo.
- El diseño del sistema debe ser lo suficientemente flexible para permitir una expansión futura adecuada, así como modificaciones y mantenimiento.
- Las funciones críticas deben diseñarse de manera que se tenga la suficiente confianza en el sistema.

Países:

1	Suecia	9	Alemania occidental
2	Austria	10	Reino Unido
3	Japón	11	Suiza
4	USA (EPRI / Westinghouse)	12	Brasil
5	USA (AEP)	13	Canadá
6	Bélgica	14	USA (EPRI / GE)
7	Francia	15	USA (EPRI / GE)
8	Checoslovaquia		

Espectativas futuras

Funcion	Bus														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Localizacion de la falla en la linea			x	x			x	x	x	x	x		x	x	x
Carga de la linea		x	x	x					x		x			x	x
Desbalanceo			x	x			x			x	x				x
Carga del transformador		x		x						x	x				
Sobrevoltaje o caida de tension			x										x	x	x
Distancia		x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x			x
Diferencial de bus			x	x	x	x	x	x	x	x			x		
Falla del interruptor				x	x	x	x		x	x	x		x	x	x
Carrier de proteccion			x	x	x								x	x	x
Relevador instantaneo de sobrecorriente			x	x	x				x	x			x	x	x
Relevador diferencial			x	x	x				x	x	x		x	x	x
Reactor y capacitor				x	x					x	x		x		
Monitoreo de disparo de transferencia				x					x		x				x
Baja de frecuencia				x		x				x	x		x	x	
Autochequeo y diagnostico	x		x	x	x		x		x					x	x
Registro de eventos					x										
Estimacion de estado				x	x										
Transmision desde/a una central remota	x		x		x		x		x	x					x
Recierre de alta velocidad	x		x	x	x		x		x	x	x			x	x
Recierre baja velocidad	x	x	x	x	x	x	x		x	x			x	x	
Switcheo automatico secuencial	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x	
Oscilografato	x			x	x		x	x	x	x			x		
Chequeo de sincronia	x	x		x	x	x	x		x	x			x	x	x
Control de voltaje	x	x	x	x	x	x	x	x		x	x		x	x	
Disparo voltaje cero	x						x		x						
Switcheo de la bobina de supresion de arco		x													
Interlock		x							x	x					x
Monitoreo de estado		x	x	x	x		x		x	x	x		x	x	
Chequeo de datos		x	x	x						x	x		x		
Posicion del TAP del transformador	x	x	x	x							x		x	x	
Alarmas y manejo de informacion	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Mediciones	x	x	x	x	x	x	x		x	x	x		x	x	x
Registro de secuencia de eventos	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Analisis de alarmas										x				x	
Switcheo manual local										x				x	
Disparo		x							x	x	x		x	x	x

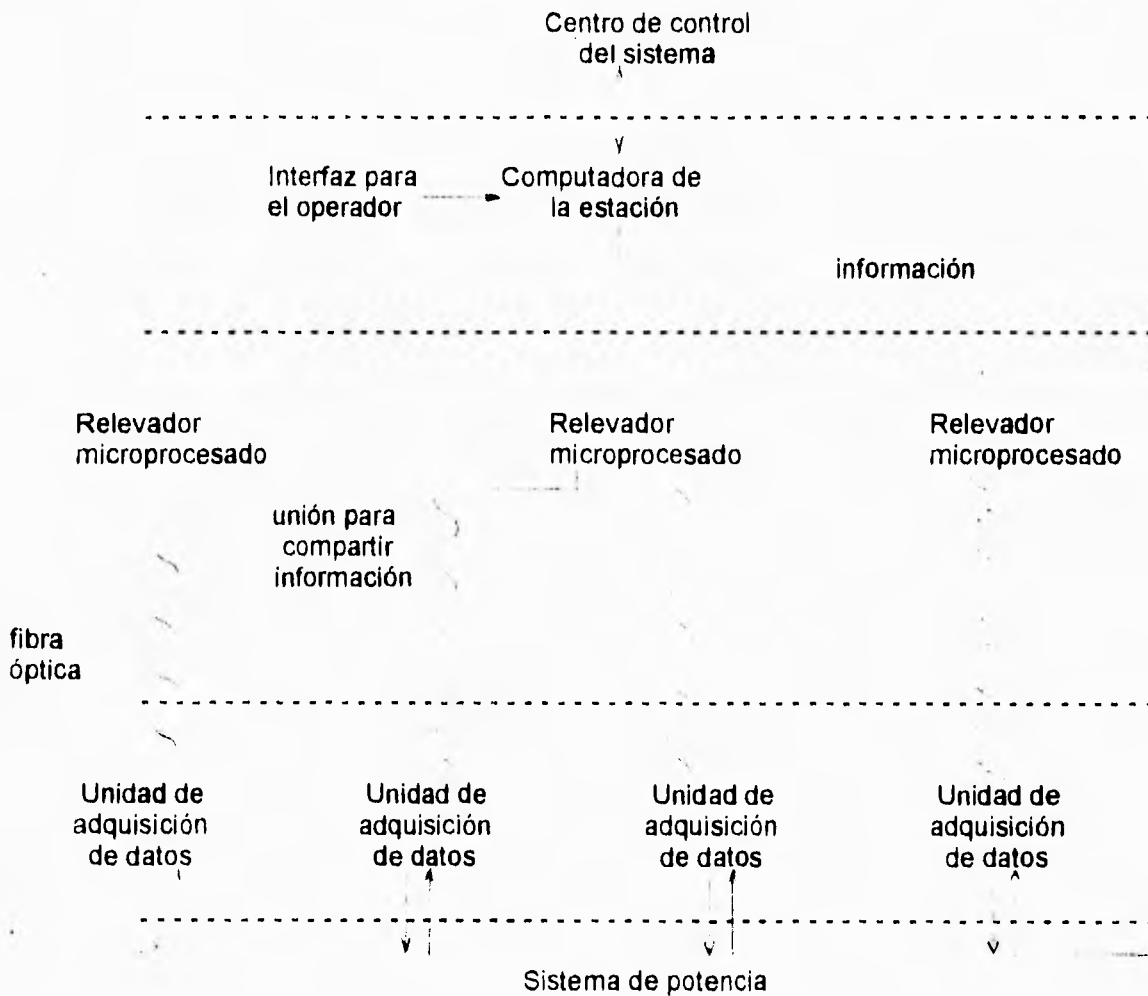
Es difícil establecer categorías con respecto a la configuración de los sistemas ya que algunos de ellos funcionan en conjunto mientras que otros dividen las tareas. Sin embargo se puede inferir que las configuraciones que se describen a continuación utilizan microcomputadoras que se dedican a una función determinada (primer nivel) y se encuentran a su vez conectadas a una computadora central dentro de la subestación (

Espectativas futuras

segundo nivel). En casi todos los casos, la unión entre los dos niveles no implica el manejo de información en tiempo real.

A continuación se muestran dos configuraciones

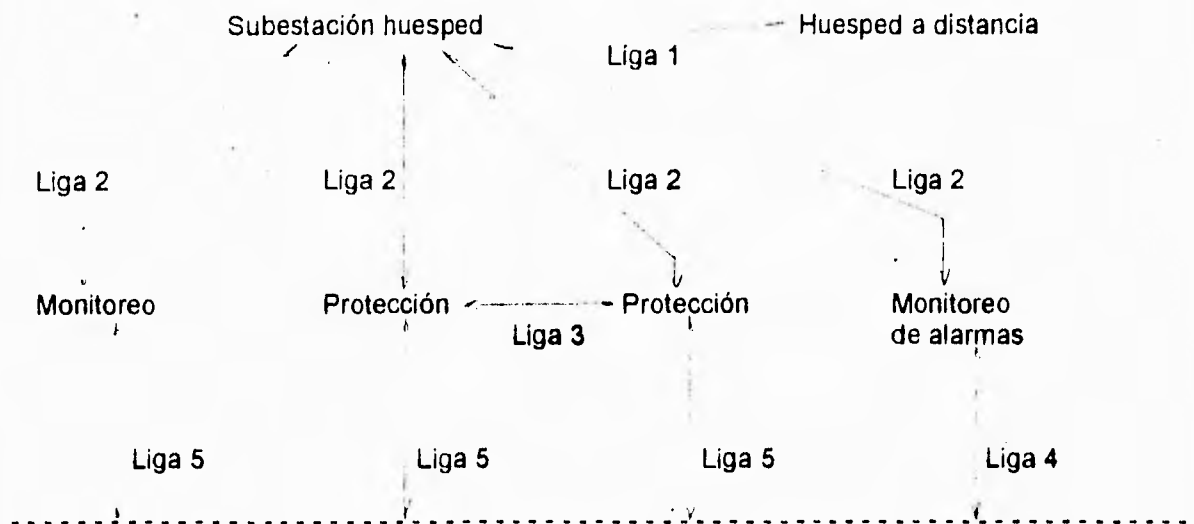
En el primer esquema se puede tener acceso a la información vía control remoto mediante un módulo y por un puerto serial, pudiendo ejecutar las acciones de control por un mismo canal. El número de canales entre la planta y la computadora se minimiza ahorrando en cables.



Arquitectura del sistema de protección en una subestación mediante el uso de una computadora

En el segundo esquema, las señales analógicas y digitales se conectan directamente a procesadores con la finalidad de dar una mayor seguridad a canales que transportan información importante.

Espectativas futuras



Sistema de computo de la subestación

En ambos casos, se puede manejar información redundante cuando se considera apropiado (los módulos con información redundante aumentan la confiabilidad del sistema). También existen uniones entre el circuito y la computadora central que proporcionan información tanto de alarmas como referente al monitoreo de nuestra subestación.

Casi todos los esquemas envían información a un centro remoto en el cuál se transmiten y reciben datos y comandos, aunque también se puede concentrar dicha información en la subestación evitando de este modo los requerimientos en lo referente a los protocolos de comunicaciones.

Con respecto al muestreo y la sincronización La información proporcionada por los países es limitada, pero de los esquemas analizados podemos decir que la frecuencia de muestreo más popular para funciones de alta velocidad anda por el rango de 1 kHz aunque se reportaron sistemas que operan con una frecuencia que va desde 240 hasta 1200 Hz.

En realidad el rango de muestreo no se ha limitado y cada subestación ocupa la frecuencia que le conviene. Se sabe que para aumentar la confiabilidad del sistema, se duplican los canales (en el caso de circuitos importantes) de este modo se reducen los riesgos enormemente. Por otro lado existe una capacidad de congelar la información. Esto significa que algunas subestaciones o sistemas de computo en general tienen la capacidad de retener la información para hacer uso de ésta cuando sea necesario. De este modo la información puede ser enviada a un centro de control, en el momento adecuado, desde diferentes subestaciones cuando estas reciben una señal.

Espectativas futuras

Con respecto a los protocolos de comunicación se sabe que en el caso de las uniones entre subestaciones y centros remotos, la comunicación mediante un puerto serie tiene una capacidad de 1200 bits por segundo (la cantidad mas grande que se reporto fue de 1.2 Mbits/s). Para las comunicaciones vía puerto paralelo (por ejemplo 16 bits), la velocidad típica es de 800 a 1000k palabras/s. Muchos de los reportes mencionaron la intención de utilizar fibra óptica para uniones mediante puertos serie para eliminar de este modo los problemas asociados con la interferencia electromagnética.

8.3.4 Criterio funcional para evaluar la protección digital y los sistemas de control:

En general podemos decir que las áreas de protección que se deben considerar son las líneas de transmisión, los transformadores, y los buses. En las tres áreas se trabaja con parámetros que deben considerarse para una conversión a señales digitales adecuadas (tecnología digital computarizada). El criterio general para todo tipo de protección digital incluye los siguientes puntos:

- a Velocidad
- b Selectividad
- c Confiabilidad
- d Requerimientos del equipo de computo
- e Adaptabilidad
- f Diagnósticos
- g Interfaces hombre-máquina

El desarrollo en lo referente a los sistemas digitales ha ido mejorando cada uno de estos puntos, sin embargo existen limitantes importantes entre las cuáles podemos destacar la confiabilidad.

Los sistemas digitales tuvieron por mucho tiempo el inconveniente de utilizar conductores metálicos para transportar información de un lado a otro, con el peligro que esto implica (se sabe por experiencia, que un dato erróneo puede causar grandes daños dentro de un sistema). Los sistemas digitales se vieron limitados hasta el surgimiento de la fibra óptica. Apartir de este momento, se han logrado grandes avances al conjuntar estas dos tecnologías las cuales sin duda habrán de revolucionar los sistemas eléctricos y en particular las subestaciones eléctricas al integrar nuevos dispositivos capaces de analizar información y tomar decisiones en base a un complejo sistema que analizará todo en conjunto.

Dada la importancia que representa la fibra óptica nos ocuparemos de su estudio y las aplicaciones que se han logrado dentro de las subestaciones eléctricas y en los sistemas eléctricos en general.

+ 8.4 Fibras ópticas:

8.4.1 Introducción:

La luz como herramienta para transmitir señales se ha utilizado desde hace mucho tiempo. Un claro ejemplo es el uso de las linternas que mediante un código establecido transmitían mensajes.

Ciertas propiedades de la luz se comenzaron a observar al trabajar tanto con vidrio, como con agua. En 1870 por ejemplo, el Ingles John Tyndall notó que cuando un contenedor se iluminaba desde la parte superior, era posible observar el paso de la luz a través de un orificio hecho en uno de los lados del contenedor. Cuarenta años más tarde en 1910, Homdors y Dehte analizaron el mismo efecto en cilindros dieléctricos y durante cuarenta años, una lenta evolución los llevó al desarrollo de la fibra óptica. De hecho hasta mediados de los sesentas, se discutió por primera vez la posibilidad de utilizar este medio para las comunicaciones.

El descubrimiento del rayo laser contribuyó enormemente al mejoramiento de la fibra óptica, ya que mediante su empleo se pudo determinar que los problemas de pérdidas dentro de las fibras ópticas, se debían principalmente a impurezas.

En 1970 se desarrollaron líneas de varios cientos de metros dentro de las cuales había pérdidas de tan solo 20 dB/km. Este fue el inicio propiamente de la fibra óptica como un medio para transportar información (telefonía).

Gracias a la invención de la fibra óptica, el sueño de una transferencia de datos bidireccional, pronto será posible.

Esta nueva tecnología impulsará el desarrollo en campos tan diversos como la transportación, educación, salud, servicios públicos, en los negocios, en la industria manufacturera e incluso en los medios de entretenimiento.

En lo que respecta al sector eléctrico, el efecto que tendrán las fibras ópticas se podrá apreciar tanto en el área de generación, como en las áreas de transmisión y distribución de energía. Esta nueva tecnología, junto con el uso de las computadoras, sin duda revolucionarán las subestaciones eléctricas, principalmente en todo aquello que se relacione con el manejo de información.

8.4.2 Diseño y construcción de la fibra óptica:

Las fibras ópticas transmiten luz debido al fenómeno de "reflexión interna total".

De acuerdo a la ley de Snell, un haz de luz que pasa entre dos medios transparentes, de densidades distintas, experimentará refracción y cambiará de dirección.

$$n_x \text{ seno } (\theta_x) = n_y \text{ seno } (\theta_y)$$

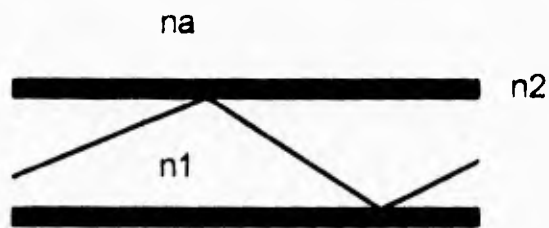
n_x, n_y = índices de refracción de los dos medios

Espectativas futuras

θ_x, θ_y = módulo de los ángulos

Nota: Para la fibra óptica es necesario considerar también la interface en el aire como medio de transmisión por lo que también se consideran los términos n_a y θ_a .

De acuerdo con este principio lo que se hace es construir un cable que contiene en su parte interna un material cuya densidad n_1 es mayor a la densidad n_2 de las paredes de dicho cable. Se considera la densidad del aire como n_a .



Para poder capturar un rayo de luz se debe cumplir que:

$$n_1 > n_2 > n_a$$

Solo cumpliendo esta condición podremos transmitir un haz de luz a través de la fibra.

Cuando se cumple con la condición antes mencionada, en el interior de la línea (fibra) se comenzará a propagar el rayo de luz al alcanzar éste un ángulo de reflexión θ_2 igual a 90° dando lugar a la siguiente expresión:

$$\text{seno} (\theta_c) = n_2 / n_1 \quad \theta_c = \text{Angulo crítico}$$

si $n_a = 1$ entonces:

$$\text{seno} (\theta_a) = (n_1^2 - n_2^2)^{1/2}$$

Ésta es una expresión muy importante que se conoce como apertura numérica (NA) :

$$NA = \text{seno} (\theta_a)$$

θ_a = ángulo de aceptación de la fibra

donde θ_a se conoce como el ángulo de aceptación de la fibra, siendo éste el ángulo con el cuál incide el rayo de luz cuando pasa del aire (n_a) a la fibra (n_1), y $2\theta_a$ es el cono de aceptación. Éste parámetro es el que nos permite introducir el rayo de luz en la fibra para

Espectativas futuras

después propagarlo. Si no se cumple con este ángulo el rayo no entra y es simplemente reflejado (como si se tratara de un espejo).

Ya hemos estudiado fibras que poseen un cierto índice de refracción al cuál llamamos n_2 que es constante. Pues bien existen también fibras graduadas cuyo índice de refracción n_2 varía gradualmente y cuyo valor numérico disminuye a medida que se aleja del centro logrando con esto reducir la dispersión. Este tipo de fibras se utilizan en aplicaciones donde se requiere un ancho de banda grande y donde la distancia es considerable.



Un tercer tipo de fibra se conoce como fibra de módulo único (single mode fiber). La dispersión interna es nula. Esto bajo ciertas características geométricas. Estas son mas caras y acoplar la luz es más difícil. Su manejo es más delicado pero seguramente esto cambiará en el futuro.

Además de la apertura numérica NA de una fibra, hay otros 3 parámetros igualmente importantes:

- El diámetro del cable (en micrones)
- La atenuación (dada en dB / Km)
- La dispersión (dada en nseg / km ó MHz x km)

Los cuatro parámetros pueden controlarse mediante un estricto control, vigilando tanto la composición química de la fibra, como el proceso de manufactura de acuerdo a ciertos estándares industriales, pero esto nos desvía de nuestro objetivo en lo que respecta al tema de las fibras ópticas, que es el contemplar su uso dentro de las subestaciones eléctricas.

8.4.3 Uso de sistemas ópticos en los sistemas de potencia:

El uso de sistemas ópticos en los sistemas de potencia resulta ser un medio ideal dado que la luz no distorsiona ni es distorsionada por el sistema. Es por esto que el uso de la fibra óptica nos permite desarrollar sistemas ultra confiables inmunes a las interferencias electromagnéticas típicas en las subestaciones eléctricas.

8.4.3.1 Comparación entre los conductores metálicos y la fibra óptica:

En realidad es injusto comparar los sistemas que utilizan medios ópticos (la fibra óptica) con los sistemas que utilizan medios metálicos (conductores metálicos). Por ejemplo:

- No se puede establecer una comparación en lo que a interferencias se refiere entre uno y otro, dado que la fibra óptica es inmune a las interferencias provocadas por campos magnéticos.
- En lo que respecta al costo, éste no es un factor importante dado que el ancho de banda de la fibra óptica es mucho mayor que los conductores metálicos compensando de este modo las diferencias que pueden existir entre los dos (potencial de desarrollo en el futuro). En una subestación eléctrica, se pueden presentar diferencias de voltaje entre dos puntos alejados, por lo que los cables metálicos utilizados para mandar y recibir información requieren protección especial (envolventes metálicas que protegen los cables y que se aterrizan en diversos puntos) . Pues bien, el uso de fibra óptica nos elimina este problema eliminando el costo que éste representa.
- En lo que respecta a la construcción de trincheras para instalar la fibra óptica esto no se considera una desventaja ya que los conductores metálicos también la necesitan.
- Otro punto importante a considerar es el hecho de que las fibras ópticas tienen menores pérdidas, al transmitir la señal, que los conductores metálicos pudiendo llegar a eliminar la necesidad de repetidoras. (Se sabe de líneas de fibra óptica cuya longitud es de 100 Km sin necesidad de repetidoras).
- Incluso el manejo de la fibra óptica representa un ahorro en lo que a gastos de envío y transporte se refiere, dado que su peso es mucho menor.

Tabla de comparación entre conductores metálicos y fibra óptica

Factor	Conductor metálico	Fibra óptica
Ancho de banda	Bajo a alto	Muy alto
Atenuación	Alta > 20 dB / km	Baja < 5 dB / km
Disponibilidad de uniones especiales	Todos los tipos	Todos los tipos
Protección contra fallas, interferencias electromagnéticas, diferencias de potencial y descargas atmosféricas.	Requiere de mucha protección	No necesita protección especial

8.4.3.2 Aplicación para las comunicaciones:

La fibra óptica es muy atractiva para los ingenieros eléctricos gracias a su inmunidad a los campos electromagnéticos, alta capacidad de transmisión y tamaño reducido.

Hoy en día existe una gran cantidad de subestaciones eléctricas que utilizan la fibra óptica la cuál gracias a la diversidad de aplicaciones y a su uso comercial ha alcanzado un nivel de desarrollo considerable.

Para estudiar el uso de la fibra óptica en las subestaciones eléctricas, lo dividiremos en tres grupos:

- Uso de fibra óptica para transmitir información entre dos subestaciones distantes
- Uso de la fibra óptica como línea de entrada
- Uso de la fibra óptica dentro de las subestaciones

Uso de fibra óptica para transmitir información entre dos subestaciones distantes.

Las comunicaciones entre subestaciones eléctricas sirven normalmente para transmitir voz, información y señales a relevadores de distancia. Cuando se habla de comunicación entre dos subestaciones eléctricas, existen dos parámetros de vital importancia que son la distancia y la capacidad de transmisión. La distancia entre una subestación y otra, puede ir desde unos cuantos kilómetros, hasta cientos de kilómetros requiriendo el uso de repetidoras cuyo número es menor en el caso de la fibra óptica dado que la atenuación de la señal es mucho menor a la que se presenta cuando se utilizan conductores metálicos. En lo que respecta a la capacidad de transmisión, el ancho de banda varía entre 300 Hz y 5 MHz.

Cuando se utiliza la fibra óptica para transmitir información entre dos puntos distantes, no es necesario el acoplamiento de tierras (Cuando se utilizan conductores metálicos para transmitir información entre dos puntos distantes, es necesario tener un acoplamiento de tierras adecuado para evitar fenómenos asociados con el potencial de transferencia entre dos puntos distantes cuyo potencial es diferente).

Los analistas de sistemas de telefonía consideran que los sistemas que utilizan fibra óptica son costeables solo cuando se requiere una capacidad elevada.

El uso de la fibra óptica para comunicar subestaciones eléctricas en zonas densamente pobladas es conveniente. Pensemos en los conductores metálicos por un momento. Estos necesitan espacio en los ductos telefónicos para viajar de un lugar a otro cosa que no siempre es posible. Sin embargo, la fibra óptica puede viajar junto a los cables de alta tensión gracias a su inmunidad a los campos magnéticos y si por algún motivo tuvieran que viajar por los ductos telefónicos, su tamaño es mucho menor a los conductores metálicos.

Uso de la fibra óptica como línea de entrada.

Los líneas de fibra óptica utilizadas como canales de entrada no varían con respecto a las utilizadas para transmitir información entre dos subestaciones. Su distinción se debe a que así se les conoce a las fibras ópticas que se utilizan para aislar la zona de alta interferencia electromagnética de las demás áreas. Estas líneas tienen normalmente una distancia de 5 km y la principal característica de estas fibras es su capacidad para aislar voltajes y corrientes elevadas (que no afecten el sistema de comunicaciones), así como evitar problemas asociados a los daños que sufren los conductores de cobre.

Las líneas de entrada están relacionadas con el flujo de información que entra o sale de una subestación a través de varios canales de comunicación. En este caso se utiliza equipo con 12 o 24 canales normalmente (en Europa se utiliza equipo para 30 canales y en ocasiones llega a ser mayor).

Estas líneas conectan a la subestación con sistemas de comunicación ya sea propiedad de las compañías o pertenecientes a empresas privadas.

En los Estados Unidos y el Reino Unido se han conectado a equipos de comunicación privada así como a sistemas de microondas privados. Como ejemplo tenemos a La compañía de energía y Luz de Alabama que en 1979 instaló un sistema de transmisión mediante el uso de fibra óptica que conectó la planta generadora de Barry con una torre de microondas llevando 6 canales de voz mediante un sistema de transmisión de 1200 bits por segundo.

Uso de la fibra óptica dentro de las subestaciones.

Su uso se encuentra íntimamente ligado a los sistemas de control. Los Ingenieros responsables de esta área necesitan trabajar en los protocolos para transmitir la información y acoplarla ya sea al SCADA (Supervisory control and data acquisition) "Adquisición de datos y sistema de control y supervisión " o a los relevadores de protección. Para estos dos casos, la distancia que viaja la señal es relativamente corta (generalmente menor a 1 km y en el 90% de los casos menor a los 3 km) . El ancho de banda requerido es de 1 Mhz aproximadamente.

Algunos ejemplos de aplicación, son el uso de fibra óptica para transmitir información analógica y digital proveniente de transductores que se encuentran en la subestación al cuarto de control, eliminando muchos de los problemas asociados con conductores metálicos bajo las condiciones que se presentan dentro de la subestación.

Cuando se utilizan microprocesadores, el uso de la fibra óptica se vuelve crítico dada la enorme diferencia en lo que a niveles de señal se refiere.

Económicamente el uso de la fibra óptica se justifica dado que nos permite aislar el área de potencia del cuarto de control disminuyendo la posibilidad de error a valores de 10^{-10} fácilmente.

Nota: Actualmente se están perfeccionando las técnicas para recoger la señal mediante transductores para después digitalizarla y multiplexarla para enviarla al cuarto de control. El uso de técnicas sofisticadas incluyen el uso de varios microprocesadores interconectados.

8.4.3.3 Aplicaciones para el control dentro de las subestaciones:

El control y la protección de líneas de transmisión así como de aparatos en general requiere un alto grado de confiabilidad. Una operación errónea puede ser letal para nuestro sistema.

Hasta el momento hemos discutido dos áreas importantes. Las comunicaciones y las mediciones, y en ambas el uso de la fibra óptica aumentará la confiabilidad y reducirá los gastos pues nos da las mismas ventajas en lo que a control y esquemas de protección se refiere.

Un elemento muy importante dentro de las subestaciones eléctricas son los relevadores. En los últimos años muchas organizaciones han desarrollado microprocesadores y minicomputadoras para mejorar el desempeño de los relevadores pero han tenido problemas con las interfaces. Gracias al uso de la fibra óptica, se espera atacar este problema mediante el uso de sistemas de lectura ópticos que manejan además un ancho de banda mayor (se busca integrar los relevadores computarizados con los sistemas de fibra óptica).

8.4.4 Tendencias futuras y conclusión:

No existe duda alguna de que el manejo de información proveniente y dirigida hacia los relevadores así como la medición y la detección automática de fallas se pueden ver ampliamente beneficiadas con el uso de fibras ópticas.

Se considera que es posible llegar a monitorear la salud de una subestación, así como detectar problemas mediante el uso de métodos y tecnología adecuadas.

El uso de técnicas que involucran analizadores especializados nos darán en el futuro la posibilidad de contar con monitores que proporcionen información en tiempo real de parámetros tales como la calidad del aceite en los transformadores.

Las subestaciones encapsuladas requieren sensores de presión y de vibración, así como detectores de arco, de voltaje, de corriente y temperatura, etc. Por lo que el uso de sensores adecuados así como el manejo de información adecuado representan enormes ventajas en lo que a seguridad se refiere.

El uso de la fibra óptica nos acerca más a la posibilidad de reemplazar dispositivos electrónicos por el uso de una computadora que integre todas las funciones.

Como conclusión podemos decir que el uso de la fibra óptica en las comunicaciones, la medición y el control dentro de las subestaciones eléctricas ha sido probado. Numerosos sistemas han estado funcionando por varios años y su desempeño ha sido satisfactorio. El hecho de que la fibra óptica no posee componentes metálicos le da seguridad al personal y confianza al sistema en el manejo de información. A medida que el número de sistemas en uso crezca, las pruebas para equipo nuevo se podrán amortizar. **Es tiempo de usar tecnología de la fibra óptica en el sector eléctrico.**

5 8.5 Sector eléctrico mexicano:

El desarrollo del sector eléctrico Mexicano traerá como consecuencia la demanda de Ingenieros preparados y dispuestos a enfrentar el México del mañana. La siguiente información fué presentada por el Consejo Mexicano de Inversión en fechas recientes a inversionistas extranjeros y es mi intención incluirla para alentar al lector a que estudie y se prepare en esta área.

Sector Eléctrico Mexicano

Esta presentación contiene una vista general del sector eléctrico en México, incluye una descripción de la reglamentación en este sector, y las piezas claves en lo que a la industria se refiere y las oportunidades de inversión en un futuro cercano. Más aún, incorpora un análisis de la demanda futura en este sector.

Hechos

El desarrollo económico y el elevado crecimiento demográfico, doblará la demanda de energía eléctrica en los próximos 10 o 12 años. Anteriormente la CFE era la única compañía responsable de invertir en el sector eléctrico, pero el elevado ritmo de crecimiento (aumento en la demanda de energía) ha rebasado la capacidad de la CFE. Es por esto que el gobierno esta fomentando el crecimiento de dicho sector atraves de inversión de nacionales y extranjeros.

El sector eléctrico: Un monopolio del estado hasta 1993, ahora se abre a la inversión y operación privada.

El gobierno se concentrará en la transmisión y la distribución de acuerdo a consideraciones relacionadas con la eficiencia.

La inversión privada en la generación de energía eléctrica se espera que alcance el 52% del total para el año 2001.

La construcción de plantas generadoras y la compra de equipo principal está abierto a concursos en los cuáles pueden participar compañías extranjeras.

Reglamentación

La regulación concerniente a la inversión extranjera en este sector se ha simplificado. Son tres los documentos particularmente importantes: La ley concerniente a la energía eléctrica, las regulaciones pertenecientes a dicha ley y un documento que contendrá un reporte en cuanto a los requisitos requeridos para la generación de energía que se actualizará anualmente.

La comisión reguladora de energía (CRE) se creó recientemente para asegurar una competencia pareja entre el sector público y las compañías privadas.

Reglas claras para los inversionistas

- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica 1992
- Reglamento de la Ley del Servicio Público 1993
- Documento de Prospectiva

Estructura del sector eléctrico

El sector eléctrico Mexicano está compuesto por tres sistemas que se encuentran interconectados con los sistemas eléctricos de los Estados Unidos y Belize. Esta es una oportunidad interesante para exportar energía eléctrica.

El tamaño del sector eléctrico Mexicano es comparable al del estado de Ohio, en los estados unidos. A pesar de ésto, más del 94% de la población tiene acceso a la energía eléctrica.

Gobierno
CFE
Luz y Fuerza del Centro

Centrales eléctricas
166, pero la mayoría de la
energía se produce en unas
cuantas centrales modernas

Alto voltaje
Líneas de transmisión
28000 kms
(400 y 230 kV)

Capacidad de generación
instalada
29 GW

Capacidad de transforma-
ción instalada
83000 MVA

Líneas de distribución
600,000 kms aprox.
(34.5 KV o menos)

Red de transmisión Nacional

La red de transmisión en México tiene 27000 Km alta tensión y una capacidad de transformación de 70000 MVA's. Se estima que durante la presente administración se requerirán 25000 Km adicionales.

Red de transmisión Nacional



Instituciones gubernamentales relevantes

Actualmente las piezas claves dentro del sector eléctrico Mexicano son todas instituciones gubernamentales. La Comisión Federal de Electricidad (CFE), que opera bajo el auspicio del ministerio de energía responsable de la supervisión de las fuentes de energía mexicanas. La comisión reguladora de energía encargada de asegurar una competencia pareja entre el sector público y el privado. Y finalmente el ministro de finanzas responsable de establecer las cuotas para el consumo de energía.

Comisión Federal de Electricidad

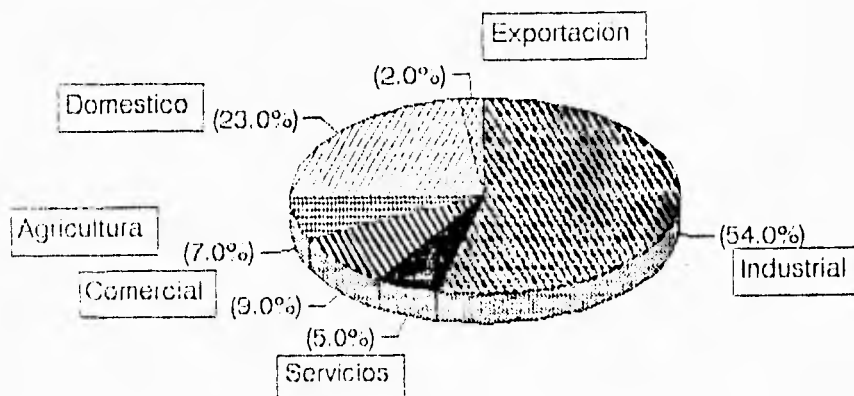
Hasta hace poco, la CFE estaba subsidiada por el gobierno y en consecuencia, los precios se encontraban considerablemente abajo de los costos de producción. Durante la administración de Salinas, los subsidios se eliminaron y las tarifas se racionalizaron. Con

Espectativas futuras

esta medida se logró establecer una competencia adecuada entre la CFE y las compañías privadas.

Características del consumo - Ventas de energía

Para el año 2000, la población en México será mayor a los 100 millones de habitantes. Con este crecimiento, se espera que la demanda de energía eléctrica doméstica aumente entre un 2.8 y un 3% anual y que la demanda de energía aumente entre el 4 y el 6%. A pesar de esto, la principal oportunidad para expandir la capacidad de generación en nuestro país estará ligada al desarrollo industrial. El tratado de libre comercio y los tratados con Chile, Colombia y Costa Rica traerán como consecuencia un crecimiento acelerado y una modernización del sector industrial. La situación geográfica de México ha atraído un gran número de compañías del norte y sur de América.



Consumo de energía vs Ingreso per capita

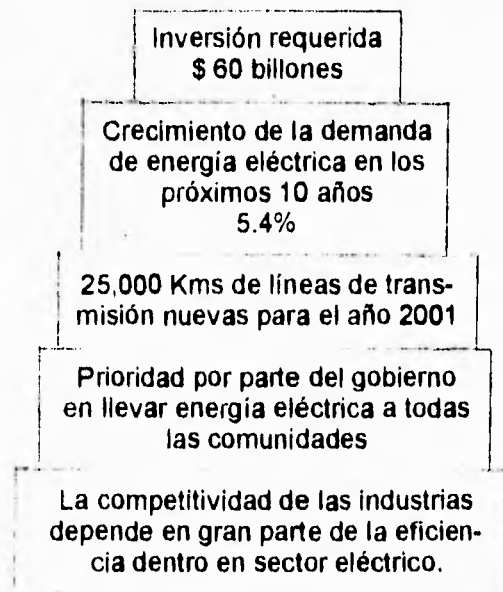
El consumo de energía eléctrica per capita es todavía muy bajo en México. Sin embargo esto está cambiando rápidamente. Con la expansión del mercado mexicano, se están creando nuevos patrones de consumo. Por ejemplo, la demanda de artículos eléctricos se ha incrementado dramáticamente como resultado del incremento en el nivel de vida. Un ejemplo relevante de este aumento en los patrones de consumo es la introducción de tecnologías que aumentan la producción. Como resultado de dichas tecnologías, la demanda del sector industrial se espera aumente a una tasa del 6.5% anual.

Espectativas futuras

Mercado potencial

El crecimiento económico de México los cambios en cuanto a los patrones de consumo de los sectores doméstico e industrial crean un mercado potencial.

Mercado potencial



Inversión en el sector eléctrico por parte de extranjeros

El gobierno Mexicano permite que las compañías extranjeras sean dueñas de un 100% de las plantas generadoras que las mismas establezcan. Esta es una grán oportunidad para los inversionistas, considerando que México necesitará incrementar su capacidad de generación en un 65% durante los próximos 10 años para satisfacer el incremento en la demanda de energía eléctrica.

Como la principal preocupación del gobierno Mexicano es incrementar la generación de energía eléctrica al menor costo posible, la CFE utilizará la energía mas barata disponible en el mercado, sin importar si esta fué producida por compañías públicas ó privadas. De hecho, es posible que la CFE cierre algunas de sus plantas temporalmente para de ese modo adquirir energía eléctrica de empresas privadas.

Inversión de extranjeros en el sector eléctrico

La Constitución Mexicana establece que sólo el gobierno puede proveer un servicio público. El gobierno es el único que posee la facultad de transmitir y distribuir energía eléctrica, por lo que la inversión privada se limitará en éstas áreas a la construcción y venta de equipo especializado.

Inversión privada en la generación de energía eléctrica

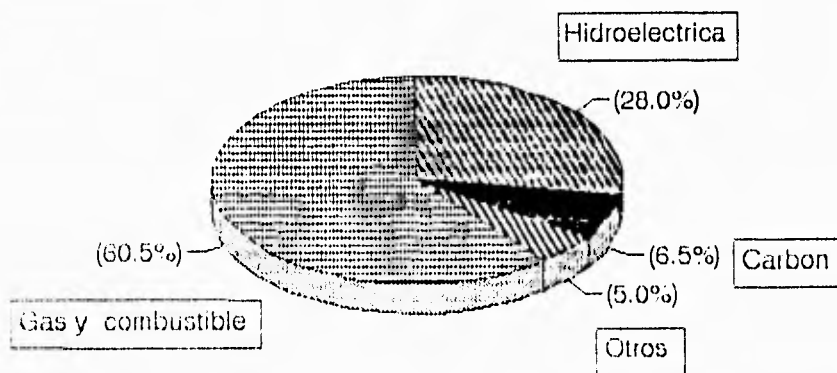
Los números hablan por si solos. Durante 55 años, la participación de inversionistas privados no fué mayor al 8% del total. En los siguientes 7 años, se espera contar con un 75% aproximadamente.

Incremento anual en la capacidad de generación

El crecimiento de la capacidad de generación instalada en los últimos 30 años ha sido impresionante. En los sesentas, la capacidad instalada era de apenas 2.3 gigowatts. Desde entonces, este número se ha incrementado 13 veces, lo cuál es un reflejo del interés del gobierno por desarrollar rápidamente el sector eléctrico.

Capacidad instalada según el tipo de generación

La capacidad de generación se encuentra distribuida en 166 plantas, de las cuáles 84 son termoeléctricas y 75 hidroeléctricas.



Mapa de plantas generadoras en México

El complejo hidroeléctrico más grande se encuentra al sureste del país en el área del río Grijalva. Cuatro plantas generadoras en esta área general el 48% de la energía generada por plantas hidroeléctricas. Por otro lado, las plantas generadoras que trabajan a base de carbón se localizan principalmente cerca de las refineries de Pemex, particularmente en Veracruz y Tabasco. Las plantas cercanas a la ciudad de México y Monterrey, utilizan gas natural. Finalmente, las plantas generadoras de mayor importancia se localizan en el estado de Coahuila y poseen una capacidad de 2600 megawatts.

Plantas generadoras en México

Capacidad instalada
29000 MW



Cooperación y proyectos de generación a pequeña escala

En las ciudades de Monterrey y Guadalajara, compañías extranjeras y complejos industriales grandes, han llevado a cabo importantes proyectos de cooperación. Dado que este tipo de proyectos son muy eficientes, en cuanto a su costo para cierto tipo de industrias, las compañías mexicanas buscarán asociarse con extranjeros capaces de proveer este servicio. En términos generales, la generación de energía eléctrica a pequeña escala cae bajo la misma regulación que el caso de la cooperación.

Espectativas futuras

Reglas para la inversión

El crecimiento del sector eléctrico está íntimamente ligado al desarrollo económico. A medida que México crece, el reto es satisfacer las necesidades en lo que a consumo de energía eléctrica se refiere, mediante reglas que regulen la apertura a los inversionistas extranjeros.

Conclusión:

El desarrollo del sector eléctrico mexicano es una necesidad y representa una enorme oportunidad para todo aquel que se encuentre interesado en ésta área.

La apertura al extranjero redundará en una mejor calidad de servicio y permitirá que nuestro país cubra sus necesidades en lo que a energía eléctrica se refiere.

Referencias

- ¹ **Compañía de Luz y Fuerza del Centro
México D.F. 1993
Ing. Mauro B. Quiroz Martínez
Ing. Angel Cerón Orta
Ing. Adrian Vizuet Nava**
- ² **Power System Analysis and Design
with personal computer applications
J. Duncan Glover / Mulukutla Sarma**
- ³ **Final report on computer based protection and digital techniques in substations
Working Grup 34.02 of CIGRE Study Committee 34
Conference Internationale des Grands Réseaux Electriques a Haute Electric Systems**
- ⁴ **Fiber optic applications in electrical substations
A report prepared jointly by de IEEE Microwave Radio Subcommittee and the
Research Subcommittee of the power System Communications Committee**
- ⁵ **Consejo Mexicano de Inversión
Sector eléctrico Mexicano
Diciembre 1994**

Conclusiones

- El aumento en la demanda de energía eléctrica traerá como consecuencia la demanda de ingenieros eléctricos quienes deberán contribuir al desarrollo del sector eléctrico mexicano.
- Es necesario motivar al alumno para que se interese por el diseño de subestaciones eléctricas, destacando su importancia.
- La información que se proporciona acerca de las subestaciones eléctricas, se limita a tratar los aspectos fundamentales sin profundizar demasiado. Se busca despertar la curiosidad del lector y familiarizarlo con las subestaciones eléctricas considerando los distintos aspectos que intervienen en la construcción de la misma (clasificación de las subestaciones, equipo, material utilizado, etc.). Si el lector busca información mas precisa, éste puede acudir a libros que hablan acerca del diseño de subestaciones o bien puede estudiar cada uno de los elementos por separado en libros y en catálogos de los fabricantes de equipo para subestaciones eléctricas.
- En el desarrollo de la tesis se buscó la relación entre las subestaciones y el medio ambiente, tanto en lo que se refiere al impacto ambiental y los problemas ocasionados por la contaminación, como en los factores que influyen en el diseño de la misma.
- También se buscó poner a disposición del lector información relativamente nueva en cuanto a las nuevas tecnologías empleadas en las subestaciones eléctricas (incluye información acerca de la tecnología digital y el uso de la fibra óptica).
- Por otro lado contiene una breve introducción al lenguaje C acercando al alumno tanto a éste lenguaje de programación, como al diseño de subestaciones eléctricas mediante el uso de los programas que se incluyen. Cuenta con varios ejemplos que muestran al alumno como utilizar los programas.

Todo lo anterior me permite concluir que el presente trabajo proporciona una herramienta útil para los alumnos interesados en el diseño de subestaciones eléctricas.

Queda mucho por hacer, pero si se le da un seguimiento adecuado tanto a éste trabajo, como a otros trabajos dedicados a la elaboración de programas con la finalidad de realizar cálculos en el área de Ingeniería Eléctrica, se podrá mejorar la calidad de los egresados.

Es necesario poner a los alumnos en contacto con los programas elaborados por los mismos alumnos así como los programas que existen en el mercado.

El esfuerzo realizado por la división de Ingeniería Eléctrica se verá sin duda beneficiado si además de las visitas que se realizan a diferentes subestaciones, se crean talleres en los cuáles se empleen los programas antes mencionados.

Conclusiones

- El aumento en la demanda de energía eléctrica traerá como consecuencia la demanda de ingenieros eléctricos quienes deberán contribuir al desarrollo del sector eléctrico mexicano.
- Es necesario motivar al alumno para que se interese por el diseño de subestaciones eléctricas, destacando su importancia.
- La información que se proporciona acerca de las subestaciones eléctricas, se limita a tratar los aspectos fundamentales sin profundizar demasiado. Se busca despertar la curiosidad del lector y familiarizarlo con las subestaciones eléctricas considerando los distintos aspectos que intervienen en la construcción de la misma (clasificación de las subestaciones, equipo, material utilizado, etc.). Si el lector busca información mas precisa, éste puede acudir a libros que hablan acerca del diseño de subestaciones o bien puede estudiar cada uno de los elementos por separado en libros y en catálogos de los fabricantes de equipo para subestaciones eléctricas.
- En el desarrollo de la tesis se buscó la relación entre las subestaciones y el medio ambiente, tanto en lo que se refiere al impacto ambiental y los problemas ocasionados por la contaminación, como en los factores que influyen en el diseño de la misma.
- También se buscó poner a disposición del lector información relativamente nueva en cuanto a las nuevas tecnologías empleadas en las subestaciones eléctricas (incluye información acerca de la tecnología digital y el uso de la fibra óptica).
- Por otro lado contiene una breve introducción al lenguaje C acercando al alumno tanto a éste lenguaje de programación, como al diseño de subestaciones eléctricas mediante el uso de los programas que se incluyen. Cuenta con varios ejemplos que muestran al alumno como utilizar los programas.

Todo lo anterior me permite concluir que el presente trabajo proporciona una herramienta útil para los alumnos interesados en el diseño de subestaciones eléctricas.

Queda mucho por hacer, pero si se le da un seguimiento adecuado tanto a éste trabajo, como a otros trabajos dedicados a la elaboración de programas con la finalidad de realizar cálculos en el área de Ingeniería Eléctrica, se podrá mejorar la calidad de los egresados.

Es necesario poner a los alumnos en contacto con los programas elaborados por los mismos alumnos así como los programas que existen en el mercado.

El esfuerzo realizado por la división de Ingeniería Eléctrica se verá sin duda beneficiado si además de las visitas que se realizan a diferentes subestaciones, se crean talleres en los cuáles se empleen los programas antes mencionados.